



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA EN
INSTALACIONES **PETROLERAS** DE PROCESO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JOSÉ HIRAM BERMÚDEZ CÓRDOVA

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

DIRECTOR ADJUNTO

ING. IVÁN SANTAMARÍA VITE



MÉXICO, **D. F.**

ABRIL, 2007.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

Resumen

Introducción I

Capítulo 1. Conceptos básicos 1

1.1 Sistema de Paro por Emergencia, SPPE 1

1.2 Descripción del SPPE 2

1.3 Jerarquía del SPPE 3

1.3.1 ESD 1 Paro de plataforma abandono 4

1.3.2 ESD 2 Paro de plataforma sin despresurización 5

1.3.3 ESD 3 Paro de sistemas. 6

1.3.4 ESD 4 Paro de equipos 6

1.4 Criterios de operación 6

1.5 Arquitectura del sistema de paro por emergencia.. . . . 7

1.6 Sistema de alarmas 8

Capítulo 2. Función, componentes y dispositivos 10

2.1 Transductor o sensor. 10

2.2 Válvulas. 12

2.1.1 Generalidades 12

2.3 Actuadores. 19

2.3.1 Actuadores hidráulicos 19

2.3.2 Actuadores neumáticos 20

2.4 Controlador Lógico Programable, PLC 22

2.4.1 Arquitectura de un PLC.	23
2.5 Elementos primarios del SPPE	25
2.6 Equipo TMR	26
2.6.1 Características del sistema Tricon.	26
2.6.2 Procesador TMR	27
2.7 Interfaz Hombre Máquina, IHM, del SPPE	29
2.7.1 Interfaz de usuarios	30
2.8 Símbolos principales de la pantalla IHM.	33
2.8.1 Indicadores de estado de válvulas.	37
2.8.2 Simbología de válvulas de corte	37
2.8.3 Estado de válvulas.	38
2.9 Indicador de niveles de alarma.	39
2.10 Pantalla general.	40
2.10.1 Pantallas de área.	41
2.10.2 Pantalla de históricos.	42
2.10.3 Pantalla de alarmas reales.	42
2.11 Grupos de alarmas.	43
2.12 Pantalla de diagnóstico de TMR	44
2.13 Tableros de control local.	45
2.14 Sistema de aire de instrumentado y aire de plantas.	47
2.14.1 Procedimiento de operación del sistema	47
2.14.2 Componentes del sistema.	48
2.14.3 Filosofía de operación del sistema de aire de instrumentos	49

2.14.4 Procedimiento de paro programado de aire	51
Capítulo 3. Filosofía de operación y recomendaciones para mantenimiento.	53
3.1 Protocolo de pruebas OSAT	53
3.1.1 Prueba de <i>hardware</i> y <i>software</i> básico.	54
3.2 Condiciones generales de cierre de las SDV y apertura de las BDV.	55
3.3 Elementos del SPPE deshabilitados	55
3.3.1 Deshabilitar válvulas de corte, SDV del SPPE.	55
3.3.2 Deshabilitar los transmisores del SPPE	56
3.3.3 Deshabilitar los botones del SPPE	56
3.4 Descripción de pruebas	56
3.4.1 Prueba de lazos	56
3.4.2 Prueba de lógica	57
3.4.3 Prueba de funcionamiento	57
3.4.4 Prueba de cierre parcial de las válvulas de corte rápido, SDV	58
3.5 Recomendaciones para mantenimiento	59
3.5.1 Mantenimiento del SPPE	59
3.5.2 Mantenimiento a equipos	60
3.6 Tipos de fallas	61
3.6.1 Falla completa o instantánea	61
3.6.2 Fallas catastróficas	61
3.6.3 Falla total	62
3.7 Recursos económicos.	62
3.8 Operación y mantenimiento del SIS.	62

Capítulo 4. Protección y salvaguardas de equipos	64
4.1 Salvaguardas de la IHM	64
4.2 Salvaguardas del tanque separador.	65
4.3 Salvaguardas del equipo de bombeo	67
4.4 Sistema de aire de planta e instrumentos	68
4.5 Sistema desfogue y quemador	68
4.5.1 Quemador	69
4.6 Tanque separador de segunda etapa.	69
4.7 Inyección de agentes químicos (antiespumante e inhibidor de corrosión)	70
4.8 Sistema agua contraincendio.	71
4.9 Sistema de drenajes abiertos	71
4.10 Sistema de drenajes cerrados	72
4.11 Sistema de supresión gas y fuego	73
4.12 Salvaguardas del sistema de gas y combustible	74
Capítulo 5. Sistemas Instrumentados de Seguridad, SIS.	75
5.1 Definición del Nivel de Integridad de Seguridad, NIS	75
5.2 Ciclo de vida de seguridad del SIS.	76
5.2.1 Diseño conceptual del proceso	77
5.2.2 Identificación de peligros y eventos de riesgo	77
5.3 Criterios para determinar la necesidad de un SIS	78
5.4 Diseño detallado del SIS.	78
5.4.1 Verificación del Nivel Instrumentado de Seguridad, NIS.	78
5.5 Instalación del sistema	79

5.6 Operación y mantenimiento	79
5.7 Consideraciones del SIS	79
5.8 Especificación de integridad	80
5.9 Integración de la información y documentación, diagramas causa-efecto	81
5.10 Administración integral de riesgos	82
5.11 Aceptación final del SIS	85
5.12 Requerimientos de capacitación para operación del SIS	86
Capítulo 6. Caso de campo	88
6.1 Lineamientos de seguridad para operar en la instalación	88
6.2 Caso de campo	89
6.2.1 Paro de emergencia de paquetes y de unidades	90
6.3 Reposición de las funciones de paro	94
6.4 Reposición de alarmas	95
6.5 Sistema de detección y supresión de gas y fuego	95
6.6 Diagramas de tuberías instrumentados, DTI	96
6.6.1 Equipo de bombeo	98
6.6.2 Equipo de compresores	99
6.6.3 Tanque a presión	100
6.6.4 Tanque atmosféricos	101
6.6.5 Tuberías	102
6.6.6 Líneas submarinas	103
6.6.7 Paquete de gas combustible	104
6.6.8 Manejo de aceite	105

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones. 106

Nomenclatura

Apéndice A. Glosario

Apéndice B. Válvulas de corte rápido

Apéndice C. Simbología

Bibliografía

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo describir el funcionamiento del Sistema de Paro por Emergencia, SPPE, dentro de una instalación petrolera de proceso, y también destaca la importancia que tiene conocer su operación, su área de cobertura y la relación que existe con otros sistemas automáticos o de control, con el fin de garantizar la integridad de la instalación y, por tanto, la del personal.

También se considera como una guía para aquellos profesionales –de diversas especialidades– que tengan que integrarse laboralmente de manera rápida, a una instalación petrolera de proceso que cuente con un SPPE. Al analizar la información que aquí se expone, el interesado puede familiarizarse fácilmente con los términos, componentes, equipos, dispositivos y características con los que cuenta el sistema, y con la importancia que representa dentro de toda la instalación, lo cual le permitirá coordinar su programa de actividades operativas diarias con el SPPE, evitando con ello ocasionar un paro en falso de la instalación, que se traduce en pérdidas para la compañía operadora.

Para describir el SPPE, se presentan las características principales de los componentes y dispositivos que constituyen un sistema de esta naturaleza y su interacción con los demás equipos –separadores, bombas, compresores, etcétera– que comúnmente coexisten dentro de una instalación de producción de hidrocarburos costa afuera.

Posteriormente, se presenta un panorama de la filosofía de operación del SPPE, sustentado en matrices causa-efecto, y su relación con los equipos, de los cuales se incluye una relación de protecciones, salvaguardas y requerimientos que deben de cumplir de acuerdo con la normatividad vigente.

Finalmente, se muestra la aplicación de los conceptos antes descritos, su integración y evaluación en dos casos de campo: el primero para una instalación tipo para manejo de gas y el segundo, para una instalación tipo para manejo de aceite.

Introducción

Las compañías operadoras inmersas en la industria del petróleo y gas desarrollan diferentes actividades entre las que destacan: el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones para la extracción, la recolección, el almacenamiento, la medición, el transporte, el proceso de hidrocarburos, y la adquisición de materiales y equipos requeridos. En ellas participan diversas disciplinas de la ingeniería, lo que implica gran diversidad de criterios, integrados para cumplir con eficacia y eficiencia los objetivos estratégicos de la empresa.

Para garantizar el éxito en la ejecución de dichas actividades, las instalaciones deben contar con programas de seguridad y de protección al medio ambiente, avalados por la normatividad en materia de seguridad industrial vigente (API-RP-14C, NRF-045-PEMEX-2003, IEC 61508-2000, etcétera), con el fin de asegurar la integridad de la instalación y, por ende, la protección del personal que ahí labora.

Para la realización de cualquier proyecto o programa en esta materia, se requiere analizar con detalle aquellas acciones que representen riesgo –moderado o alto–, por lo que es necesario planear y evaluar la manera en que se reducirá o prevendrán eventos, catástrofes y pérdidas irreversibles.

Por lo anterior, es recomendable contar con elementos de instrumentación como transductores, transmisores, sensores, etcétera, válvulas de corte rápido Shot Down Valve, SDV, infraestructura adecuada en los cuartos de control para mantener en óptimas condiciones el sistema de paro por emergencia y, sobre todo, personal capacitado en la operación y el mantenimiento del sistema.

La operación del SPPE la supervisa un equipo Triple Modular Redundante, TMR –tolerante a fallas–, y su monitoreo se realiza a través de una Interfaz Hombre Máquina, IHM, la cual permite observar el estado de apertura y cierre de las válvulas automáticas de corte rápido, activadas por solenoides y operadas por actuadores, al registrarse una condición anormal en el proceso.

CAPÍTULO 1: CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1 Sistema de Paro por Emergencia, SPPE.

Es una serie de elementos que permiten mantener las instalaciones protegidas, mediante válvulas, sensores, transmisores y consolas de monitoreo.

Su objetivo es proporcionar la protección a las instalaciones, prevenir lesiones humanas, pérdidas de vida, evitar daños a los equipos, al medio ambiente, y áreas circunvecinas de la instalación, a través de la detección oportuna de riesgos inherentes a la extracción de aceite y gas y su procesamiento, mediante sistemas que permitan tomar decisiones oportunas de forma segura y confiable. Uno de los elementos más importantes que conforman el sistema es la válvula automática de corte rápido SDV, Shot Down Valve, su función es cerrar al momento de recibir una señal de una condición anormal en el proceso –presión, temperatura, nivel– estas válvulas son normalmente cerradas, es decir que a falta de energía cierran, por lo que es necesario mantenerlas energizadas.

Todas las señales críticas que dan inicio al paro ordenado – cierre – provienen de elementos de campo y son enviadas al SPPE a través de transmisores y monitoreadas en una Interfaz Hombre Máquina, IHM, la cual cuenta también con alarmas tanto visibles como audibles.

Los elementos ubicados en campo integrados al SPPE son:

- Tableros de control local
- Tableros de prueba parcial
- Estaciones manuales (circuitos supervisados)
- Interruptores de alta/baja presión
- Transmisores de presión, nivel y temperatura
- Válvulas de Corte (SDV)

El procedimiento para poder poner en servicio el SPPE, consiste principalmente en establecer una secuencia lógica de actividades, considerando la prueba de todos sus

elementos que lo integran como: válvulas de seguridad, actuadores, transmisores, y tableros de control local. También es importante mencionar, que las compañías operadoras son responsables de evaluar, supervisar, comprobar y analizar todas las tareas necesarias antes de poner en operación el SPPE y no incurrir en una condición de paro.

1.2 Descripción del SPPE.

El SPPE esta integrado por un equipo de control Triple Modular Redundante, TMR, este se encuentra conectado a una consola de control IHM, localizada en el gabinete del SPPE en un cuarto de control climatizado. Existe una separación total entre el sistema de control del proceso y SPPE, esto también aplica a sus elementos: sensores, y elementos finales de control.

El SPPE no reacciona ante una falla aparente, sino ante una falla real –confirmada–. Dentro de la filosofía de operación, se considera que las válvulas del SPPE operan a modo de falla, posición segura a falta de energía. Además de las válvulas de corte rápido, el sistema cuenta también con sensores, transmisores, procesadores, y pantallas de monitoreo.

Los elementos primarios de control instalados en campo enviaran las señales críticas al SPPE para desencadenar un paro total o parcial. Al activarse el SPPE, se lleva al proceso a un estado seguro, cerrando las válvulas de corte para aislar equipos y líneas una vez que las condiciones del proceso se salen de los rangos de operación normal.

Para el caso en estudio, el SPPE cuenta con válvulas ubicadas en los elementos que se deben proteger como son:

- Separador de producción (1ª etapa, 2ª etapa o bifuncional)
- Rectificador de gas
- Gas combustible
- Gas para bombeo neumático
- Oleoductos y gasoductos
- Turbo-bombas
- Turbocompresores
- Deshidratadoras
- Endulzadoras

Cada válvula debe de tener un tablero de control con el cual se pueda operar, este debe de ubicarse en el mismo sitio o muy cercano a donde se encuentre la válvula, por lo tanto toda válvula debe tener su propio control de pruebas parciales y por supuesto sus botones de apertura y cierre. Cada tablero debe contar con selectores de apertura al 25,50, y 75%, interruptores selector automático/manual, interruptores con selector para realizar pruebas locales o remotas, botones locales para apertura/cierre y luces indicadoras del estado que conserva cada válvula.

Por otra parte, también se tienen botones de paro general, activados de manera manual y ubicados en lugares estratégicos, por ejemplo, para el caso de instalaciones de proceso costa fuera se ubican en helipuerto, muelle, escalera, cuarto de control y la superintendencia, además también el SPPE considera una señal directa de 24 volts, proveniente del Sistema Digital de Gas y Fuego, SDGF, donde al sensar un evento de fuego confirmado se desencadena un paro total de la instalación.

En cuanto a suministro de energía eléctrica el SPPE posee una unidad de fuerza ininterrumpible de respaldo, la cual actúa al presentarse una falla de energía eléctrica en la instalación de proceso, ésta unidad de respaldo suministra la alimentación eléctrica necesaria para el funcionamiento del sistema de paro por emergencia (aproximadamente por 8 hr o bien lo que indique el proveedor).

1.3 Jerarquía del SPPE.

Para establecer la jerarquía¹ se definen diferentes niveles de paro, los cuales están relacionados de manera directa con la severidad del problema y los riesgos asociados al mismo y se clasifican de la siguiente manera:

<u>Nivel</u>	<u>Acción</u>	<u>Descripción</u>
Nivel 1:	Paro de la plataforma	Abandono de plataforma (con despresurización)
Nivel 2:	Paro de la plataforma	Sin despresurización
Nivel 3:	Paro de sistema	(separación, bombeo, compresión, etcétera)
Nivel 4:	Paro de equipo	(bomba, compresor, válvula, etcétera)

¹ La jerarquía y número de los niveles de paro, dependerán de la entidad que realice la ingeniería del SPPE.

1.3.1 Nivel 1: Paro de la plataforma, abandonar la plataforma.

Un **paro de emergencia (Nivel 1)** solamente se puede iniciar manualmente desde la IHM, (estación de trabajo de ingeniería del SPPE), o desde el botón accionado por tiro ubicado dentro del gabinete del controlador lógico programable en el cuarto de control. Este nivel de paro cierra las válvulas de seguridad subsuperficiales en los cabezales de los pozos y detiene todos los sistemas incluyendo los controladores de lógica programable de los sistemas de paro de emergencia y detección de fuego y gas, así como despresuriza los sistemas. Este nivel de paro solamente será activado como el último recurso o acción final tomada por el personal operativo previo al abandono de la instalación debido a un incendio o condiciones climatológicas severas. Para prevenir una activación accidental, un paro de emergencia nivel 1 no se puede activar a menos que un paro de nivel 2 haya sido iniciado primero y un periodo de 45 segundos haya transcurrido.

Para el caso de algunas instalaciones como son las petroleras de proceso un paro de emergencia (Nivel 1) provoca lo siguiente:

- Paro del generador de emergencia, inhibición del arranque del generador de emergencia.
- Paro de unidad, envío de señal de paro de emergencia nivel 1 hacia la plataforma de Perforación, resultando en el cierre de todas las válvulas de seguridad.
- Paro de válvulas subsuperficiales controladas desde la superficie después de un intervalo de 45 segundos.
- Paro de todos los equipos y sistemas del suministro ininterrumpible de potencia después de un intervalo de 30 minutos, incluyendo:
 - Equipo de telecomunicaciones
 - Sistema de voice
 - Sistema de paro de emergencia
 - Sistema de detección de incendio y gas
 - Sistema de control distribuido (DCS)

1.3.2 Nivel 2 Paro de la plataforma. Sin despresurización

Un **paro de emergencia (Nivel 2)** detiene todos los sistemas de proceso y servicios de la instalación, con excepción del generador de potencia de emergencia y no despresuriza los sistemas de gas de bombeo neumático y gas combustible. Este nivel de paro de emergencia es iniciado por cualquiera de los botones manuales accionados por tiro del SPPE, ubicados en diferentes sectores de la instalación, incluyendo en el cuarto del control. También se puede iniciar desde cualquier señal de paro originada desde el controlador de lógica programable del sistema de detección de fuego y gas o por una pérdida confirmada del suministro de aire de instrumentos hacia las válvulas de corte, debido a que casi todos los sistemas paran con un paro de emergencia Nivel 2, es factible que se tome un día entero o más para reanudar la producción total de la instalación, después de un paro de emergencia nivel 2, todo el personal será advertido de estas consecuencias durante la actividad de orientación para prevenir la activación e iniciación de un paro de emergencia innecesario, ya sea accidentalmente o por estar jugando con el equipo –paro en falso–.

Un paro de emergencia nivel 2 provoca lo siguiente:

- Permite un paro de emergencia-Nivel 1 (permitido por un botón accionado por tiro de paro de emergencia Nivel 2 solamente)
- Activación de un paro de emergencia nivel 3
- Paro de unidad, abre las válvulas de despresurización BDV, Blow Down valve, después de un intervalo de 30 segundos
- Paro de unidad, desconecta la centrifugadora de diesel y el sistema de suministro
- La apertura de todos los interruptores de circuito equipados con disparos por bajo voltaje o dispositivos de derivación de disparo

1.3.3 Nivel 3: Paro de sistemas.

Un **paro de emergencia (Nivel 3)** detiene todos los sistemas de proceso y de servicio, con excepción del generador de potencia de emergencia y el sistema de tratamiento y suministro de diesel. A diferencia de los antes mencionados éste no resulta en la despresurización de los sistemas de gas de bombeo neumático, gas combustible y gas de arranque. Un paro de Nivel 3 puede iniciarse en la IHM (estación de trabajo de ingeniería del SPPE), o usando el botón accionado por tiro en el cuarto de control. También puede iniciarse automáticamente por varios transmisores de proceso ubicados en el sistema de gas combustible –en una condición anormal de proceso–.

1.3.4 Nivel 4: Paros de equipos.

Los **paros de seguridad (Nivel 4)** son específicos a un proceso o sistema de servicio y no afectan las operaciones de toda la plataforma, de todos los niveles este último es el de menor consecuencias más no el de menor importancia, es decir, que todos y cada uno de los niveles son importantes dentro del SPPE.

Existen dos formas de accionar el SPPE a través de la activación de los paros nivel 1 y nivel 2.

- Botoneras de paro general
- Señal confirmada del Sistema de Gas y Fuego (fuego confirmado)

Cuando sea por accionamiento de cualquiera de las botoneras o por la a señal del sistema gas y fuego, se dará inicio a una secuencia programada en el TMR, la cual tendrá la función de cerrar todas las válvulas automáticas de corte rápido de manera ordenada, controlando el paro total de la instalación a través de retardos de tiempo configurables para cada bloque de acciones.

1.4 Criterios de operación.

Los criterios generales para la operación del SPPE, son los siguientes:

- Existe una separación total entre el sistema de control del proceso (control distribuido) y el SPPE. Esto aplica a todos sus elementos: sensores, elementos finales de control y en la estación de operación utilizada al almacenamiento y manejo de la información.

- El sistema esta basado en equipo tolerante a fallas
- El sistema no reacciona ante una falla aparente, sino ante una real.
- El sistema realiza sus propias pruebas en línea.
- La configuración de SPPE considera que las válvulas operan o responden a modo de falla, es decir a falta de energía se colocan en posición segura (SDV- cerradas y BDV – abiertas).

1.5 Arquitectura del sistema de paro de emergencia.

El sistema esta integrado por un equipo de control Triple Modular Redundante, TMR, este se encuentra conectado a una estación de operación interfaz hombre maquina IHM, localizada en el gabinete del SPPE, en el cuarto de control.

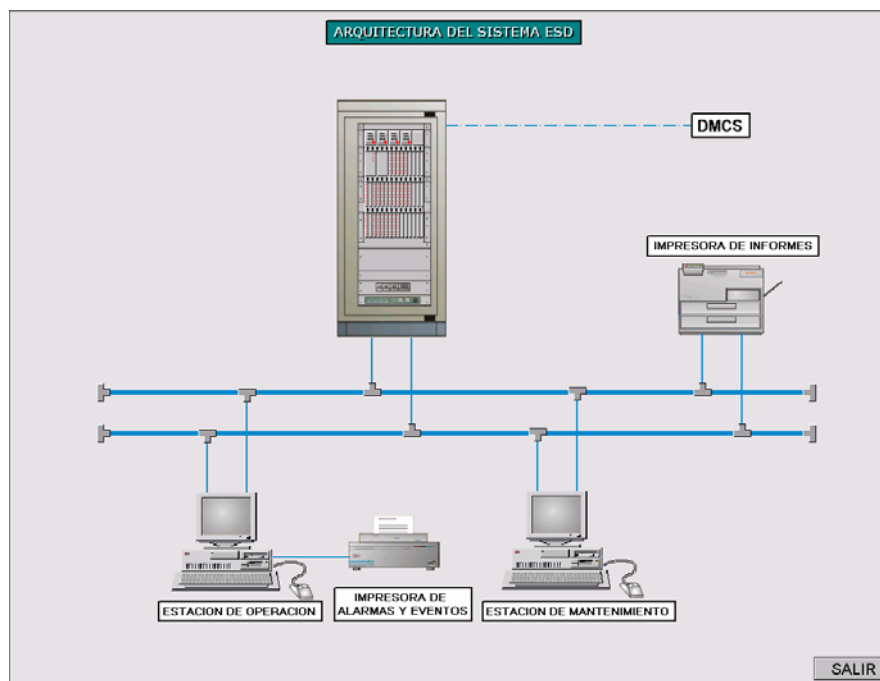


Fig.1 Arquitectura del sistema.

Estos equipos pueden ser de distintas marcas o fabricantes, así como se pueden considerar doblemente redundantes o cuádruplemente redundantes.

La arquitectura TMR, asegura tolerancia a fallas y libre de errores, control ininterrumpido en presencia de fallas de componentes de *hardware* o fallas transitorias de fuentes internas o externas.

Componentes del sistema de lógica.

- Módulos de Energía, ME
- Procesadores Principales , PP
- Módulos de Comunicaciones , MC
- Módulos de Entradas Digitales, MED

Como se ha mencionado, algunos elementos que activan al SPPE, son los sistemas de seguridad contra incendios con los que cualquier instalación debe de tener por normatividad. Existen distintos tipos de detectores que componen este sistema, dentro de los que se pueden mencionar los siguientes.

- Detectores de gas combustible
- Detectores de gas tóxico
- Detectores de flama ultravioleta / Infrarroja
- Detectores de humo

1.6 Sistemas de alarmas.

Las alarmas (visuales y audibles) son iniciadas por el controlador lógico programable del sistema de protección contra fuego y gas. Las alarmas visuales son lámparas de colores que están directamente conectadas hacia la caja de conexiones del controlador lógico programable del sistema de protección gas y fuego al igual que las alarmas audibles, solo que estas también están conectadas al sistema de voiceo de la instalación (Tabla 1.1).

Alerta	Lámpara	Sirena
Área despejada	Luz verde	Ninguna
Incendio	Luz estroboscópica roja	Fuerte
Gas combustible (Advertencia)	Luz estroboscópica amarilla	Ninguna
Gas combustible (Alarma)	Luz estroboscópica amarilla	Fuerte
Gas tóxico (Advertencia)	Luz estroboscópica azul	Ninguna

Gas tóxico (Alarma)	Luz estroboscópica azul	Pitido
Hombre al agua	Luz estroboscópica violeta	Alto – bajo
Abandonar la plataforma	Luz estroboscópica	Aullido
Prueba	No Aplica	Sirena

Tabla 1. Indicadores de Alarmas Visibles.



Fig. 1.1 Alarma Visible (Semáforo).

Este tipo de señalamientos se encuentran en su mayoría en cada uno de los extremos de las instalaciones y en los accesos a escaleras. El Semáforo de alarmas visibles es indispensable como medio de seguridad en toda instalación petrolera de proceso.

CAPÍTULO 2: FUNCIONES, COMPONENTES Y DIPOSITIVOS.

Este capítulo tiene por finalidad mostrar cada uno de los elementos y componentes involucrados en el SPPE, así como describir la función que realizan dentro del proceso de sistema de paro por emergencia ordenado.

La tabla 2.1 muestra los elementos y funciones de un sistema de control, mismos que se ocupan en SPPE.

Funciones básicas del control	Instrumentos de un sistema de control
<ul style="list-style-type: none"> • Medir • Comparar • Decidir • Actuar 	<ul style="list-style-type: none"> • Transductores o sensores • Actuadores • Controladores • Indicadores • Transmisores • Registradores • Convertidores

Tabla 2.1 Elementos primarios de un sistema de control.

2.1 Transductor o Sensor

Son dispositivos que puede recibir un tipo de energía y convertirlo en otro tipo (neumática o eléctrica), este dispositivo es además el elemento principal de los sistemas de medición fig. (2.1)

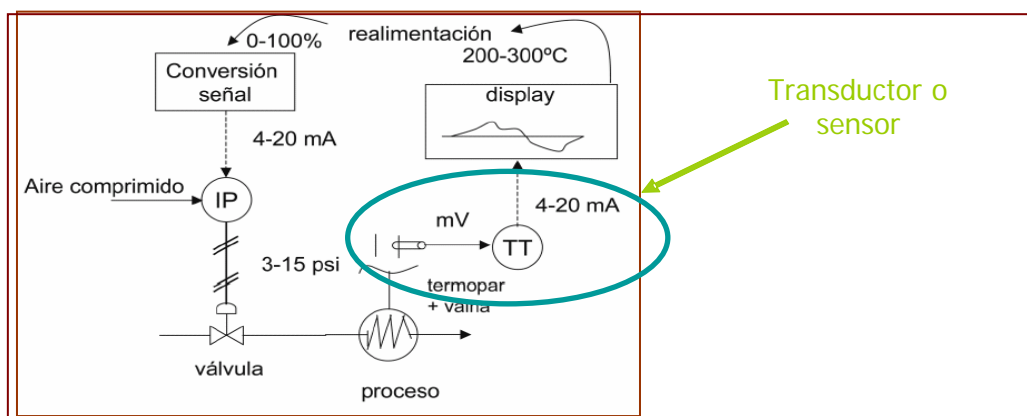


Fig. 2.1 Función del sensor.

Al igual que los sensores, los sistemas de medición, son aquellos que miden las variables del sistema físico y las amplifican y acondicionan para que sean entendidas por el sistema completo, los sensores se distinguen por características estáticas y dinámicas mismas que se muestra en la tabla (2.2).

<ul style="list-style-type: none"> • Estáticas <ul style="list-style-type: none"> – Rango – Fidelidad o Precisión – Exactitud – Sensibilidad – Corrimiento – Linealidad 	<p>Dinámicas</p> <ul style="list-style-type: none"> – Tiempo de respuesta – Tiempo de subida – Constante de tiempo – Factor de amortiguamiento – Frecuencia natural – Respuesta en frecuencia
---	---

Tabla. 2.2 Características de los sensores.

La siguiente figura muestra el ciclo que lleva a cabo un transductor sensor, la parte esencial es poder cambiar una señal eléctrica en mecánica.

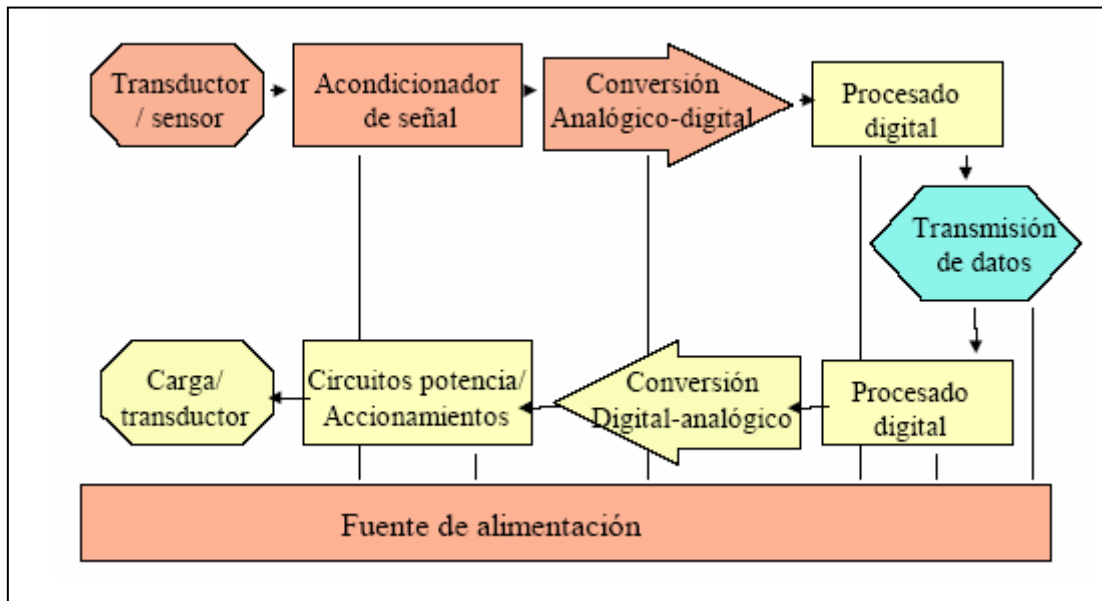


Fig. 2.2 Ciclo de alimentación.

Otras características de los sensores son:

- **Exactitud:** Grado en que la indicación de un instrumento se aproxima al valor verdadero de la magnitud medida.
- **Precisión:** Cualidad de dar el mismo valor al medir varias veces en las mismas condiciones.

2.2 Válvulas.

Una válvula se puede definir como un elemento mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de fluidos mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las válvulas son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria, debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de fluidos, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 pie (9 m) o más de diámetro. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío hasta más de 20,000 lb/pg (Libras sobre pulgada). En la mayoría de las instalaciones se requiere de un sellado absoluto. Todas las válvulas tienen características diferentes, hablar de flujo o de caudal es algo que va relacionado completamente con éstas.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección determinada de un conducto por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

2.2.1 Generalidades.

Las válvulas son elementos que mandan o regulan la puesta en marcha, el paro y la dirección, así como la presión o el caudal del fluido enviado por una bomba hidráulica o el almacenado en un depósito. En el lenguaje internacional, el término válvula o distribuidor es el término general de todos los tipos, tales como: válvulas de corredera, de bola, de asiento, grifos etcétera.

Según su función las válvulas se subdividen en 5 grupos.

- Válvulas de vías o distribuidoras.
- Válvulas de bloqueo.
- Válvulas de presión.
- Válvulas de caudal.
- Válvulas de cierre.

Dentro de las válvulas más importantes para el propósito de esta tesis, están las válvulas de cierre.

Partes de la válvula de cierre.

Las válvulas de cierre constan básicamente de dos partes que son: la parte motriz o actuador y el cuerpo.

El actuador también llamado accionador o motor, puede ser neumático, eléctrico o hidráulico, pero los más utilizados son los dos primeros, por ser la más sencilla y de rápida reacción. Aproximadamente el 90% de las válvulas utilizadas en la industria son accionadas neumáticamente. Los actuadores neumáticos constan básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte. Lo que se busca en un actuador de tipo neumático es que cada valor de la presión recibida por la válvula corresponda una posición determinada del vástago. Teniendo en cuenta que la gama usual de presión es de 3 a 15 lb/pg² (libras sobre pulgada cuadrada), en la mayoría de los actuadores se selecciona el área del diafragma y la constante del resorte de tal manera que un cambio de presión produzca un desplazamiento del vástago igual al 100% del total de la carrera.

El cuerpo de la válvula esta provisto de un obturador o tapón, los asientos del mismo y una serie de accesorios, la unión entre la válvula y la tubería puede hacerse por medio de bridas soldadas o roscadas directamente a la misma. El tapón es el encargado de controlar la cantidad de fluido que pasa a través de la válvula y puede accionar en la dirección de su propio eje mediante un movimiento angular, que esta unido por medio de un vástago al actuador.

Válvulas utilizadas en sistemas de paro por emergencia SPPE.



Fig.2.3 Válvula de tipo hidroneumático de doble acción.



Fig.2.4 Actuador tipo hidroneumático de doble acción marca Betts.

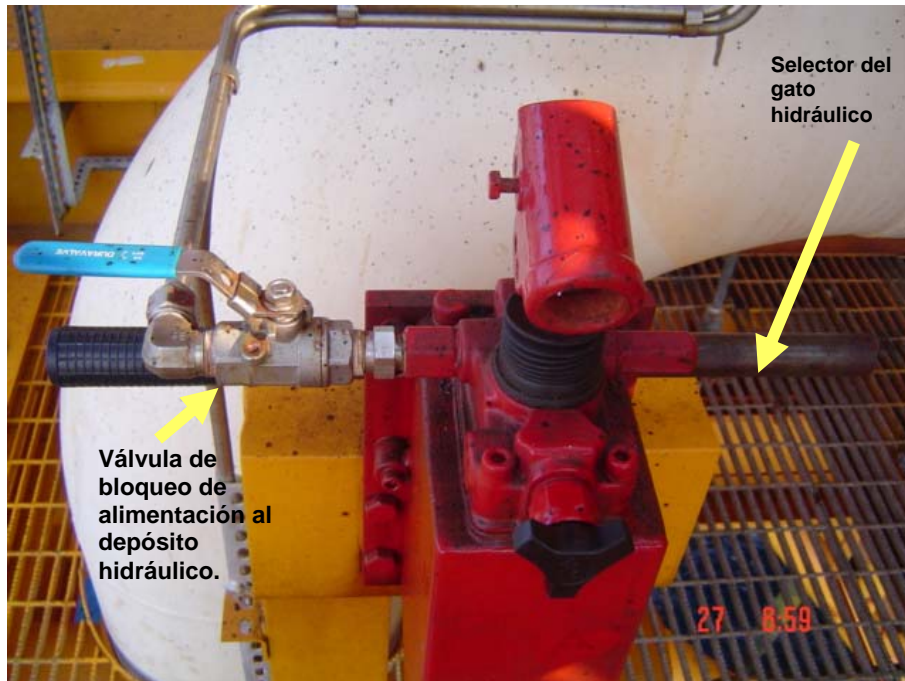


Fig.2.5 Actuador tipo hidroneumático de retorno por resorte marca Rotork.



Fig.2.6 Actuador tipo hidroneumático de doble acción marca Rotork.

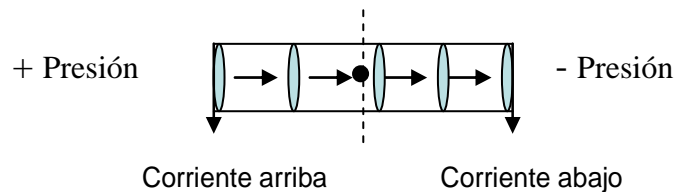
Partes que conforman una válvula SDV

- Cilindro hidráulico
- Pistón manual
- Solenoide
- Indicador de apertura visible
- Indicador micro donde se sensa la señal que se envía a los PLC
- Registrador con manómetro

Tipos de actuadores

- Neumáticos
- Eléctricos
- Mecánicos

Las señales deben de tomarse entre la válvula y el equipo a proteger.



Los tipos de actuadores que comúnmente se tienen en la mayoría de las instalaciones petroleras son:

- Biffis, actúa por medio de gas a baja presión, 100 lb/pg²
- Shaffer, actúan por medio de gas a alta presión, 60 kg/cm²
- Bettis, actúa por medio de aire a baja presión, 100 lb/pg²
- Rotork, actúa por medio de aire a baja presión, 100 lb/pg²

Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a las condiciones específicas del proceso y la función deseada. Por lo tanto, está permitido el empleo de válvulas de bola, de mariposa, o algún otro tipo que justifique su uso en aplicaciones de seguridad, para ello se debe de revisar y asegurar que las bridas sean instaladas de tal forma que cada brida de la válvula sea conectada a la contrabrida de tubería correspondiente, evitando

así la presencia de escurrimientos que vayan de lado a lado de la válvula. Otros factores que deben considerarse para la determinación de los requerimientos de válvulas son: tiempo de cierre, tipo de cierre, o clase de fuga, la máxima fuga permitida es de 0.5% de la capacidad, y en algunos casos la máxima fuga permitida es de 0.01% de la capacidad, depende del tipo de válvula, para casos especiales sólo se permite 0.0005 ml por minuto de agua por pulgada de diámetro de orificio por lb/pg^2 , Se deben considerar también aspectos de sobre vivencia por fuego o exposición al fuego.

En las válvulas con sello no metal-metal, no deben presentar fuga visible en la prueba de presión. Para válvulas con sello metal-metal, la tasa de fuga de la prueba de presión no debe exceder 0.15 ml/pg del calibre nominal del miembro de cierre (parte de la válvula que se encuentra posicionada en la corriente de flujo, la cuál permite, obstruye o regula el flujo).

Otros factores a considerar son: los requerimientos de corte, la experiencia que se tenga con las válvulas, modos de falla de la válvula, procedimientos operativos que disminuyan su efectividad, requerimientos de pruebas, requerimientos de diagnóstico, requerimientos de indicadores de posición o interruptores de posición, entre otros. Estos factores junto con la tasa de falla, el material del cual esta fabricada, entre otros deben ser claramente documentados.

Cuando aplique y de acuerdo al diseño en particular de ciertas instalaciones es necesario contar con válvulas de desvío y de bloqueo, sobre todo en aquellas válvulas del Sistema Instrumentado de Seguridad, SIS, que cierran a falla de aire/energía y que de probarse en línea causen serios problemas operacionales, en ocasiones, es necesario proveer a la válvula del SIS sólo con bloqueos (por ejemplo en válvulas que a falla abren).

En los casos donde se requiera contar con desvío y bloqueos, se debe considerar la instalación de dos válvulas de purga/venteo (dependiendo del servicio en la línea) instaladas entre las válvulas de bloqueo corriente arriba y corriente abajo de la válvula del SIS, en este caso, se deben utilizar interruptores de posición que alarmen en el cuarto de control del SIS cuando la válvula de desvío sea abierta o cuando alguna de las válvulas de bloqueo sean cerradas. Las válvulas de desvío (*by-pass*) y de bloqueo deben

ser mecánicamente aseguradas, a fin de evitar que las válvulas de corte del SIS puedan ser desviadas o bloqueadas respectivamente de forma inadvertida.

Las válvulas deben llevarse a una posición segura en caso de falla de energía, todas las válvulas deben de contar con indicadores de posición local, se debe rotular con flechas en ambos lados de la válvula la dirección del flujo. Cuando se requieran más de dos válvulas, se debe realizar conexiones a proceso y a conexiones eléctricas separadas e independientes para cada válvula las señales de salida del procesador lógico las debe hacer en módulos de salida separados o un módulo de salida que garantice la reducción de fallas de causa común.

La localización de la válvula de corte con respecto a la válvula de control dependerá de la posición de dicha válvula de control, si se encuentra a la entrada de un sistema, la válvula de corte deberá estar localizada corriente abajo de la válvula de control, en caso de que la válvula de control se encuentre a la salida de un sistema, la válvula de corte debe localizarse corriente arriba de la válvula de control.

El diagnóstico de la válvula durante operación normal debe considerar pruebas en línea, el uso de alarmas en caso de que la válvula cambie de estado sin una señal lógica, entre otros.

Para el diagnóstico activo de la válvula se deben instalar transmisores de posición o interruptores de límite para retroalimentar al sistema lógico indicando si la válvula operó correcta o incorrectamente, además se debe llevar a cabo considerando la secuencia del paro de emergencia.

No se deben usar para aplicaciones de SIS válvulas solenoides con mecanismos manuales que pueden ser operados cuando la bobina es desenergizada, las válvulas solenoides deben ser capaces de soportar altas temperaturas incluyendo el calor que generan las mismas.

Debido a que una de las fallas más comunes en solenoides es cuando se queman las bobinas causando un paro, deben usarse bobinas dobles (redundancia), para mantener al solenoide energizado por si una de las bobinas se quema., además las válvulas solenoides pueden emplearse en líneas de señales o pulsos con aire, hidráulicos o algún

otro, de acuerdo a las condiciones de la instalación y de conformidad con la compañía operadora, las posiciones de montaje de válvulas solenoides deben elegirse de modo que aseguren la operación a falla segura de la válvula. Si la válvula tiene un posicionador, el solenoide debe ser instalado para ventear al actuador y no al posicionador.

2.3 Actuadores.

Los actuadores son dispositivos capaces de generar una fuerza a partir de líquidos, de energía eléctrica y gaseosa. El actuador recibe la orden de un regulador o controlador y da una salida necesaria para activar a un elemento final de control como lo son las válvulas.

Existen tres tipos de actuadores:

- Hidráulicos
- Neumáticos
- Mecánicos

Los actuadores hidráulicos, neumáticos, mecánicos y en algunos casos eléctricos son usados para manejar aparatos mecatrónicos. Por lo general, los actuadores hidráulicos se emplean cuando lo que se necesita es potencia, y los neumáticos son simples posicionamientos. Sin embargo, los hidráulicos requieren demasiado equipo para suministro de energía, así como de mantenimiento periódico. Por otro lado, las aplicaciones de los modelos neumáticos también son limitadas desde el punto de vista de precisión y mantenimiento.

Los actuadores eléctricos también son muy utilizados en los aparatos mecatrónicos, como por ejemplo, en los robots. Estos se utilizarán en el futuro como actuadores de posicionamiento preciso, debido a la demanda de funcionamiento sin tantas horas de mantenimiento

2.3.1 Actuadores hidráulicos.

Los actuadores hidráulicos, son los de mayor antigüedad, pueden ser clasificados de acuerdo con la forma de operación, funcionan en base a fluidos a presión. Existen tres grandes grupos:

1. cilindro hidráulico
2. motor hidráulico
3. motor hidráulico de oscilación

Cilindro hidráulico

De acuerdo con su función podemos clasificar a los cilindros hidráulicos en 2 tipos. Efecto simple y de acción doble. En el primer tipo se utiliza fuerza hidráulica para empujar y una fuerza externa, diferente, para contraer. El segundo tipo se emplea la fuerza hidráulica para efectuar ambas acciones.

2.3.2 Actuadores Neumáticos.

A los mecanismos que convierten la energía del aire comprimido en trabajo mecánico, se les denomina actuadores neumáticos. Aunque en esencia son idénticos a los actuadores hidráulicos, el rango de compresión es mayor en este caso, además de que hay una pequeña diferencia en cuanto al uso y en lo que se refiere a la estructura, debido a que estos tienen poca viscosidad.

Se utilizan en operaciones que impliquen desplazamientos lineales cortos, se actúa sobre el cilindro neumático mediante electroválvulas.

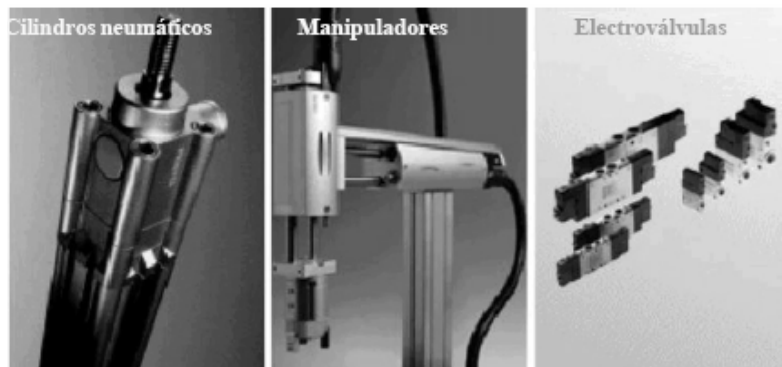


Fig. 2.7 Tipos de actuadores.

Tipos de cilindros neumáticos

- Simple efecto: Empujan en un sólo sentido y retornan automáticamente al origen
- Doble efecto: Empujan en ambos sentidos
- Acción diferencial, permiten mantener el émbolo en cualquier posición, aplicando presión a ambos lados

Tecnología neumática

- Ventajas
 - Sencilla es sistemas de mando
 - Rapidez de respuesta
 - Bajo costo en mantenimiento
- Desventajas
 - Instalación cara en general

Tecnología hidráulica

- Ventajas
 - Puede desarrollar grandes fuerzas
 - Sencillez de operación
- Desventajas
 - Instalación cara
 - Suciedad en las instalaciones
 - Velocidad de respuesta muy lenta

El actuador debe contar con un indicador local que muestre la posición de la válvula. En caso de pérdida de señal o suministro de aire la válvula debe tomar una posición segura y emitir una señal de alarma.

Dependiendo de la evaluación del Nivel de Integridad de seguridad, se determina el empleo de actuadores sencillos de retorno por resorte operados neumática o hidráulicamente, hidráulicos, neumáticos o actuadores de doble acción, en caso de requerirse actuadores hidráulicos, el acumulador debe ser de tipo pistón con indicador de posición, deben existir tanques de suministro de respaldo neumático cargados con nitrógeno instalados cerca de la válvula, Se deben tomar las medidas preventivas apropiadas para evitar que las líneas de descarga del actuador de la válvula se aíslen, lo cual provocaría que la válvula no realice su función, así mismo se debe especificar un transmisor de posición. Como también se deben emplear actuadores neumáticos de tipo diafragma o pistón, a menos que este justificado por las condiciones de operación se podrán emplear actuadores hidráulicos o eléctricos.

2.4 Controlador Lógico Programable, PLC

Un CPL o también conocido como *Program Logic Control*, PLC es un sistema electrónico programable diseñado para ser utilizado en un entorno industrial, que utiliza una memoria programable para el almacenamiento interno de instrucciones.



Fig.2.8 Controlador Lógico Programable, PLC

Un PLC debe estar diseñado a falla segura en caso de pérdida de energía o bien cuando falla el sistema o alguno de sus componentes clave.

El procesador lógico y sus módulos deben contar con autodiagnóstico, la lógica interna de cada CPU debe traer incorporadas rutinas diagnósticas y de prueba automática en

línea, y detección de fallas para determinar el estado de cada módulo o del subconjunto que está dentro del sistema. La unidad de control debe ser capaz de funcionar de acuerdo con los parámetros climáticos propios del sitio de instalación, debe ser resistente a los golpes, vibración, descargas electrostáticas, interferencia electromagnética y radiofrecuencia, con características de seguridad tales como clave de acceso administrativo, para operación y mantenimiento.

2.4.1 Arquitectura de un PLC.

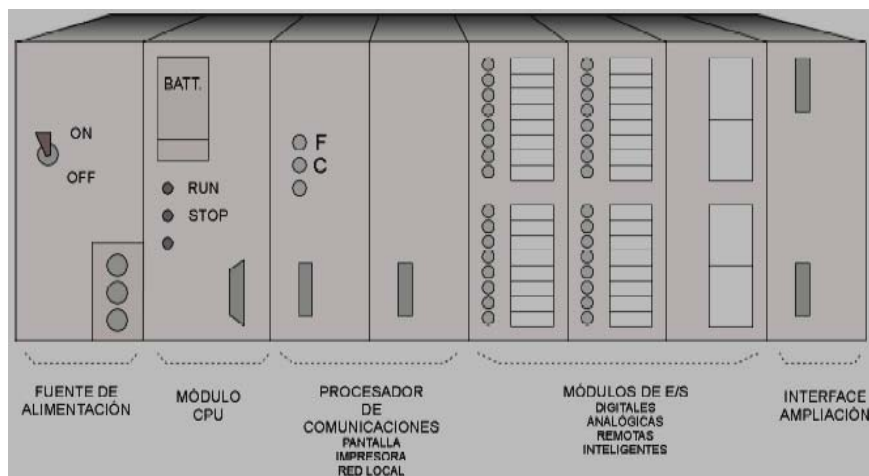


Fig. 2.9 Arquitectura del PLC

Las instrucciones del PLC implantan soluciones específicas tales como:

Funciones lógicas

- Secuencias
- Temporización
- Recuento y funciones aritméticas

Todo esto con el fin de controlar, mediante entradas y salidas, digitales y analógicas diversos tipos de máquinas o procesos, a la unidad de control se le debe dar mantenimiento en línea sin perder la protección, los diagnósticos en línea estarán en capacidad de identificar, localizar y reportar las siguientes fallas:

- a. Fallas permanentes en las cuáles un componente del sistema o algún módulo sufre una falla irreversible.

- b. Fallas temporales al azar en los cuáles los defectos sucesivos están interrelacionados.
- c. Fallas intermitentes donde aparecen funcionamientos defectuosos con algún grado de periodicidad.
- d. Fallas de memoria, todas las funciones RAM y ROM.
- e. Fallas de microprocesador.
- f. Fallas de comunicación.
- g. Interfaz de entrada y salida y fallas de direccionamiento.
- h. Fallas de módulo de entrada y salida.
- i. Fallas de suministro de energía.
- j. Problemas de sensor de campo (donde aplique).
- k. Circuitos de I/O (entradas/salidas) abiertos o en corto circuito.
- l. Alambres interrumpidos, bobinas, contactos, terminales y fusibles de I/O abiertos

El procesador debe contar con los módulos de entrada/salida necesarios para recibir y transmitir las señales analógicas y discretas hacia los dispositivos de campo, que conformen el sistema, los módulos de entrada/salida no deben tener ningún punto singular de falla en modo común que pueda afectar más de un canal.

En caso de falla de un canal o módulo de entrada/salida del dispositivo, se debe tener la capacidad de detectar la falla y mostrarla alarmando por algún medio, los módulos de entrada/salida averiados, deben detectarse en el procesador lógico por un diodo emisor de luz en el frente del módulo en falla. Estos módulos de entrada/salida deben contar con los siguientes diagnósticos y protecciones por canal: diagnóstico y protección de corto circuito y/o sobre corriente y diagnóstico de circuito abierto, también deben poder ser reemplazados en línea sin interrumpir la energía eléctrica y sin requerir herramientas

especiales; el reemplazo comprenderá la configuración automática sin que cause interrupción o disturbios en el monitoreo, lógica y actuación del sistema.

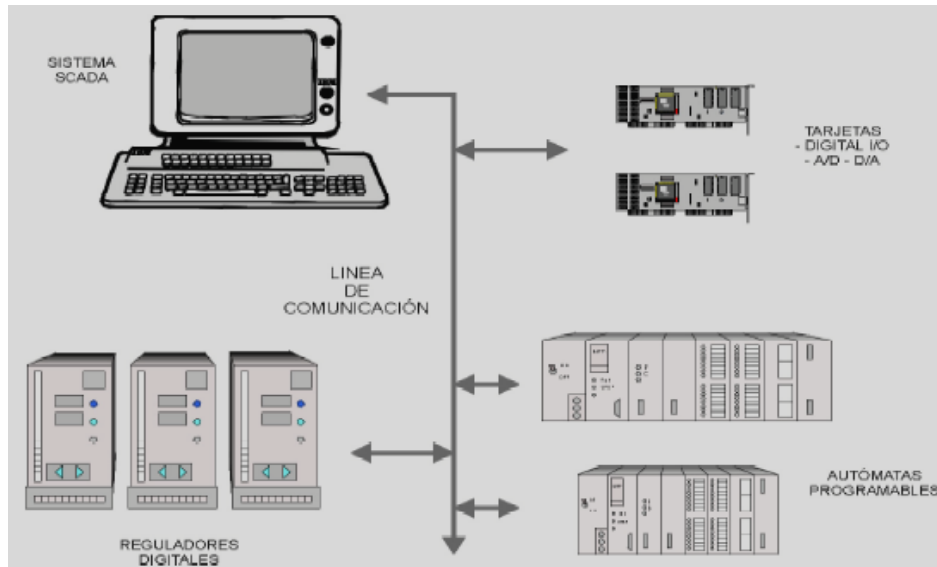


Fig. 2.10 Entorno de los PLC.

2.5 Elementos primarios del SPPE.

Los elementos primarios del sistema son válvulas, transmisores, transductores y convertidores, los transmisores y controladores funcionan de la misma manera que los convertidores, sólo varían en la nomenclatura teniendo en cuenta:

P: Presión.

T: Temperatura o transmisor.

L: Nivel.

F: Flujo.

I: Indicador o corriente.

C: Controlador.

R: Registrador.

Finalmente el proceso consiste en controlar el flujo, es decir, esta será la variable controlada; es un sistema en lazo cerrado por que el controlador esta recibiendo señales de entrada para determinar la salida, estas señales son enviadas por una celda de presión diferencial la cual se encarga de medir la entrada del fluido que es la variable manipulada, este instrumento es precisamente un transmisor de flujo que le entrega la señal a unos convertidores que disponen la señal para que el controlador la asimile y deduzca una acción donde el elemento final de control que es la válvula sea activada y controlada

2.6 Equipo TMR.

El equipo Triple modular redundante, TMR Tricon es un sistema de control tolerable a falla y se selecciona para aplicaciones en procesos críticos que requieren máxima seguridad y una operación ininterrumpida, la implantación de Tricon mejora la seguridad, incrementa la productividad y reduce tiempos de mantenimiento y operación, así mismo, un sistema de control totalmente redundante a fallas, identifica y compensa las fallas en elementos de sistema de control y permite reparar al mismo tiempo realizado, tareas sin interrupción del proceso, un sistema de control de alta integridad como el Tricon es utilizado en procesos críticos que requieren un grado significativo de seguridad y disponibilidad, este sistema utiliza una lógica de voto dos de tres, para proveer alta integridad, operación ininterrumpida de proceso libre de error.

Las señales de sensores son separadas en tres vías diferentes en un módulo de salida donde son votadas y seleccionadas de nuevo para asegurar la integridad, el voto de salidas digitales es manejado por un círculo de voto que incluye circuitos integrales de retroalimentación para una validación final de estados de salida y diagnóstico de fallas actuales.

2.6.1. Características del sistema Tricon.

Provee arquitectura TMR, donde cada uno de los tres sistemas idénticos ejecutan independientemente el programa de control, y *software/hardware* especializado con un mecanismo de voto para todas las salidas.

Permite la instalación y reparación en campo a niveles modulares mientras los controladores están en operación, soporta hasta 118 módulos de entrada y salida (análogos y digitales) y módulos de comunicación opcional que interactúan con modbus maestro y esclavos, sistemas de control distribuido DCS, redes Triconex y aplicaciones externas en redes.

El procesador TMR Trusted es el elemento principal de procesamiento para proveer control y monitoreo general de sistemas. El procesador del TMR es un módulo poderoso y configurable por el usuario y procesa datos de entrada y salida a través de módulos de E/S (Entrada y Salida) analógicos y digitales vía el Bus de comunicaciones triplicado, encapsulado en una cubierta de plástico de 6m de altura, de 90mm de ancho.

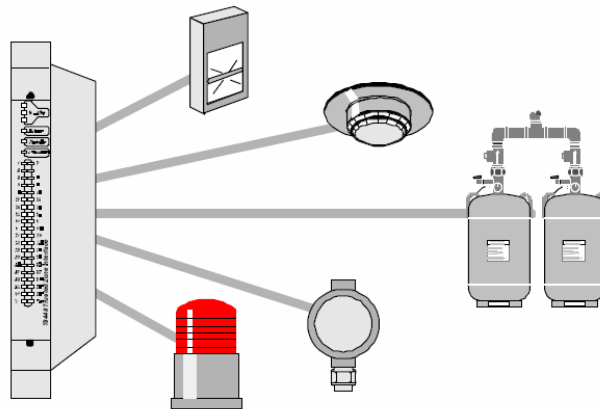


Fig.2.11 Modulo Interfaz.

Las tres tarjetas de procesadores forman la base de la arquitectura TMR del módulo y están conectadas en configuración de paso bloqueado, para asegurar de alineación del tiempo de los datos del procesador. Cada uno de los procesadores almacena y ejecuta independientemente el programa de aplicación, busca y actualiza los módulos de E/S y detecta fallas en el sistema.

2.6.2 Procesador TMR.

La parte central del sistema Trusted es el procesador Trusted. El procesador contiene tres tarjetas de procesadores así como facilidades del panel frontal. Están arregladas dentro de 4 regiones independientes de contención de falla. Una región de contención de falla asegura que una falla dentro de su delimitación no se propague al resto del módulo.

Cada una de las cuatro regiones de contención de falla tiene un reloj (Referenciado al reloj de la tarjeta de interfaz), participan en las operaciones de votación de todos los módulos, fuentes de poder de alimentación individuales doble redundantes, suministrados a través de los rieles de energía del plano posterior.

Cada microprocesador de una tarjeta de procesador, tiene una interfaz con el Bus Interno, esta Interfaz de Bus comprende: 256 kB (kilo bites) de memoria, 75 MBps (mega bites por segundo) de capacidad de transferencia, detección de error a multi-nivel (votación 2 ó 3 y comparación, chequeo de símbolos y control de paquetes) y una máquina de transferencia de bloques.

La lógica de detección es probada periódicamente para asegurar su correcta operación continua. La prueba se realiza usando auto-diagnósticos los cuales son programados automáticamente por cada sistema de operación en tiempo real del procesador.

El panel frontal del Procesador TMR tiene LED indicadores de estado y diagnóstico, un puerto serial de diagnóstico, un botón de reestablecimiento (“reset”) de falla y un interruptor de llave para mantenimiento. El puerto serial de diagnóstico provee la interfase directa del *hardware* de la estación de trabajo de ingeniería al procesador TMR.

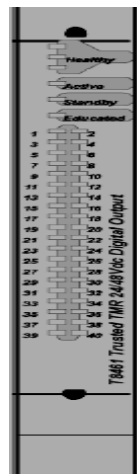


Fig. 2.12 Estados de LED Módulos de entradas y salidas

2.7 Interfaz Hombre Máquina, IHM, del SPPE.

Este sistema permite monitorear en tiempo real cada uno de los elementos que integran el SPPE, así como también parámetros como son: presión, temperatura, etcétera. La IHM es de suma importancia dentro del SPPE, debido a que permite interactuar con el exterior, pero estando en un sólo lugar. Cuenta con alarmas visibles y audibles que ayudarán a alertar al operador en caso de una condición anormal del proceso.

El sistema operativo en la estación de operación y configuración es *Windows 2000*, y las características principales de este paquete son:

- Trabaja con diferente *hardware* incluyendo: Intel, Alpha, PowerPC.
- Desarrollado para microprocesadores de 32 bits, capaz de direccionar hasta 4 GB de memoria.
- Dispone de una interfaz gráfica para facilitar la comunicación con el usuario y que incorpora características avanzadas de protección, seguridad, y trabajo en red.
- Es un sistema operativo que permite ejecutar múltiples aplicaciones simultáneas y obtener un nivel de respuesta suficiente y necesaria para el soporte de aplicaciones críticas y de tiempo real.
- Es un sistema operativo que permite ejecutar procesos en multitareas dentro de una misma aplicación, aprovechando de esta forma toda la capacidad de las plataformas multiproceso.
- Posee protección de memoria virtual, cada aplicación que se ejecuta utiliza su propia área de memoria, aislada y protegida de las demás aplicaciones. Este mecanismo evita que operaciones incorrectas de una aplicación impacten el desempeño del SPPE.

El programa donde se desarrollo y configuro la aplicación del SPPE, es el IntouchTM. Este sistema permite a los ingenieros, supervisores, administradores y operadores, visualizar e interactuar con el SPPE a través de representaciones gráficas de los procesos de producción, incluye una serie de características nuevas y actualizadas, incluyendo la referencia remota de variables (TAG), manejo de alarmas distribuidas,

datos históricos distribuidos, interfaz de usuario actualizada, adicionalmente el ambiente de desarrollo de aplicaciones para redes permite el desarrollo de sistemas para su uso en redes basándose en Computadoras Personales (PC).

Entre sus características tiene:

- Conectividad con más de 300 controladores.
- Programación orientada a objetos. Es posible mover, animar y modificar el tamaño de objetos o grupos de objetos de manera práctica y rápida. Sus herramientas de diseño orientadas a objetos hacen que el dibujar, localizar, alinear, colocar objetos unos sobre otros, espaciar, rotar, invertir, duplicar, cortar copiar, pegar y borrar objetos resulte sumamente fácil.
- Alarmas distribuidas. Esta capacidad soporta múltiples “proveedores” o servidores de alarmas simultáneamente, algo que le da a los operadores la capacidad para visualizar información sobre alarmas a partir de múltiples ubicaciones remotas al mismo tiempo.
- Tendencias históricas distribuidas. IntouchTM permite especificar de manera dinámica, diferentes fuentes de datos de archivos históricos para cada una de las plumas de una gráfica de tendencias.

2.7.1 Interfaz de usuarios.

Dentro de la interfaz del usuario se tienen dos tipos de pantallas:

Pantallas de monitoreo.

Pantallas de carácter dinámico que nos suministran información en tiempo real del estado de la instalación permiten la interacción con el SPPE.

Pantallas de control.

Pantallas usadas para la impresión de reportes, apertura de hojas de cálculo, bases de datos, editor de textos, cambios de usuarios etcétera. fig2.13

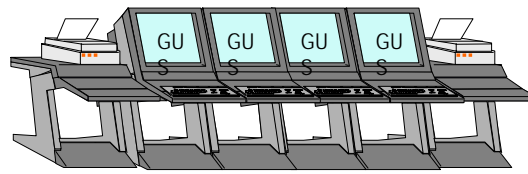


Fig.2.13 Pantallas IHM

La pantalla de inicio permite acceder a cada una de las pantallas principales de área del SPPE, fig. 2.14

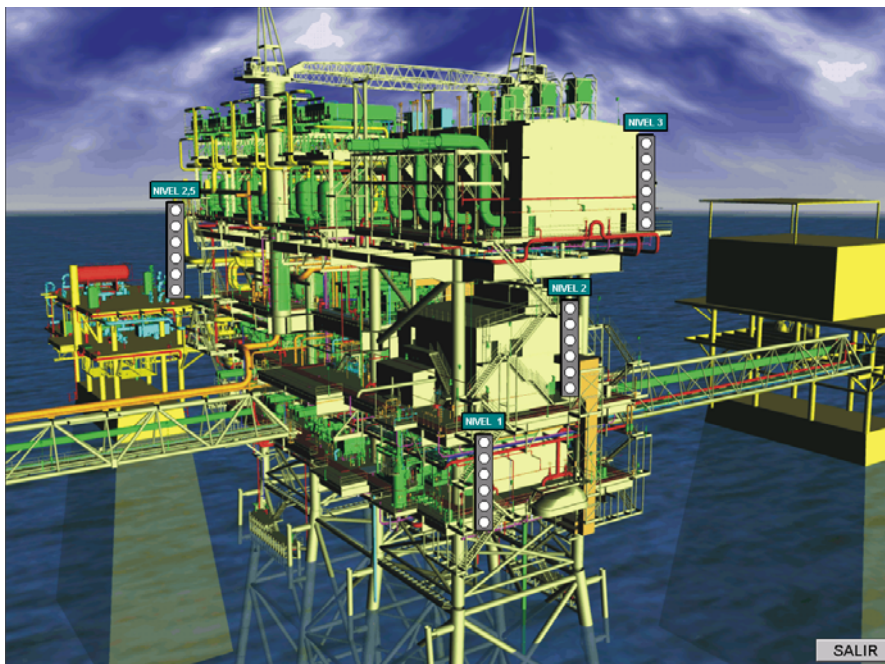


Fig.2.14 Pantalla de inicio

Cada una de estas pantallas cuenta con distinta información que el usuario puede consultar mismas que se describen a continuación:

- 1.- La pantalla superior.
- 2.- la pantalla de desplegado.
- 3.- la pantalla inferior.

Pantalla superior.

Esta pantalla de color de fondo gris muestra el nombre y descripción del sistema. El propósito de esta pantalla es el de restringir el acceso al ambiente de configuración, además de impedir minimizar o cerrar la aplicación a personal que no tenga el nivel de acceso necesario para tal acción. Esta pantalla en el extremo derecho cuenta con un icono que aparece sólo si el usuario tiene el nivel de acceso necesario para hacer modificaciones al ambiente de configuración. Al presionarlo se cierra la pantalla superior, y entonces se puede tener acceso al ambiente de configuración y modificar, minimizar o cerrar la aplicación. Está pantalla se abre automáticamente cada vez que se abre cualquier aplicación o cuando el usuario salga del sistema, en el extremo izquierdo de la pantalla superior se ve un botón con el símbolo “?”. Este botón nos permite acceder a la pantalla de simbología y colores, la cual presenta una pequeña referencia sobre los distintos colores e imágenes que se manejan a través de toda la aplicación.

Simbología de colores

Permite conocer el estado de la válvula, es decir, en que modo de operación se encuentra, -abierta, cerrada, inhibida o en mantenimiento-, también permite observar y conocer el estado de la misma por medio del Transmisor de Presión, PT, el color que indique en la pantalla mostrará el estado de la válvula, como lo indica la fig.2.15

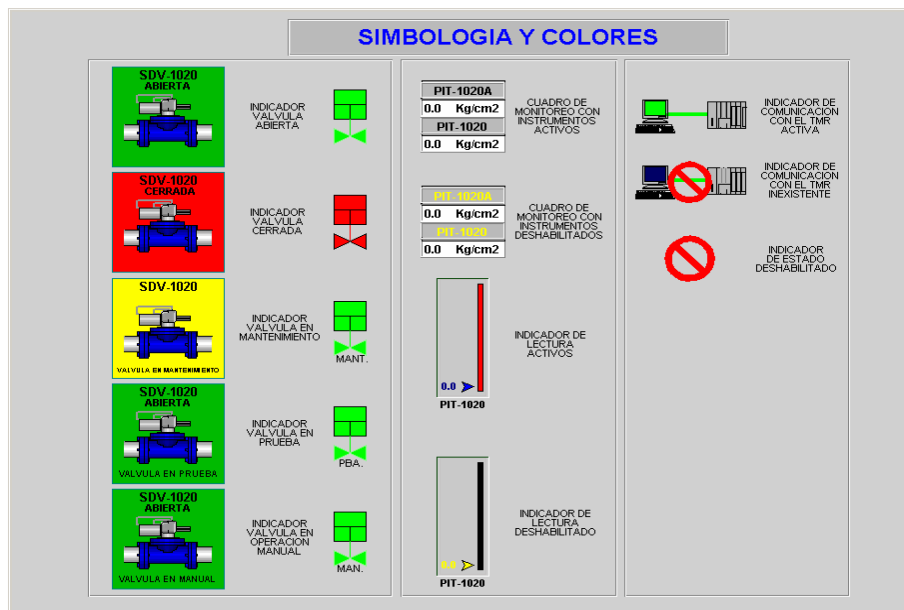


Fig. 2.15. Estado de válvulas por colores.

Pantalla Inferior

Esta pantalla presenta varios elementos que permiten conocer el estado general del sistema. Estos elementos son de izquierda a derecha:

- Indicador de conexión con el TMR.
- Botón HISTÓRICOS.
- Botón REALES.
- Botón HISTÓRICAS.
- Indicador de HORA Y FECHA.

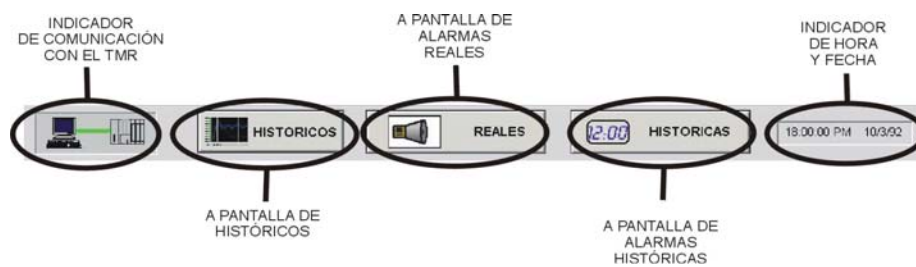


Fig.2.16 Pantalla inferior principal de la IHM.

Indicador de conexión con el TMR.

El indicador de comunicación con el Tricon, tiene como objetivo mostrar al usuario si existe o no comunicación con el TMR. Este indicador cuenta con propiedades dinámicas y cambiará su apariencia de acuerdo al estado de la conexión:

2.8 Símbolos principales de la pantalla IHM.

Comunicación inexistente.

Cuando no exista comunicación con el TMR el indicador se verá de la manera siguiente.

Fig. 2.17



Fig.2.17 Indicador de comunicación inexistente.

A su vez cuando la comunicación no esté presente, el sistema generará una alarma la cual se visualizará en las pantallas de alarmas históricas y alarmas reales.

Comunicación existente.

En caso de que la conexión con el TMR esté presente el indicador cambiará de color de manera intermitente, como se muestra en la fig. 2.18

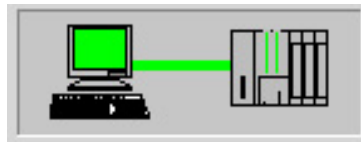


Fig. 2.18 Indicador de comunicación existente con el TMR.

Botón histórico.

Este botón tiene como objetivo, proporcionar un acceso rápido y sencillo a la pantalla de históricos, la cual permite tener de manera organizada las acciones, movimientos o en su caso cambios que se hallan hecho.



Fig.2.19 Botón HISTORICOS.

Botón reales.

Este botón permite el acceso a la pantalla de alarmas reales. Cuenta con propiedades dinámicas, lo que permite al operador percatarse de la presencia de alguna alarma en el sistema.

La apariencia de este botón cambiará de acuerdo a de los tres estados de alarma del sistema:

Estado normal: En este estado, el sistema se encuentra trabajando de forma normal, es decir, no existe ninguna alarma presente. El botón aparece como se ilustra en la fig. 2.20.



Fig.2.20 Botón REALES en estado normal de operación.

Alarmas activas no reconocidas: En este estado, se alerta al operador de la existencia de estados críticos en las señales del sistema, esto es, cuando se presente una o más alarmas y no han sido reconocidas por el usuario, el botón permanecerá intermitente, cambiando de color de rojo a azul hasta que las alarmas dejen de presentarse o hasta que el usuario las reconozca.

Botón Alarmas históricas.

El botón HISTORICAS, permite acceder a la pantalla de ALARMAS HISTÓRICAS, este botón permite verificar en que momento se activaron las alarmas, indica la fecha, hora y datos, por lo cual se activo la alarma.



Fig.2.21 Pantalla de históricas.

Pantalla desplegado.

Esta pantalla se localiza en la parte izquierda del menú principal, es vertical con color de fondo gris y contiene varios botones que permite navegar por las diferentes pantallas que conforman al SPPE. En esta pantalla, también se encuentran un indicador y un botón que indicará el estado (habilitado/deshabilitado) de las válvulas y de los PIT's respectivamente.

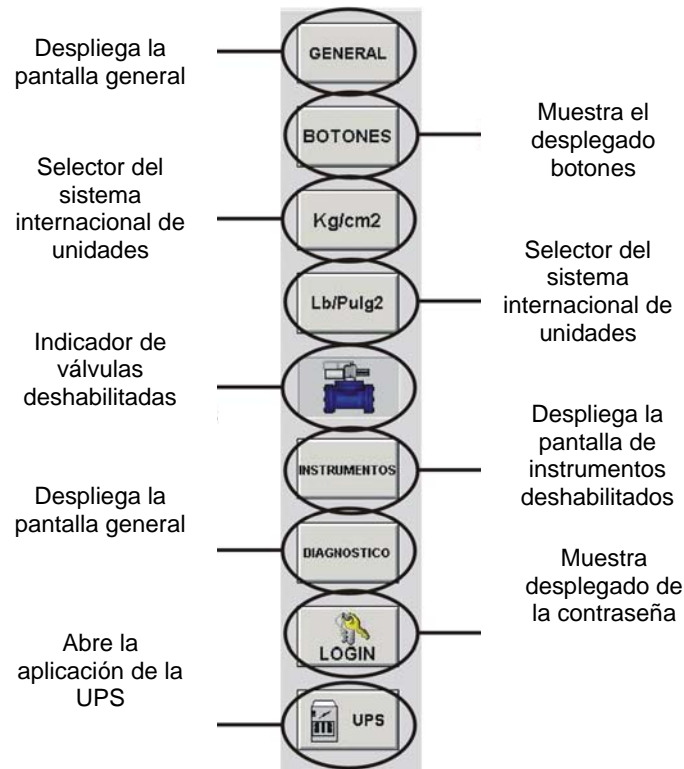


Fig.2.22 Pantalla general.

- Botón general. Este botón muestra la pantalla general del sistema.
- Botón botones. Este botón muestra el desplegado de botones del sistema.
- Botón kg/cm². Este botón permite visualizar todas las lecturas del sistema en el sistema internacional de unidades.
- Botón lb/pg². Este botón permite visualizar todas las lecturas del sistema en el sistema inglés de unidades.
- Botón/Indicador INSTRUMENTOS. Este botón cuenta con propiedades dinámicas y le permite al usuario identificar el estado (habilitado o deshabilitado) de algún instrumento en el sistema fig.2.23.

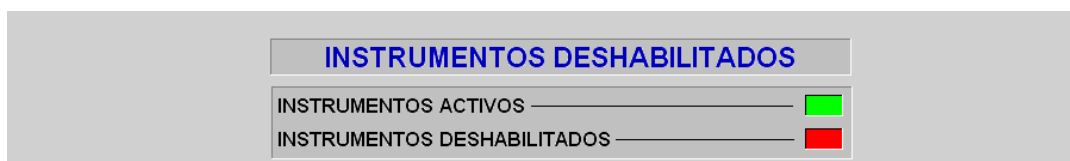


Fig.2.23 Desplegado individual de instrumentos deshabilitados.

2.8.1 Indicadores de estado de válvulas.

Indicador válvula. Este indicador cuenta con propiedades dinámicas y le permiten al usuario identificar el estado de habilitación o deshabilitación de alguna válvula en el sistema. Cuando en el sistema todas las válvulas estén habilitadas el indicador se mostrará como se indica en la fig.2.24.

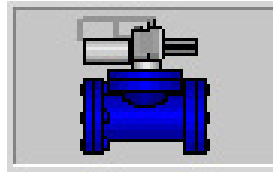


Fig.2.24 Indicador de válvula habilitada.

Cuando alguna válvula en el sistema se encuentre deshabilitada el indicador aparece como se observa en la fig.2.25.

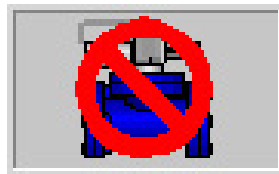


Fig. 2.25 Indicador con alguna válvula del sistema deshabilitada.

2.8.2 Símbología de válvulas de corte.

Esta operación permite monitorear al sistema de una manera más eficiente y practica, al hacer click sobre el símbolo de la válvula específica que se desea revisar, mandará el desplegado de detalle de la misma, (el símbolo de válvula de corte, cuenta con propiedades dinámicas y muestra el estado en tiempo real de la válvula correspondiente). Cuando la válvula está abierta el símbolo se verá de color verde, cuando se encuentre cerrada, el símbolo estará en color rojo, cuando se encuentre en mantenimiento el símbolo estará en color verde y debajo de él aparecerá la leyenda “MANT”, cuando esté en prueba parcial el símbolo permanecerá en color verde y debajo de él aparecerá la leyenda “PBA”, cuando se encuentre en modo de operación manual el símbolo será de color verde y debajo de él aparecerá la leyenda “PBA”, y finalmente, cuando exista una alarma presente en la válvula, independientemente de su

estado actual (abierta/verde o cerrada/rojo), el símbolo parpadeará hasta que la alarma sea reconocida, en la fig. 2.26 se muestra la manera en que se presentan las válvulas en la pantalla debido al estado en el que se encuentren operando en el SPPE.

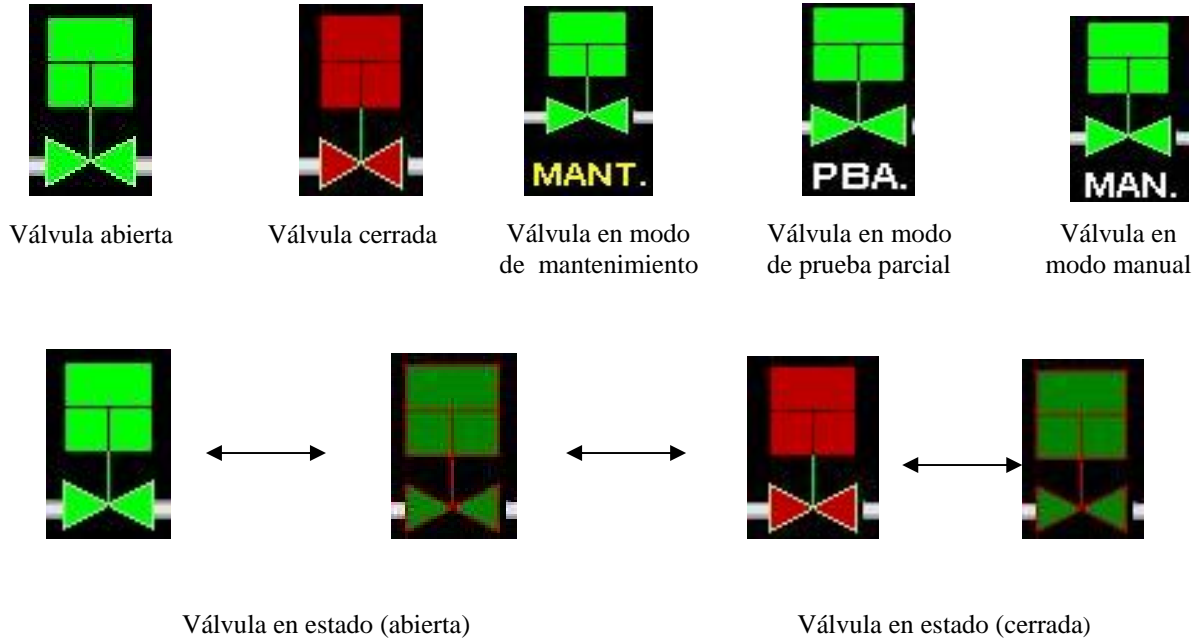


Fig.2.26 Estado de las válvulas de corte en la IHM del SPPE.

2.8.3 Estado de válvula.

Este indicador se encuentra en el centro del desplegado individual de detalle, en él se puede ver el nombre de la válvula, una leyenda con el estado en que se encuentra y la figura de una válvula de corte, este indicador cambiará su apariencia así como el color de fondo según sea el estado actual de la válvula, ver fig.2.27.

- Válvula abierta. En este estado el indicador tendrá fondo verde, y la leyenda de estado será: “ABIERTA”.

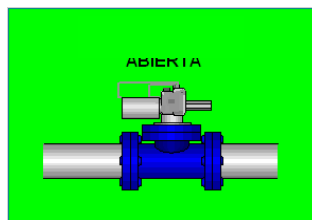


Fig.2.27 Válvula abierta, fondo verde.

- Válvula cerrada. En este estado el indicador tendrá fondo rojo, y la leyenda de estado será: “CERRADA”, ver fig. 2.28.

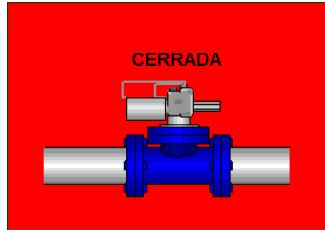


Fig.2.28 Válvula cerrada, fondo rojo.

- Válvula en mantenimiento. En este estado el indicador tendrá fondo amarillo, y al pie de la figura aparecerá la leyenda de estado: “VÁLVULA EN MANTENIMIENTO”, ver fig.2.29.

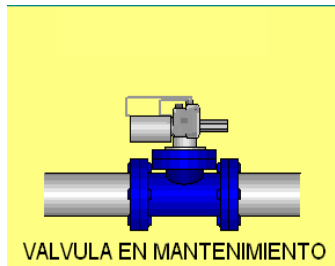


Fig.2.29 Válvula en mantenimiento, fondo amarillo.

- Válvula en prueba parcial. En este estado el indicador tendrá fondo verde, y al pie de la figura aparecerá la leyenda de estado: “VALVULA EN PRUEBA”, ver fig.2.30.



Fig.2.30 Válvula en prueba parcial fondo verde.

2.9 Indicador de niveles de alarma.

Para cada instrumento existe un indicador de nivel de alarma. En él se muestran los niveles que el operador define para cada situación de alarma. Cuando el sistema detecta

que estos niveles han sido rebasados o estén por debajo de lo definido, se genera una situación de alarma. Para modificar los niveles de alarma, el operador debe tener un nivel de acceso autorizado, el indicador se divide en cuatro campos los cuales representan una categoría de alarma. Dichas categorías son: nivel ALTO (HI), nivel BAJO (LO), nivel ALTO-ALTO (HI-HI), y nivel BAJO-BAJO (LO-LO). Cuando el valor de una variable se sale de los rangos definidos, el nivel de alarma que haya sido rebasado o disminuido empezará a parpadear en color rojo, hasta que la presión regrese a un estado normal de operación y por consiguiente la alarma desaparezca. Esto se ejemplifica en la figuras siguientes: fig.2.31 y fig. 2.32 de la manera siguiente.



Fig.2.31 Indicador en estado de operación normal **Fig.2.32** Indicador con nivel de alarma HI rebasado.

Otra función que realiza éste indicador es la de mostrar si el monitoreo de alarmas está habilitado o no. Las alarmas se deshabilitan desde el desplegado de tendencia real y solamente puede hacerlo un usuario con nivel de acceso autorizado, por tanto, cuando la alarma de una válvula está deshabilitada los campos que indican los niveles límite cambiarán a color amarillo y los números a color blanco. La fig. 2.33 se muestra un ejemplo de tal situación:

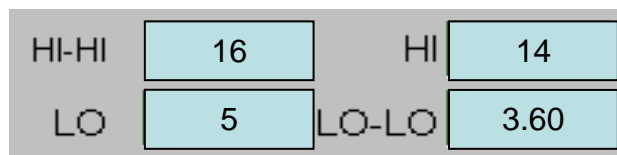


Fig.2.33 Alarma deshabilitada.

2.10 Pantalla General.

Esta pantalla está dividida en seis partes, las cuales nos despliegan las distintas áreas del sistema. Para acceder a cada una de ellas basta con hacer clic sobre alguno de los seis botones etiquetados con un nombre de área y las válvulas involucradas en la misma, ver fig.2.34.



Fig.2.34 Pantalla general.

2.10.1 Pantallas de área.

Las pantallas de área ejemplifican en forma esquemática el SPPE de manera completa. En ellas se concentran todas las válvulas existentes, con sus instrumentos asociados. A su vez contiene los estados de cada componente en tiempo real, esto le permite al operador tener un conocimiento del SPPE en operación en cualquier momento, como lo muestra la fig.2.35.

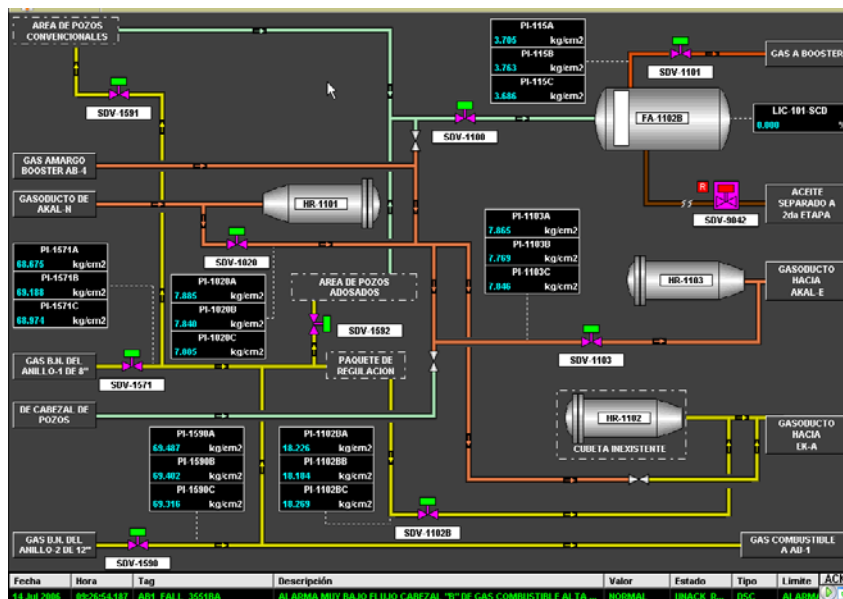


Fig. 2.35 Ejemplo de válvulas SDV instaladas en lanzadores de diablos.

Para el ejemplo situado en la fig.2.34 existen seis pantallas de área:

- Separación de 2da etapa
- Servicios auxiliares
- Cabezal de interconexión y trampa de diablos
- Cabezal de gas amargo y slug catcher
- Paquete de regulación de gas
- Paquete de gas combustible
- Drenajes

La pantalla de área cuenta con dos elementos básicos: Símbolo de válvula de corte, y cuadro de monitoreo, cada símbolo de válvula de corte está identificado con el nombre de la válvula a la que está monitoreando y para cada uno de ellos existe un cuadro de monitoreo en donde se muestran sus instrumentos asociados y la lectura de los mismos.

2.10.2 Pantalla de históricos.

Para acceder a esta pantalla basta con hacer click sobre el botón HISTORICOS que se encuentra en el menú general, esta pantalla tiene una gráfica en la cuál se mostrarán hasta un máximo de 8 variables, se podrá cambiar cualquiera de ellas, la cual permite seleccionar las variables específicas que se desee graficar en línea (en el ambiente de operación, la pantalla de históricos dispondrá de dos posicionadores, los posicionadores son líneas verticales las cuales se pueden mover a lo largo de la tendencia, en la base de cada posicionador se encuentra un recuadro que muestra la hora exacta en la cual se encuentran el mismo). El valor de las variables es la intersección de la línea del posicionador con las líneas de las gráficas. Dicho valor se muestra en los recuadros de la parte inferior de la pantalla con el nombre de la variable seleccionada, a cada una de ellas le corresponde un color de línea distinto.

2.10.3 Pantalla de alarmas reales.

Para acceder a esta pantalla basta con hacer clic sobre el botón REALES que se encuentran en el menú general, la pantalla de alarmas reales es un sistema de

notificación para informar al usuario el estado del sistema y las condiciones del mismo. La pantalla mostrará todas las variables que se encuentren en estado de alarma. a su vez, las alarmas representan un aviso de las condiciones del sistema, ver fig.2.36.

DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit
DD	MMM	YYYY	HH:MM:SS	EVT	Type	Pri	Comment	Name	GroupName	Value/	Limit

Fig.2.36 Pantalla de alarmas reales.

En ella, será posible identificar alarmas por prioridades y/o por grupos de alarmas, en la parte superior de la pantalla (en una barra de color azul) se encuentran los nombres de cada una de las columnas, estas tendrán el siguiente orden:

- ✓ Día, mes, año
- ✓ Hora, minuto, segundo
- ✓ Evento
- ✓ Tipo de alarma
- ✓ Prioridad
- ✓ Comentarios
- ✓ Nombre de la entidad que generó la alarma
- ✓ Grupo de alarma a la que pertenece

2.11 Grupos de alarmas.

El recuadro grupos de alarmas sirve para filtrar todas las alarmas del sistema, cada una de ellas será asignada a un grupo específico, por lo que se podrán identificar todas las del centro de proceso o se podrán filtrar de manera tal, que sólo se vean las alarmas de una prioridad y/o de un grupo en especial, para la selección de un grupo de alarmas basta con hacer click en el círculo localizado frente al nombre del grupo de alarmas que se desea ver. Este texto (el de los grupos de alarmas) estará parpadeando en color rojo si existen alarmas no reconocidas pertenecientes a su grupo, si existen alarmas

reconocidas su texto permanecerá en color rojo fijo. Si no existen alarmas en el grupo, su texto estará en color blanco.

Los grupos de alarmas se definen conforme al tipo de equipos o sistemas con los que se cuenta en una instalación, por ejemplo se consideran los componentes de la fig.2.34, los grupos de alarmas están acotados para:

- Separación de 2da etapa
- Servicios auxiliares
- Cabezal de interconexión y trampa de diablos
- Cabezal de gas amargo
- Paquete de regulación de gas
- Drenajes
- Diagnósticos
- Botones
- Pruebas parciales
- Paquete de gas combustible

2.12 Pantalla de diagnóstico de TMR.

Para acceder a esta pantalla sólo basta con hacer click sobre el botón DIAGNOSTICO que se encuentra en el menú general, ver fig.2.37.

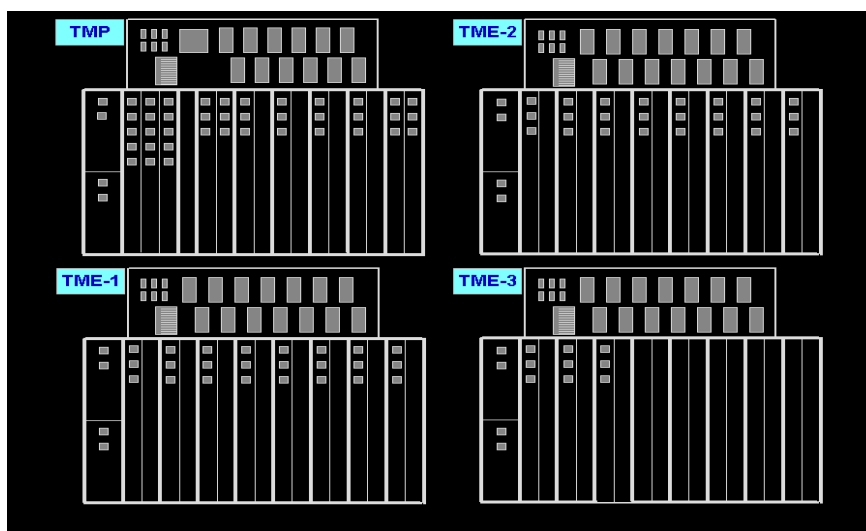


Fig.2.37 Pantalla de diagnostico de TMR

La pantalla despliega el estado, en tiempo real, de los módulos en el TMR. Si existe una falla en algún módulo, ésta se detectará a través del cambio de color de las luces indicadoras, las cuales son, amarillo activo y rojo falla o alarma.

2.13 Tableros de control local.

La TMR controla en todo momento la función de todas las acciones de estos dispositivos y controla la apertura y cierre de las válvulas de seguridad SDV, el control de las válvulas, ver fig. 2.38, es realizado a través de los modos de operación que tiene el sistema los cuales son:

- Operación Automática
- Operación Manual
- Pruebas parciales en línea

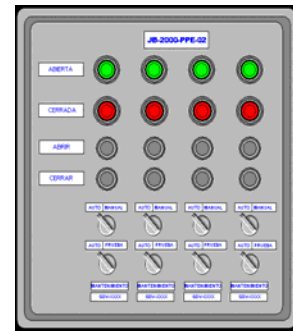


Fig.2.38 Tipos de operación y tablero local.

Para realizar las diferentes formas de control de las válvulas, el SPPE, cuenta con tableros de pruebas parciales en todas las válvulas SDV y se encuentran ubicadas lo más cercano posible a la válvula relacionada al tablero, ver fig. 2.39.

El tablero tiene las siguientes funciones:

- A- Selector de operación automática y manual
- B- Cierre y apertura en forma manual de las válvulas SDV
- C- cierre parcial en línea de las SDV
- D- Indicador de posición de la válvula

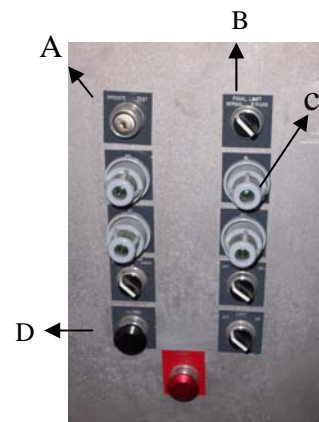


Fig.2.39 Funciones del tablero y tablero con indicador.

La operación *automática, manual y de prueba parcial*, se selecciona mediante un interruptor selector que se encuentra localizado en el tablero de prueba parcial de cada válvula SDV, en el modo **automático**, el TMR gobierna a cada SDV mediante los transmisores indicadores de presión (PIT) en los gasoductos y oleoductos, los cuales son encargados de detectar una presión fuera de rango de operación normal y enviar las señales al TMR, el cual deberá de recibir las señales de al menos dos de los tres transmisores para que efectúe en forma automática la lógica de cierre de la válvula o válvulas que están controladas por el TMR. Adicionalmente esta recibirá una señal de 24 Volts enviada por el sistema de G&F de la misma instalación, para que el sistema marque de forma automática una secuencia de paro por emergencia y lleve al proceso a un estado seguro en caso de que exista un incendio(fuego confirmado) y/o una mezcla de gas explosiva.

En modo *manual*, el TMR a través de los botones cerrar y abrir en conjunto con el selector Automático/Manual los cuales se encuentran ubicados en los tableros de prueba parcial y en los tableros locales de cada válvula, gobierna al cierre o apertura de cada SDV, este modo de operación esta considerado para la puesta en servicio del sistema o después de la activación de un paro por emergencia. La indicación del estado abierto o cerrado de cada válvula será indicada localmente en el tablero de prueba parcial o local mediante lámpara que recibirán la señal proveniente del TMR, cuando este reciba señal de alguno de los interruptores de posición (ZSH: abierto o ZSL: cerrado), esto es, todas las señales son procesadas por la TMR antes de generar una señal de salida, finalmente se considera que para la posición de válvula abierta la lámpara es de color verde y cerrada la lámpara es de color rojo.

Por otra parte el TMR, recibe señales de estaciones de botones de paro general distribuidas en áreas, estos botones tienen la función de desencadenar manualmente la secuencia de paro por emergencia.

El tercer modo de operación, pruebas parciales, el TMR en conjunto con los tableros de pruebas parciales de cada válvula realiza el cierre de la válvula a un porcentaje previamente seleccionado y controla la apertura en forma automática al alcanzar dicho porcentaje de cierre, para realizar esta operación de cierre parcial, la válvula tienen un transmisor de posición el cual envía una señal al TMR, indicándole la posición en que

se encuentra la válvula, el TMR compara la posición enviada por el transmisor con el porcentaje de cierre seleccionado y envía la señal de apertura a la válvula SDV, en caso que la TMR mande una señal de paro por emergencia a alguna válvula que se encuentre en modo de operación manual o en prueba parcial, la señal de paro por emergencia tendrá prioridad y la válvula se cerrara independientemente de la posición en que se encuentre.

2.14 Sistema de aire de instrumentos y aire de plantas.

Todo el equipo del SPPE, se alimenta de aire, cabe mencionar que para cualquier instalación petrolera el sistema instrumentado es vital, debido a que mantiene activos los sistemas de emergencia, ya que como ha mencionado, las válvulas se activan a falta de aire, es por ello que no basta con tener sólo un par de compresores (principal y respaldo), sino que se requieren de elementos de respaldo como apoyo para cualquier evento.

El paquete de aire de instrumentos y plantas cuenta con una torre pulmón de secado, una conexión de un compresor de aire portátil (en caso de emergencia) y el sistema de distribución de aire.

El paquete del compresor de aire y la torre de secado, suministra aire de planta y aire de instrumentos respectivamente, a toda la instalación, el paquete del compresor de aire de arranque ha sido diseñado para generar suficiente aire de planta / aire de instrumentos para arrancar el paquete de la centrifugadora de diesel, el paquete de gas combustible / gas de arranque, el sistema del quemador, los paquetes de los generadores principales de potencia y el paquete del compresor de aire, mientras que el aire de planta se envía a la torre de secado y abastece todo el aire de instrumentos.

2.14.1 Procedimiento de operación del sistema.

Debido a que el aire de instrumentos es de suma importancia, es necesario que se encuentre en perfectas condiciones, por lo que se debe llevar un correcto mantenimiento preventivo y hay que tener soluciones alternativas para abastecer de aire a las válvulas de corte, SDV en todo momento. Para poder poner en operación el sistema es recomendable seguir el siguiente proceso.

- Revisar que los tanques pulmón (secado), y líneas de cabezales de distribución han sido preparados para recibir aire comprimido.
- Revisar el suministro de voltaje de media tensión a los motores del paquete de compresores de aire de instrumentos y planta.
- Revisar el suministro de voltaje desde las UPS a los PLC del paquete de aire de planta e instrumentos.

2.14.2 Componentes del sistema.

- Compresor de aire
- Compresor de aire de arranque
- Paquete secadora de aire
- Tanque pulmón aire de instrumentos
- Tanque pulmón aire de planta
- Tanque pulmón de la secadora
- Tanque pulmón compresor de arranque



Fig.2.40 Paquete de compresores de aire de instrumentos y aire de plantas.



Fig.2.41 Tanque de aire de instrumentos.



Fig.2.42 Tanque de aire de planta.

Los paquetes de compresores de aire de plantas y de instrumentos, han sido diseñados para el suministro de aire, limpio de impurezas y humedad que requieren los instrumentos y equipos neumáticos, para su correcto funcionamiento y operación, dentro del proceso de producción de crudo y gas.

2.14.3 Filosofía de operación del sistema de aire de instrumentos.

El uso de aire limpió, seco y estable, optimizan el funcionamiento de los dispositivos de control, para que el proceso esté en los parámetros de operación adecuados para ello se deben de controlar los siguientes puntos

- Presión
- Temperatura
- Gasto

Presión.

El paquete del compresor de aire de arranque ha sido diseñado para proveer aire de planta a una presión de 10.3 kg/cm² (146 psi) y aire de instrumentos a una presión de 9.6 kg/cm² (136 psi) en el límite del paquete. El suministro del aire de planta y aire de instrumentos es enviado al receptor de aire de planta, y al receptor de aire de instrumentos,

Temperatura.

La temperatura del aire de planta y aire de instrumentos en el límite del paquete está en el rango de 21 - 54°C, el punto de rocío de diseño del aire de instrumentos es -40°C (salida de la secadora)

Gasto.

El sistema ha sido diseñado para suministrar un flujo de aire de instrumentos de 550 Nm³/hr y un flujo de aire de planta de 250 Nm³/hr.

Riesgos Potenciales.

- Descarga Eléctrica
- Manejo de Aire Comprimido
- Quemaduras
- Ruido

Otros riesgos pueden ser por descargas eléctricas, al intervenir los motores de media tensión. Por manejo de aire comprimido al intervenir el tanque pulmón o cabezal de distribución de aire. Por quemaduras al revisar y/o intervenir el interior del encabinado del compresor.

Existe también un compresor de aire portátil (con un motor de combustión asociado) este puede conectarse al sistema de aire de planta para suministrar pequeñas cantidades de aire cuando no se tiene potencia eléctrica en la instalación, dicho caso se presenta durante la puesta en servicio inicial de la instalación o en su caso en la plataforma, pero además, puede ocurrir si se ordenó un abandono de la plataforma debido a una contingencia crítica (huracán o evento).

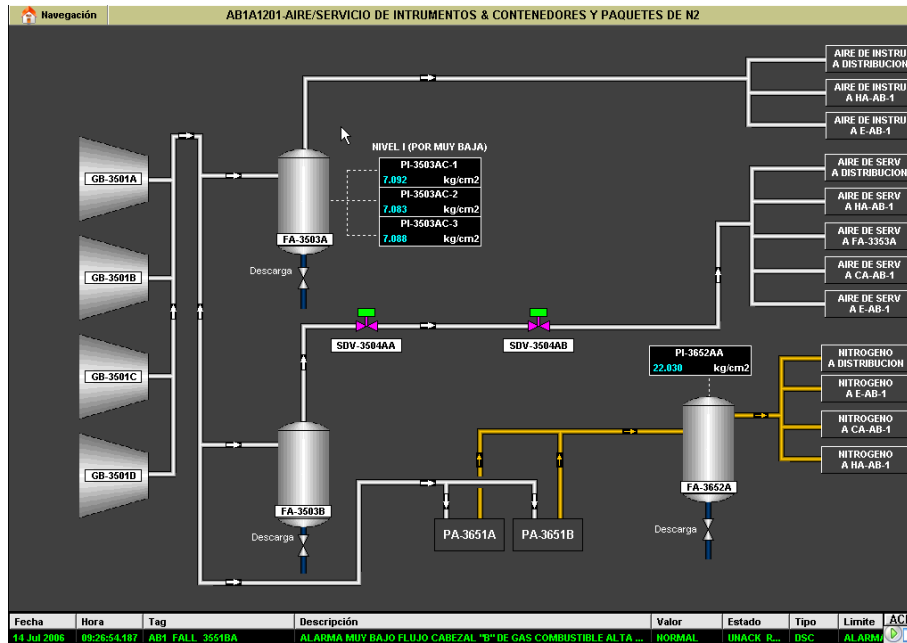


Fig.2.43 Aire de instrumentos

Datos para monitorear en campo en el desempeño del sistema de aire de instrumentos y aire de planta.

- Tanques pulmón de aire: presión y nivel.
- Líneas de cabezales de distribución: presión.
- Secadoras de aire: presión y humedad.
- Compresores de aire: presión, temperatura y corriente.

2.14.4 Procedimiento de paro programado del sistema de aire.

Este paquete de aire de planta e instrumentos no puede tener paro programado, debido a que esto nos causaría un nivel de paro de plataforma total con despresurización o paro nivel 2 del ESD.

Únicamente se pueden parar por mantenimiento y/o reparación, sin afectar el sistema cualquiera de los compresores o secadora del sistema de aire de instrumentos y planta

El sistema de aire de plantas e instrumentos, no deberá detenerse a menos que sea necesario para efectuar actividades de mantenimiento. El detener el sistema de aire de instrumentos resultará en un paro de emergencia total del centro de proceso. Si no se puede evitar el mantenimiento del paquete del compresor de aire, se debe colocar en

línea el paquete del compresor de aire de arranque y luego detener el paquete del compresor de aire, en este caso, no es necesario parar todo el sistema de aire de instrumentos.

Se pueden seguir los siguientes pasos para detener el sistema de aire de planta / instrumentos:

- Detener todos los equipos de proceso y servicios no esenciales y arrancar el generador de potencia de emergencia.
- Detener el paquete del compresor de aire y la secadora
- Cerrar las válvulas de bloqueo en las líneas
- Cerrar las válvulas de bloqueo alrededor
- Revisar que la válvula de desvío (*by-pass*) alrededor de a está cerrada.

CAPÍTULO 3: FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y RECOMENDACIONES PARA MANTENIMIENTO.

La filosofía del SPPE esta basada principalmente en los principios mencionados en el capítulo de conceptos básicos. Los criterios generales para la operación del SPPE, son los siguientes:

- El equipo esta basado en equipo tolerante a fallas, es decir, ninguna falla del sistema electrónico del SPPE, puede ocasionar un paro en el proceso.
- Hay una separación total entre el sistema de control del proceso y el SPPE, esto también aplica a todos sus elementos, como son: sensores, elementos finales de control, y en la IHM – usada para concentrar la información el cuarto de control –.
- El SPPE no reacciona ante una falla aparente, sino sólo ante una falla real.
- El diseño es inherente de falla segura.
- El SPPE realiza sus propias pruebas en línea.

Es importante tener presente la jerarquía de paro de emergencia para poder laborar en cualquier instalación donde este latente el riesgo – moderado o alto – que implican los descontroles de presiones, por ello la necesidad de saber y conocer los niveles de paro que se pueden presentar.

Nivel 1: Paro de la plataforma. Abandono de plataforma (con despresurización)

Nivel 2: Paro de la plataforma. Sin despresurización

Nivel 3: Paro de sistema (separación, bombeo, compresión, etcétera)

Nivel 4: Paro de equipo (bomba, compresor, válvula, etcétera)

3.1 Protocolo de Pruebas OSAT.

El propósito de la prueba de aceptación en sitio OSAT, es verificar la operación y funcionamiento del *hardware* y del *software* en un nivel del sistema, debido a que puede presentarse alguna anomalía; por ejemplo, en caso de que el valor esperado no

sea desplegado/recibido conforme a la ingeniería aprobada por las compañías operadoras serán responsables de verificar la correcta operación del componente de entrada/salida y de demostrar que la aplicación ha sido configurada correctamente.

3.1.1 Prueba de *hardware* y *software* básico.

Se deben seguir los protocolos de prueba correspondientes, para validar la correcta funcionalidad del sistema antes de conectar a los dispositivos de campo.

Dentro de la operación del sistema se pueden llegar a presentar eventos o problemas que deben resolverse sin detener o inhibir ningún elemento del SPPE. Los problemas que pueden ocurrir durante el periodo de las pruebas OSAT se clasifican en de cuatro clases y son:

Clase 1. La prueba no puede continuar hasta que sea resuelto el problema; por ejemplo una falla de memoria de 1 de los CPU.

Clase 2. La prueba no se interrumpe, pero el sistema no puede ser aceptado para su operación hasta que el problema sea resuelto; por ejemplo, un defecto del *software* que impida una función requerida.

Clase 3. Se necesita que el sistema no sea lento, pero el problema debe arreglarse antes de vencimiento de la garantía; por ejemplo, un defecto de *software* que ocasione que el usuario utilice técnicas no usuales para utilizar una función requerida.

Clase 4. El funcionamiento del sistema es de acuerdo a la documentación del proyecto, pero si hay una modificación al sistema por parte del personal, la cual está fuera del alcance del proyecto, se debe consultar con el proveedor.

Estas son algunas clases de eventos que se pueden presentar durante las pruebas, cabe mencionar que el proveedor se encargará de instalar correctamente todo el *software* y el *hardware* de acuerdo a lo que este especificado en el contrato.

3.2 Condicionantes generales de cierre de las SDV y apertura de las BDV.

1. Todas las válvulas SDV y BDV actuarán por la activación de botonera de campo de nivel de paro 2 y por señales del TMR de gas y fuego por detección de fuego confirmado.
2. Todas las válvulas que pertenezcan a los niveles de paro 3 y 4, se activarán cuando los 3 transmisores de presión del tanque de aire de instrumentos, tengan una baja señal de presión en votación 2 de 3.
3. Todos las válvulas de corte del sistema de crudo se activarán cuando ocurra un disparo de nivel de paro 4 provocado por alarma de muy bajo nivel en cualquiera de los separadores, señal de cierre de SDV colocada en el cabezal de succión de crudo y señal de muy baja presión en la línea de salida.

3.3 Elementos del SPPE deshabilitados.

Para dar mantenimiento o para poder realizar algunas operaciones de prueba es normal que se deban deshabilitar algunos elementos del sistema (y evitar con ello paros en falso de la instalación), pero deberán estar regidos por reglas o pasos a seguir, debido a que de lo contrario podrían activar los sistemas de alarmas o peor aún cometer un error de inhibir algún elemento que podría prevenir un evento en el momento en el que se encuentra fuera de servicio, por ello a continuación se describe la forma que debe de seguirse para poder deshabilitar cualquier elemento del SPPE.

3.3.1 Deshabilitar las válvulas de corte, SDV del SPPE.

El deshabilitar las válvulas de corte para dejarlas fuera del SPPE, sólo se utilizará cuando se tenga que dar mantenimiento a las válvulas o bien cuando el usuario crea que es conveniente para realizar otro tipo de intervención. La función de deshabilitar las válvulas sólo responde a una orden exclusiva del personal autorizado, esta operación inhibe el funcionamiento del SPPE en la válvula específica, por lo que cuando una válvula sea deshabilitada deberá registrarse de manera adecuada y se deberán tomarse

todas las precauciones en campo, con el fin de tenerla plenamente identificada, durante el tiempo que dure inhibida.

3.3.2 Deshabilitar los transmisores del SPPE.

El deshabilitar los transmisores de presión, nivel y/o temperatura configurados a las válvulas de corte para dejarlos fuera del SPPE, sólo se podrá realizar cuando se tenga que dar mantenimiento a los transmisores o interruptores de presión o transmisores de nivel o de temperatura, o bien cuando se requiera verificar la calibración o cuando el usuario crea que es conveniente, debido a que detecte una irregularidad. La función de deshabilitar los transmisores e interruptores de presión o transmisores de nivel sólo responde a una orden exclusiva del personal autorizado.

3.3.3 Deshabilitar los botones del SPPE.

El deshabilitar los botones de paro por emergencia para dejarlos fuera del SPPE, sólo se justifica cuando se requiera dar mantenimiento o cuando el usuario crea que es conveniente, debido a que detecte una irregularidad. Por otra parte, también sólo se podrá deshabilitar un botón a la vez, la función de deshabilitar botones sólo responde a una orden exclusiva del personal autorizado.

3.4 Descripción de pruebas.

Es importante realizar pruebas como parte de la supervisión y mantenimiento del sistema, para ello se requiere inhibir –deshabilitar– los elementos que se requieran por medio del *by-pass*, lo cual ayudará a realizar esta actividad manteniendo la integridad del equipo y la instalación.

3.4.1 Pruebas de lazos.

Las válvulas SDV, BDV y los transmisores de presión, nivel y temperatura del SPPE; están colocados como un sistema independiente del proceso y están interconectados y configurados al TMR de paro por emergencia, todos ubicados en el cuarto de control, en donde las señales, se presentan en las estaciones de trabajo de operación y mantenimiento.

Para realizar estas pruebas, se deberá activar el *By-Pass* del TMR de paro por emergencia desde la llave física, al activar el *By-Pass – On –*, las alarmas no ejecutan la lógica de SPPE, y al desactivar el *By Pass – Off –* el sistema estará nuevamente en línea, así como todos sus instrumentos y válvulas.

3.4.2 Prueba de lógica.

El objetivo de esta prueba es operar el sistema a pleno desempeño, para determinar si dentro de su funcionamiento se pueden detectar incidencias suficientes, que determinen que las salidas o acciones realizadas por el sistema sean las correctas.

Precondiciones de prueba.

- La inspección mecánica deberá estar realizada al 100%.
- El PLC del TMR, deberá estar operando y disponible con toda su lógica de control, con dispositivos para realización de *by-pass* y *reset*, como se establece en las bases de ingeniería del proyecto.
- Contar por lo menos con 1 IHM (de las 2), en funcionamiento y conectada al PLC del TMR.
- Todos los equipos, dispositivos e instrumentos de campo deberán estar energizados, en funcionamiento normal y conectados a las consolas que a su vez se conectan al PLC del TMR de Sistema de gas y fuego.
- Deberá contarse con una copia de las matrices de causa – efecto aprobadas por ingeniería y por el grupo de especialistas que conocen el manejo de la producción de aceite y gas de la instalación.

3.4.3 Prueba de funcionamiento.

Una vez que el sistema se encuentre en situación “normal”, se procederá a provocar todas y cada una de las situaciones posibles contempladas en las matrices causa-efecto del SPPE, para ello se recomienda seguir un orden meticuloso a la hora de realizar la prueba, debido a que de no hacerlo, se corre el riesgo de no observar todos los estados alcanzados en cada acto de la simulación, para obtener la certeza de que no se producen resultados inesperados, deberán observarse las salidas producidas en cada caso probado,

se recomienda que sea sólo una persona la responsable de marcar la pauta a la hora de realizar las pruebas enumeradas en las matrices.

En cualquier momento, y bajo la supervisión de los responsables de las pruebas, podrá provocarse cualquier señal que no afecten a la lógica, para poder comprobar “in-situ” (en sitio) el resultado obtenido. Dado el elevado caso de posibilidades que pueden plantearse, queda a juicio de los responsables de las pruebas, el realizar el máximo número de casos, con el único fin de verificar al 100 % la confiabilidad del SPPE.

3.4.4 Prueba de cierre parcial de las válvulas de corte rápido, SDV

Se recomienda que este tipo de pruebas se realice de manera periódica, para garantizar el correcto funcionamiento y disponibilidad de una válvula de corte rápido ante la presencia de un evento configurado dentro de la matriz causa-efecto.

A continuación, se da una breve descripción de las acciones que cada una de las válvulas SDV realizan durante la revisión funcional del SPPE.

Mediante tableros de control local se permitirá cerrar/abrir parcialmente las válvulas para probar el acoplamiento del conjunto de válvula/actuador. Los periodos de prueba (frecuencia) serán determinados durante el análisis de riesgo cuantitativo, el cual arroja los periodos optativos para asegurar la confiabilidad requerida. Durante la prueba de cierre parcial en línea, dentro del SPPE primeramente se debe de inhibir la válvula solenoide de la SDV que se desee probar, posteriormente, se cambia el modo de operación en campo de la SDV de automático a manual, después se debe activar el interruptor con llave en el tablero del estado en línea a estado de prueba parcial y por último se debe presionar el botón de cerrar válvula; bajo estas condiciones, la válvula comenzará a cerrar hasta el porcentaje de cierre fijado, una vez que la válvula alcanza el porcentaje de cierre seleccionado, un interruptor de límite manda una señal al TMR para que ordene automáticamente la apertura de la válvula para dejarla en posición 100% abierta para proseguir con otra prueba o dejar la válvula en condiciones normales de operación.

3.5 Recomendaciones para mantenimiento.

Con el transcurso de los años las compañías operadoras, se han visto en la necesidad de utilizar manuales o procedimientos con el fin de llevar un control sobre las actividades a realizar en el campo y dentro de ellas los programas de mantenimiento (considerando los equipos, instrumentos y costo que esto implica). En la década de los 90's, se concluyó que el mantenimiento, es el conjunto de actividades que deben realizarse a instalaciones y equipos con el fin de corregir o prevenir fallas, buscando que estos continúen prestando el servicio para el cual fueron diseñados.

Por otra parte, si se pretende realizar un paro programado de la instalación –debido a una libranza o reparación–, se deberá considerar esta actividad como una gran oportunidad para intervenir algunos instrumentos que durante la operación, no es posible aplicar su mantenimiento correspondiente, por lo que debe tomarse en consideración lo siguiente:

- Disponibilidad de instrumentos y consumibles.
- Selección del personal capacitado.
- Maquinarias y equipos (reparación y calibración).
- Disponibilidad de horas/hombre.

3.5.1 Mantenimiento del SPPE.

Se debe realizar una prueba general a través de la verificación de todas las estaciones de disparo, estaciones de aborto, lógica de operación, del sistema TMR, cableados y resto de equipos que intervengan en la prueba.

Después de concluir con un mantenimiento del SPPE, se recomienda revisar detenidamente la documentación técnica – lista de verificación – y mantener informado al personal que no participó durante las actividades del mantenimiento, pero que dará continuidad operativa a la instalación; para evitar alguna confusión o bien dar seguimiento a los trabajos que no hayan sido terminados.

3.5.2 Mantenimiento a equipos

Dentro del mantenimiento a equipos se han establecido varias definiciones, dentro de las cuales podemos mencionar la siguiente: “es lo que se plantea y se programa con el objeto de ajustar, reparar, o cambiar partes en equipos antes de que ocurra una falla o daños mayores, eliminando o reduciendo al mínimo los gastos del mantenimiento”.

Mantenimiento preventivo a equipos.

Tiene como objetivo detectar fallas en los equipos antes de que estos fallen, alargando así la vida útil de los equipos, para ello es necesario establecer controles con la finalidad de aumentar la productividad.

La definición acerca de que es el mantenimiento preventivo se puede precisar a través del señalamiento de sus actividades básicas, estas actividades pueden enmarcarse en 2 principios:

- Inspección periódica de los equipos, para descubrir las condiciones que conducen a un paro de planta no programado – paro en falso –.
- Conservar la planta, para anular dichos efectos, adaptarlos o repararlos, cuando se encuentran aún en su etapa inicial.

El fin principal del mantenimiento preventivo es como su nombre lo indica, prevenir que los equipos dentro de una planta se vean afectados por fallas indeseadas.

Dentro del mantenimiento preventivo realizado a las SDV, este se puede realizar semanalmente con la comprobación de la presión de nitrógeno de los cilindros a través de su medidor individual en su parte superior, si indica un nivel menor o mayor del 10% (corregido por temperatura) debe procederse a su ajuste de recarga según niveles de la memoria de cálculo del proyecto, también mensualmente se debe hacer una inspección general de los cilindros y resto de equipos para detectar piezas dañadas o desaparecidas, de ser así, proceder su sustitución o reparación, revisar las cabezas de descarga, tanto las operadas eléctricamente por solenoide, como las operadas neumáticamente, todos los tubos y cableados eléctricos deben encontrarse en buenas condiciones y sin aparentes muestras de desgaste, óxido o cualquier tipo de degradación.

Mantenimiento correctivo a equipos.

Son reparaciones que ameritan detener la operación de un equipo, para reparar una falla presentada en el mismo, sólo que a diferencia del mantenimiento preventivo esta no puede programarse, requiere de intervención inmediata para no dañar, tanto la integridad del equipo, como la de la instalación.

3.6 Tipos de fallas.

Pueden presentarse situaciones que requieran de mantenimiento inmediato, es por ello que siempre se debe estar protegido con elementos consumibles. También es importante señalar, que en ningún momento se debe de inhibir o dejar fuera de servicio algún elemento del SPPE, además de que toda acción de mantenimiento debe de ser documentada en bitácoras (de ser posible, la bitácora deberá ser exclusiva para mantenimiento) para tener un mayor control de las intervenciones al SPPE o a los equipos, con el fin de identificar fallas recurrentes o bien malas operaciones.

A continuación se describen un conjunto de fallas típicas que presentan en el día a día, dentro de la operación de las instalaciones petroleras:

3.6.1 Falla completa o instantánea.

Este tipo de fallas originan desviaciones en las características de funcionamiento de un equipo, de tal magnitud o significación, que le impiden totalmente realizar la función a la que esta destinado –paro del equipo–. El tiempo que se requiere para restablecer el equipo a sus condiciones normales de operación y el costo de reparación, están dentro de un rango razonable.

3.6.2 Fallas catastróficas.

Son aquellas fallas que por lo general ocurren sorpresivamente y se requiere de mucho tiempo y dinero para ser corregidas, y en algunos casos son irreversibles; por ejemplo, el estado inoperante del equipo. Debido a la naturaleza de las fallas, se deberán eliminar a través de la mejora continua del diseño de las partes de los equipos y la verificación continua del funcionamiento de todos los elementos para determinar el momento óptimo de la acción de mantenimiento.

3.6.3 Falla total.

Algunas de las principales fallas que generan un paro total de la instalación –debido a la activación del SPPE–, son los siguientes:

- Falla de energía eléctrica.
- Falla de aire de instrumentos.
- Fuego confirmado.
- Fuga de gas combustible.

3.7 Recursos económicos.

Cuando se realiza un paro programado de la instalación, la cantidad de dinero requerida que se invierte en el mantenimiento de instrumentos es bastante considerable. El mantenimiento de los instrumentos es de vital importancia, debido a las funciones de control en caso de una emergencia que ejecutan las válvulas, para ello en un paro programado, los instrumentos pasan por una serie de etapas como son:

- Desmontaje.
- Inspección.
- Calibración.
- Montaje.

3.8 Operación y mantenimiento del SIS.

El objetivo principal de la operación y mantenimiento del Sistema Instrumentado de Seguridad, SIS, es asegurar que el SPPE opere dentro de las especificaciones de integridad de seguridad requerida, garantizando que el Nivel Instrumentado de Seguridad, NIS, de cada función de seguridad este dentro de los límites, el mantenimiento se debe centrar en asegurar que el sistema no se deteriore y que no llegue a tener un nivel de integridad por debajo de lo especificado.

El fabricante del SPPE deberá de colaborar con el personal de la compañía operadora para realizar la planeación de las actividades de operación y mantenimiento durante la etapa de diseño, antes de que el SIS sea puesto en operación. Esta actividad debe incluir los siguientes factores:

- Descripción general del SIS.
- Actividades para operación rutinaria y anormal.
- Pruebas funcionales.
- Actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Identificar y controlar cualquier actividad que anule el SIS
- Los procedimientos, medidas y técnicas a emplear durante la operación y mantenimiento.
- Cuándo se deben llevar a cabo las actividades.
- Equipos y herramientas necesarias para llevar a cabo las actividades.
- Las personas, departamentos y organizaciones que se responsables de ejecutar las actividades.
- El grado de capacitación y competencia requerido por el o los equipos que deben llevar a cabo las actividades de operación y/o mantenimiento.
- Especificación del tipo de información de confiabilidad que debe recopilarse y analizarse durante la fase operativa.
- Límites de operación segura y las implicaciones de seguridad si éstos son excedidos.
- Tiempo requerido por las funciones del SIS incluyendo a los dispositivos de salida.
- Especificaciones de desempeño.
- Diagramas del SIS.
- La matriz de paro de emergencia.

CAPÍTULO 4: PROTECCIÓN Y SALVAGUARDAS DE EQUIPOS.

Las salvaguardas ayudarán a evitar y prevenir eventos, siempre y cuando se lleve un buen registro de éstas, dentro de los más importantes, se encuentran los procedimientos para operar los equipos los cuales deben ser claros, específicos, precisos y deben estar disponibles, dentro de la lógica del SPPE, siempre se deben de indicar claramente, los niveles de paro generales y por unidad, de tal forma que el operador conozca cuales son los paros activados y pueda seleccionar el restablecimiento general o de unidad por unidad.

4.1. Salvaguardas de la IHM.

El SPPE por su propio diseño y configuración cuenta con una Interfase IHM, que cuenta con el registro histórico de alarmas (con la opción de imprimir este reporte), lo cual permite llevar un consecutivo de alarmas y fallas para identificar algún problemas a nivel de equipo, instrumento o controlador. De registrarse un evento, la IHM cuenta con una leyenda que indica el evento que generó el paro, ya sea por nivel o por unidad, además de que cuenta con una pantalla resumen donde se puedan consultar todos los elementos del SPPE (que se encuentran habilitados o deshabilitados). En relación a los botones de *By-Pass* en las pantallas de la IHM, su visualización deberá ser clara, además de que la interfaz debe contar con ventanas de estado que permitan identificar de manera rápida los elementos habilitados o deshabilitados.

También en la IHM, cuando los elementos se encuentren en mantenimiento se debe de indicar claramente, para que el restablecimiento del sistema los respete y haciendo esto que la única forma de desactivarlos sea en la pantalla, esta pantalla sólo podrá tener acceso el personal de mantenimiento, esto previamente definido mediante los nombres de usuario y contraseñas –jerarquización–, debe existir también una indicación permanente que señale si existe algún elemento deshabilitado y una pantalla donde se indiquen todos los elementos deshabilitados incluyendo fecha, hora, usuario y causa de esta acción.

Estableciendo la jerarquización de niveles de acceso al sistema, existirá un administrador del sistema quien asignará los privilegios para diferentes usuarios, por lo que deberán existir categorías de monitoreo (sólo monitoreo, sin probabilidad de

aplicar o quitar *By-Pass*), operador, encargado, ingeniero de operación y de mantenimiento. Los usuarios con privilegios capaces de poder aplicar los *By-pass* a los diferentes elementos, tendrán un tiempo limitado de forma que necesitará volver a teclear su *password* –transcurridos 10 minutos sin realizar ninguna acción– para asegurar que cuando el personal se retire, no queden activos sus privilegios (en caso de que no se vuelva a teclear el *password* quedarán activos los privilegios del operador).

Para el restablecimiento total del SPPE, se debe de contar con privilegios especiales e indicar con una pantalla adicional, que esta acción provocará la apertura de las SDV y cierre de las BDV cuyas condiciones se hayan restablecido, aún cuando se tengan con *by-pass* (se recomienda que antes de restablecer se verifique que los parámetros estén dentro del rango de operación definido). De esta manera se mantendrá la integridad de la instalación y la correcta operación de los sistemas.

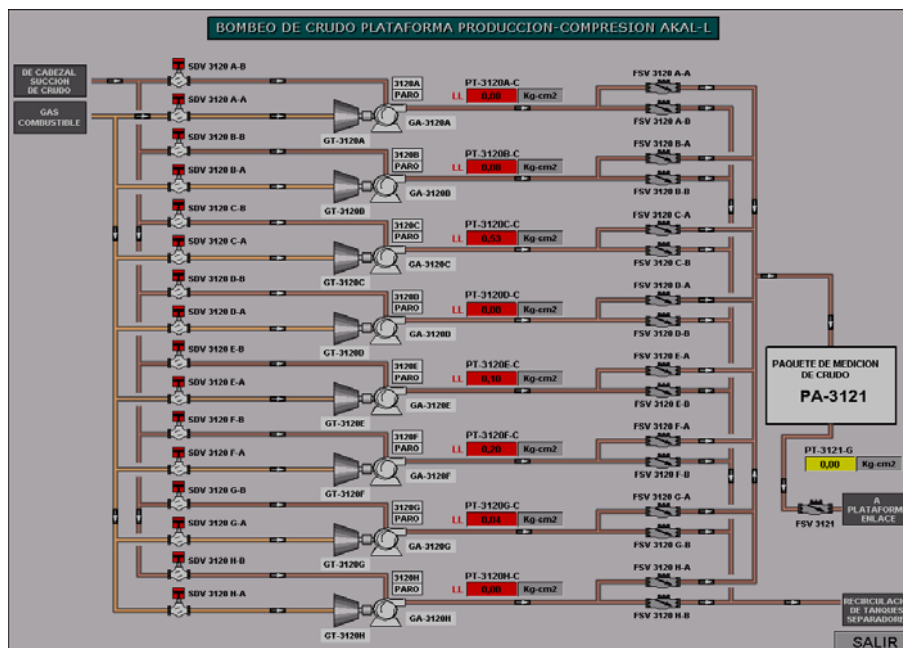


Fig.4.1 Pantalla con válvulas en *by-pass* (elementos indicados en color rojo).

4.2 Salvaguardas del tanque separador.

Dentro de la operación de los tanques separadores, es importante proteger la integridad de sus elementos –válvulas, tuberías e instrumentos–, así como el mismo tanque, por lo que uno de los factores más importantes a supervisar es la presión de operación de los

fluidos. De antemano por ingeniería, el diseño de este sistema cuenta con válvulas de emergencia o de desfogue ubicadas en la superficie de este, así mismo en la parte superior se encuentra localizado un transmisor de presión PIT que manda una señal eléctrica al interruptor por muy Alta - Alta presión configurados en el SIS.

Para protección del separador se tiene una válvula de seguridad que esta calibrada a 9 kg/cm^2 –acorde a las recomendaciones del proveedor y en función de las características del tanque– que permite el escape del gas de proceso hacia el cabezal de desfogue hacia el quemador; en algunos casos se cuenta con respaldo de una segunda válvula de seguridad ubicada en el separador y que permite el escape de gas al cabezal de desfogue que va al quemador.

En la línea de salida de líquidos del tanque separador se encuentran instalados los transmisores indicadores de presión en el cual están configurados los interruptores por Baja-Baja presión con un punto de ajuste de 1 kg/cm^2 –fuga–, enviando una señal de cierre a la válvula de corte de acuerdo a lo establecido en la lógica de paro de emergencia. En el caso de nivel en el tanque, se requiere de igual manera contar con salvaguardas, debido que por muy bajo nivel puede determinarse la presencia de fuga en el tanque y para el caso de muy alto nivel la salvaguarda protege el arrastre de líquidos a la corriente de gas – al quemador o hacia compresión ver fig.4.2.

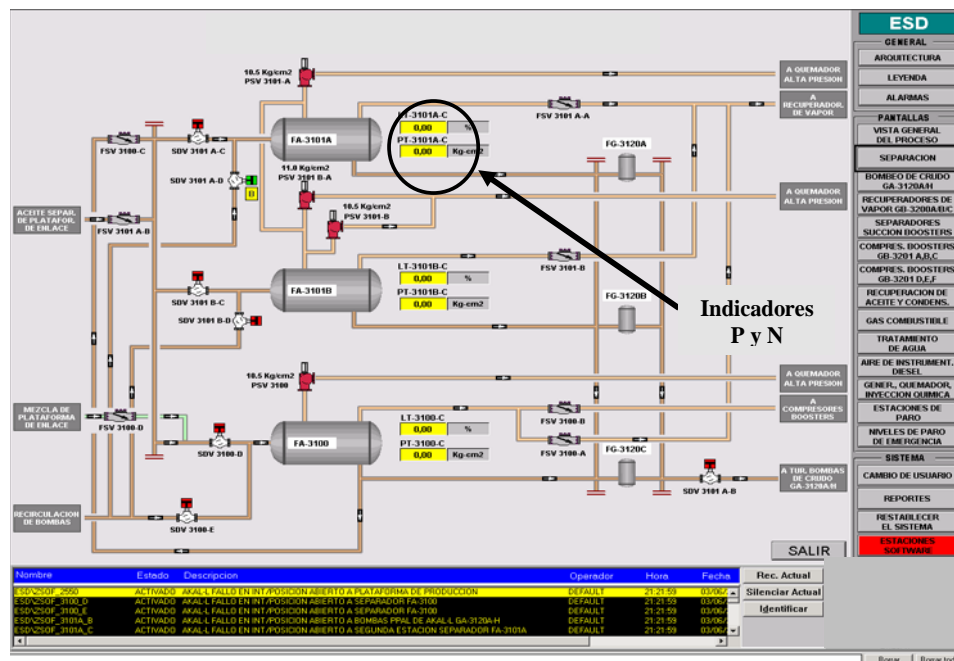


Fig.4.2 Pantalla que ilustra los indicadores de nivel y presión.

4.3 Salvaguardas del equipo de bombeo.

El arranque del sistema de control de las bombas de crudo debe iniciarse desde la consola del sistema SCD, Sistema de Control Distribuido o bien llamado DCS por sus siglas en el idioma inglés.

Por seguridad e integridad del equipo al realizar el arranque de las bombas y evitar que la presión se incremente se dispone de una válvula tipo globo la cual estrangula el fluido hasta poder alcanzar la operación normal de la bomba posteriormente se ponen en operación de la misma forma las siguientes válvulas a operar.

El sistema de bombeo cuenta con 1 ó 2 bombas de respaldo, que entrarán en operación una ú otra, cuando se le de mantenimiento o en condición de falla de alguna de las bombas.

Cuando se presentan altos o bajos niveles en el separador el transmisor de nivel sensa una variación fuera de su punto de ajuste, misma que envía una señal de paro de bomba, de continuar detectando una variación fuera del rango establecido se detendrá otra bomba y provocará un paro total del sistema de bombeo.

En cuanto a la presión, para evitar que sea alta en la descarga de las bombas, se cuenta con una válvula de recirculación por alta presión, la cual tiene la capacidad de manejar presiones muy altas, La cual funciona de la siguiente forma:

El transmisor indicador de presión PIT (ubicado corriente arriba), envía una señal eléctrica al controlador indicador de presión PIC, localizado en el cuarto de control, este manda la señal eléctrica al transductor, para convertir la señal eléctrica a neumática y enviar esta señal a la válvula de control de presión, con un punto de ajuste especificado en el diseño, en este punto la válvula abrirá para recircular el fluido al separador de primera etapa.

Para mantener una presión constante en el cabezal de descarga se tiene la válvula de control de presión, esta recibe la señal del transmisor indicador de presión vía controlador indicador de presión, ubicado corriente abajo de la válvula controladora. Se cuenta con la alternativa de control neumático, este controlador envía una señal neumática a través del solenoide a las válvulas de control de presión.

4.4 Sistema de aire de planta e instrumentos.

Este servicio tiene la finalidad de suministrar aire a equipos e instrumentación que así lo requieran, en lugar de gas.

El sistema esta compuesto de los siguientes elementos:

- Dos compresores de aire comúnmente uno en operación y otro en relevo
- Un tanque acumulador de aire de planta con de tiempo de residencia.
- Un tanque acumulador de aire de instrumentos también con tiempo de residencia.

Es importante contar con compresores de respaldo de esa manera se evitan eventos que puedan dejar a la instrumentación sin suministro de aire, lo cual provocaría el cierre de válvulas y por tanto paros no deseados o en el peor de los casos paros totales, por ello la importancia de tener un monitoreo constante de presiones y flujo de aire en los compresores y tanques de aire y respaldos.

4.5 Sistema desfogue y quemador.

Este sistema recibe los desfuegos de los recipientes y equipo a presión, el sistema opera siempre y cuando la red de protección del SPPE no es activada por falla en el elemento primario y/o final de control; entonces el gas amargo es relevado por las válvulas de seguridad que protegen a los diferentes equipos debido a que se alcanza el punto de ajuste de estas válvulas, finalmente el desfogue es conducido al quemador.

Los eventos de desfogue que se pueden presentar son los siguientes:

- 1.- Envió continuo del gas amargo del separador de segunda etapa. El desfogue del paquete de gas combustible y además el desfogue de la válvula de seguridad
- 2.- Despresurización (Blowdown) del separador de primer y de segunda etapa del paquete de regulación de gas combustible, todo a través de las válvulas BDV.

Una de las salvaguardas del sistema de desfogue es el barrido que se realiza periódicamente, el cual consiste en inyectar de forma continua gas de purga (gas de B.N.) a presiones altas, la inyección se realiza en el cabezal de desfuegos, esto con la

intención de mantener una presión positiva en el sistema de desfogues y así evitar la entrada de aire al cabezal principal de desfogues y evitar la formación de una mezcla explosiva.

4.5.1 Quemador.

El quemador es la parte principal del sistema de desfogues, debido a que su buen funcionamiento depende de la seguridad y operación de la instalación. Para lograr esto se alimenta de forma continua gas combustible a los pilotos del quemador, esto es con la finalidad de mantener siempre encendido el quemador.

Para garantizar el encendido continuo de los pilotos del quemador existen detectores de flama, que en caso de pérdida de flama estos detectores mandaran a generar una chispa eléctrica para encender inmediatamente el piloto apagado. Estos detectores enviarán una señal al tablero de control del quemador en donde mediante luces indicadoras se mostrará el estado de los pilotos –encendido/apagado–, además en este tablero se tendrán selectores manuales para el encendido del quemador ya sea de forma manual, automática o fuera de servicio.

4.6 Tanque separador de segunda etapa.

El separador de segunda etapa recibe el aceite proveniente del separador de primera etapa, en donde el gas separado es enviado por la línea de desfogue al quemador; el aceite estabilizado en el separador es succionado por las bombas de transferencia de crudo.

Para su adecuada operación el separador de segunda etapa consta de un interno de alta eficiencia, para separar el gas del crudo con una eficiencia del 99% y de un sistema automatizado de control en base a las variables de operación de nivel y presión.

El nivel del separador de segunda etapa se mantiene por medio de un control automático que actúa sobre la válvula de alimentación de entrada al separador y la válvula de recirculación de aceite proveniente de la descarga de las bombas.

En situaciones de contingencia como son, nivel bajo-bajo y alto-alto de aceite en el separador se activa el SPPE, que actúa sobre la válvula de corte de la corriente de

entrada y en otros casos de contingencia como son la detección de fuego o fugas de gas también se activará este sistema para proteger al equipo.

Para poder proteger el equipo de variaciones de presión se tienen válvulas ubicadas sobre el separador que a su vez cuenta con un transmisor de presión que manda una señal eléctrica al interruptor por muy alta-alta presión con un punto de ajuste configurado en el SPPE.

También el separador tiene una válvula de seguridad que esta calibrada a 9 kg/cm^2 y permite el escape de gas al cabezal de desfogue hacia al quemador, de igual forma se cuenta con el respaldo de una segunda válvula seguridad y permite el escape de gas al cabezal de desfogue que va al quemador.

En la línea de salida de líquidos del tanque separador se encuentran instalados los transmisores indicadores de presión, en el cual están configurados los interruptores por presión baja-baja con un punto de ajuste de 1 kg/cm^2 el cual se dará bajo una condición de fuga hacia la succión de bombas o falla de la válvula, enviando una señal de cierre a la válvula de corte configurada en el SPPE.

4.7 Inyección de agentes químicos (antiespumante e inhibidor de corrosión).

La inyección de agentes químicos se localiza en la línea de entrada de mezcla donde se inyecta antiespumante y salida de gas del primer separador, donde se inyecta inhibidor de corrosión. La dosificación de químicos proviene del paquete de antiespumante y paquete de inhibidor de corrosión. El suministro se realiza desde el paquete de dosificación de antiespumante, mediante las bombas dosificadoras neumáticas.

El paquete de dosificación de inhibidor de corrosión consta de dos tanques atmosféricos verticales uno de almacenamiento de inhibidor de corrosión el cual es llenado manualmente con tambores del reactivo, y otro tanque de mezclado que cuenta con un agitador neumático accionado por aire de instrumentos.

El sistema es controlado por PLC del paquete de inhibidor de corrosión que a su vez controlará el sistema localmente, este coleccionará y almacenará todas las señales de campo del paquete y la mandará al Sistema Digital de Monitoreo y Control, SDMC y

donde podrán ser monitoreadas IHM. Las funciones del SDMC sobre el paquete serán exclusivamente de monitoreo, arranque y paro.

El drenado de los tanques de almacenamiento y mezcla del inhibidor de corrosión, será manualmente por medio de una válvula, el drenado de cualquiera de los tanques se podrá verificar por medio de la mirilla indicadora de flujo, el paquete cuenta con una charola de recolección para confinar adecuadamente los posibles derrames en los límites del mismo.

4.8 Sistema agua contraincendio.

La bomba principal del sistema de agua contraincendio y su bomba de relevo, tienen instalado un sistema de protección por alta presión en las líneas de descarga que emplea las válvulas de alivio, con presión de ajuste determinada.

También se puede realizar un paro de las bombas por sobre-velocidad mediante los transmisores configurados en la IHM.

Cuando alguno de los botones configurados en las pantallas del IHM se active por accionamiento del operador, inicialmente el sistema energizará las solenoides correspondientes para la apertura de las válvulas de diluvio. También, se alarmará visualmente activándose las lámparas rojas y de manera audible con tono de sirena y mensaje de voz indicando fuego.

Para realizar las pruebas se accionará el botón de prueba configurado en las pantallas del IHM, por el operador, entonces el sistema realizará automáticamente una prueba funcional de las alarmas visibles y activará las alarmas audibles con un tono continuo y un mensaje de “prueba”.

4.9 Sistema de drenajes abiertos.

Cabe señalar que este separador es atmosférico sólo recibe todos los líquidos recolectados en las charolas de los equipos, por lo cual no se requiere protección por presión.

Para la protección por alto-alto y bajo-bajo nivel de líquido en el tanque colector de drenaje cerrado se tiene el transmisor de nivel el cual mandará a paro por emergencia por bajo y alto nivel. En caso de que el nivel de líquido baje demasiado se mandará una alarma por bajo nivel y paro parcial es decir solo cierre de la válvula de corte, la cual cortará el suministro de gas de potencia a la bomba.

Por otra parte, este transmisor de nivel mandará una alarma al cuarto de control por muy alto nivel en tanque colector de líquido y a paro parcial, es decir, sólo el cierre de la válvula de corte, la cual cortará el flujo de líquidos del tanque, que el motivo por el cual se puede presentar un muy alto nivel en el tanque es que alguna de las válvulas que drenan los equipos se encuentre abierta, en este caso se corre el riesgo de que el aceite que llega al tanque de drenajes se derrame.

4.10 Sistema de drenajes cerrados.

Todos los equipos, cuentan con sus respectivos drenes a presión, por lo que es necesario contar con un sistema de recolección de drenajes presurizados (cerrados) que ofrezcan una operación segura y eficiente.

El sistema de recolección de drenajes cuenta con el tanque colector de drenajes presurizados que a su vez cuenta con un cabezal de recolección de líquidos al cual se interconectan las descargas de los lanzadores y recibidores de diablos, equipo de bombeo y equipo de separación y el depurador de gas del paquete de regulación de combustible.

El cabezal de drenajes cerrados llega al tanque de recolección, en este tanque se separan los líquidos de los gases. Los líquidos se enviarán a la línea de aceite por medio de la bomba de drenajes cerrados, a través de la línea de succión y descarga de dicha bomba. Los gases se envían al cabezal de venteo atmosférico a través de la línea.

El tanque recolector de drenaje, para su adecuada operación consta de un sistema automatizado de control sobre la base de las variables de operación de nivel y presión, para protección por alta presión en el tanque, el tanque colector cuenta con una válvula de seguridad de presión, enviando el desfogue de gas por la línea al quemador.

En el caso de presentarse muy alta presión en el tanque colector de drenaje cerrado el transmisor de presión mandará a cerrar a la válvula, el cual corta el suministro principal de gas de B.N. al sistema de drenajes.

Para la protección por alto-alto y bajo-bajo nivel de líquido en el tanque colector de drenaje cerrado se tiene el transmisor de nivel el cual mandará a paro por emergencia por bajo y alto nivel. En caso de que el nivel de líquido baje demasiado se activará una alarma por bajo nivel y paro parcial, es decir, sólo cierra la válvula de corte, la cual cortará el suministro de gas de potencia a la bomba.

El colector de drenaje atmosférico cuenta con un indicador de temperatura para monitoreo local, en el caso de esta variable no se requiere control, únicamente se necesita monitoreo local.

El sistema también cuenta con un arreglo de válvulas de control de presión (autorreguladas) a la entrada del gas de BN. En caso de que la válvula presentará alguna falla mecánica y no regulará el gas al punto de ajuste indicado, el interruptor de presión por alta presión mandará a cierre dejando fuera de operación al sistema de drenaje abierto.

Este sistema se reestablecerá de la forma siguiente:

- 1.- Cierre de válvulas de bloqueo.
- 2.- Apertura de válvulas de bloqueo.
- 3.- Apertura de la válvula con cualquiera de las botoneras de apertura (local y remoto) de esta válvula.

4.11 Sistema de supresión de gas y fuego.

El sistema digital de detección y supresión de gas y fuego, tendrá como propósito fundamental la detección oportuna de riesgos inherentes a las operaciones unitarias desarrolladas en las áreas de trabajo, y anticipar las acciones de prevención para mitigar los posibles efectos adversos que resultan de la liberación del material contenido en los equipos de la instalación, tomando mediante una programación digital

previa decisiones oportunas de forma segura y confiable, todo esto mediante dispositivos de detección gas y fuego, y las alarmas de activación manual.

Los sistemas de seguridad asociados al sistema de detección y supresión gas y fuego que forman parte de algunas de las instalaciones son: el Sistema de Protección de Agua Contra-incendio, Sistema de Protección Contra-incendio a base de Agente Limpio y Sistema de Alarmas.

Un sistema de seguridad muy indispensable es el de protección de agua contra incendio, su función consiste en proporcionar agua para enfriamiento a los equipos mediante una red de agua contra-incendio, la cual también puede activarse en forma manual mediante botón o palanca, o en forma automática a través del sistema neumático de tapón fusible. La red opera tratando de aislar zonas completas en la instalación para lograr con lo anterior abatir altas temperaturas en zonas determinadas y evitar que se presenten problemas de explosión o incendios en equipos adyacentes. Con el sistema de detección y supresión gas y fuego se puede monitorear los estados de las bombas contra-incendio y se registran señales de arranque y paro de las mismas.

4.12 Salvaguardas del sistema de gas combustible.

El tanque separador –acumuladores o pulmones– cuenta con una válvula de seguridad que protegerá al tanque de una sobrepresión, también el tanque cuenta con el transmisor de presión que activará a paro por emergencia al sensar muy alta o muy baja presión configurado en el SPPE.

El calentador eléctrico de gas cuenta con una válvula de seguridad que protegerá al equipo de una sobrepresión, también en la línea de salida del gas el calentador cuenta con el transmisor de temperatura que enviará a paro por emergencia al activarse los interruptores de alta-alta y baja-baja temperatura configurados en el SPPE.

CAPÍTULO 5: SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD, SIS

Es un medio que reduce al máximo el nivel de riesgo en una instalación, por medio de sensores, procesadores lógicos y elementos finales de control que tiene el propósito de llevar al proceso a un estado seguro cuando se han irrumpido condiciones predeterminadas en su diseño.

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad, SIS son muy importantes dentro de la administración de riesgos, debido a que reducen o evitan las consecuencias de los peligros al personal, al ambiente y a las instalaciones. Como objetivo inicial de diseño, los riesgos deben prevenirse y mitigarse, por lo tanto, los SIS cumplen una función primordial evitando los eventos o minimizando la severidad de las consecuencias al personal.

Por medio del SIS, podemos conocer el nivel adecuado de seguridad en las instalaciones y su análisis requiere de personal experimentado, que también evaluará el nivel de seguridad requerido para cada una de las áreas del proceso.

5.1 Definición del Nivel de Integridad de Seguridad, NIS

La determinación del Nivel de Integridad de Seguridad, NIS (también conocido como SIL por sus siglas en inglés), de una instalación o sistema debe ser definido con base a un previo análisis cuantitativo de riesgo, es decir, que tanto peligro puede representar un elemento o un sistema, este puede ser realizado por el proveedor que diseñe el SIS, debido a que el NIS determinado está en función de la confiabilidad y exactitud de los resultados de dicho análisis. El proveedor debe determinar el NIS para cada función de seguridad y no debe determinarse de manera global para un proceso o instalación, pues esto implicaría considerar los extremos en los valores asignados del NIS y se tendría como resultado deficiencias si el NIS, es bajo o bien, una sobre especificación si se establece un NIS, alto en el diseño del SIS

Para establecer el NIS requerido de integridad del sistema de seguridad se deben considerar los parámetros siguientes:

- La severidad de las consecuencias si el sistema de seguridad falla al operar en demanda.
- La probabilidad de que el personal sea expuesto al riesgo.
- Medidas de mitigación para reducir las consecuencias del evento de riesgo.
- La frecuencia con la cuál el sistema de seguridad se requiere que actúe.

5.2 Ciclo de vida de seguridad del SIS.

Este ciclo debe comprender las actividades para poder implantar los SIS, desde el diseño inicial hasta el desmantelamiento, de las instalaciones, sin embargo, las primeras etapas del ciclo de vida de seguridad son: el diseño conceptual del proceso, el análisis de peligros de proceso y la evaluación de riesgos.

Las actividades que se deben realizar para implantar el ciclo de vida de un SIS son las siguientes:

- Diseño del proceso.
- Identificar los peligros y eventos de riesgo, así como también, se debe evaluar el nivel de estos.
- Una vez que se determina la necesidad de la implantar un SIS, se establece el objetivo de cada función de seguridad mediante un NIS.
- Se desarrollan los requerimientos de seguridad.
- Se desarrolla el diseño conceptual del SIS y se verifica si cumple lo requerido.
- Se instalan y se realizan pruebas del sistema.
- Una vez puesto en funcionamiento se realiza un programa de mantenimiento programado.

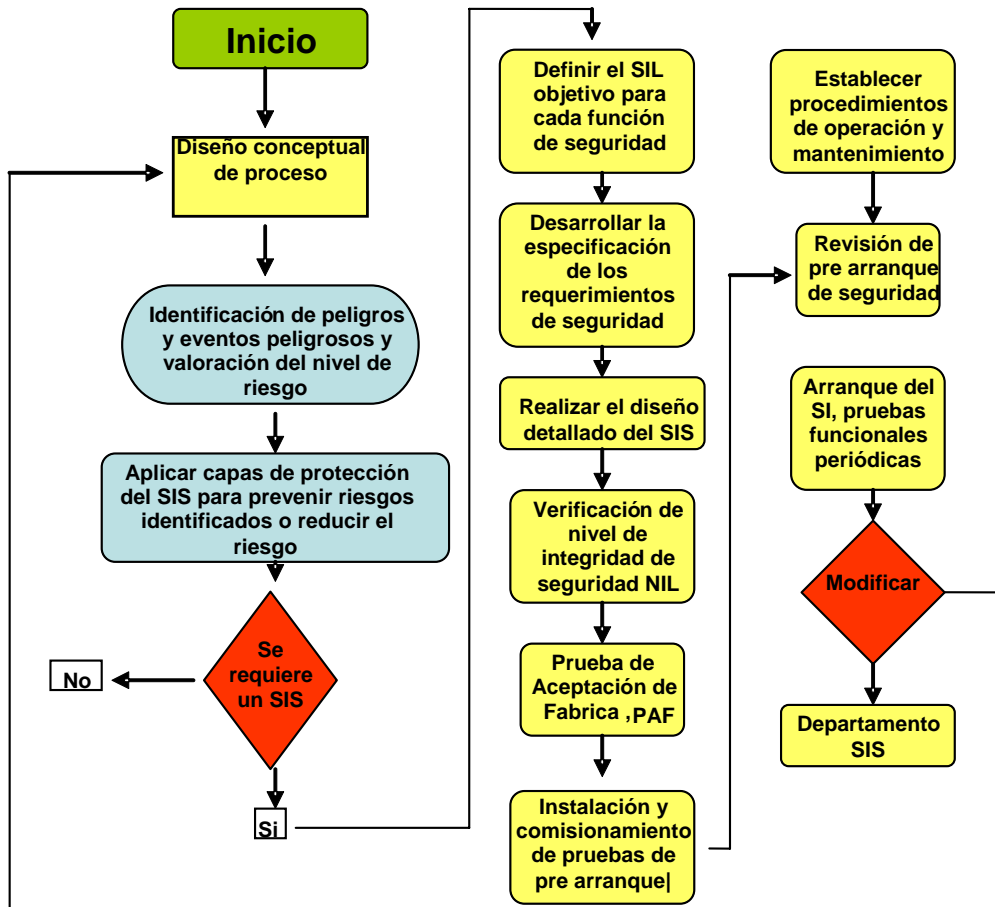


Fig.5.1 Modelo del ciclo de vida del SIS

5.2.1 Diseño conceptual de proceso.

En la primera etapa del ciclo de vida de seguridad del SIS, se debe contar con un diseño conceptual del proceso incluyendo las filosofías de operación, el equipo de proceso y el sistema de control del proceso, tomando en consideración las condiciones ambientales del lugar.

5.2.2 Identificación de peligros y eventos de riesgo.

Se debe de contar con un análisis y evaluación de riesgos, dicho análisis y evaluación de riesgos se deben llevar acabo, tanto en los procesos de instalaciones nuevas como en existentes, o bien en aquellas que sufran modificaciones en su proceso o en los que no cuenten con dichos análisis. En todo análisis se debe considerar el riesgo sobre el personal, medio ambiente, producción, y equipo, cuidando siempre su objetivo, la identificación de riesgos de proceso.

Una vez identificados los mismos, se lleva a cabo su valoración (frecuencia-consecuencia) y posteriormente, se debe decidir si ese riesgo es tolerable o no basándose en los criterios de aceptación del riesgo para el sistema o instalación definidos por el proveedor, Para reducir el riesgo a un nivel tolerable, primero deben de aplicarse capas de protección, en caso de no alcanzar el nivel de riesgo permisible una vez aplicadas dichas capas, se requiere implantar un SIS, para lo cual, se continúa con la siguiente etapa del ciclo de vida, Los resultados del análisis de riesgo deben constituir los datos de entrada para la determinación del NIS (Nivel Instrumentado de Seguridad).

5.3 Criterios para determinar la necesidad de un SIS.

Si los riesgos pueden ser controlados a un nivel aceptable sin la aplicación de un SIS, entonces la etapa de diseño de proceso finaliza. Por el contrario, si los riesgos no pueden ser controlados a un nivel aceptable mediante la aplicación de capas de seguridad no instrumentadas, entonces se requerirá un SIS y el ciclo de vida de seguridad continúa a la siguiente etapa.

5.4 Diseño detallado del SIS.

El propósito en esta etapa es finalizar y documentar el diseño conceptual. Una vez que se ha elegido, el sistema debe ser construido siguiendo procedimientos estrictos y buenas prácticas de ingeniería, para evitar errores en el diseño e implantación. En esta etapa el sistema debe ser programado y probado de acuerdo a la lógica determinada, cualquier error cometido durante esta etapa influirá en el resto del diseño.

5.4.1 Verificación del Nivel Instrumentado de Seguridad, NIS

En esta etapa debe verificarse que cada uno de los elementos que integran el diseño propuesto del SIS, cumpla con el NIS.

Por lo que, la operación del SIS se basa en un NIS, que debe definirse durante el desarrollo de la información de los requerimientos de seguridad. La habilidad de lograr un buen NIS debe ser validada en cada etapa de diseño y previo a cualquier cambio realizado al diseño, después de la puesta en servicio. El proveedor debe implantar un proceso de validación, para asegurar que cumple con la integridad para cada función y

así poder entender la interacción de todas las funciones e impacto de la falla de cada componente sobre el SIS.

5.5 Instalación del sistema.

En esta etapa, el proveedor debe asegurar que el sistema sea instalado conforme al diseño y opere acorde a la especificación de los requerimientos de seguridad, antes de que el sistema sea llevado al sitio, deben de aplicarse varias pruebas hasta validar su correcta operación; una vez en el sitio, el proveedor debe verificar que el sistema esté de acuerdo al diseño detallado incluyendo los dispositivos de campo, Así mismo, deben de llevarse a cabo las pruebas de pre-arranque y aceptación del sistema por parte del proveedor, además de que se deberá elaborar el procedimiento específico para llevar a cabo la instalación del sistema, dentro del cual se indique la verificación y documentación de cada función y etapa.

5.6 Operación y mantenimiento.

El proveedor deberá garantizar que el sistema funcione correctamente de acuerdo al diseño original – ingeniería – y se mantenga durante todas las etapas del ciclo de vida de seguridad, garantizando con ello, que responderá efectivamente en caso de una inconformidad o una desviación, la frecuencia de inspección y prueba se determina en una etapa anterior en el ciclo de vida (toda prueba o inspección debe documentarse).

5.7 Consideraciones del SIS.

El SIS establece como premisas de diseño, que se debe desarrollar una matriz de paro por emergencia –conforme a formato–, dentro de las cuales considera requerimientos expresados y estructurados, de tal modo que sean claros, precisos, verificables, sostenibles, factibles y escritos de tal manera que puedan ser comprendidos y aplicados de forma inmediata.

Los requerimientos también deben incluir:

- a) La función de cada componente del sistema.
- b) Acciones que el componente debe realizar bajo circunstancias establecidas.

- c) Especificación funcional.
- d) Integridad requerida – confiabilidad y disponibilidad – para operar acorde a lo definido en las bases de ingeniería.

La información necesaria para el desarrollo de las especificaciones de seguridad, debe incluir:

- a) Lista de las funciones instrumentadas de seguridad requeridas y el NIS, de cada función de seguridad.
- b) Diagramas de proceso e instrumentación, hojas de datos de proceso.
- c) Información del proceso (filosofía de operación) e información del análisis cuantitativo de riesgo (causa y secuencia de cada evento potencial de peligro que requiera un SIS).
- d) Consideraciones de falla de causa común del proceso, tales como corrosión y taponamiento.
- e) Consideraciones de confiabilidad, calidad y ambientales.
- f) Lista de consideraciones operacionales y de mantenimiento.

5.8 Especificación de integridad.

Los requerimientos de integridad, es decir, el nivel de integridad de cada función de seguridad del SIS debe ser usado para establecer una arquitectura aceptable del sistema para lograr el nivel de desempeño, seguridad e integridad requerida para que el SIS ejecute las funciones necesarias. Los requerimientos de integridad de seguridad deben incluir una definición de los siguientes parámetros de integridad:

- a) La tasa de demanda supuesta para cada una de las funciones de seguridad.
- b) Una descripción de todas las funciones instrumentadas de seguridad para lograr la seguridad funcional requerida y el NIS, para cada una de ellas.
- c) El Factor de Reducción de Riesgo, FRR para cada función de seguridad.

- d) Requerimientos de diagnóstico para lograr el NIS, requerido.
- e) Requerimientos de mantenimiento y pruebas para poder lograr el NIS, requerido (intervalo mínimo de prueba).
- f) Requerimientos de confiabilidad en caso de presentarse paros en falso (máxima tasa de paro en falso permisible).
- g) Detallar todos los modos requeridos de comportamiento del SIS, particularmente ante fallas y la respuesta requerida, por ejemplo, alarmas, paro automático, entre otros.
- h) Las condiciones ambientales extremas probables a ocurrir durante todo el ciclo de vida de seguridad del SIS, deben considerar como mínimo las siguientes variables: temperatura, humedad, contaminantes, interferencia de frecuencia, vibración, descarga electrostática, inundación, clasificación eléctrica de áreas.

5.9 Integración de la información y documentación, diagramas causa-efecto.

Esta integración constituye una guía para definir los requerimientos de diseño. Por esta razón, se debe incluir toda la información necesaria, como especificaciones funcionales, de integridad y de sobrevivencia:

Diagramas causa-efecto: También conocidos como matrices causa-efecto, o bien llamadas CEM, *Cause and Effects Matrix*, las cuales se han convertido en una herramienta muy amigable, debido a que su codificación es muy sencilla y son fáciles de interpretar ver fig.5.2.

CARTA DE EVALUACIÓN DE FUNCIONES DE SEGURIDAD					IDENTIFICACION DE INSTRUMENTOS O CONTROLES	FUNCION A DESARROLLAR
EQUIPO DE PROCESO		PROTECCION ALTERNATIVA				
OPERADOR O C.S. No. INSTALACION BLOQUE No. FECHA REALIZADO POR HOJA	FEMEX	FUNCION DEL ISO-19418 (SAC)	DISPOSITIVO ALTERNATIVO (APLICA) (SI)	NO. IDENTIFICACION		
DTI:		REV.		FECHA:		
NOTAS:						

Fig. 5.2 Ejemplo de un diagrama de causa /efecto.

La integración también debe de establecer lo que se va a lograr y no necesariamente de qué manera se va a lograr. El método para documentar las especificaciones de los requerimientos de seguridad debe ser lo suficientemente simple y claro para lograr un buen entendimiento del mismo, una vez terminada la especificación de los requerimientos de seguridad, debe ser revisada aprobada por el proveedor. Una vez aprobada la especificación no deberán existir cambios, a menos que estén debidamente justificados y aprobados por el proveedor (bases de ingeniería). La especificación debe de llevar el registro del número de revisión correspondiente cuando se realicen cambios durante el curso del proyecto.

De manera adicional a los diagramas causa-efecto, se cuenta también con los diagramas lógicos, los cuales son utilizados para definir funciones complejas y basadas en tiempo, lo que permite aclarar funciones que muchas veces no pueden ser descritas fácilmente mediante un diagrama de causa-efecto.

5.10 Administración integral de riesgos.

La administración integral como tal es un proceso, el cual debe seguir una serie de pasos para lograr un objetivo. Por lo que dentro del tema de seguridad, cuantifica el nivel de riesgo dentro de una instalación, para poderlo administrar, planear, evaluar y dirigir,

para poderlo atenuar. Por lo tanto, el objetivo de la administración integral de riesgos, es evitar catástrofes o siniestros de algún tipo, ver la fig. 5.3, muestra la administración de seguridad de los procesos normada por la Secretaría del Trabajo y Prevención Social, STPS.

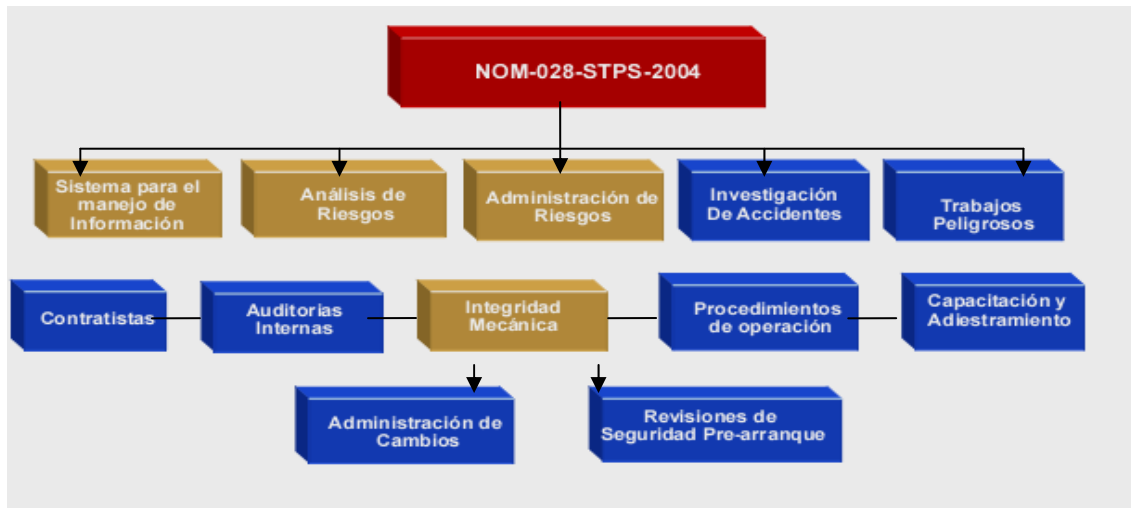


Fig.5.3 Diagrama de la administración de seguridad de los procesos.

Una vez que se ha realizado un proceso de seguridad se procede a evaluar el riesgo en la instalación mediante un análisis de peligro de proceso, también identificado por acrónimo en inglés PHA, *Process Hazards Analysis*. La metodología más aceptada para poder evaluar y analizar estos peligros es conocida como HAZOP, *Hazard and Operability Study*, o bien estudios de riesgos y operabilidad.

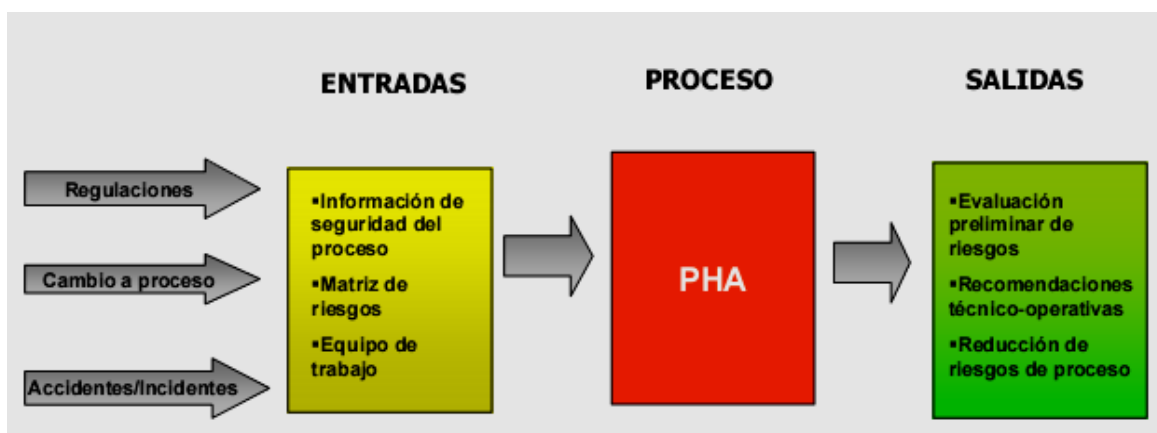


Fig. 5.4 Análisis de peligro de proceso, PHA.

Para poder realizar un método de este tipo, se requiere de un estudio donde intervienen los siguientes factores:

- Actitud del equipo.
- Preparación especializada.
- Información Técnica.
- Experiencia metodológica en HAZOP.
- Competencia Técnica.
- Junta de apertura, acuerdos y compromisos.

Lo anterior permitirá cumplir con el objetivo de manera eficiente, sin embargo, hay que resaltar que la información recabada debe ser precisa y confiable. De manera que una vez que se ha desarrollado el análisis y el estudio HAZOP, se debe de documentar correctamente y el paso siguiente será realizar un diagrama de proceso, como el que se muestra en la Fig. 5.5.

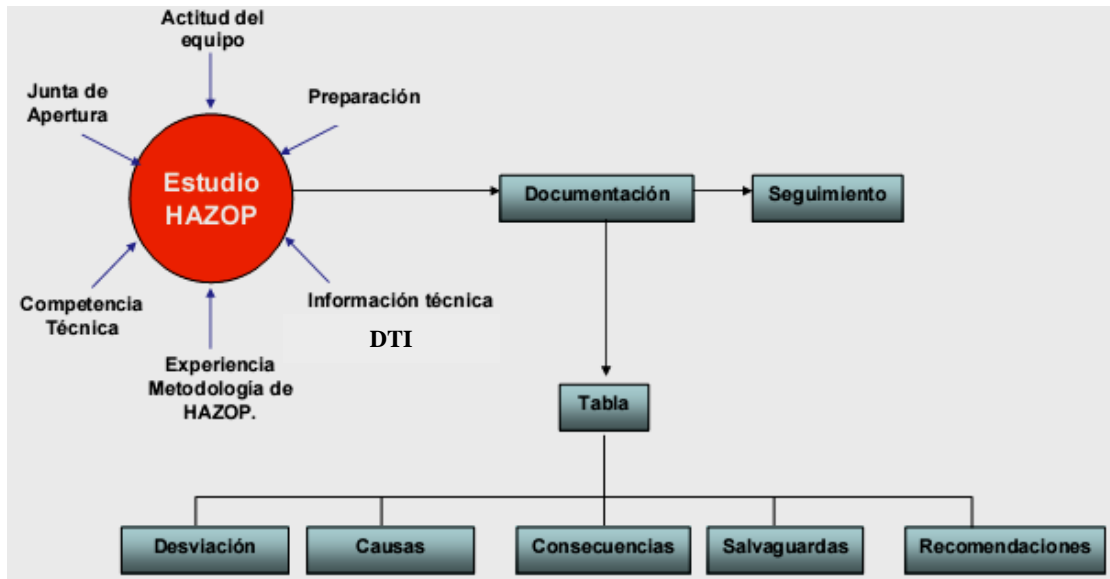


Fig.5.5 Diagrama de proceso de HAZOP

Por ejemplo, si la información fuera sobre productos químicos, es necesario tener los datos a detalle de estos, como son: toxicidad, propiedades físicas, reactividad y límites de explosión, pero también es necesario saber el proceso por el cual pasarán, para ello se requiere del apoyo de diagramas de bloques donde se indiquen especificación de

materiales, límites de operación de instrumentos y DTI, Diagrama de Tuberías e Instrumentos, comúnmente identificado a partir de nodos –puntos estratégicos donde se pueden presentar riesgos mayores–, como son: tuberías, separadores, equipos, válvulas, etcétera, ver Tabla 5.1.

Variables de proceso	Ejemplo de desviación	Problema
Gasto	Mayor/Menor/Intermitente	Sin flujo
Presión	Alto/Baja	Alta Presión
Temperatura	Alto/Baja	Alta temperatura
Nivel	Alto/Bajo	Alto nivel

Tabla 5.1. Evaluación para cada nodo.

Mediante las palabras guías establecidas, se realizará una evaluación en el nodo y así determinar si se pueden identificar peligros potenciales (consecuencias) dentro del proceso debido a los problemas (causas) en el nodo que esta en revisión. Si tales problemas existen, entonces el equipo identificará alguna protección (salvaguardas) para prevenir que estas ocurran.

5.11 Aceptación final del SIS.

El objetivo principal en esta etapa, es que la compañía operadora junto con el proveedor, verifique a través de inspección y pruebas, que el SIS fue construido, instalado y probado de acuerdo a los requerimientos definidos en las especificaciones de diseño y que se encuentra listo para operar, para lo cual debe realizarse el documento correspondiente que certifique lo anterior .

El proveedor también debe generar y entregar los informes de la prueba integral del SIS (junto con los resultados de las pruebas), así como también debe indicar si se cumplieron los objetivos y los criterios identificados durante la fase del diseño y por

último integrar la documentación para la aceptación final del SIS; donde se debe de anexar también la documentación técnica del proyecto, como; el manual de operación y la información técnica de todos los equipos e instrumentos.

La documentación requerida para soportar la prueba integral y que forma parte del proceso de aceptación del SIS, debe incluir los siguientes puntos:

- a. La descripción general.
- b. Especificación funcional.
- c. Diagramas de configuración.
- d. Manual de usuario y licencias del *software* de usuario.
- e. Protocolos, informes de aceptación de pruebas en fábrica PAF y en sitio OSAT.
- f. Procedimientos, informe y acta de aceptación de las pruebas integrales.
- g. Listado impreso del programa del procesador lógico.
- h. Diagramas de bloques.
- i. Listas de las entradas/salidas.
- j. Diagramas de proceso e instrumentación.
- k. Diagramas de lazos.
- l. Esquemas eléctricos.
- m. Matriz de paro de emergencia.
- n. Planos que indiquen la localización de los equipos principales.

La aceptación final del SIS se debe realizar después de que el proveedor haya demostrado a la compañía operadora que el SIS funciona con los demás componentes de la instalación interrelacionados con dicho SIS, acorde a las bases de ingeniería.

5.12 Requerimientos de capacitación para operación del SIS.

El diseñador del sistema –proveedor– junto con personal de la compañía operadora, deben de identificar el nivel de entrenamiento y documentación adicionales necesarios

para que el personal técnico especializado opere de manera eficiente el SIS, para lo cual se le deberá capacitar en los siguientes cursos:

- a) Curso de configuración general del SIS.
 - a.1) Interfaz Hombre Máquina, IHM.
 - a.2) Controlador Lógico Programable, PLC.
- b) Operación y mantenimiento general del SIS
 - b.1) Filosofía de operación.
 - b.2) Mantenimiento preventivo.
 - b.3) Pruebas de diagnóstico.
 - b.4) Interpretación de fallas y diagnósticos.
 - b.5) Supervisión y alarmas, arranque y puesta en servicio del sistema.

Comúnmente, dentro de los anexos de los contratos de servicio, la compañía operadora acuerda con el proveedor, que se debe dar la capacitación del equipo o sistema adquirido, además de efectuar la evaluación del personal que opere el SIS.

La capacitación a la que sean sometidos los operadores debe definir los siguientes puntos:

- a) Cómo se llevan a cabo las funciones del SIS (puntos de paro y las acciones que toma el SIS al verse rebasados dichos puntos de paro).
- b) Los riesgos contra los cuales protege el SIS.
- c) La operación y consecuencias en la operación de todos los desvíos (*by-pass*) y bajo que circunstancias específicas deben ser aplicados dichos desvíos.
- d) La operación de cualquier paro manual y cuando específicamente deben realizarse dichos paros.
- e) Su comportamiento y acciones a tomar durante la activación de cualquier alarma.
- f) La capacidad de programación o configuración del SIS.
- g) La aplicación de la lógica del SIS.

CAPÍTULO 6: CASO DE CAMPO.

Los riesgos no sólo se pueden prevenir implantando sistemas que mantengan la integridad de las instalaciones, también es parte de los trabajadores - técnicos e ingenieros – el poder salvaguardar todos los equipos y por tanto la propia vida, para garantizar la mayor seguridad el personal debe seguir los lineamientos siguientes.

6.1 Lineamientos de seguridad para operar en la instalación.

Es importante establecer e incorporar precauciones adecuadas de seguridad para cada faceta del arranque y de las operaciones normales. La seguridad es la principal prioridad en la instalación. Si una operación no puede ejecutarse con seguridad, la misma deberá detenerse y evaluarse, y se deberán implantar procedimientos para garantizar la seguridad del personal, el medio ambiente y los equipos. La seguridad es una parte integral de cada tarea.

A su arribo a la instalación el personal tiene que asistir a la orientación de seguridad, para familiarizarse con el diseño y la distribución de los sistemas de protección contra incendios, detección de gas, paro y seguridad. Como parte de la orientación, se deben ubicar los botones del sistema de paro por emergencia, el equipo para combatir incendios, rutas de evacuación y ubicación de los botes salvavidas.

También es necesario familiarizarse con el diseño básico del proceso y las instalaciones de producción, los operadores y el personal que participen activamente en el arranque y continuación de las actividades de producción deben estudiar los diagramas de tubería e instrumentación, DTI con el fin de ubicar los equipos, los parámetros de operación y las funciones de los mismos.

Cuando el personal se encuentre en áreas de riesgo tiene que usar equipo de protección, como: casco, lentes y zapatos de seguridad.

Finalmente en todo momento, plan o proyecto se debe contemplar la seguridad, el caso en estudio del SPPE, ayudará a reducir eventos no deseados y los lineamientos permitirán entre muchas cosas accionar adecuadamente el sistema en el momento que se requiera.

6.2 Caso de campo, SPPE

Es importante hacer mención que todos los sistemas de paro en su estructura son iguales para cualquier instalación, por lo cual en este caso de campo se consolida toda la información de capítulos anteriores que ayudará a entender a detalle la finalidad de proteger a cada elemento que sea parte del proceso y desde luego que así lo requiera debido a su diseño.

Los dispositivos de campo que suministran señales de entrada están ubicados a lo largo de las instalaciones –transmisores de presión, temperatura y nivel– estos son utilizados para medir los parámetros del proceso en preferencia a los interruptores, ya que así cualquier falla se vuelve evidente inmediatamente. Cada transmisor es cableado físicamente al controlador de lógica programable, Los transmisores del SPPE, son completamente independientes de la instrumentación del control de proceso.

Físicamente los botones del sistema de paro de emergencia están ubicados alrededor de las instalaciones, en los puntos de escape y evacuación más importantes, incluyendo:

- En la parte superior e inferior de las escaleras principales.
- En los embarcaderos (caso de instalaciones mar dentro).
- En los puentes adyacentes a los botes salvavidas (caso de instalaciones mar dentro).



Fig. 6.1 Botoneras de escaleras.

Otras señales de entrada al controlador de lógica programable del sistema incluyen botones en la IHM, así como también la estación de trabajo de ingeniería.

Las señales de salida desde el controlador de lógica programable del SPPE, son señales para cerrar válvulas de corte, abrir válvulas de despresurización o detener bombas o paquetes, estas señales están alambradas directamente a los solenoides en los actuadores de las válvulas o las bombas o paquetes.

Cada señal de entrada/salida tiene tres luces visibles dentro del gabinete del controlador de lógica programable, Una luz verde indica un estado “normal” o desactivado, una luz roja indica un estado de “alarma” o activado y una luz ámbar indica que no existe señal o que se tiene un desvío alrededor de las señales de entrada/salida.

6.2.1 Paros de emergencia de paquetes y de unidades.

Existen diferentes niveles de paro los cuales están relacionados de manera directa con la severidad del problema y los riesgos asociados. El nivel más bajo es el paro de un paquete, la mayoría de los paquetes tienen su propio sistema de control, ya sea un tablero de control local o un controlador de lógica programable, estos están programados para parar los paquetes si ciertos parámetros del proceso se desvían de su rango normal de operación. Un paro de paquete no está controlado por medio del controlador de lógica programable del sistema de paro de emergencia.

Los paros de las unidades (USD por sus siglas en inglés) son grupos de señales de salida provenientes del controlador de lógica programable del sistema, que están relacionadas con cierto equipo del sistema de proceso. Por ejemplo, los paros de una unidad paran el sistema alrededor de los paquetes de las turbo-bombas principales de crudo, las señales de salida del controlador de lógica programable en este ejemplo cierran la válvula de corte en la línea de succión de la bomba, cierran la válvula de corte en la línea de suministro de gas combustible hacia la turbina, y envía una señal de paro al sistema de control del paquete.

Donde estén combinados dos o más paros de unidad como la señal de salida desde una sola entrada, los paros de unidad están agrupados en un paro de emergencia, en tanto que un paro

de unidad se relaciona con una “unidad”, por ejemplo una pieza de equipo; un paro de emergencia tiene que ver con todo un sistema de proceso o toda la instalación.

La siguiente es la jerarquía de paros de emergencia más severos.

Nivel 1: Paro de la plataforma, abandonar la plataforma

Nivel 2: Paro de la plataforma, con despresurización

Nivel 3: Paro de la plataforma, sin despresurización

6.2.1.1 Paro de la plataforma – abandonar la plataforma

Un paro de emergencia nivel 1 solamente se puede iniciar manualmente desde la IHM, o en la estación de trabajo de ingeniería del sistema, o desde el botón accionado por tiro ubicado dentro del gabinete del controlador de lógica programable en el cuarto de control.

Este nivel de paro cierra las válvulas de seguridad sub-superficiales en los cabezales de los pozos y detiene todos los sistemas incluyendo los controladores de lógica programable de los SPPE y G&F.

Este nivel de paro solamente será activado como el último recurso o acción final tomada por el personal operativo previo al abandono de la instalación debido a un incendio o condiciones climatológicas severas. Para prevenir una activación accidental, un paro de emergencia nivel 1 no se puede activar a menos que un paro de emergencia nivel 2 haya sido iniciado primero y un periodo de 45 segundos haya transcurrido.

Un paro de emergencia nivel 1 provoca lo siguiente:

Paro del generador de emergencia, inhibición del arranque del generador de emergencia.

Envío de señal de paro de emergencia nivel 1 hacia la instalación, resultando en el cierre de todas las válvulas de seguridad subsuperficiales controladas desde la superficie (SCSSV por sus siglas en inglés) después de un intervalo de 45 segundos.

Paro de todos los equipos y sistemas del suministro ininterrumpible de potencia después de un intervalo de 30 minutos, incluyendo:

- Equipo de telecomunicaciones.
- Sistema de voceo.
- Sistema de paro de emergencia.
- Sistema de detección de incendio y gas.
- Sistema de control distribuido.

6.2.1.2. Paro de la plataforma con despresurización.

Un paro de emergencia Nivel 2 detiene todos los sistemas de proceso y servicios de la plataforma, con excepción del generador de potencia de emergencia y despresuriza los sistemas de gas de bombeo neumático, gas combustible y gas de arranque hacia el quemador.

Este nivel de paro de emergencia es iniciado por cualquiera de los botones manuales accionados por tiro del sistema están ubicados en diferentes sectores de la instalación, incluyendo en el cuarto del control.

También se puede iniciar desde cualquier señal de paro originada desde el controlador de lógica programable del sistema de detección de fuego y gas o por una pérdida, confirmada, del suministro de aire de instrumentos hacia las válvulas de corte.

Debido a que casi todos los sistemas se detienen con un paro de emergencia de este nivel, y el sistema completo de gas combustible / arranque es perdido, es probable que se tomen varias horas para reanudar la producción total de la plataforma después de un paro de emergencia nivel 2.

Todo el personal será advertido de estas consecuencias durante la actividad de orientación para prevenir la activación e iniciación de un paro de emergencia innecesario, ya sea accidentalmente o por estar jugando con el equipo.

Un paro de emergencia nivel 2 provoca lo siguiente:

Permite un paro de emergencia nivel 1 (permitido por un botón accionado por tiro de paro de emergencia nivel 2 solamente).

Activación de un paro de emergencia nivel 3.

Abre las válvulas de despresurización después de un intervalo de 30 segundos.

Desconecta la centrifugadora de diesel y el sistema de suministro.

La apertura de todos los interruptores de circuito equipados con disparos por bajo voltaje o dispositivos de derivación de disparo.

6.2.1.3 Un paro de emergencia Nivel 3.

Detiene todos los sistemas de proceso y de servicio, con excepción del generador de potencia de emergencia y el sistema de tratamiento y suministro de diesel, a diferencia de un paro de emergencia nivel 2, éste no resulta en la despresurización de los sistemas de gas de bombeo neumático, gas combustible y gas de arranque.

Un paro de emergencia nivel 3 puede iniciarse en la IHM, o en la estación de ingeniería del SPPE, o usando el botón accionado por tiro en el cuarto de control.

También puede iniciarse automáticamente por varios transmisores de proceso ubicados en el sistema de gas combustible.

Un paro de emergencia nivel 3 provoca lo siguiente:

- Activación de un paro de emergencia, paro del paquete de la bomba principal de crudo.
- Paro de los sistemas recolección de crudo.
- Paro del tren de los compresores.
- Paro del sistema de gas de arranque.

- Paro del sistema de tratamiento de agua.
- Paro del paquete del compresor recuperador de vapor.

6.2.1.4 Paros de seguridad nivel 4.

Los paros de seguridad nivel 4 son específicos a un proceso o sistema de servicio y no afectan las operaciones de toda la instalación. Los lineamientos para poder darle seguimiento al paro de seguridad nivel 4 son los siguientes:

Es necesario aplicar el desvío de señales de entradas/salidas dentro del controlador de lógica programable durante la puesta en servicio y el arranque del sistema, las pruebas y el mantenimiento de los dispositivos de campo.

Para ello un interruptor de llave está ubicado, ya sea en la puerta del gabinete del controlador de lógica programable, o en la estación de trabajo de ingeniería para permitir que los desvíos sean instalados.

Una luz piloto adjunta al interruptor de llave es iluminada para indicar que se ha colocado un desvío y una alarma para esa tarjeta de señales de entrada/salida es registrada tanto en el sistema como IHM, del sistema de control distribuido.

La condición de alarma por desvío permanecerá activada hasta que sea removida manualmente o la llave sea retirada del interruptor.

Cuando la llave sea quitada de la oficina del supervisor de turno, se debe anotar la fecha y hora en que se tomó, la razón del uso de la misma y el tiempo esperado de retorno.

6.3 Reposición de las funciones de paro.

Una vez que se ha iniciado un paro de emergencia o un paro de unidad las válvulas de corte, las válvulas de despresurización y las señales de paro de los equipos permanecerán activadas hasta que sean reposicionadas, incluso si la señal que causó el paro ha regresado a su posición normal.

Dependiendo del sistema el uso de la llave puede ser para reposicionar todas las salidas o simplemente permitirá que cada salida sea reposicionada individualmente. Lo anterior dependerá del proveedor seleccionado para suministrar el controlador de lógica programable del SPPE.

6.4 Reposición de las alarmas.

Al momento en que una alarma ha sido activada, las alarmas visuales y audibles continuarán hasta que la alarma sea reposicionada, incluso si la señal de entrada que causó la alarma ha regresado a su posición normal, un interruptor de llave está ubicado en la puerta del gabinete del controlador de lógica programable del sistema de protección contra incendio y gas o en la IHM del sistema de protección contra incendio y gas para permitir que las alarmas sean reposicionadas, dependiendo del equipo el uso de la llave será para reposicionar todas las alarmas o simplemente permitirá que cada alarma sea reposicionada individualmente, lo anterior dependerá del proveedor seleccionado para suministrar el controlador de lógica programable del sistema de protección contra incendio y gas.

6.5 Sistema de detección y supresión de gas y fuego.

Este sistema esta controlado por el PLC del TMR del sistema de detección y supresión contra incendio y gas.

Los dispositivos de campo que dan señales de entrada son todos cableados físicamente hacia el tablero maestro de interconexiones del sistema de protección contra incendio y gas, la instalación posee los siguientes tipos de dispositivos de campo que envían señales de entrada:

- Detectores de gas combustible
- Detectores de gas tóxico
- Detectores de rayos ultravioletas / infrarrojos
- Detectores de humo

- Detectores de humo de advertencia temprana
- Detectores térmicos de calor
- Estaciones de alarma manual

Las señales de salida del controlador de lógica programable del sistema de protección contra incendio y gas incluyen alarmas audibles y visuales, señales de paro hacia el controlador de lógica programable del sistema de paro de emergencia, señales de arranque hacia las bombas de agua contra incendio y señales de apertura hacia los aspersores de agua y las válvulas de diluvio del gas inerte. Las señales de salida están alambradas físicamente desde el controlador de lógica programable del sistema de protección contra incendio y gas o por medio del tablero maestro de interconexiones del sistema de protección contra incendio y gas.

6.6 Diagramas de tuberías instrumentados, DTI

Permiten mediante un plano dar seguimiento al proceso en un área específica, los componen símbolos de elementos como son: tuberías, sensores, válvulas, líneas de identificación y equipos de grandes dimensiones como: separadores, bombas, compresores, tanques, etcétera.

El uso de diagramas permite conocer las instalaciones de manera detallada, mismo que es necesario para poder laborar en las áreas, es por tanto una necesidad que tiene el ingeniero para poder tomar decisiones como parte de su trabajo.

Se requiere del conocimiento principalmente de símbolos, acrónimos e identificación de líneas. Esto debido a que las dimensiones reales de cada elemento son muy grandes y no tan fácilmente permitirían realizar un seguimiento a detalle de cada línea por lo que ejemplifica un DTI, perfectamente la instalación, el proceso y sus elementos ya sea por área o por sistema.

Para fines de esta tesis, se muestran varios DTI de algunos elementos, donde se identifican fácilmente componentes como son válvulas, sensores, líneas de flujo, etcétera. Que comprueban el objetivo del SPPE, que como se ha mencionado es mantener la integridad de la instalación y por tanto la seguridad del personal.

La finalidad de los siguientes diagramas es mostrar los dispositivos de seguridad recomendados para algunos componentes, así como también la ubicación de los mismos de acuerdo al tipo de elemento que se requiera proteger, en forma de tabla se muestra el evento que se puede presentar de tal manera que active el SPPE, la causa y condición anormal que lo genere.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Hoy en día, la seguridad es considerada como un factor de suma importancia para las compañías petroleras operadoras y para los trabajadores como condición de trabajo, no se puede laborar eficazmente en una compañía con estas características sin haber implantado sistemas que aseguren o garanticen la integridad de las instalaciones y del personal, por lo que, en todas las áreas identificadas con riesgo –moderado o alto– deben existir medios confiables que prevengan eventos no deseados.

El SPPE como sistema de seguridad, ofrece una alta confiabilidad debido a su diseño y configuración, en el cual uno de sus elementos cuenta a su vez con respaldos –redundancias– que confirman que el sistema seguirá proporcionando protección en todo momento.

El buen manejo del SPPE, prolongará la vida útil de cada elemento, equipo o sistema que se desee proteger; para ello es necesario que el personal de la instalación petrolera de proceso conozca de manera práctica y funcional la filosofía de operación del SPPE, así mismo asuma la responsabilidad y conciencia de lo elemental para mantener en buen estado todos los componentes del sistema, apoyado en el programa de mantenimiento definido en las bases de ingeniería.

Se ha comprobado, que existen pérdidas muy considerables, cuando no se toman las decisiones correctas al activarse uno de los niveles del SPPE, debido a esto, es necesario capacitar al personal y ofrecer pláticas de inducción y capacitación sobre la manera de operar y aplicar las recomendaciones del personal de mantenimiento, sobre todo al personal que ingresa por primera vez a la instalación.

El implantar y evaluar sistemas que ofrezcan una amplia seguridad para las compañías petroleras operadoras, puede ser muy costoso, sin embargo, el no contar con un sistema con estas características disminuye la capacidad de controlar riesgos y aumenta la posibilidad de que al presentarse un evento no deseado se salga de control y se traduzca en pérdidas económicas considerables y peor aún, en lesiones o pérdidas humanas irreversibles.

Este trabajo, presenta información práctica y sencilla de lo que es el SPPE y permite, entender de una manera rápida su funcionamiento y por ende a tomar las decisiones correctas al presentarse una condición anormal en el proceso. Debido a ello, también tiene como objetivo, dar a conocer el sistema a todo el personal –técnicos e ingenieros–, para evitar que se detenga la producción por un paro en falso.

Recomendaciones.

El SPPE, debe contar con botoneras de activación instaladas en puntos estratégicos de una instalación de proceso, como: en las entradas/salidas de los cuartos de control y puentes, escaleras para acceder al helipuerto o área de muelles –si la instalación se encuentra costa afuera– y en la oficina de la máxima autoridad de la instalación. También deben tener un correcto diseño, para evitar que se active el SPPE, por un error del personal; por ejemplo, al recibir un ligero golpe o que alguien lo active por desconocimiento. Por esto, se recomienda diseñar botoneras bien identificadas que indiquen que se trata de un elemento susceptible de activarse y de peligro, también debe contar con un protector para que no se active al ser golpeado o bien de preferencia que se activen al jalar y no al oprimir.

Otro punto importante, es que dentro de las pláticas de inducción de seguridad o bien en el registro de acceso a la instalación, se debe hacer mención de la existencia de estas botoneras a todo el personal, tanto de servicios, como de mantenimiento, que visiten periódicamente las instalaciones debido a que no están familiarizados con el sistema.

Como se describió, un elemento de vital importancia para el SPPE, es el sistema de suministro de aire de plantas e instrumentos, debido a que su buen desempeño, mantiene la correcta operabilidad y funcionamiento de la red de suministro neumático de las válvulas SDV, debido a esto, se recomienda proporcionar un mantenimiento periódico a cada uno de los componentes de este sistema, como son: compresores, paquete de secadora de aire, y tanques (pulmones), además de monitorear su eficiencia a través de la entrega de presión de aire y su calidad (para instrumentos), lo cual permitirá predecir problemas que en un futuro puedan generar una contingencia.

En el día a día de la operación del SPPE, es necesario contar con una bitácora ordenada y con los formatos adecuados, para identificar: intervenciones al sistema, fallas recurrentes (que sean atendidas a través de programas de adiestramiento y capacitación), el cumplimiento de los programas de mantenimiento y su desempeño. También se recomienda contar en los cuartos de control (donde están alojados los sistemas), con los

diagramas causa-efecto (actualizados, específicos y precisos) para tomar las decisiones correctas y oportunas ante una contingencia.

Se les deberá difundir a los estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera, los principios básicos, la operación y funcionamiento del SPPE, esto con el fin de conocer la importancia que tiene el sistema dentro de una instalación petrolera de proceso, y que al integrarse a una instalación que cuente con estas características, les sea más sencillo entender el papel que juega este sistema dentro de la conducción y manejo de la producción de aceite y gas, y la perspectiva integral que ello implica.

Nomenclatura

API	American Petroleum Institute (API, Instituto Americano del Petróleo)
BDV	Blow Down Valve (VDV, Válvula de Venteo)
CEM	Cause and Effects Matriz (MCE, Matrices Causa-Efecto)
CPU	Computer Personal Unit (CP, Computadora Personal)
DCS	Distributed Control System (SCD, Sistema de Control Distribuido)
ESD	Emergency Shot Down (SPPE, Sistema de Paro por Emergência)
FAT	Factory Acceptance Test, (PAF, Prueba de Aceptación en Fabrica)
G&F	Gas and FIRE (SGF, Sistema de Gas y Fuego)
HAZOP	Hazard and Operability Study (APO, Análisis de Peligro y Operabilidad)
IHM	Interface Human Machina (IHM, Interfaz Hombre Máquina)
I/O	Input/Output (E/S, Entrada/Salida)
ISA	The Instrumentation Systems, and Automation Society (Sociedad de Sistemas de Instrumentación, y Automatización)
JB	Join Box (CC, Caja de Conexiones)
LED	Light Emitting Diode (DEL, Diodo Emisor de Luz)
LIT	Level Indicator Transmitter (TIN, Transmisor Indicador de Nivel)
MBPS	Mega Bites Por Segundo
MC	Módulo de Comunicación
ME	Módulo de Energía
MEA	Módulo de Entradas Análogas
MSC	Módulo de Terminación de Campo
MSD	Módulo de Salida Digital
MED	Módulo de entradas digitales

MODBUS	Define una red de trabajo, y el protocolo para intercambio de datos en ésta
OSAT	On Site Acceptation Test (PAS, Prueba de Aceptación en Sitio)
PID	Pipeline and Diagram Instruments (DTI, Diagrama de Tuberías e Instrumentos)
PIT	Pressure Indicator Transmitter (TIP, Transmisor Indicador de Presión)
PHA	Process Hazards Analysis (APP, Análisis de Procesos Peligrosos)
PT	Pressure Transmitter (TP, Transmisor de Presión)
PLC	Programmable Logic Controller (CLP, Controlador Lógico Programable)
PP	Procesador Principal
PPC	Plataforma de Producción Compresión
SCBP	Sistema de Control Básico de Proceso
SDV	Shot Down Valve (VCR, Válvula de Corte Rápido)
SDY	Válvula Solenoide
SI	Sistema Internacional
SIF	Safety Instrumented Funtion (FIS, Función Instrumentada de Seguridad)
SIL	Safety Integrity Level (NIS, Nivel de Integridad de Seguridad)
SIS	Safety Instrument System (SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad)
SOE	Secuence Of Events (RSE, Registro de Secuencia de Eventos)
SPPE	Sistema de Paro por Emergencia
TCP/IP	Protocol Control Transmission/Internet Protocol (PCT/PI, Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet)
TAG	Etiqueta, número de control de instrumentación
TMR	Triple Modular Redundant (TMR, Triple Modular Redundante)
UPS	Uninterruptible Power Supply (FEI, Fuente de Energía Ininterrumpible)

USD Unit Shot Down (UP, Unidad de Paro)

ZSH Interruptor Abierto del Sistema TMR

ZSL Interruptor Cerrado del Sistema TMR

Apéndice A. Glosario

Alineación. Es poner en servicio alguna válvula, equipo, sección de línea, etcétera.

API, American Petroleum Institute. Es una institución estadounidense con reconocimiento de la industria petrolera internacional, y se ha constituido en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera.

Arquitectura. Es el arreglo físico y de configuración de los componentes y subsistemas de un sistema, cuando éste es digital.

CEM. Cause and Effects Matrix (MCE, Matrices Causa-Efecto).- Matrices que permiten llevar un control de las secuencias de las válvulas de corte rápido, al presentarse un evento –condición anormal de proceso–.

Capas de protección. Sistemas de protección que generalmente involucran diseños especiales, equipo de proceso, sistema de control básico de proceso, procedimientos administrativos, y/o respuestas planeadas para protección contra un riesgo inminente.

Ciclo de vida de seguridad. Secuencia de actividades involucradas en la implantación de sistemas instrumentados de seguridad desde el diseño conceptual hasta el desmantelamiento del mismo.

Comisionamiento. Es la verificación y confirmación de que el sistema instrumentado de seguridad cumple con las características especificadas en la documentación del diseño detallado y se encuentra listo para las pruebas de prearranque o PAS, también llamadas OSAT.

Confiabilidad. Probabilidad de que un sistema pueda desempeñar una función definida bajo condiciones especificadas para un periodo de tiempo dado.

Convertidor. Es el que se encarga de modificar la señal de entrada y la entrega en una señal de salida estándar.

Diagnóstico de válvulas. Se debe introducir cobertura de diagnóstico para cumplir con el criterio de confiabilidad y con el propósito de incrementar los intervalos de prueba. El diagnóstico asociado a válvulas debe considerar dos condiciones establecidas: operación normal y diagnóstico activo.

Entrampar. Mantener una cierta presión dentro de un equipo ó dispositivo a niveles que permiten mantenerlo alineado.

Estado seguro. Estados que debe tener el equipo o proceso bajo control después de la operación apropiada del sistema instrumentado de seguridad.

Filosofía de operación del sistema. Este documento debe contener la descripción de diagramas lógicos y diagramas causa-efecto, presentados en el SPPE.

Función de seguridad. Es una función a ser implantada por un sistema de seguridad.

Función Instrumentada de Seguridad, FIS. Capa de protección instrumentada independiente, cuyo propósito es llevar el proceso a un estado seguro cuando se rebasan las condiciones del proceso consideradas como normales.

Gas combustible. Sistema de acondicionamiento de gas para suministro a turbomaquinaria para su adecuado funcionamiento.

HAZOP, Hazard and Operability Study. Es un método cualitativo definido para desarrollar un análisis de peligros de proceso PHA, Process Hazards Analysis.

Hermeticidad. Característica de una red de conductos de no permitir el paso de agua a través de sus juntas

IHM, Interface Human Machine. Se refiere a la pantalla donde se resume las condiciones del proceso mediante las señales de campo y que permiten al operador la acción directa sobre el SPPE.

ISA, Instrument Society of America. Promueve normas y estándares; agrupa a industrias, prestadores de servicios y equipos a nivel industrial.

Mantenimiento correctivo. Detección de elementos dañados o que no funcionan correctamente en el sistema y su sustitución o corrección, para rehabilitar el correcto funcionamiento del sistema.

Mantenimiento preventivo. Revisión funcional del sistema y ajustes menores en los componentes y programas del mismo.

MODBUS. Define una red de trabajo, y el protocolo para intercambio de datos en esta.

Nivel de impacto menor. Impacto inicialmente limitado a un área local del evento con un potencial para una consecuencia más amplia si no se toman acciones correctivas. Fugas dentro de las instalaciones cuyas consecuencias al ambiente son conocidas (ruido, olores e impacto visual detectable, derrame externo controlable en un día).

Nivel de impacto serio. Es aquella consecuencia que podría causar cualquier lesión o fatalidad seria en el sitio o fuera de él, o bien, daño a la propiedad de miles de pesos, también se pueden presentar fugas fuera de los límites sin efectos adversos (el derrame externo se puede controlar en pocos días).

Nivel de impacto catastrófico. Es aquella consecuencia que es 5 o más veces severa que un accidente serio fuga fuera de los límites de contención con efectos adversos (derrame no controlable en pocos días).

Nivel de Integridad de Seguridad, NIS. Es un nivel discreto para la especificación de los requerimientos de integridad de las funciones de seguridad a ser asignadas a sistemas instrumentados de seguridad. Cada nivel discreto se refiere a cierta probabilidad de que un sistema referido a seguridad realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado.

Panel de control. Para funciones de seguridad críticas en caso de requerirse un panel de control local de válvulas, el acceso a éste, debe restringirse a fin de evitar el accionamiento inadvertido o no autorizado de las válvulas.

Paro en falso. Activación de cualquier función instrumentada de seguridad perteneciente al sistema integrado de seguridad, sin existir una demanda real en campo.

Prueba en línea. Prueba requerida para confirmar la correcta operación del sistema instrumentado de seguridad, esta prueba se debe llevar a cabo si resulta impráctico poner fuera de servicio al equipo bajo control para satisfacer la frecuencia de prueba requerida. Esta prueba no necesariamente se realiza con fluido de proceso fluyendo a través de los elementos finales (válvulas) del sistema instrumentado de seguridad, debido a que puede darse el caso de que se trate de un diseño que haya contemplado algún desvío (*by-pass*) alrededor de la válvula del sistema instrumentado de seguridad.

Prueba integral. En caso de que el sistema instrumentado de seguridad forma parte de un proyecto integral en el cual existan otros equipos, se realizan las pruebas integrales que confirmen la funcionalidad correcta del sistema completo, incluyendo la lógica de acuerdo a las especificaciones de los requerimientos de diseño. Esta verificación se realiza después de que las pruebas PAS han sido completadas de manera satisfactoria.

Sensor. Dispositivo o combinación de dispositivos que miden las condiciones del proceso (transmisores, interruptores de presión, interruptores de posición, entre otros).

Sistema de Paro por Emergencia, SPPE. Es un conjunto de elementos como transmisores, sensores y válvulas SDV, etcétera, que forman un sistema de seguridad, el cual lleva el proceso a un estado seguro tanto para el personal, como para las instalaciones, cerrando las válvulas de corte correspondientes a fin de aislar los equipos y líneas de conducción cuando las condiciones del proceso se salen de los rangos normales de operación, evitando condiciones inseguras.

Paro por proceso. Es el aislamiento de una sección de proceso determinada donde el proceso cierra válvulas de corte apropiadas para cortar el flujo a la sección de proceso o desvía el flujo a otra sección de proceso.

Prueba parcial. Prueba periódica que debe realizarse al conjunto válvula -actuador para comprobar su funcionamiento-.

Redundancia. Es cuando un sistema tiene más de un elemento (2 ó 3), que pueden respaldar su funcionamiento; cuando uno de los elementos falla

Reestablecimiento. Habilitar las funciones lógicas para poder abrir/cerrar cada una de las válvulas manejadas por el SPPE, después de un evento de paro por emergencia.

Sistema. Consiste en un grupo de componentes que interactúan bajo un diseño de control.

Sistema de aire de instrumentos. Es un sistema que a través de equipos de compresión y secado proporciona presión y volumen de aire, para abastecer a la instrumentación del proceso, sistemas de seguridad y turbomaquinaria.

Sistema de desfogue. Sistema de venteos de alta y baja presión con recuperadores de líquidos que permiten enviar el gas a la atmósfera en una condición segura, reincorporando los líquidos al proceso.

Sistema Instrumentado de Seguridad, SIS. Es un sistema compuesto por sensores, procesadores lógicos y elementos finales de control que tiene el propósito de llevar al proceso a un estado seguro cuando se han rebasado las condiciones de operación predeterminadas. Otros términos comúnmente usados son Sistema de Paro de Emergencia SPE y Sistema de Paro de Seguridad.

SDV. Válvula de corte rápido, no interviene en el proceso bajo condiciones estables aunque responde a señales del mismo, además de señales externas.

TMR. Es un equipo de control triple modular redundante tolerante a falla y libre de errores, asegura control ininterrumpido en presencia de fallas de componentes de *hardware* o fallas transitorias de fuentes internas o externas

Tolerancia a fallas. Habilidad para identificar y compensar las fallas en los elementos del sistema de control y permitir repararlas mientras se continúan ejecutando las tareas sin interrupción en el proceso.

Transmisor. Capta la señal del elemento primario de medida y la transmite a distancia en forma eléctrica, neumática, hidráulica, mecánica y ultrasónica.

Transductor. Dispositivo que recibe una o varias señales provenientes de la variable medida y puede modificarlas en otra señal.

Tricon. Controlador lógico y de procesos programable, con una alta tolerancia a fallas.

TUV (certificadora). Certificados de calidad en ámbitos de medio ambiente, prevención de riesgos laborales, instalaciones, obra civil, seguridad industrial emitidos por el grupo Technischer Überwachungs Verein TÜV (Asociación de Inspección Técnica).

Válvulas. Una válvula se puede definir como un elemento mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de fluidos mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Verificación. Confirmación por medio de revisión y suministro de evidencia objetiva del cumplimiento total de requerimientos.

APÉNDICE B. VÁLVULAS DE CORTE.

Existen numerosos tipos y configuraciones de válvulas la más común para sistemas de seguridad es la válvula cerrada por falla, la válvula se cierra por la pérdida de presión de aire o gas. Este tipo de válvulas son normalmente cerradas, es decir, que al tener un suministro de energía se mantienen abiertas, es usada normalmente como válvula de control tanto de presión como de nivel, que al fallar el suministro energía se cierra y evita daños mayores y por lo tanto mantiene la integridad de los elementos e instalaciones.

El actuador es un mecanismo importante en las válvulas, este puede ser de acción directa o acción inversa.

Uno u otro actuador puede ser utilizado con obturadores que abran o cierren por falla, y con diferentes tipos de orificios y obturadores, para producir varias combinaciones de características de operación de la válvula.

La designación abierta o cerrada por falla se refiere a la posición del obturador cuando no hay presión de aire sobre el diafragma. Algunas veces se emplean los términos abertura normal y cierre normal en lugar de abierta por falla y cerrada por falla.

Los parámetros de selección de las válvulas son:

- Máxima presión de trabajo.
- Características de falla del los reguladores.
- El flujo a través del regulador principal en caso de falla.

Especificaciones de las válvulas de corte.

Estas válvulas normalmente deberán ser de tipo bola, de cierre rápido mediante el giro del maneral en un cuarto de vuelta, de paso completo.

Todas las válvulas deberán contar con información técnica que cumpla con los requerimientos establecidos, esta información necesaria recibe el nombre de (Tag.)

La marca de los elementos debe contener como mínimo la siguiente información:

- Nombre del fabricante.
- Diámetro nominal.
- Clase de elemento
- Designación de la especificación del material.
- Máxima presión.

Reportes que deberá suministrar el proveedor de las válvulas.

- Resultado de la prueba hidrostática del cuerpo y neumática de los sellos de las válvulas.
- Confirmación de que los elementos han sido fabricados, inspeccionados y probados de acuerdo con los requerimientos establecidos.



Válvula SDV.

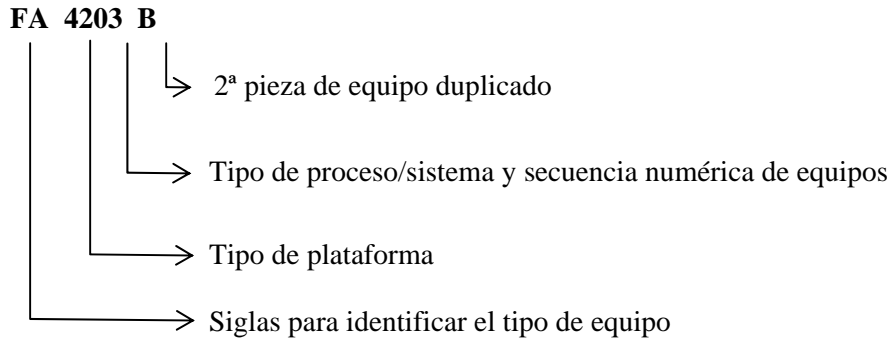
Para poder programar el mantenimiento y operación de cada una de las válvulas se requiere conocer su estado, así como también la ubicación en la que se encuentra y el equipo al que protege. Es por esto que se recomienda documentar cualquier cambio o acción realizada en una válvula, la siguiente tabla es un ejemplo de cómo llevar a cabo una buena administración de las válvulas que se encuentren en una instalación.

TAG	ACTUADOR	SERVICIO	POSICIÓN	ORDEN DE ACCIÓN	ESTADO SISTEMA
Separación					
SDV-3101 A-C	BIFFI, 24" Ø	corte de flujo de crudo	ABIERTA	ABRIR	EN LÍNEA
SDV-3101 A-D	BIFFI, 18" Ø	corte de recirculacion	ABIERTA	ABRIR	EN LÍNEA
SDV-3101 B-C	BIFFI, 24" Ø	Corte de flujo de crudo	ABIERTA	ABRIR	EN LÍNEA
SDV-3101 B-D	BIFFI, 18" Ø	Corte de flujo de crudo	ABIERTA	ABRIR	EN LÍNEA
SDV-3100-D	BIFFI, 30" Ø	Corte de flujo de crudo	ABIERTA	ABRIR	EN LÍNEA

Tabla de estado general de SDV

Apéndice C. Simbología

Identificación de equipos.



<u>Series</u>	<u>Tipo de plataforma</u>
1000	Plataforma de perforación
2000	Plataforma de enlace
3000	Plataforma de producción
4000	Plataforma de compresión
5000	Plataforma habitacional
6000	Plataforma de inyección de nitrógeno
7000	Plataforma para quemador y puente
8000	Plataforma de Proceso (tratamiento de gas)
9000	Otra

<u>Series y rangos</u>	<u>Tipos de procesos / Sistemas</u>
000 - 004	Mantenimiento de equipo (grúas y montacargas)
005 - 009	Limpieza y/o inspección de equipo
010 - 019	Equipo disponible (en espera)
020 - 039	Trampas de diablos lanzadoras / receptoras
040 - 059	Equipo de seguridad, sistema de gas y fuego, botes salvavidas y equipo salvavidas
060 - 099	Proceso de refrigeración, equipo para uso mecánico
100 - 119	Separación gas, aceite y agua
120 - 139	Bombeo para exportación de aceite crudo.
140 - 149	Equipo disponible (en espera)
150 - 169	Deshidratación de aceite crudo
170 - 199	Cabezales de pozos
200 - 249	Sistemas de compresión
250 - 279	Manejo de gas y condensado
280 - 299	Equipo disponible (en espera)
300 - 319	Agua de mar

320 - 349	Equipo disponible (en espera)
350 - 379	Agua potable, agua caliente
380 - 399	Equipo disponible (en espera)
400 - 439	Endulzamiento de gas (amina)
440 - 449	Equipo disponible (en espera)
450 - 489	Deshidratación de gas
490 - 499	Equipo disponible (en espera)
500 - 539	Aire de plantas, gas de instrumentos
540 - 549	Vapor
550 - 579	Gas combustible y gas para bombeo neumático
580 - 599	Equipo disponible (en espera)
600 - 639	Tratamiento de aguas amargas, aceitosas y residuales
640 - 649	Equipo disponible (en espera)
650 - 689	Gas inerte, lodo, barita
690 - 699	Equipo disponible (en espera)
700 - 739	Calentador de aceite, incinerador
740 - 749	Equipo disponible (en espera)
750 - 789	Quemadores
790 - 799	Equipo disponible (en espera)
800 - 839	Diesel
840 - 849	Equipo disponible (en espera)
850 - 879	Lubricación de aceite
880 - 899	Equipo disponible (en espera)
900 - 939	Suministro de energía eléctrica, sistema de comunicación,
940 - 949	Equipo disponible (en espera)
950 - 989	Inyección de químicos
990 - 999	Equipo disponible (en espera)

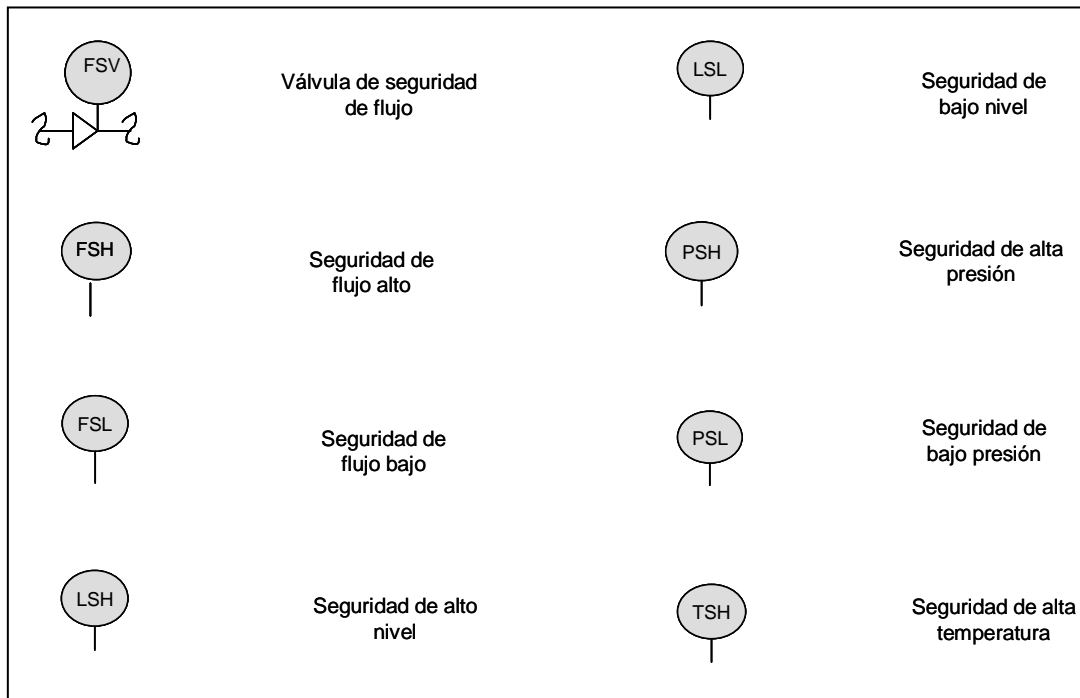
Identificación especial.

BA	Calentadores de fuego directo	Calentadores de fuego directo, calderas, hornos, calentadores, incineradores y secadoras, incluye también los supercalentadores, precalentadores de aire, chimenas, quemadores.
CB	Quemadores elevados	Quemadores elevados.
DA	Torre	Columnas, torres.

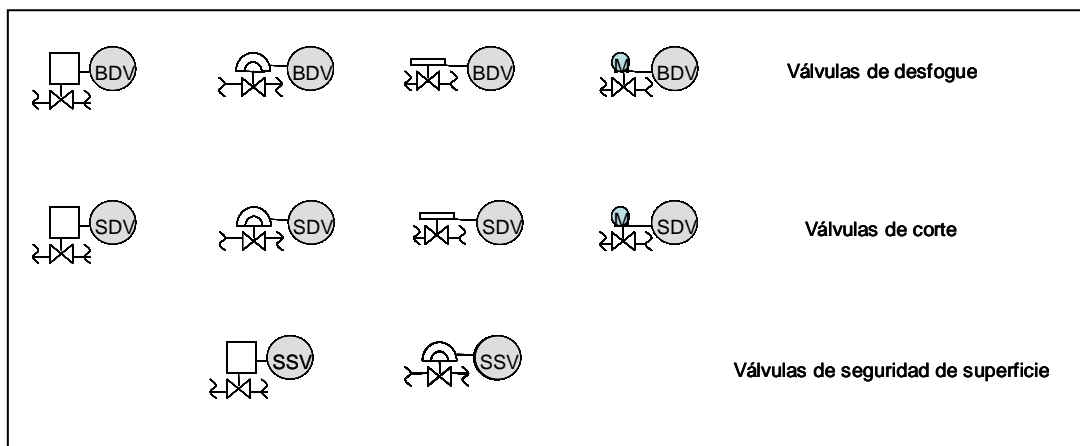
EA	Intercambiadores de calor	Equipo de transferencia de calor por ejemplo intercambiadores tubulares, condensadores, evaporadores, calentadores, enfriadores y torres refrigeradoras, excluye a los calentadores.
EC	Enfriadores de aire	Enfriadores de aire.
FA	Vasijas, recipientes	Recipientes a presión diseñados a una presión conforme al código de ASME, incluye, los tanques recuperadores de líquidos, regeneradores, esferas, tambores, etcétera.
FB	Tanques	Todos los recipientes de almacenamiento y otros recipientes que aparecen en el código ASME, incluidos los tanques atmosféricos API o tanques de almacenamiento de baja presión, cubos, esferas, silos, etcétera, incluyen internos y entrada hombre.
FG	Filtros	Incluye todos los filtros.
GA	Bombas e impulsores	Incluye todas las bombas y sus impulsores. Los impulsores se numeran como GT o GM dependiendo si una turbina o un motor es el impulsor.
GB	Compresores e impulsores	Compresores, ampliadores, enfriadores, ventiladores, cajas de engranes y sus impulsores. Los impulsores se numeran como GT o GM dependiendo si una turbina o un motor es el impulsor.
GF	Diesel centrifugo	Diesel centrifugo.
HR	Receptor / Lanzador	Receptor y lanzador
PA	Unidades paquete	Incluye unidades “paquete” integrales, como por ejemplo secadores del aire, sistemas de refrigeración, patín de medición, planta de tratamiento de aguas amargas, grúas, etc.
CCM	Centro de control de motores	Centro de control de motores.





GE	Generadores de electricidad e impulsores	Todo material y equipo eléctrico (excepto instrumentación de proceso). Incluye generadores e impulsores. Los impulsores se numeran como GT o GM dependiendo si una turbina o un motor es el impulsor.
TD	Interruptores	Todos los interruptores.
WA	Cabezales	Todos los cabezales.













Símbolos de seguridad.



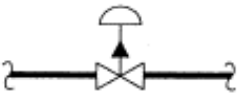
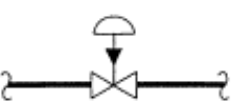
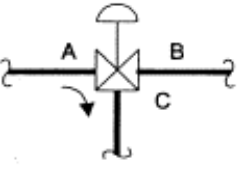
Tipos de válvulas.

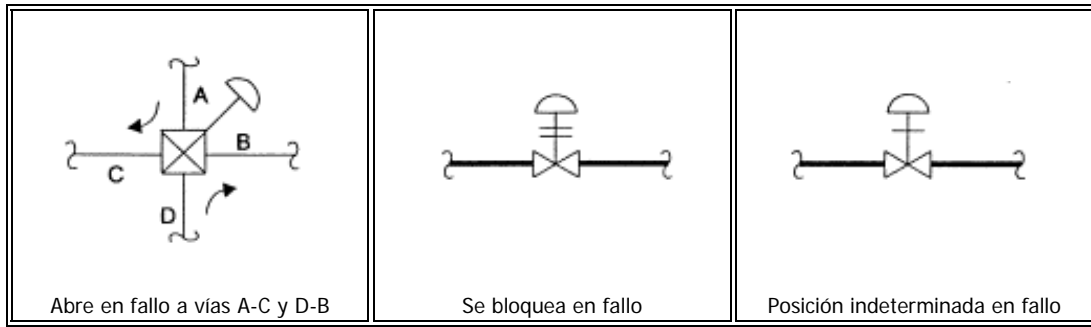


Instrumento discreto	
Pantalla compartida, control compartido	
Función de computadora	
Control lógico programable	

	Normalmente accesible al operador	Montado en campo	Normalmente accesible al operador.
Instrumento discreto o aislado			
Display compartido, control compartido.			
Función de computadora			
Control lógico programable			

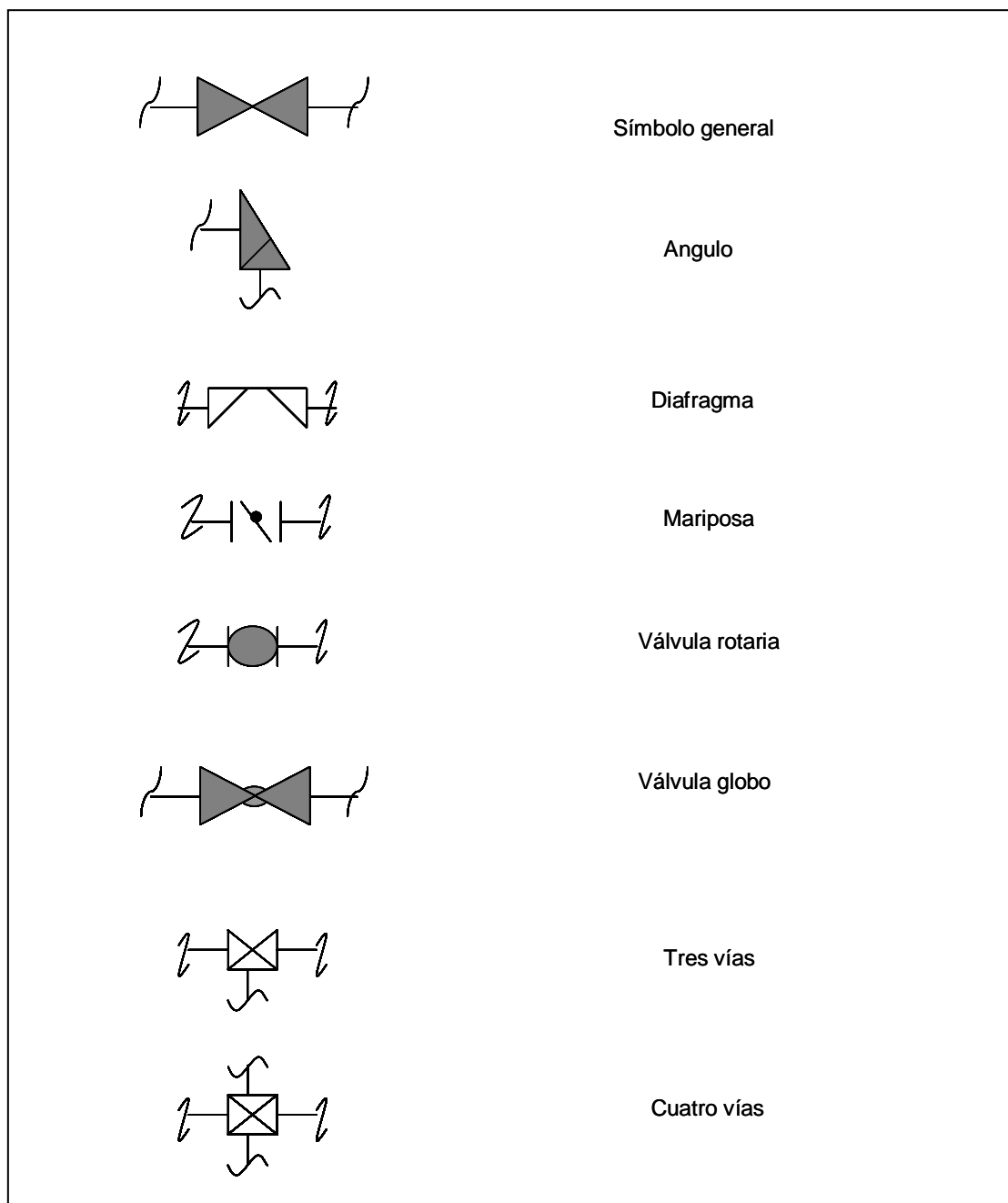
Posición de válvula

		
Abre en fallo	Cierra en fallo	Abre en fallo a vía A-C



Acción del actuador en caso de fallo de aire (o de potencia)

Símbolos de válvulas de control.



BIBLIOGRAFÍA.

API RP 14C, Práctica Recomendada para el Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de Sistemas Básicos de Seguridad en Superficie para Plataformas Petroleras Mar Adentro.

PEMEX, Exploración y Producción, Campo cantarell Plataforma AKAL-L “Sistema de paro por emergencia”

PEMEX, Exploración y Producción, Campo cantarell Plataforma compresión y Producción Proyecto 00072 Filosofía de sistemas de paro por emergencia.

ISA, Instrument Society of America “Process Instrumentation Terminology” ANSI/ISA-S51

ISA, Instrument Society of America “Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries” ANSI/ISA – 84.01-1996

ISA, Instrument Society of America “Instrumentation Symbols and Identification” ANSI/ISA-5.1 1994(R1992)

NRF-045-PEMEX-2002 Determinación del nivel de integridad de seguridad de los sistemas instrumentados de seguridad. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios

APPEA, Australian Petroleum Production & Exploration Association Limited “guidelines for emergency support systems” February 2000

DEMAR, Instaladora y Constructora. “Trabajos de rehabilitación de proceso, del sistema eléctrico y misceláneos” IPC-62

Dragados Off Shore, Sistemas E.S.D. y F&G Proyecto IPC-78-B “Manual de operación y mantenimiento”
