UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

IMPLEMENTACIÓN DE PRUEBAS PARCIALES A VÁLVULAS DE CORTE DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD DE LAS PLATAFORMAS AKAL-C7/C8.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO EN ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

P R E S E N T A

JOSÉ RAMÓN MEZA SORIA

DIRECTOR: M. EN C. EDGAR BALDEMAR AGUADO CRUZ

México, Ciudad Universitaria, Febrero 2014

Capítulo 1. Introducción.....**7**

Capítulo 2. Antecedentes.....**9**
2.1 ¿QUÉ ES UN SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD? **9**
2.1.1 Sistema Instrumentado de Seguridad 9
2.1.2 Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) 12
2.2 ACCIDENTES PREVIOS. **19**
2.2.1 Accidente de Flixborough, Reino Unido, 1974 20
2.2.2 Accidente de Bhopal, India, 1984. 21
2.2.3 Accidente en Plataforma Piper Alpha, Mar del Norte, 1988. 22
2.2.4 Accidente en Centro de Gas de Pemex, Reynosa, 2012. 23
2.3 ESTÁNDARES INTERNACIONALES ACTUALES. **24**
2.3.1 IEC 61508. 24
2.3.2 IEC 61511. 26
2.4 ESTÁNDARES ACTUALES DE PEMEX. **26**
2.4.1 NRF-045 “Seguridad Funcional, Sistemas Instrumentados de Seguridad para los Procesos del Sector Industrial”. 27
2.4.2 NRF-184 “Sistema de Gas y Fuego CEP” 28
2.4.3 NRF-204 “Válvulas de Bloqueo de Emergencia” 28
2.4.5 NRF-245 “Válvulas Solenoides” 29
2.5 CICLO DE VIDA DE UN SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD (SIS). **30**
2.6 CAPAS DE PROTECCIÓN. **32**
2.7 REDUCCIÓN DE RIESGO. **33**
2.8 INSTRUMENTACIÓN GENERAL EN VÁLVULAS DE PROCESO. **39**
2.9 PRUEBAS PARCIALES A VÁLVULAS DE CORTE. **46**
2.8.1 Definición de Prueba Parcial a Válvula de Corte. 47
2.8.2 Justificación de las pruebas parciales. 47

Capítulo 3. Tecnología utilizada para la implementación de las Pruebas Parciales **48**
3.1 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES. **48**
3.2 ESPECIFICACIONES DEL CONTROLADOR LÓGICO REDUNDANTE. **50**
3.2.1 Antecedentes de la Marca ICS Triplex. 50
3.2.2 Justificación de la Tecnología TMR. 51
3.2.3 Arquitectura del TMR. 53
3.2.3.2 Módulo de Comunicaciones. 58
3.2.3.3 Módulos de Entradas y Salidas. 61
3.2.3.4 Chasis de Controlador. 61
3.2.3.5 Chasis de Expansión. 62
3.2.3.6 Módulo de Pruebas Parciales 63
3.3 INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (IHM) **65**
3.3.1 Software de desarrollo y visualización (Wonderware Intouch) 65
3.3.2 Gráficos Dinámicos 66

Capítulo 4. Configuración de Pruebas Parciales.....**69**
4.1 SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE CORTE A IMPLEMENTAR LAS PRUEBAS PARCIALES. **69**
4.2 CONFIGURACIÓN EN EL TMR. **70**
4.2.1 Configuración en el Administrador de Configuración de Sistema (INI.Config) 71

4.2.2 Creación de Base de Datos. 77
4.2.3 Programación de Bloque de Función. 85
4.3 CONFIGURACIÓN EN LA IHM. 102
4.3.1 Diseño de gráficos dinámicos. 102
4.3.2 Configuración del Enlace entre el TMR y la IHM. 116
4.3.2.1 OPC Server. 119
4.3.2.2 OPC Link. 122
4.3.3 Verificación de la Funcionalidad del bloque. 124
4.3.4 Criterios de Aceptación de la prueba parcial. 127

Capítulo 5. Implementación de Pruebas Parciales **131**
5.1 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA (FAT). 130
5.2 INSTALACIÓN Y COMISIONAMIENTO DE LA SOLUCIÓN DE PRUEBAS PARCIALES. 133
5.2.1 Ingeniería de Diseño. 133
5.2.2 Instalación de Cableado en el TMR. 135
5.2.3 Descarga del Programa desarrollado al TMR. 135
5.3 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (OSAT). 136
5.3.1 Protocolo de Pruebas. 137
5.4 ACTUALIZACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN. 138
5.4.1 Actualización de Cartas Causa y Efecto. 139
5.4.2 Actualización de Filosofía de Operación. 139
BIBLIOGRAFÍA 142

Glosario **147**

Anexo 1. Diagramas de Lazo **154**

• Índice de Figuras y Tablas

FIGURAS.

Figura 1. Esquema Básico de un Sistema Instrumentado de Seguridad.
Figura 2. Independencia entre un SIS y un BPCS.
Figura 3. Gráfica del Método ALARP.
Figura 4. Determinación de la Frecuencia del Riesgo.
Figura 5. Determinación de la Severidad del Riesgo.
Figura 6. Matriz de Riesgo.
Figura 7. Método de Gráfica de Riesgo.
Figura 8. Análisis de Capas de Protección LOPA.
Figura 9. Bypass entre reactores 4 y 6 de la planta Flixborough.
Figura 10. Planta de Bhopal India después del accidente.
Figura 11. Plataforma Piper Alpha
Figura 12. Planta de Gas de Pemex en Reynosa después del accidente.
Figura 13. Ciclo de Vida de un Sistema Instrumentado de Seguridad.
Figura 14. Reducción de Riesgo por las capas de seguridad.
Figura 15. Ejemplo de la intervención de las capas de protección.
Figura 16. Solenoide Modelo Versa.
Figura 17. Indicador de Posición.
Figura 18. Transmisor de Presión marca Rosemount.
Figura 19. Válvula de 3 vías.
Figura 20. Válvula de Compuerta.
Figura 21. Válvula de Mariposa
Figura 22. Válvula de Bola.
Figura 23. Válvula de Control.
Figura 24. Válvula de Corte (SDV).

Figura 25. Actuador Neumático.
Figura 26. Flujo de la información dentro del TMR.
Figura 27. Módulo Procesador TMR Trusted.
Figura 28. Módulo de Comunicaciones TMR Trusted.
Figura 29. Vista frontal del chasis de controlador TMR Trusted.
Figura 30. Vista frontal del chasis de expansión TMR Trusted.
Figura 31. Módulo de Pruebas Parciales de la marca TMR Trusted.
Figura 32. Pantalla de edición y creación de Smart Symbol.
Figura 33. Acceso al INI.Config
Figura 34. Ventana de Edición del Procesador en el INI.Config.
Figura 35. INI.Config de la plataforma del sistema de seguridad de Akal-C7.
Figura 36. INI.Config de la plataforma del sistema de seguridad de Akal-C8
Figura 37. Template de Umbral para los Sistemas de Seguridad Akal-C7/C8.
Figura 38. Template de Estado Seguro para salidas digitales en Akal-C7/C8.
Figura 39. Pantalla de selección del Diccionario del Toolset.
Figura 40. Pantalla de creación de una variable en el diccionario del Toolset.
Figura 41. Pantalla de declaración de una variable “Booleana”.
Figura 42. Pantalla para habilitar una variable en el SOE.
Figura 43. Pantalla de declaración de una variable “Entera o Real”.
Figura 44. Imagen a seleccionar para ingresar al I/O Connection.
Figura 45. Configuración de la posición lógica de módulos en el I/O connection.
Figura 46. Conexión de entradas o salidas en el I/O connection.
Figura 47. Creación de un nuevo programa.
Figura 48. Ejemplo de Programación en Lenguaje de Escalera.
Figura 49. Ejemplo de Programación en Bloques de Función.
Figura 50. Ejemplo de Programación en Texto Estructurado.
Figura 51. Creación de un bloque de Función en Texto Estructurado.
Figura 52. Parámetros de entrada y salida de un Bloque de Función.
Figura 53. Programación de Permisivos de Arranque de Prueba.
Figura 54. Programación del Inicio y Aborto de Prueba.

Figura 55. Programación de Escenarios de la Prueba Parcial.
Figura 56. Programación de Tiempos a partir de los escenarios de la Prueba.
Figura 57. Programación condiciones de Falla de la Prueba.
Figura 58. Programación de Diagnósticos de la Prueba.
Figura 59. Programación de la presentación de resultados de la Prueba.
Figura 60. Programación del restablecimiento de la Prueba.
Figura 61. Bloque de Función de la Prueba Parcial finalizado.
Figura 62. Simulación mediante el Toolset.
Figura 63. Unidad de Demostración para el TMR Trusted de ICS Triplex.
Figura 64. Configuración de I/O Connection para descarga en el Demo.
Figura 65. Configuración del compilador para descargar al TMR Trusted.
Figura 66. Configuración para conectarse al TMR vía Ethernet.
Figura 67. Ventana de “Debugger” al realizar la descarga al TMR.
Figura 68. Ventana de Acceso a la aplicación de los Sistemas de Seguridad.
Figura 69. Ventana General de Pruebas Parciales de Válvulas de Corte.
Figura 70. Acceso a la Base de Datos del Wonderware.
Figura 71. Ventana de Configuración de Base de Datos en Wonderware.
Figura 72. Ventana de Selección de Válvula de Corte SDV.
Figura 73. Script para poner en condiciones iniciales las variables.
Figura 74. Script de “Action” para asignación de variables de la prueba parcial.
Figura 75. Ventana de Configuración de Tiempo de la Prueba Parcial.
Figura 76. Ventana Estado de Permisivos de Arranque de la Prueba Parcial.
Figura 77. Ventana de Comandos de Prueba.
Figura 78. Ventana de Estado de Válvula SDV.
Figura 79. Ventana de Estado Final de la Prueba Parcial.
Figura 80. Ventana de Línea de Tiempos de la Prueba Parcial.
Figura 81. Script programado para presentar en “tiempo real” los tiempos de la prueba parcial.
Figura 82. Resultados de la Prueba Parcial a la SDV.
Figura 83. Impresión en formato PDF de los resultados de la Prueba.

Figura 84. Declaración de una variable digital y su vínculo con el TMR.
Figura 85. Declaración de una variable analógica y su vínculo con el TMR.
Figura 86. Parámetros de Configuración del Sistema del OPC Server.
Figura 87. Parámetros de Configuración de los Controladores del OPC Server.
Figura 88. Ventana de Configuración del OPC Server.
Figura 89. Ventana de Buscador de Servidores OPC.
Figura 91. Diagnóstico de “No hay desplazamiento de la SDV”.
Figura 92. Diagnóstico de “Falta de Permisivos”.
Figura 93. Diagnóstico de “La SDV no regresa a su condición inicial”.
Figura 94. Diagnóstico de “Prueba Abortada”.
Figura 95. Diagnóstico de “ESD durante la prueba”.
Figura 96. Diagnóstico de “Cierre de SDV durante la prueba”.
Figura 97. Condiciones Iniciales para la Prueba Parcial.
Figura 98. Condición de Despegue de la SDV.
Figura 99. Energizar la solenoide para regresar la SDV a condición inicial.
Figura 100. Prueba Parcial de SDV Exitosa.
Figura 101. Bitácora de Registro de Pruebas FAT.

TABLAS.

Tabla 1. Determinación del SIL de acuerdo a la PFD promedio.
Tabla 2. Probabilidades de Falla Segura y Peligrosa para varias configuraciones.
Tabla 3. Válvulas a implementar pruebas parciales de la plataforma Akal-C7.
Tabla 4. Válvulas a implementar pruebas parciales de la plataforma Akal-C8.
Tabla 5. Estados para módulos digitales.
Tabla 6. Mapeo Modbus para el Toolset.

Capitulo 1 • Introducción

El Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8 tiene como objetivo principal el mantener el suministro estable y continúo de gas dulce seco hacia el anillo de bombeo neumático para ser utilizado en la recuperación secundaria de crudo por los Activos Integrales de Producción de la Región Marina.

En el Centro de Procesamiento de Gas Akal C7/C8 por la naturaleza de los productos que se manejan se genera un ambiente de riesgo, el cual debe ser administrado, por tal motivo, en cada plataforma C7/C8 se cuenta con sistemas de seguridad de gas y fuego y sistemas de seguridad de proceso con el propósito principal de ayudar a prevenir, o minimizar por mitigación, las consecuencias de una liberación catastrófica de materiales tóxicos o explosivos, con o sin incendio y con ello preservar, en caso de emergencias la integridad física de personas e instalaciones.

Actualmente se cuenta con una anomalía en las válvulas de cierre de emergencia debido a que no cuentan con la instrumentación y configuración en el sistema de seguridad de proceso para realizar las pruebas de cierre parcial que permitan detectar alguna falla oculta y que ésta impida el cierre de emergencia y ponga en riesgo al personal y las instalaciones.

Por lo anteriormente expuesto se requiere que se pueda realizar pruebas parciales de válvulas y diagnósticos, identificando las fallas, que pongan en riesgo al personal y las instalaciones o se tornen en paros imprevistos interrumpiendo la continuidad operativa y con esto perdida en la producción de hidrocarburos.

En este trabajo se diseñará un sistema automatizado de pruebas parciales de válvulas de corte, para los Sistemas Instrumentados de Seguridad del Centro de Procesamiento de Gas Akal-C7 y Akal-C8, con protocolos de prueba con la

finalidad de salvaguardar la integridad del personal que labora en dicha instalación, así como evitar disparos en falso y con esto perdida en la producción de hidrocarburos.

En los procesos de automatización se hace uso de PLC (Programmable Logic Controller o Controlador Lógico Programable por sus siglas en inglés) para su integración y programación. En el mercado de la industria existen varios tipos de PLCs, pero para el caso de la industria del petróleo se necesita un PLC que tenga mayor seguridad respecto a los comerciales. Por tal motivo este tipo de sistemas se diseñas con PLC que sean redundantes, es decir, tolerante a fallas.

La tecnología actual nos permite escoger un PLC de la marca Triplex, tipo Trusted, ya que tiene un grado de confiabilidad muy alto y es tolerante a fallas, es decir, si alguna de sus tarjetas falla, tiene la capacidad de seguir funcionando sin interrumpir el proceso, que para la industria petrolera, repercute en grandes pérdidas económicas.

Una vez escogido y programado el PLC se requiere de una interfaz para la comunicación entre los operadores y el equipo; esto se realiza con la ayuda de software especializado para procesos industriales.

Se programa en PLC de Seguridad, de acuerdo a los estándares nacionales actuales, se configura la estación de monitoreo y se realizan pruebas de funcionalidad de la solución propuesta con la finalidad de detectar puntos de mejora en la programación y/o los equipos.

Finalmente se procede a su instalación en las plataformas llevando consigo un mayor número de pruebas donde se obtengan resultados reales para que quede el sistema funcionando con todas las condiciones operativas y ambientales que conlleva.

Capitulo 2 • Antecedentes

2.1 ¿QUÉ ES UN SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD?

2.1.1 Sistema Instrumentado de Seguridad

De acuerdo a la Noma Internacional ISA/ANSI-84.00.01-2004 y a la Norma de Referencia de Pemex NRF-045-PEMEX-2010, un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) se define como un Sistema compuesto por sensores, resolvedores lógicos y elementos finales que tiene el propósito de llevar al proceso a un estado seguro cuando se han violado condiciones predeterminadas.

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad son sistemas automatizados, diseñados a prueba de fallas, con requerimientos de confiabilidad y disponibilidad certificada por laboratorios especializados. Están constituidos por lazos de seguridad conformados por sensores, controladores lógicos y elementos finales de seguridad, independientes de los utilizados por los Sistemas Básicos de Control.

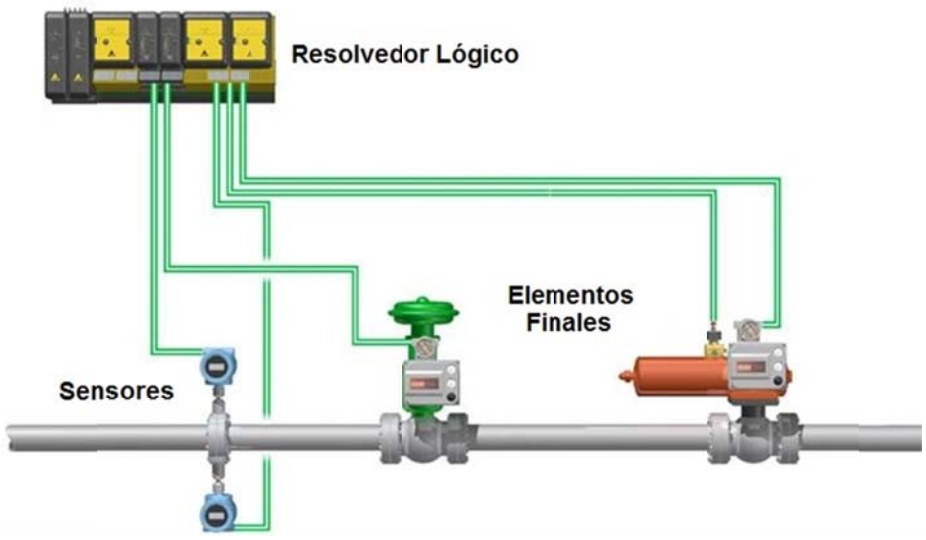


Figura 1. Esquema Básico de un Sistema Instrumentado de Seguridad.

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad aplican normalmente a variables críticas dentro del proceso, cuyo descontrol no puede ser atendida por el operador humano debido a su complejidad, su velocidad de desarrollo, y que requieren detectarse de manera temprana y oportuna. No son aptos para el control del proceso y no sirven para este objeto.

Son sistemas paralelos diseñados para actuar por seguridad, por lo que se impone la independencia de estos Sistemas de Seguridad de los Sistemas Básicos de Control de Proceso (BPCS). Y en caso de situaciones de emergencia, operaran automáticamente para llevar a la planta de proceso y sus equipos a un estado de riesgo remanente aceptado (Estado Seguro). Estos sistemas pondrán fuera de servicio los equipos, áreas del proceso y la planta misma si es requerido dentro de su estrategia de seguridad (software de seguridad).

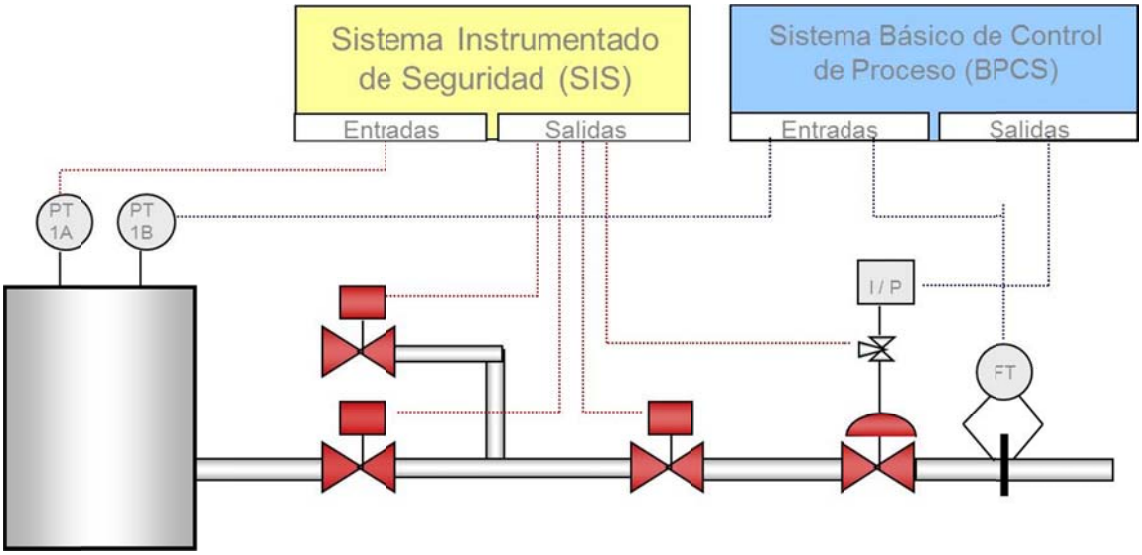


Figura 2. Independencia entre un SIS y un BPCS.

Los SIS deberán apegarse a los requisitos de seguridad funcional establecidos en las normas técnicas internacionales IEC-61508, IEC-61511 e ISA/ANSI-84.00.01-2004 para su fabricación, diseño de aplicaciones, manejo por integradores y uso y mantenimiento por el usuario final.

Ejemplos prácticos de sistemas instrumentados de seguridad lo conforman los sistemas de paro de emergencia, sistemas de paro de proceso, sistemas de protección de motores, turbinas, compresores, reactores químicos, hornos, calderas, quemadores, etc. y dentro de las variables críticas encontramos presión, temperatura, nivel de líquidos, descontrol de reacciones químicas, desbalance entre fases eléctricas, entre otras. Para el caso de este trabajo se considerará al SIS como un Sistema de Paro de Emergencia (**ESD Emergency Shutdown System**) ya que en él uno de los elementos finales son las válvulas de corte y en ellas es donde se aplican las pruebas parciales.

A los SIS también se les conocen como Interlocks de seguridad debido a que sus componentes de operación y elementos finales pueden estar constituidos por relevadores eléctricos, electrónicos y/o electrónicos programables dentro de una lógica de actuación por seguridad.

Un SIS está compuesto por una o varias Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), dichas FIS deberán de tener alguna acción automática en el proceso, es decir, cuando el elemento primario (sensor) registre que una variable de proceso ha salido de un rango específico, el resolvedor lógico tomará una acción mandando el comando hacia el elemento final.

Algunos autores consideran dentro de la clasificación de sistemas instrumentados de seguridad a los sistemas diseñados para la detección y control de emisiones fugitivas, y los sistemas automáticos de detección y supresión de fuego (Sistemas de gas y fuego). Pero solo se puede considerar ciertas partes de él como un SIS, ya que por definición un SIS está compuesto por una o varias FIS, condición que no siempre se cumple en un Sistema de Gas y Fuego; así como que no siempre hay detección en los sensores (área de cobertura) y por lo tanto no salvaguardan la integridad del personal, del medio ambiente y de las instalaciones, objetivos principales de un SIS.

2.1.2 Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)

Actualmente los Sistemas de Seguridad son basados en desempeño, no descriptivos. Existen varios métodos para evaluar el riesgo, un término que se utiliza para describir el desempeño de un SIS es el Nivel de Integridad de Seguridad (**SIL Safety Integrity Level**).

El SIL se puede definir como un nivel discreto que se refiere a la probabilidad de que un sistema de seguridad realice satisfactoriamente sus funciones requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado. Este valor SIL tiene un rango de 1 a 4, donde SIL 1 es “menos” confiable y SIL 4 es el “mas” confiable. Para alcanzar un valor de SIL 4 es necesario contar con muchos elementos certificados, por lo que en la práctica únicamente se refiera al SIL como SIL 1, SIL 2 y SIL 3.

Muchas industrias tienen la necesidad de determinar el riesgo inherente a su proceso, diferentes grupos y países han adquirido diferentes métodos para “cuantificar” dicho riesgo, algunos métodos son cualitativos y otros cuantitativos. Es muy importante aclarar que es un SIL y que no lo es, como se mencionó anteriormente el SIL es un valor para medir el desempeño de un Sistema de Seguridad; un sistema consiste de un sensor, un resolvedor lógico y un elemento final, esto es, que es incorrecto referir el SIL a un solo componente del sistema. Por ejemplo el resolvedor lógico que se utilizara en este proyecto es un **PLC** (**Programmable Logic Controller** –Controlador Lógico Programable-) de Seguridad capacidad SIL 3, pero no por el hecho de contar con este PLC de Seguridad quiere decir que toda la instalación sea SIL 3, recordemos que una cadena es tan fuerte como su eslabón más débil.

Existen varios métodos para determinar el SIL, a continuación se presentan algunos de ellos:

Método 1. **ALARP** (**As Low As Reasonably Practicable** - Tan bajo como sea razonablemente factible-) Este método se origina en el hecho de que para conseguir reducir el riesgo residual a cero, se tendrían que emplear recursos, esfuerzo y tiempo infinitamente. Este método es cualitativo, por lo que depende de las buenas prácticas de juicio para obtener un equilibrio entre riesgo y el factor económico. Depende únicamente de los estándares de la empresa.

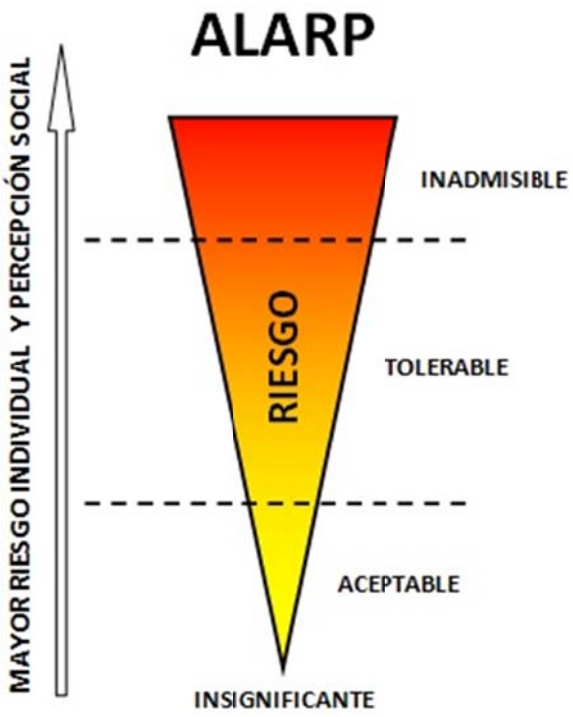


Figura 3. Gráfica del Método ALARP.

Método 2. Matriz de Riesgo. Otro método cualitativo, que se basa en 2 tablas determinadas por cada compañía. La primera es una tabla de Frecuencia del Riesgo y la segunda de la Severidad del mismo. La frecuencia se establece de 1 a 5, donde 1 es menos frecuente y 5 es altamente frecuente; mientras que la severidad igualmente tiene un rango de I a V (números romanos) donde I es donde el daño no es considerable y V donde el daño es el más elevado, repito, según los estándares de cada compañía. A continuación se muestran unas tablas típicas para realizar dicho análisis.

Nivel	Descripción	Frecuencia de que ocurra	
		Individual	Varios
5	Frecuente	Probable se produzca con frecuencia	Experimentados con frecuencia
4	Probable	Ocurrirá varias veces en durante el tiempo de vida del elemento	Ocurrirá frecuentemente
3	Ocasional	Probable que ocurra en algún momento del tiempo de vida del elemento	Ocurrirá varias veces
2	Remoto	Improbable, pero posible	Poco probable, pero se puede esperar
1	Improbable	Tan improbable, que puede asumirse que no ocurre	Improbable, pero posible

Figura 4. Determinación de la Frecuencia del Riesgo.

Nivel	Descripción	Consecuencias Potenciales		
		Personal	Ambiente	Producción o equipo
5	Catastrófico	Múltiples muertes	Liberación fuera de planta – Perjudicial	Perdidas > M$1.5
4	Severo	Muerte	Liberación fuera de planta – No perjudicial	Perdidas entre K$500 and M$1.5
3	Serio	Incapacidad	Liberación dentro de planta – NOInmediatamente controlada	Perdidas entre K$100 and K$500
2	Menor	Tratamiento Medico	Liberación dentro de planta – Inmediatamente controlada	Perdidas entre $2,500 and K$100
1	Insignificante	Primeros Auxilios	Sin liberación	Perdidas < $2,500

Figura 5. Determinación de la Severidad del Riesgo.

Figura 6. Matriz de Riesgo.

Para determinar el SIL con este método, se asigna un valor de acuerdo a la frecuencia de ocurrencia del riesgo (Figura 4), después según las consecuencias (Figura 5) y estos valores se depositan en la Matriz de Riesgo (Figura 6), una vez que se realiza esto y si se encuentra en la parte marcada como Riesgo Bajo es un SIL 1, si es Riesgo Medio es SIL 2 y si se llega a la sección de Riesgo Alto sería un SIL 3.

Método 3. Gráfica de Riesgo. Este método es cualitativo, al igual que los métodos anteriores se base en los estándares que cada compañía considere necesarios. Es similar al método de Matriz de Riesgo, pero en este método se toman en cuentas más consideraciones. Estas consideraciones son las Consecuencias (C), Frecuencia y Exposición (F), Posibilidad de Evadir (P) y la Probabilidad de Ocurrencia (W).

De acuerdo a estas consideraciones se sigue el árbol (Figura 7), donde el resultado final corresponde al SIL requerido (valores de 1 a 4) o cuando no es necesario implementar alguna protección, como sería el caso de que el resultado final sea **a**, **b** o guión medio **-**.

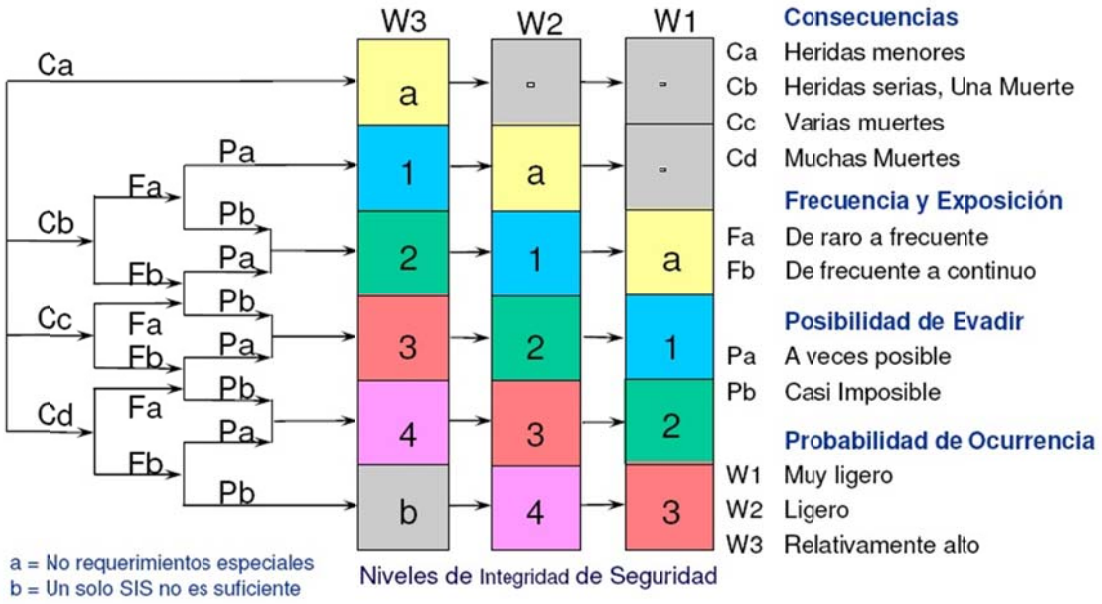


Figura 7. Método de Gráfica de Riesgo.

Método 4. Análisis de Capas de Protección **LOPA** (**Layer Of Protection Analysis**). Este método es utilizado para evaluar la efectividad de las capas de protección independientes para la reducción de la probabilidad de un evento no deseable. Provee una base consistente para juzgar si se cuentan con suficientes capas de protección para controlar el riesgo generado por un accidente en un escenario determinado. El análisis LOPA no sugiere que se deban de agregar mas capas de protección, ni que diseño se deba seleccionar, pero provee herramientas para evaluarlos y mitigar los riesgos. Es un método Semi-Cuantitativo que puede ser aplicado para una planta existente o una planta nueva.

Figura 8. Análisis de Capas de Protección LOPA.

Método 5. Ecuaciones Simplificadas. Este es un método cuantitativo, basado en la Probabilidad de Falla de cada uno de los componentes de la función instrumentada de seguridad. La probabilidad de falla puede ser en modo bajo demanda o en modo continuo. El SIS de Paro por Emergencia es un sistema pasivo, es decir, no está ejecutando ninguna acción hasta que alguno de los parámetros sale de las condiciones operativas configuradas, es por esto que para este SIS el SIL se determina a partir de la Probabilidad de Falla bajo Demanda (**PFD**). La PFD promedio (**PFD_{AVG}**) se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\sum PFD_{AVG} = \sum PFD_{Funciones\ Instrumentadas\ de\ Seguridad} \quad \text{.....(1)}$$

$$\sum PFD_{AVG} = \sum PFD_{Sensores} + \sum PFD_{Resolvedor\ Lógico} + \sum PFD_{Elementos\ Finales} \quad \text{.....(2)}$$

La ecuación número 1 indica que la Probabilidad de Falla bajo Demanda es igual a la sumatoria de las Probabilidades de Falla bajo Demanda de cada una de las

Funciones Instrumentadas de Seguridad, es decir, como lo muestra la ecuación número 2, la PFD_{AVG} es igual a la sumatoria de las PFD de los sensores, del controlador o resolvedor lógico y de los elementos finales.

Otro factor a considerar para el cálculo del SIL con este método es la configuración de la función instrumentada de seguridad; entendamos configuración como el arreglo en Hardware de cada uno de los elementos que componen la FIS. Aquí es conveniente introducir dos términos muy utilizados en los SIS, es decir, la redundancia y la votación. La redundancia se define como el uso de múltiples elementos o sistemas para desempeñar la misma función; puede ser implementada por elementos idénticos (redundancia idéntica) o por elementos diferentes (redundancia diversa) y la votación tiene un arreglo del tipo (**MooN**) donde N es el número de elementos en hardware que realizan una misma función y M es el número de estos elementos necesarios para que ejecute una acción.

Entonces la Probabilidad de Falla bajo Demanda promedio se obtiene:

- ✓ Configuración 1oo1.

$$PFD_{AVG} = \left[\lambda_{DD} * \frac{TI_A}{2}\right] + \left[\lambda_{DU} * \frac{TI_M}{2}\right] + \left[\lambda_{DN} * \frac{Life}{2}\right] + \left[\frac{TD}{TI_M}\right] \quad \text{.....(3)}$$

- ✓ Configuración 1oo2.

$$PFD_{AVG} = \left[(\lambda_{DD})^2 * \frac{(TI_A)^2}{3}\right] + \left[(\lambda_{DU})^2 * \frac{(TI_M)^2}{3}\right] + \left[(\lambda_{DN})^2 * \frac{Life^2}{3}\right] + \left[\lambda_{DU} * \beta * \frac{TI_M}{2}\right] \text{(4)}$$

- ✓ Configuración 2oo2.

$$PFD_{AVG} = [\lambda_{DD} * TI_A] + [\lambda_{DU} * TI_M] + [\lambda_{DN} * Life] + \left[2 * \frac{TD}{TI_M}\right] \quad \text{.....(5)}$$

- ✓ Configuración 2oo3.

$$PFD_{AVG} = [(\lambda_{DD})^2 * (TI_A)^2] + [(\lambda_{DU})^2 * (TI_M)^2] + [(\lambda_{DN})^2 * Life^2] \; ++ \left[\lambda_{DU} * \beta * \frac{TI_M}{2}\right] \text{.....(6)}$$

Donde:

TI_A = Intervalo de Prueba Automática.

TI_M = Intervalo de Prueba Manual.

β = Factor de falla por causa común.

TD = Duración de la Prueba.

λ_{DD} = Tasa de Fallas Peligrosas Detectadas.

λ_{DU} = Tasa de Fallas Peligrosas No Detectadas.

λ_{DN} = Tasa de Fallas Peligrosas Nunca Detectadas.

Ya que se calcula la PFD_{AVG} se ubica en la Tabla 1.1.2.1 para ver cuál valor de SIL corresponde a cada una de las funciones instrumentadas de seguridad.

SIL	PFD_{AVG}
4	$\geq 10^{-5}$ a $< 10^{-4}$
3	$\geq 10^{-4}$ a $< 10^{-3}$
2	$\geq 10^{-3}$ a $< 10^{-2}$
1	$\geq 10^{-2}$ a $< 10^{-1}$

Tabla 1. Determinación del SIL de acuerdo a la PFD promedio.

Este método actualmente es el más utilizado para determinar el SIL, ya que se cuenta con software que facilita estos cálculos.

2.2 ACCIDENTES PREVIOS.

A lo largo de la historia de los procesos industriales, han sucedido varios accidentes que desgraciadamente han provocado muchas muertes, perdidas millonarias e inclusive daños al medio ambiente. A continuación se enlistan 4 ejemplos representativos que, de alguna manera, han sido los promotores de la normatividad actual para la construcción de nuevas plantas de proceso y demás instalaciones donde exista un riesgo elevado para el personal que ahí labora.

2.2.1 Accidente de Flixborough, Reino Unido, 1974

El sábado 1 de junio de 1974, la planta Flixborough Works de Nypro prácticamente fue demolida por una explosión de grandes dimensiones. Desafortunadamente como consecuencia de la explosión 28 trabajadores resultaron muertos y otros 36 sufrieron heridas graves.

Esta planta producía caprolactama (sustancia base para el nylon). Su configuración consistía en 6 reactores conectados en serie. Un día el reactor número 5 salió de operación debido a una grieta de 2 metros de longitud, por lo que se decidió hacer un bypass entre los reactores 4 y 6, donde el control de presión se podría haber realizado venteando parte del gas de los reactores a los quemadores inyectando nitrógeno, pero había poca cantidad almacenada y no se podía recibir más nitrógeno hasta la media noche, lo que habría motivado la paralización de la producción. Por tanto se decidió no ventear, lo que evitó el control de la presión en los reactores y por lo tanto que dicho bypass explotara provocando la muerte de los trabajadores así como la pérdida total de la planta.

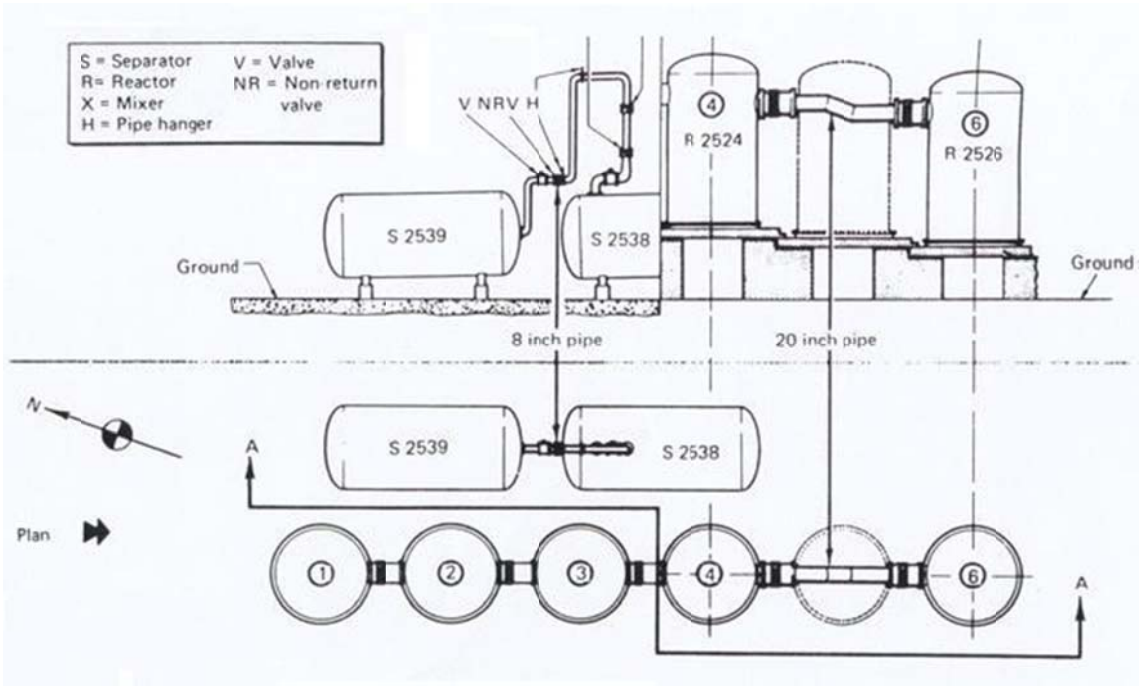


Figura 9. Bypass entre reactores 4 y 6 de la planta Flixborough.

2.2.2 Accidente de Bhopal, India, 1984.

La mañana del 3 de diciembre de 1984, una válvula de alivio de un depósito de almacenamiento de la planta de Unión Carbide India que contenía una sustancia altamente tóxica produjo una nube que afectó a la ciudad de Bhopal, de aproximadamente 800.000 habitantes. Aunque las cifras de muertos y heridos son muy imprecisas, se puede decir que se produjeron entre 2500 y 4000 muertos y más de 180000 heridos y afectados.

La noche del 2 de diciembre, la sala de control detectó un aumento de presión en el depósito de almacenamiento, se detectó que el recubrimiento del depósito estaba agrietado por la elevada temperatura en su interior y la alta presión hizo que se abriera la válvula de seguridad, con una emisión del gas tóxico. Entro en funcionamiento el sistema de detección de gas y fuego que claramente era insuficiente y se conectaron mangueras de agua para intentar alcanzar la salida de los gases, cosa que no se consiguió. A las 2:00, se cerró la válvula de seguridad y la emisión de MIC se detuvo.

Es importante mencionar que el sistema de detección de gas y se había desconectado días antes y que el quemador estaba fuera de servicio por corrosiones.

Figura 10. Planta de Bhopal India después del accidente.

2.2.3 Accidente en Plataforma Piper Alpha, Mar del Norte, 1988.

El 6 de julio de 1988 una serie de explosiones destruyeron completamente la plataforma. Las explosiones y los incendios mataron a 167 hombres, desgraciadamente solo 59 lograron sobrevivir. Los cuerpos de 30 hombres no lograron encontrarse. Se considera el mayor desastre del mundo en la industria de extracción de petróleo costa fuera tanto en el número de muertos como en su costo económico.

La plataforma tenía 2 bombas de condensados que mandaban el hidrocarburo hacia la costa. En la mañana del 6 de julio, se retira la válvula de seguridad de presión de la bomba A para el mantenimiento de rutina. Como el encargado de seguridad estaba ocupado el Ingeniero de Operación no le informa de la condición de la bomba A, dejando únicamente el permiso en el cuarto de control.

La plataforma Piper Alpha tenía un sistema de extinción de incendios automática, impulsada por las bombas tanto diesel y eléctrica, las bombas tenían un control automático para iniciar en caso de incendio. Sin embargo, el sistema de extinción de incendios estaba bajo control manual ese día.

Se pone a operar la otra bomba de condensados y como la válvula de seguridad de la bomba en mantenimiento no estaba, se produce una sobrepresión en el disco de metal sobrepuesto el cual no resiste. Expulsando millones de pies cúbicos de gas, provocando explosiones y llamas.

Figura 11. Plataforma Piper Alpha

2.2.4 Accidente en Centro de Gas de Pemex, Reynosa, 2012.

El accidente ocurrió en el área del patín de medición de condensados, ya que se generó una explosión por acumulación de gases en la zona. La explosión provocó la muerte al menos de 26 trabajadores de la paraestatal y de empresas contratistas, así como lesiones diversas a otros 46.

Este accidente es importante mencionarlo, porque al realizar el análisis causa-raíz del accidente, se encontró que el Sistema de Paro por Emergencia actuó correctamente al registrar una sobrepresión en la línea de condensado, mandando el comando de cierre a la válvula de corte; pero esta no hizo su carrera, es decir, no se cerró. Esto detonó en la necesidad de implementar un sistema de pruebas parciales para las válvulas de corte, que es la finalidad de este trabajo.

Figura 12. Planta de Gas de Pemex en Reynosa después del accidente.

2.3 ESTÁNDARES INTERNACIONALES ACTUALES.

2.3.1 IEC 61508.

La norma industrial internacional IEC 61508 seguridad funcional de los sistemas Eléctricos/Electrónicos/Electrónicos Programables relacionados a la seguridad dirigida a los diseñadores y fabricantes de equipos, establece que un Sistema Instrumentado de Seguridad SIS está compuesto por Funciones Instrumentadas de Seguridad. Cada función Instrumentada de Seguridad (FIS) es un lazo de seguridad compuesto de tres elementos principales: Un elemento primario de medición (sensor-transmisor), un resolvedor lógico y un elemento final. El propósito de la función instrumentada de seguridad es el de llevar el proceso

industrial a un estado seguro (riesgo remanente aceptado) cuando se han violado condiciones extremas predeterminadas.

El Solucionador Lógico del Sistema SIS puede integrar y desarrollar una o más Funciones Instrumentadas de Seguridad, las cuales cuentan con un Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) especifico.

El nivel SIL 1 es el que establece más bajas especificaciones y el nivel SIL 4 el que establece mayores especificaciones.

Dado que el nivel SIL representa el grado de certidumbre requerido para el desempeño de la Función Instrumentada de Seguridad, IEC 61508 determina que el nivel SIL varía en función no solo del diseño y proceso constructivo de los equipos que se conforman el Lazo de Seguridad, sino también del factor de cobertura del diagnóstico de fallas que suministren estos equipos. En otras palabras, si el diagnóstico del SIL es bajo, se puede aumentar cuando se provee diagnósticos en tiempo real del equipo, así como el intervalo de ejecución y pruebas del funcionamiento adecuado -intervalo de pruebas- así como de velocidad de respuesta y del tiempo medio de reparación de fallas.

La norma IEC 61508, consiste de 7 partes:

- ✓ IEC 61508-1 Requisitos generales.
- ✓ IEC 61508-2. Requisitos de los Sistemas Eléctricos / Electrónicos / Electrónicos programables relacionados a la seguridad.
- ✓ IEC 61508-3 Requisitos de software.
- ✓ IEC 61508-4 Definiciones y abreviaturas.
- ✓ IEC 61508-5 Ejemplos de métodos para la determinación de niveles de integridad de seguridad.
- ✓ IEC 61508-6 Guías para la aplicación de IEC 61508-2 e IEC 61508-3.
- ✓ IEC 61508-7 Revisión de técnicas y medidas.

Todo aquel dispositivo o software de control que desee tener un certificado de calidad avalado por TÜV (Compañía Alemana que certifica el Hardware y Software

de Seguridad), deberá estar apegado a la norma IEC-61508 y cumplir todos los requisitos mínimos que se incluyen en ella. Esta norma es la base para el diseño de Hardware y de Software para Sistemas de Seguridad.

2.3.2 IEC 61511.

La norma IEC 61511 está dirigida a los usuarios finales y establece que los SIS deben de cumplir con un ciclo de vida, el cual incluye el análisis de riesgo, el diseño, la instalación, el comisionamiento, la validación, el mantenimiento, las modificaciones y el decomisionamiento.

Este ciclo requiere la implementación de procedimientos operativos de trabajo (manual de procedimientos), la documentación de las pruebas funcionales y el registro de los eventos asociados. De este modo, el usuario que requiere la implementación de un SIS con un nivel SIL determinado, no solo debe asegurarse que el equipo que solicita y adquiere cumpla con IEC 61508, sino además debe asegurarse que el mismo cumpla con la Norma IEC 61511, mediante la actualización constante del ciclo de vida del SIS.

En la actualidad, los fabricantes de equipos están desarrollando y presentando al mercado, elementos de medición, solucionadores lógicos y actuadores finales de seguridad con las aprobaciones necesarias para cumplir el nivel SIL requerido, mediante la inclusión de software especializado de diagnóstico y que además ejecutan periódicamente las pruebas funcionales de los equipos de campo. Esto se realiza para cumplir con la norma IEC 61511 en forma integral, pero más allá de ello, porque al cumplir con esta norma se garantiza que el SIS mantendrá segura la instalación en caso de un evento no deseado.

2.4 ESTÁNDARES ACTUALES DE PEMEX.

Cada compañía puede establecer sus estándares en cuestiones de seguridad, según ellos consideren pertinente, de acuerdo a sus necesidades, dicho en otras palabras, cada compañía es responsable de su seguridad. Existen normas internacionales que determinan si los equipos están certificados para sistemas de

seguridad (IEC 61508), así como la norma que determina los requerimientos básicos del sistema desde un marco del ciclo de vida de la seguridad funcional (IEC 61511). Esto es importante aclararlo ya que para el caso de este trabajo se utilizarán los estándares actuales de PEMEX, que es la compañía a la cual se implementará esta solución.

A continuación se describen las normas que tengan relación con la implementación de pruebas parciales de válvulas de corte.

2.4.1 NRF-045 "Seguridad Funcional, Sistemas Instrumentados de Seguridad para los Procesos del Sector Industrial".

La norma NRF-045 "Seguridad Funcional, Sistemas Instrumentados de Seguridad Para los Procesos del Sector Industrial" establece los requisitos técnicos y documentales que se deben cumplir en la contratación y/o para la adquisición de los Sistemas Instrumentados de Seguridad aplicables a los sistemas de Paro por Emergencia en las instalaciones de procesos industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Esta norma de referencia establece las obligaciones para especificar el diseño, instalación, pruebas, comisionamiento, operación, mantenimiento, modificación y desmantelamiento de los Sistemas Instrumentados de Seguridad aplicables a los Sistemas de Paro por Emergencia, Sistemas de Protección de Presión Alta Integridad (HIPPS), y la metodología para verificar que se cumplan dichos requisitos en los procesos industriales de las instalaciones de PEMEX.

Para el caso de los siguientes sistemas se deben tomar en cuenta:

- ✓ Sistemas de control de quemado (BMS) (aplica solo para acciones que generen el paro de emergencia).
- ✓ Sistemas de paro neumático (no aplica la parte de resolvedor lógico).
- ✓ Sistemas de gas y fuego (no aplica la selección de SIL).

En el caso de SIS existentes diseños y construidos de acuerdo con normas, códigos, estándares o practicas anteriores a la emisión de esta norma de referencia, PEMEX debe determinar en sus bases de licitación los requisitos y etapas del ciclo de vida de seguridad funcional que se deben aplicar.

2.4.2 NRF-184 "Sistema de Gas y Fuego CEP"

Esta Norma de Referencia establece los requisitos técnicos y documentales que se deben cumplir para el suministro del Controlador Electrónico Programable y sus componentes, tanto en hardware como en software, además de establecer los requisitos de los componentes adicionales que se deben suministrar con el CEP, como son las fuentes de alimentación de energía eléctrica, estructuras de soporte, la interfaz humano máquina (hardware y software), impresoras, la unidad portátil de configuración (hardware y software), el sistema de fuerza ininterrumpible y los servicios requeridos para configuración, programación, instalación, pruebas, puesta en operación y capacitación relacionada con los mismos.

Con el propósito de precisar el alcance de esta norma, están excluidos los tableros de seguridad, los detectores, alarmas y estaciones manuales de alarma, la aplicación para los buques tanque de PEMEX Refinación, los elementos finales de mitigación y señalización (Semáforos, sistema de agua contra incendio entre otros), el circuito cerrado de Televisión y el sistema de intercomunicación y voceo.

2.4.3 NRF-204 "Válvulas de Bloqueo de Emergencia"

La norma NRF-204 "Válvulas de bloqueo de Emergencia" (Válvulas de aislamiento de activación remota) esta norma establece los requisitos técnicos y documentales para la adquisición de las Válvulas de Bloqueo de Emergencia (Válvulas de aislamiento de Activación Remota o Válvulas de Aislamiento Operada a Distancia) para aislar hidrocarburos o sustancias Peligrosas en instalaciones y centros de trabajo de PEMEX.

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos y documentales de las Válvulas de Bloqueo de Emergencia de operación neumática, las cuales incluyen: válvula, dispositivo de prueba, actuador neumático, actuador manual, "tubing" y

cable de interconexión), su sistema de control y estaciones de control (botoneras), y pueden adquirirse por separado.

2.4.5 NRF-245 “Válvulas Solenoides”

Las válvulas solenoide son dispositivos que permiten operar de manera segura a los elementos finales de control como las válvulas de control, de seccionamiento y de seguridad de proceso; por medio de las cuales la señal o fluido de potencia hacia el actuador es interrumpido, ocasionando con ello, que las válvulas cambien de estado para abrir o cerrar algún elemento final de control, llevando al proceso a un estado seguro. Es por ello, importante hacer una correcta selección y especificación de estos dispositivos para cumplir con los requerimientos particulares determinados para cada proceso y para cada aplicación industrial.

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos de diseño, fabricación, materiales, instalación y operación de las válvulas solenoide, que se utilizan en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, para accionar los actuadores de los elementos finales de control como las válvulas de control, de seccionamiento y de seguridad de proceso.

Las válvulas solenoide deben tener un arreglo dual de bobinas para mantenerse energizadas cuando una de ellas falle, es decir, se deben considerar arreglos redundantes de válvulas solenoide. Estos arreglos deben permitir la sustitución de la bobina dañada sin suspender la operación del elemento final de control, debe además permitir señalización para alarmar el fallo del elemento eléctrico del solenoide, principal y el de respaldo.

La instalación o montaje debe asegurar la posición a falla segura de la válvula solenoide, cuando esté operando en línea en un servicio crítico o cuando forme parte del accionamiento del elemento final de control. El arreglo de las válvulas solenoide debe cumplir con el SIL requerido para cada SIF.

2.5 CICLO DE VIDA DE UN SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD (SIS).

El ciclo de vida de seguridad comprende todas las actividades necesarias para asegurar que se cumpla todas las actividades de la seguridad funcional, desde el análisis del proceso hasta la operación y el mantenimiento.

Los SIS son muy importantes en la administración de riesgos en los procesos industriales debido a que cumplen una función primordial disminuyendo su probabilidad de los eventos de riesgo o minimizando la severidad del personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Los riesgos se deben prevenir como un objetivo inicial desde el inicio del ciclo de vida de seguridad funcional y deben ser reducidos a un nivel tolerable aceptable.

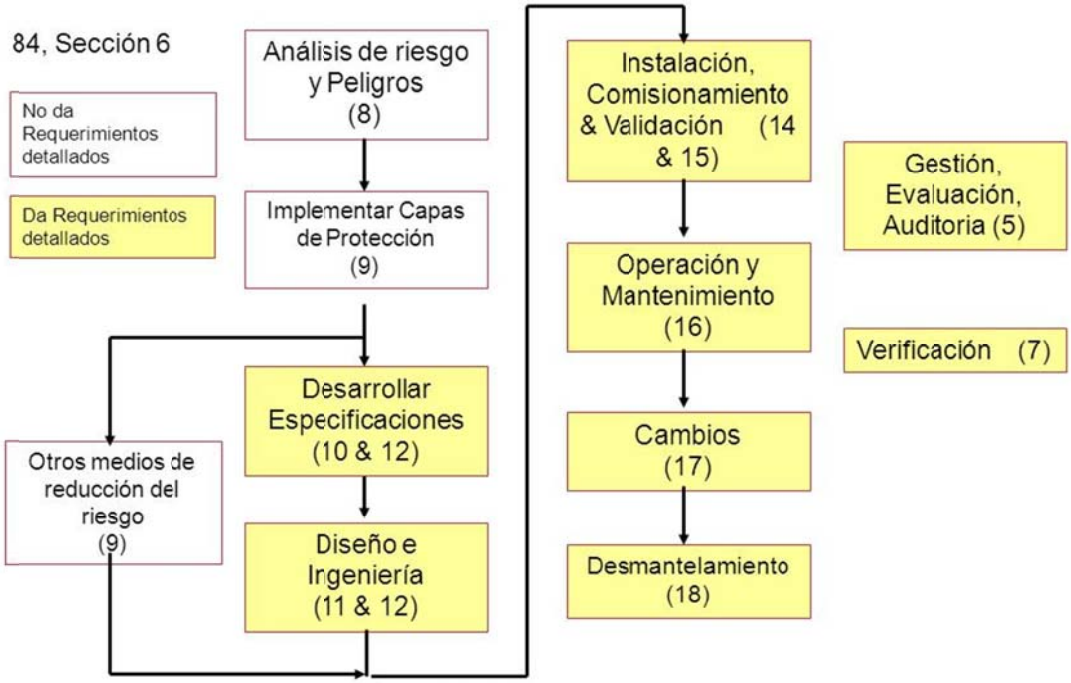


Figura 13. Ciclo de Vida de un Sistema Instrumentado de Seguridad.

En la figura número 13 se pueden observar las etapas del ciclo de un Sistema Instrumentado de Seguridad, los números que se encuentran entre paréntesis corresponden a las secciones correspondientes a la norma IEC-61511. A continuación se explican cada una de las etapas del ciclo de vida.

1) Análisis de riesgo y peligro : En esta fase del ciclo de vida de seguridad se engloban todas las actividades relacionadas con la identificación de las funciones de seguridad, su valoración así como la asignación del nivel de seguridad (SIL) de cada una de estas funciones. También está enfocada en la determinación y documentación de cuanta seguridad se requiere o se necesita, orientada a resolver y evitar el 44% de los accidentes debido a especificaciones inadecuadas.

2) Implementar Capas de Protección: En esta etapa se deben de definir las capas de protección que auxiliaran al sistema instrumentado de seguridad en la reducción del riesgo, hasta un valor tolerable.

3) Especificación de los requisitos de seguridad SIS: Una vez realizado el análisis de riesgo e implementar las capas de protección, se elabora un documento llamada SRS (**Safety Requirements Specification**, Especificación de Requerimientos de Seguridad) donde se enlistan todos los aspectos mínimos a considerar para el diseño del SIS, es decir, las zonas de mayor riesgo, las variables físicas críticas (presión, temperatura, flujo, nivel), etc. La redundancia y el nivel SIL necesario en cada función instrumentada de seguridad.

Además de definir las cartas causa y efecto de la instalación. Las cartas causa y efecto, como su nombre lo indica, es un documento que muestra cómo tiene que responder el SIS ante una causa dada, en otras palabras, como se debe de configurar el SIS.

4) Diseño e Ingeniería del SIS: Básicamente, esta etapa se realiza toda la ingeniería de diseño del SIS, que consta de la programación del resolvedor lógico, en base a las cartas causa y efecto; la ingeniería de detalle de cada FIS, la redundancia (donde aplique) de los detectores o de los elementos finales.

5) Instalación "comisionamiento" y validación del SIS: En esta etapa se realiza la instalación y conexiones a campo de cada uno de los elementos de las funciones instrumentadas de seguridad, verificando que cada una de ellas cumpla con el SIL objetivo; a esto proceso se le llama validar la FIS.

6) Operación y mantenimiento del SIS: Etapa de mayor duración del ciclo de vida de la seguridad, ya que como su nombre lo indica es cuando el SIS se encuentra operando. Es importante mencionar que para mantener el nivel SIL de cada función instrumentada de seguridad es necesario realizar mantenimientos periódicos establecidos en la SRS.

7) Modificación del SIS: Hacer correcciones, mejoras o adaptaciones al SIS, garantizando que el SIL objetivo se mantenga.

8) Desmantelamiento: Garantizar que se eliminen las funciones instrumentadas de seguridad y que no afecten a las demás FIS, sin variar el SIL requerido para cada FIS.

9) Verificación del SIS: Probar y evaluar los resultados de una fase proporcionada para garantizar la exactitud y consistencia con respecto a los productos y normas establecidas, como entrada a esa fase.

2.6 CAPAS DE PROTECCIÓN.

El término "Capa de Protección" fue definido en la IEC 61511. Una capa de protección debe cumplir con las cuatro características (Especifico, Independiente, Confiable, Auditable). Una capa de protección es para prevenir una desviación del proceso que pueda llevar a una consecuencia final independientemente de la acción de otra capa asociada al mismo evento/impacto y del par causa consecuencia del evento inicial.

Las capas de protección se puede clasificar en dos grupos: Las capas de prevención y las capas de mitigación:

Capas de prevención

Son aquellas que tiene el propósito de detectar y evitar los sucesos que dan lugar al accidente, o lo que es lo mismo, son las que han de actuar antes del evento no deseado (Reducen el riesgo disminuyendo la frecuencia del accidente).

Las más comunes son:

- El sistema básico de control de procesos
- Las alarmas críticas e intervención humana.
- Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS).
- La protección física ante sobrepresiones o vacío: válvulas de seguridad, discos de ruptura y válvulas rompedoras de vacío.

Capas de mitigación

Son aquellas diseñadas para minimizar la severidad de las consecuencias del accidente, es decir, han de actuar después de que se suscita el evento no deseado (reducen el riesgo disminuyendo las consecuencias del accidente). Dentro de estas se incluyen entre otras:

- Protección física (pasiva): Paredes anti-explosiones/bunker.
- Sistemas instrumentados de mitigación: Sistemas de detección de gas y fuego, válvulas de aislamiento de accionamiento remoto manual
- Respuesta de la planta ante la emergencia.
- Respuesta de la comunidad ante la emergencia.

2.7 REDUCCIÓN DE RIESGO.

Los riesgos industriales son de muy distinta naturaleza y sus consecuencias pueden variar desde mínimas hasta realmente catastróficas.

Ha sido necesario analizar mediante numerosas técnicas cada uno de estos riesgos para determinación las medidas para su prevención y en su caso la mitigación de las consecuencias. La enorme variedad de los riesgos industriales ha requerido una enorme variedad de medidas de protección y/o barreras de contención. Los intentos por clasificar estas medidas de protección y/o barreras de contención han dado lugar a lo que se denomina niveles de protección de contención de riesgos.

Una filosofía de seguridad consiste en que si la probabilidad del evento iniciador del riesgo y/o el desarrollo de las consecuencias de un riesgo que ha sido iniciado exceden la protección de una medida de seguridad, deberá encontrar en su recorrido medidas adicionales inclusive de tecnología diversa y/o de origen externo de mayor contención y/o mitigación.

La siguiente figura 14 nos muestra como diferentes medidas de seguridad (MS) se anteponen a la trayectoria y/o evento iniciador del riesgo, y a la severidad de las consecuencias del riesgo.

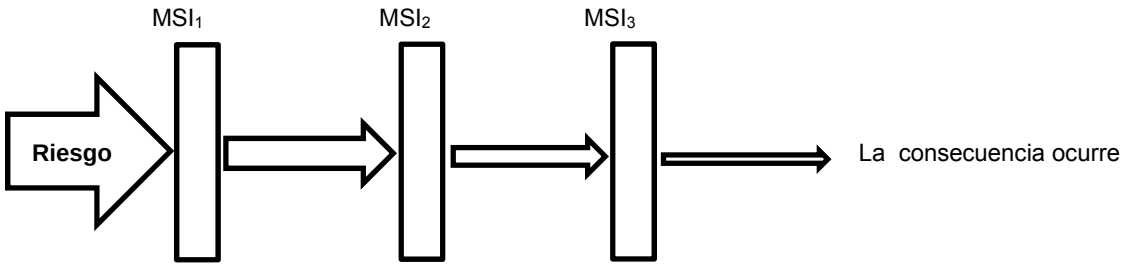


Figura 14. Reducción de Riesgo por las capas de seguridad.

Los niveles de protección de contención de riesgos son los siguientes:

1. Los sistemas Básicos de control de procesos (SBCP)
2. La intervención del operador
3. Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS)
4. Los dispositivos mecánicos activos (Dispositivo de contención)
5. Los sistemas mecánicos pasivos (Mitigación)
6. La respuesta de emergencia de la planta
7. La respuesta de emergencia de la comunidad.

1.- Los sistemas básicos de control de procesos (SBCP)

La función de los sistemas básicos de control de procesos en la regulación y control de las variables en la planta de procesos, dentro de valores necesarios

para obtener productos de máxima calidad, en procesos de fabricación estables, continuos y optimizados.

Y aunque los sistemas básicos de control se diseñan para que las variables del proceso se mantengan dentro de parámetros de control, de manera inherente conforma el primer nivel de protección de contención de riesgos en la industria.

La filosofía de los sistemas básicos de control de procesos se basa en la operación de lazos de control para cada variable del proceso. Los lazos de control están constituidos por sensores de la magnitud de las variables, controladores de desviación y elementos finales de control.

Complementan a estos lazos de control, las estrategias lógicas de control (software) los valores límites establecidos para las variables, los medios de comunicación, sistemas de diagnóstico de fallas, valores de referencia, métodos de redundancia para incrementar la disponibilidad, entrelazamientos, algoritmos de cálculo, entre otros.

2.- La intervención del Operador.

El segundo nivel de protección de contención de riesgos se constituye por la intervención del operador humano que actúa en situaciones donde las variables del proceso exceden los valores límite (valores de alarma) durante la operación normal de la planta de procesos y los equipos bajo control.

El operador manipula bajo prácticas y conocimientos obtenidos de su capacitación y adiestramiento continuos, las variables del proceso que pueden quedar fuera de control ante la presencia de desviaciones y de situaciones de emergencia. Entre estas situaciones se encuentran los cortes inesperados de energía eléctrica, agua de enfriamiento, aire de instrumentos, el descontrol de la operación de la planta, la falla de algún equipo, etc.

El operador ejecuta las acciones necesarias para llevar la operación de su planta de proceso a condiciones seguras de falla en un estado de riesgo remanente aceptado.

Estas actividades del operador están documentadas en los procedimientos operativos de arranque y procedimientos de paro normal y de emergencia de la planta de proceso y sus equipos.

Estos procedimientos operativos son elementos esenciales de formación del operador.

3.- Los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)

El tercer nivel de protección de contención de riesgos está conformado por los Sistemas Instrumentado de Seguridad (SIS). Los Sistemas Instrumentados de Seguridad son sistemas automatizados, diseñados a prueba de fallas, con requerimientos de confiabilidad y disponibilidad certificada por laboratorios especializados. Están constituidos por lazos de seguridad conformados por sensores, controladores lógicos y elementos finales de seguridad, independientes de los utilizados por los Sistemas Básicos de Control.

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad aplican normalmente a variables críticas y situadas cuyo descontrol no puede ser atendida por el operador debido a su complejidad, velocidad de desarrollo, y que requieren detectarse de manera temprana y oportuna.

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad son sistemas paralelos diseñados para actuar por seguridad, por lo que se impone la independencia de estos sistemas de seguridad de los sistemas de regulación y control. Y en caso de situaciones de emergencia, operaran automáticamente para llevar a la planta de proceso y sus equipos a un estado de riesgo remanente aceptado. Estos sistemas pondrán fuera de servicio los equipos, áreas del proceso y la planta misma si es requerido dentro de su estrategia de seguridad.

4.- Dispositivos Mecánicos Activos (Dispositivos de Contención).

El cuarto nivel protección de contención de riesgos esta contención de riesgos está conformado por los dispositivos mecánicos activos de protección, o dispositivos de relevo.

Los dispositivos mecánicos activos y/o dispositivos de relevo, están diseñados para proteger la integridad mecánica de equipos, tuberías y recipientes. Entre estos dispositivos encontramos las válvulas de seguridad y relevo por sobrepresión (PSV. Su función primordial es la de proteger la integridad mecánica de tuberías y recipientes, y del medio ambiente ante riesgos de alto impacto.

5.- Los Sistemas Mecánicos Pasivos (Mitigación).

Son todos aquellos sistemas diseñados para la detección de gas o fuego, canalización de fugas, desfogues, derrames, diques de acumulación, muros cortafuego, materiales de construcción no combustibles, barreras físicas, sismas de drenaje aceitoso, drenajes químicos, de fosas de captación y tratamiento, sistemas de quemado e incineración, sistemas de recolección y tratamiento de residuos peligrosos, contaminantes de suelo, agua y aire, etc. En la práctica son sistemas de protección al medio ambiente y de la salud de los trabajadores y de los habitantes en las comunidades aledañas o regionales.

6.- La Respuesta de Emergencia de la Planta.

Lo conforman los cuerpos de bomberos, de rescate y de atención médica en planta, y de otros cuerpos especializados de contención de riesgos. Se consideran aquí también los sistemas contraincendios conformados por las redes de agua contraincendios y su equipamiento, así como la situación estratégica de equipos manuales de extinción de incendio (extinguidores fijos y portátiles).

Se incluyen también los sistemas de aviso de evacuación del personal, métodos de aislamiento y avisos de trabajos peligrosos, establecimiento de vías de escape,

puntos de reunión seguros, y todos aquellos planes y programas de salud y seguridad en el trabajo.

7.- La Respuesta de Emergencia de la Comunidad.

Lo conforman los comités locales de ayuda mutua, sistemas de vías de escape, sistemas para la evacuación general de la población, intervención del ejército, policía, cuerpos de bomberos y de rescate de la comunidad, cuerpos especializados externos a la planta, y de todos aquellos planes y programas de salud general y de mantenimiento del entorno ambiental.

En la figura 15 se muestra un ejemplo de como las capas de protección deberían de haber actuado, que para este ejemplo no actuaron por lo cual se tuvo que evacuar la instalación.

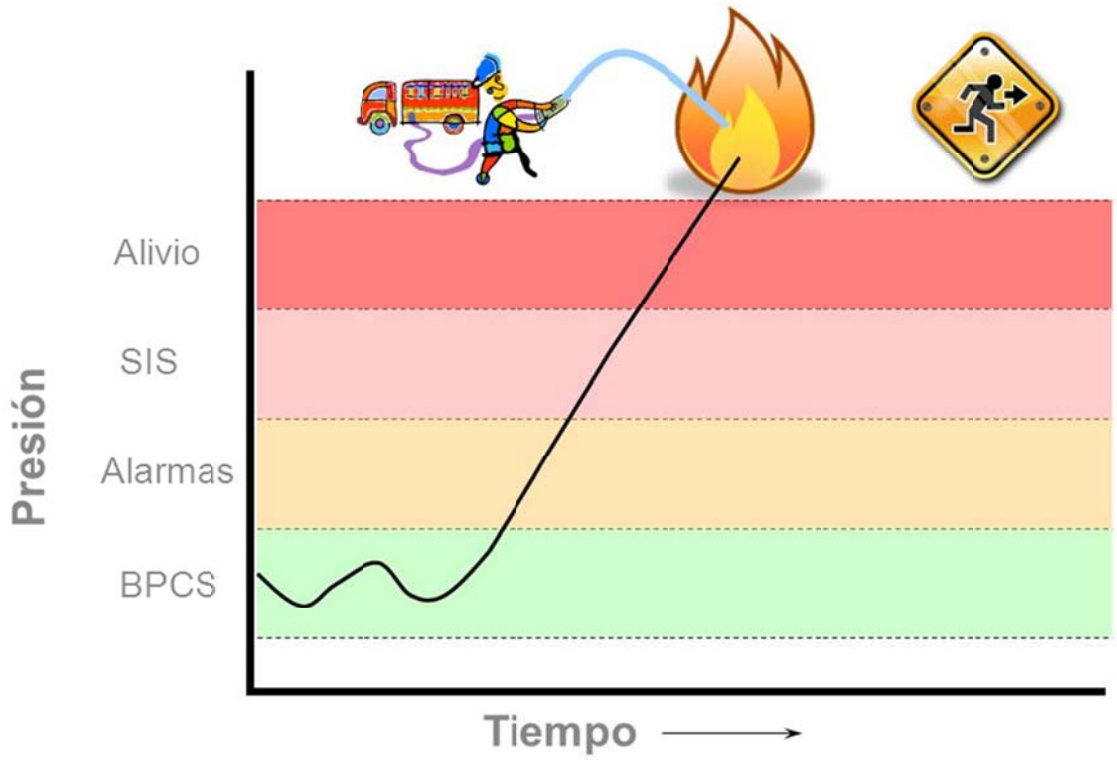


Figura 15. Ejemplo de la intervención de las capas de protección.

2.8 INSTRUMENTACIÓN GENERAL EN VÁLVULAS DE PROCESO.

Los instrumentos se utilizan para controlar las variables de un proceso. El instrumento o el sistema de instrumentación puede ser mecánico, neumático, hidráulico, eléctrico, electrónico o una combinación de dos o más de estas formas básicas, por ejemplo: electromecánicos.

En instrumentación y control, se emplea un sistema especial de símbolos con el objeto de transmitir de una forma más fácil y específica la información. Esto es indispensable en el diseño, selección, operación y mantenimiento de los sistemas de control.

En todos estos procesos es absolutamente necesario medir, regular, controlar y mantener constantes algunas magnitudes (variables), tales como la presión, el flujo, el nivel, la temperatura, el PH, la conductividad, la velocidad, etc. Los instrumentos de medición y control permiten la regulación y el control de estas constantes en condiciones más idóneas que el propio operador podría realizar.

Un instrumento puede ser usado directamente para la medición y/o control de una variable. El término incluye elementos primarios, elementos finales de control, dispositivos computacionales y dispositivos eléctricos como anunciadores o alarmas, interruptores y botoneras.

La instrumentación electrónica son todas las señales provenientes de transmisores o de controladores deben ser de corriente directa y de intensidad variable; con una relación de 5 a 1 entre la señal máxima y el “ cero “ , el cual corresponderá a una intensidad de 4 a 20 [mA].

Los elementos finales de control en instrumentación electrónica, deben tener actuador neumático y se deben suministrar con un convertidor de señal eléctrica a neumática. Para la transmisión de señales eléctricas se utilizan sistemas de dos conductores, que se agrupan en cables codificados a partir de cajas de distribución con tablillas terminales.

Los instrumentos que requieran de una regulación de tensión especial deben suministrarse con el equipo integral adecuado (fuente de poder) para efectuar dicha regulación. Cuando por necesidades del proceso se requiera suministro continuo de energía, se debe contar con un banco de baterías para suministro de corriente al instrumento involucrado.

Por lo que respecta a la instrumentación a las válvulas de proceso podemos encontrar los siguientes elementos:

a) Solenoides.
b) Indicadores de Posición.
c) Transmisores de Presión.

Solenoides. Elemento que crea un campo magnético uniforme e intenso en su interior y débil en su exterior que mantiene el suministro de aire, gas o agua para mantener abierta una válvula o cerrada según sea requerido.

Figura 16. Solenoide Modelo Versa.

Indicadores de Posición. Son contactos que al activarse dependiendo de su posición indican la posición de la válvula. Estos pueden ser calibrados a diferentes porcentajes de cierre o de apertura de la válvula. Normalmente como mínimo se cuenta con 2 indicadores de posición, uno al 100% de apertura y el otro al 0%. Si se requiere información adicional del porcentaje de apertura de la válvula se pueden poner más indicadores de posición, pero en caso de que se quiera tener una medición en tiempo real del porcentaje, se opta por un transmisor de posición.

Figura 17. Indicador de Posición.

Transmisores de Presión. Dispositivos para el monitoreo de la presión en un punto dado. Normalmente se ponen en las líneas de producción, antes y después de un equipo como un compresor, una turbina. Además de ser el elemento primario de una FIS, puede considerarse como el elemento principal de un sistema de paro por emergencia, ya que esta variable para muchos procesos es crítica, por lo que en la actualidad existen transmisores de presión certificados para aplicaciones de seguridad que pueden alcanzar un nivel SIL 3 siempre y cuando la FIS cumpla con este nivel de seguridad.

Figura 18. Transmisor de Presión marca Rosemount.

2.8.1 Tipos y conceptos generales de Válvulas

Las válvulas pueden ser de varios tipos según sea el diseño del cuerpo y el movimiento del obturador. Las válvulas de movimiento lineal en las que el obturador se mueve en la dirección de su propio eje se clasifican como se especifica a continuación.

Válvula de tres vías. Este tipo de válvula se emplea generalmente para mezclar fluidos – válvulas mezcladoras o bien para derivar de un flujo de entrada dos de salida – válvulas diversoras. Las válvulas de tres vías intervienen típicamente en el control de temperatura de intercambiadores de calor.

Figura 19. Válvula de 3 vías.

Válvula de compuerta. Esta válvula efectúa su cierre con un disco vertical plano, o de forma especial, y que se mueve verticalmente al flujo del fluido. Por su disposición es adecuada generalmente para control todo-nada, ya que en posiciones intermedias tiende a bloquearse. Tiene la ventaja de presentar muy poca resistencia al flujo cuando está en posición de apertura total.

Figura 20. Válvula de Compuerta.

Válvula de mariposa. El cuerpo está formado por un anillo cilíndrico dentro del cual gira transversalmente un disco circular. Se acciona mediante el movimiento del eje del disco y ejerce se par máximo cuando la válvula está totalmente abierta. Las válvulas de mariposa se emplean para el control de grandes caudales de fluidos a baja presión.

Figura 21. Válvula de Mariposa.

Válvula de bola. El cuerpo de la válvula tiene una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o de bola (de ahí su nombre). La bola tiene un corte adecuado y gira transversalmente accionada para cerrar o abrir. En posición de apertura total, la válvula equivale aproximadamente en tamaño a 75% del tamaño de la tubería. La válvula de bola se emplea principalmente en el control de caudal de fluidos negros, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos en suspensión.

Figura 22. Válvula de Bola.

Válvula de control. Es un dispositivo capaz de controlar el paso de un fluido dejando pasar solamente la cantidad requerida por el proceso. La válvula de control son los elementos finales de control más utilizados en las plantas de proceso, es la que regula el suministro de energía o materia para mantener en equilibrio el proceso.

Figura 23. Válvula de Control.

Válvula de Corte.

Una válvula de corte, es una válvula diseñada para detener el flujo de fluido dada alguna condición peligrosa. Ayuda en la protección de un posible daño al personal. Forman parte del SIS. Son las válvulas que más se utilizan en la industria del petróleo, ya que proveen seguridad.

Figura 24. Válvula de Corte (SDV).

Actuadores. Es un dispositivo inherentemente mecánico cuya función es proporcionar fuerza para mover o "actuar" otro dispositivo mecánico. La fuerza que provoca el actuador proviene de tres fuentes posibles: Presión neumática, presión hidráulica y fuerza motriz eléctrica (motor eléctrico o solenoide). Dependiendo del origen de la fuerza el actuador se denomina "neumático", "hidráulico" o "eléctrico".

A lo largo de la historia el actuador más común fue el actuador manual o humano. Es decir, una persona mueve o actúa un dispositivo para promover su funcionamiento.

Con el tiempo, se hizo conveniente automatizar la actuación de dispositivos, por lo que diferentes dispositivos hicieron su aparición. Actualmente hay básicamente dos tipos de actuadores, los actuadores lineales y los rotatorios.

Los actuadores lineales generan una fuerza en línea recta, tal como haría un pistón. Los actuadores rotatorios generan una fuerza rotatoria, como lo haría un motor eléctrico.

Figura 25. Actuador Neumático.

2.9 PRUEBAS PARCIALES A VÁLVULAS DE CORTE.

El probar un componente mecánico debe involucrar movimiento regular y predecible, el cual debe ser monitoreado.

La técnica utilizada para la prueba no debe comprometer la integridad del sistema. Todos los componentes del sistema de prueba deben tener Nivel de Integridad (SIL) igual o mayor que el requerido para el lazo. Las pruebas no deben incrementar la tasa de Paros No Deseados

Hay que minimizar los requerimientos de hardware adicional. Las pruebas deben ser automáticas Intervalo de Pruebas Regular No se debe requerir la intervención del operador.

Fallas Potenciales en Válvulas

- Solenoide
- Falla de la bobina
- Armadura/válvula trabada
- Venteo Bloqueado

- Mecanismo que fuerza apertura-pistón, diafragma
- Mecanismo Trabado
- Ruptura del diafragma
- Sobre presión de aire
- Resorte de retorno
- Vástago
- Desconexión
- Cuerpo
- Sello de trabajo
- Partes dañadas o faltantes

2.8.1 Definición de Prueba Parcial a Válvula de Corte.

Una prueba parcial de una válvula de corte se define como la verificación del movimiento de la válvula sin que esta se cierre completamente, salvaguardando con esto la continuidad en la producción de la instalación y aumentar la confiabilidad de la función de la válvula de corte.

2.8.2 Justificación de las pruebas parciales.

Una válvula de corte tiene como función el permitir que haya flujo por ella, siempre y cuando no existan condiciones de riesgo; pero para un SIS como es el caso del paro de emergencia o paro de proceso (sistemas pasivos), estas válvulas están normalmente abierta y solo se cierran en eventos de paro, que por lo regular pueden pasar meses e inclusive años.

Es por eso que es necesario garantizar que cuando sea requerido, estas válvulas se cierren, por lo que se ha optado por hacer las pruebas parciales para asegurar esto y con ello mantener el nivel SIL de la FIS.

Capitulo 3

• Tecnología Utilizada para la Implementación de las Pruebas Parciales

3.1 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES.

Un controlador lógico programable, mejor conocido por sus siglas en inglés PLC (**Programmable Logic Controller**) se puede definir como un sistema basado en un microprocesador. Sus partes fundamentales son la Unidad Central de Proceso (CPU), la Memoria y el Sistema de Entradas y Salidas (E/S). La CPU se encarga de todo el control interno y externo del PLC y de la interpretación de las instrucciones del programa. En base a las instrucciones almacenadas en la memoria y en los datos que leen de las entradas, genera las señales de las salidas. La memoria se divide en dos, la memoria de solo lectura o ROM y la memoria de lectura y escritura o RAM.

La memoria ROM almacena programas para el buen funcionamiento del sistema. La memoria RAM está conformada por la memoria de datos, en la que se almacena la información de las entradas y salidas y de variables internas y por la memoria de usuario, en la que se almacena el programa que maneja la lógica del PLC.

El sistema de Entradas y Salidas recopila la información del proceso (Entradas) y genera las acciones de control del mismo (salidas). Las entradas y salidas (E/S) de un PLC son digitales, analógicas o especiales. Las E/S digitales se identifican por presentar dos estados diferentes: ON (encendido) u OFF (apagado), presencia o ausencia de tensión, contacto abierto o cerrado, etc. Los niveles de tensión de las entradas más comunes son 5 [V], 24 [V], 48 [V] y 220 [V] de corriente alterna.

Las E/S análogas se encargan de convertir una magnitud analógica (tensión o corriente) equivalente a una magnitud física (temperatura, flujo, presión, etc.) en una expresión binaria. Esto se realiza mediante conversores analógico-digitales.

Por último, las E/S especiales se utilizan en procesos en los que con las anteriores E/S vistas son poco efectivas, bien porque es necesario un gran número de elementos adicionales, bien porque el programa necesita de muchas instrucciones o por protocolos especiales de comunicación que se necesitan para poder obtener el dato requerido por el PLC (HART, Salidas de trenes de impulso, motores paso a paso).

Un PLC es utilizado en muchas industrias y máquinas. A diferencia de las computadoras de propósito general, el PLC está diseñado para múltiples señales de entrada y de salida, rangos de temperatura mayores, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a la vibración y al impacto. Los programas para el control de funcionamiento de la máquina se suelen almacenar en baterías copia de seguridad o en memorias no volátiles.

Los primeros PLC fueron diseñados para reemplazar los sistemas de relevadores lógicos. Estos PLC fueron programados en lenguaje de escalera que se parece mucho a un diagrama esquemático de la lógica de relevadores. Este sistema fue elegido para reducir las demandas de formación de los técnicos existentes. Otros autómatas primarios utilizaron un formulario de listas de instrucciones de programación.

Los PLC modernos pueden ser programados de diversas maneras, desde la lógica de escalera de relevadores, a los lenguajes de programación tales como BASIC y C. Otro método es la lógica de estado, un lenguaje de programación de alto nivel diseñado para programar PLC basados en diagramas de estado.

Dentro de las ventajas que estos equipos poseen se encuentra que, gracias a ellos, es posible ahorrar tiempo en la elaboración de proyectos, pudiendo realizar modificaciones sin costos adicionales. Por otra parte, son de tamaño reducido y mantenimiento de bajo costo, además permiten ahorrar dinero en mano de obra y la posibilidad de controlar más de una máquina con el mismo equipo. Sin embargo, y como sucede en todos los casos, los controladores lógicos

programables, o PLC, presentan ciertas desventajas como es la necesidad de contar con técnicos especializados.

3.2 ESPECIFICACIONES DEL CONTROLADOR LÓGICO REDUNDANTE.

Debido a la importancia y criticidad de los sistemas instrumentados de seguridad y para alcanzar los niveles de seguridad que este tipo de procesos requiere, es necesario contar con PLC redundantes para aumentar la confiabilidad de este sistema. Existen varios modelos de PLC redundantes en la industria, así como diversas configuraciones, es decir, con redundancia simple, doble o triple. Los PLC con redundancia simple se les conocen como DMR (Doble Modular Redundante), los de doble redundancia son los TMR (Triple Modular Redundante) y los de triple redundancia son los QMR.

Para este trabajo se considera un TMR ya que cumple con las características de diseño y operación para la implementación de pruebas parciales a las válvulas de corte.

3.2.1 Antecedentes de la Marca ICS Triplex.

ICS Triplex ha sido fabricante y proveedor de equipo de seguridad crítica y de equipo de control desde 1969. El sistema Triple Modular Redundante (TMR) “Regent” fue introducido en 1986, incorporando la Tecnología de Tolerancia a Falla Implementada en Hardware (HIFT). El sistema Regent ha sido probado en cientos de instalaciones alrededor del mundo. La familia de productos Regent + Plus fue introducida en 1995 con nuevas características y a un bajo costo en el mercado.

ICS Triplex introdujo su nueva generación de Productos de Seguridad y Control TMR llamado Trusted en 1997. El sistema Trusted fue construido y probado bajo la tecnología Regent y Regent + Plus incorporando tecnología de vanguardia basada en microprocesador. El sistema Trusted es compatible con los sistemas

Regent y Regent + Plus permitiendo una migración directa para los sistemas existentes.

Los programas de aplicación para el sistema Trusted son desarrollados y monitoreados usando el software IEC1131 Toolset. El sistema soporta una variedad de configuración de comunicación, incluyendo sistemas en Red, OPC, Modbus y comunicación Peer to Peer (punto a punto) controlado y monitoreando por estaciones de Ingeniería y Estaciones de Operación.

3.2.2 Justificación de la Tecnología TMR.

Para entender porque la tecnología TMR es la mejor para sistemas de seguridad, en especial para sistemas de paro por emergencia donde se tiene el mismo nivel de criticidad la seguridad y la producción, es necesario introducir el concepto de falla segura y falla peligrosa.

Falla segura según la NRF-045-PEMEX-2010 se define como la falla que no tiene el potencial para poner el SIS en un estado peligroso, en otras palabras, es la falla que manda a un estado seguro la instalación, que para el caso de las plataformas petroleras, significa perdida de producción. Mientras que la falla peligrosa según la NRF-045-PEMEX-2010 se define como la falla que tiene el potencial de poner el SIS en un estado peligroso o de falla en su operación, esto es, el SIS no actuara provocando un estado peligroso en la instalación y por lo tanto poniendo en riesgo al personal que en ella trabaja, trayendo consigo heridas, muertes y daños a la instalación o el medio ambiente.

Ya que se establecieron estos nuevos conceptos podremos entender que un SIS debe de ser confiable (probabilidad de falla segura baja) y también de ser seguro (probabilidad de falla peligrosa baja). Actualmente en el mercado existen muchos sistemas de seguridad de diferentes marcas, así como existen tecnologías que varían de acuerdo a la redundancia que presentan. Pero en base a los datos obtenidos a través de la norma IEC-61511 se encuentra que la configuración que tiene mayor confiabilidad (probabilidad de falla segura menor) es la configuración 2oo2 y la configuración que es más segura, es decir, menor probabilidad de falla

peligrosa es la configuración 1oo2. Sin embargo la configuración 2oo3, que es la configuración de un TMR, es la que en conjunto tiene las menores probabilidades de falla segura y falla peligrosa, es decir, que es confiable y seguro respecto a las demás configuraciones. Esto se puede observar en la siguiente tabla número 2:

	Tipo de Falla	
Configuración	**Probabilidad de Falla Segura**	**Probabilidad de Falla Peligrosa**
1oo1	0.04	0.02
1oo2	0.08	0.0004
2oo2	0.0016	0.04
2oo3	0.0048	0.0012

Tabla 2. Probabilidades de Falla Segura y Peligrosa para varias configuraciones.

De igual forma de acuerdo a la IEC-61511 para alcanzar un nivel SIL en el controlador lógico programable de acuerdo al hardware, es necesario contar con la siguiente tolerancia a fallas, según nos muestra la tabla número 3.

	Tolerancia a falla en Hardware Mínima		
SIL	**FFS < 60%**	**60% < FFS < 90%**	**FFS > 90%**
1	1	0	0
2	2	1	0
3	3	2	1
4	Referirse a la IEC-61508		

Tabla 3. Tolerancia a falla en Hardware para alcanzar cierto nivel SIL.

Además sabiendo que el TMR tiene una Fracción de Falla Segura (FFS) del 99.9999%, puede seguir operando con una falla (tolerancia a falla 1) y mantener un SIL 3, lo que otros sistemas no podrían lograrlo.

Es por esto que se requiere un sistema de seguridad tolerante a falla, redundante que sea seguro y confiable, el sistema que cumple con estas características es un TMR.

3.2.3 Arquitectura del TMR.

Los criterios de diseño del sistema Trusted son los siguientes:

1. Diseñado para niveles de Integridad SIL 3.
2. Tolerante a falla sin disminuir o alterar su desempeño.
3. Diseñado para operar en ambientes industriales.
4. La utilización de una computadora estándar para programar y su configuración sea transparente a la redundancia implementada.
5. Sistema triplicado y tolerante a falla evidente al usuario.

Como consecuencia de los criterios de diseño antes mencionado, el sistema Trusted fue diseñado con las siguientes características.

1. Implementación de tolerancia a falla implementada en hardware (HIFT)
2. Ensamble de tipo industrial que cumple con diferentes estándares.
3. Circuitos Triplicados en cada módulo, con excepción del módulo de comunicaciones, que no es redundante.
4. Cada canal de entrada analógica (no solo el módulo) tiene convertidores A/D triplicados.
5. Las salidas digitales no requieren fusibles.
6. Cuenta con una resolución de SOE (**Sequence of Events** – Secuencia de Eventos) de 1ms.
7. Cuenta con una amplia variedad de protocolos y métodos de comunicación (ejemplo, Modbus, OPC, Serial, Ethernet).
8. Comunicaciones de seguridad entre sistemas certificadas.
9. Punto de falla no individual. Todos los componentes críticos son triplicados. Así el sistema Trusted continúa operando correctamente en la presencia de una (o más) fallas.
10. Aislamiento automático de fallas sin degradación del desempeño. Cuando una falla se presenta en un circuito crítico, es inmediatamente aislada para no afectar la operación del sistema. No hay retraso o degradación del desempeño del sistema en presencia de fallas.

11. Reemplazo en línea de módulos. Los módulos pueden ser removidos y reemplazados cuando el sistema esta energizado y operando, logrando con esto que el proceso no se detenga.
12. La tolerancia a falla es transparente a los programas de aplicación. Los programas de aplicación son desarrollado de la misma manera como en los controladores que no son redundantes. No se requiere una programación especial para coordinar la triplicación inherente al sistema.

El controlador programable Trusted está compuesto de tres tipos de chasis: el chasis del controlador, el chasis de expansión, y el chasis del sistema de potencia.

Todos los ensambles contienen un chasis de 19 pulgadas en el cual son instalados los módulos de entradas y salidas, así como los de comunicación.

El sistema Trusted se comunica con sistemas externos a través del procesador principal (comunicación P2P) o de los módulos de comunicación (comunicación serial o ethernet). Los módulos de comunicación pueden ser instalados en el chasis del controlador o en el chasis de expansión.

Un chasis del controlador puede alojar un procesador principal y uno de reemplazo (standby) y hasta 8 módulos de otro tipo (E/S, comunicaciones, de expansión); por otro lado en el chasis de expansión se pueden insertar un procesador de expansión, un procesador de expansión de reemplazo, y hasta 12 módulos (E/S, comunicaciones). Finalmente para poder energizar estos módulos así como las terminales de interconexión de campo (FTA) es necesario contar con un chasis de potencia, donde se ponen las fuentes de alimentación, que para el caso del sistema Trusted son de 24 [V] de corriente directa.

Ahora bien, el modo de operación del sistema Trusted es el siguiente:

Los datos del proceso (posición de interruptores, las lecturas de los transmisores, etc.) son enviados a cada módulo de entrada dependiendo el tipo de señal. La información es transmitida al bus inter módulo (IMB) triple redundante. Los procesadores TMR leen y realizan una votación del estado de la información del

proceso. El procesador ejecuta los programas de aplicación que han sido almacenados en la memoria y calcula las instrucciones que serán enviadas a la salida.

Las instrucciones de salida triplicadas son enviadas de regreso al IMB a los correspondientes módulos de salida. Los módulos de salida reciben las instrucciones y realizan un voteo de los datos, para verificar la veracidad del dato a ser enviado a campo.

El sistema Trusted repite esta secuencia de escaneo. Si un circuito interno dentro del sistema falla ya sea por daño en su hardware o por un voteo (2003) incorrecto, la falla se anuncia mediante un led indicador y el proceso continúa operando sin interrupción.

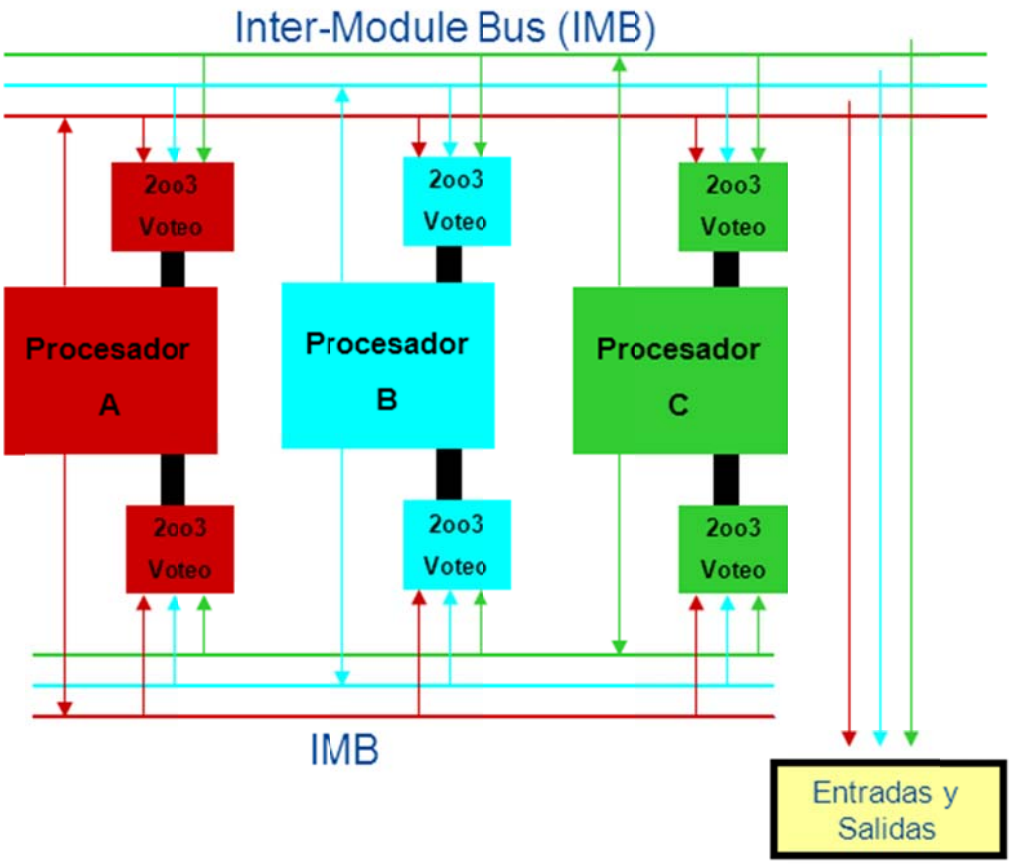


Figura 26. Flujo de información dentro del TMR.

En los siguientes subíndices se darán detalles de cada uno de los módulos del sistema TMR Trusted.

3.2.3.1 Módulo Procesador.

Físicamente el módulo procesador se observa como un solo módulo, pero internamente consta de 3 tarjetas idénticas que realizan el mismo trabajo, cada una de estas tarjetas se les conoce como slice. Los tres procesadores del módulo almacenan y ejecutan el programa de aplicación, escanea y actualizan los módulos de E/S y detectan las fallas en el sistema. Cada procesador ejecuta el programa de aplicación independientemente para con esto poder realizar el voteo 2oo3 de verificación.

En su parte frontal cuenta con varios leds indicadores, así como una chapa y un botón de reset. El botón de reset al ser presionado limpia todas las indicaciones de falla presentes, restablece el conteo de todas las fallas e inicializa un módulo de E/S que ha sido insertado en una ranura activa. Los restablecimientos son grabados en los registros del microprocesador y en los módulos E/S.

Es importante mencionar que el botón de reset no restablecerá disparos de secuencia de paro de emergencia, descarga de agentes limpio (sistema FM-200) o cualquier otra lógica programable que contenga algún “reset lógico”.

Como se mencionó en el panel frontal existe una chapa que es utilizada para prevenir el acceso sin autorización al sistema. Las dos posiciones de la llave son utilizadas para seleccionar los siguientes modos.

- Run. La memoria es bloqueada cuando se encuentra en esta posición. Los programas de aplicación y la configuración del sistema no pueden ser descargados o actualizados. Los diagnósticos en línea solo pueden ser ejecutados si la llave se encuentra en esta posición.
- Maintain (Mantenimiento). Los programas de aplicación y la configuración del sistema pueden ser descargados (con los apropiados permisos de acceso si es que los tiene) Los diagnósticos de comandos en línea no son

posibles a través del puerto serie del panel frontal del procesador, pero pueden ser accesados a través del puerto serie o ethernet del módulo de comunicaciones.

La llave no necesita estar en la posición de Run para que el procesador opere. De la misma manera la llave no necesita estar en la posición de mantenimiento para realizar el mantenimiento del sistema.

Finalmente por lo que respecta a los leds de estado, existen 11 Leds de estado en el panel frontal de procesador: Tres de Healthy, uno de Active, uno de Standby, uno de Educated, uno de Run, uno de Inhibit, uno de System Healthy, y dos de User. Los indicadores de Healthy son controlados directamente por cada slice del módulo. Todos los Leds son controlados por el módulo procesador.

Los Leds de estado del módulo procesador tienen el siguiente significado:

LED	INDICACION
Healthy	Indica el estado de salud de cada slice del procesador: Verde fijo: saludable Intermitente Rojo / Rojo Fijo: Slice en falla
Active	Verde Fijo: Procesador está Activo. Verde Intermitente: Procesador ha cambiado del modo activo al modo en espera.
Standby	Verde Fijo: Procesador está en modo de espera. Verde Intermitente: Procesador ha cambiado del modo activo al modo espera.
Educated	Verde Fijo: Procesador esta “educado”. Verde intermitente: Procesador esta siendo “educado”. Apagado: Procesador no está “educado”, o cuando el programa de aplicación ha sido detenido.
Run	Verde Intermitente: Procesador está operando normalmente. Verde Fijo: Procesador en modo de espera.

	Apagado: Programa de aplicación del procesador activo ha sido detenido.
Inhibit	Verde Intermitente: Cuando una entrada o salida esta forzada, provocando con ello que no sea posible realizar un reemplazo en línea del procesador.
System Healthy	Verde Fijo: Saludable Rojo Intermitente: Cuando hay alguna falla el sistema.

Figura 27. Módulo Procesador TMR Trusted.

3.2.3.2 Módulo de Comunicaciones.

El módulo de comunicaciones disminuye la carga de comunicación del procesador TMR. Este módulo permite la comunicación con otros sistemas Trusted, con la estación de ingeniería, con las IHM y/o con equipos externos al sistema (tableros locales, UPS, etc.). El módulo es configurable por el usuario y puede soportar múltiples protocolos de comunicación (RS-232, RS-485, Ethernet). Es el único

módulo que no es triplicado internamente, por lo que solo tiene un led de Healthy y su redundancia se logra insertando otro módulo.

El módulo cuenta con dos puertos ethernet y cuatro puertos seriales que están accesibles en la parte posterior usando el adaptador de la interface de comunicación. Este tipo de módulo puede ser instalado en el chasis de controlado o en el chasis de expansión, pero solo los módulos instalados en el chasis del controlador soportaran la comunicación P2P.

El módulo es alimentado con 24 [V] de corriente directa a través del conector dual redundante del chasis (backplane).

Los Leds de estado del módulo de interfase de comunicaciones indican lo siguiente:

LED	**INDICACION**
Healthy	Verde fijo: Módulo saludable Rojo Intermitente: Módulo en falla
Active	Verde fijo: Módulo está en el modo activo, en operación.
Standby	Verde fijo: Módulo en modo de espera (cuando la aplicación ha sido detenida o cuando las comunicaciones han sido deshabilitadas).
Educated	Verde Fijo: Cuando la configuración ha sido cargada exitosamente desde el procesador.

Communications	Seis Leds de indicación tricolor (rojo, verde y ámbar) indican la actividad de la transferencia de datos Cuando los Leds están en rojo intermitente significa que se están transmitiendo datos, cuando están de color verde intermitente es porque se están recibiendo datos y el color ámbar se forma debido a la velocidad de transferencia de los datos.

Figura 28. Módulo de Comunicaciones TMR Trusted.

3.2.3.3 Módulos de Entradas y Salidas.

Los distintos módulos de E/S cuentan con diferentes números de canales (40 siendo el más común). El chasis que contiene el controlador (procesador) puede contener hasta 8 módulos de E/S, el chasis que contiene al controlador puede conectarse hasta con 28 chasis de expansión (hasta cuatro módulos de expansión de interfase con su respectivo adaptador de 7 salidas). Los chasis de expansión pueden contener hasta 12 módulos de E/S. Esto equivaldría a 336 módulos de E/S, esto es 336 módulos por 40 canales por módulo representarían más de 13000 E/S.

Sin embargo un controlador (procesador) tiene un máximo de memoria para alojar 128 módulos de E/S. por lo que la cantidad máxima de señales que el procesador Trusted puede manejar es de más de **5000 E/S**. Debido a que a mayor número de módulos de E/S el tiempo de escaneo del sistema es mayor (el tiempo de escaneo es aproximadamente de 4 [ms] por módulo de E/S) es por esto que los sistemas grandes son divididos en unidades más pequeñas cada uno comunicándose con los otros y compartiendo información usando comunicación de seguridad certificada Peer to Peer (P2P).

3.2.3.4 Chasis de Controlador.

El chasis del controlador puede ser montado en un gabinete o fijado en un marco. El chasis puede alojar hasta dos procesadores TMR y hasta ocho módulos sencillos. Tiene dos componentes fundamentales para el funcionamiento del sistema, el IMB y el Blackplane. El IMB (Inter Modular Bus) es el encargado de la transmisión de datos internamente; mientras que el Blackplane es el encargado de energizar a los módulos.

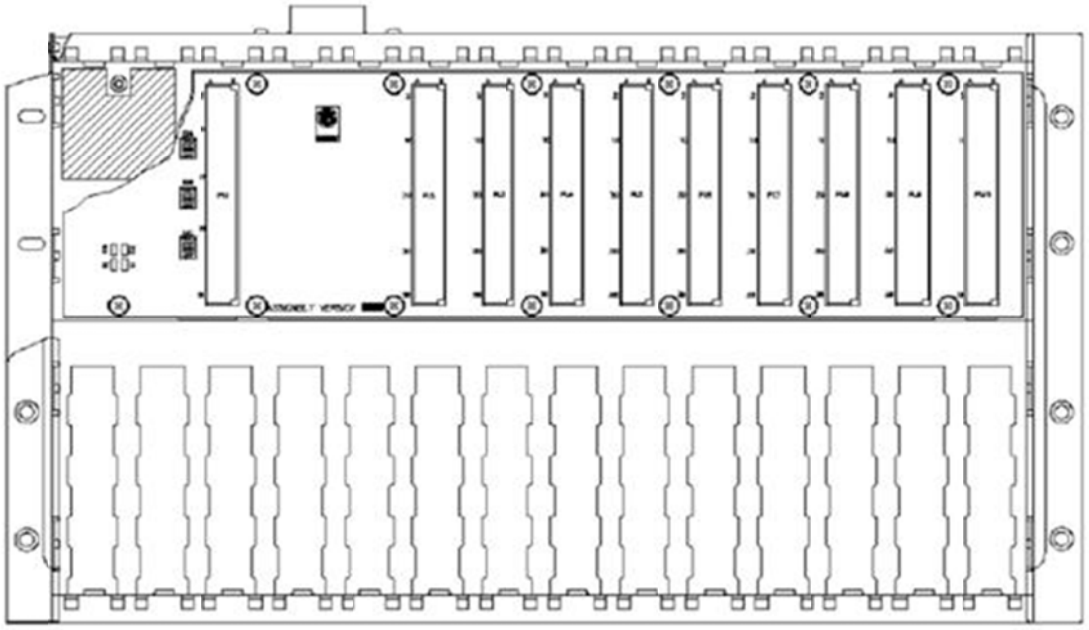


Figura 29. Vista frontal del chasis de controlador TMR Trusted.

Las dos ranuras más a la izquierda corresponden a las posiciones de los procesadores TMR. La primera ranura esta designada como la ranura lógica 0 y la ranura adyacente como la ranura lógica 15. El resto de las ranuras están designadas lógicamente de la 1 a la 8 de izquierda a derecha. Los módulos que ocupan esas ranuras son definidas en el sistema y en el administrador de configuración de E/S (INI.Config).

La alimentación redundante de 24 [V] es suministrada a un conector tipo plug en la parte posterior del chasis.

3.2.3.5 Chasis de Expansión.

El chasis de expansión se muestra en la figura número 30. Este chasis puede ser montado en un bastidor o fijado en un marco. En el chasis, puede montarse de la parte posterior agregado el Kit T8380 que compren de un par de soportes con pestañas de sujeción para la parte trasera. El chasis puede alojar los procesadores de expansión y los módulos de E/S.

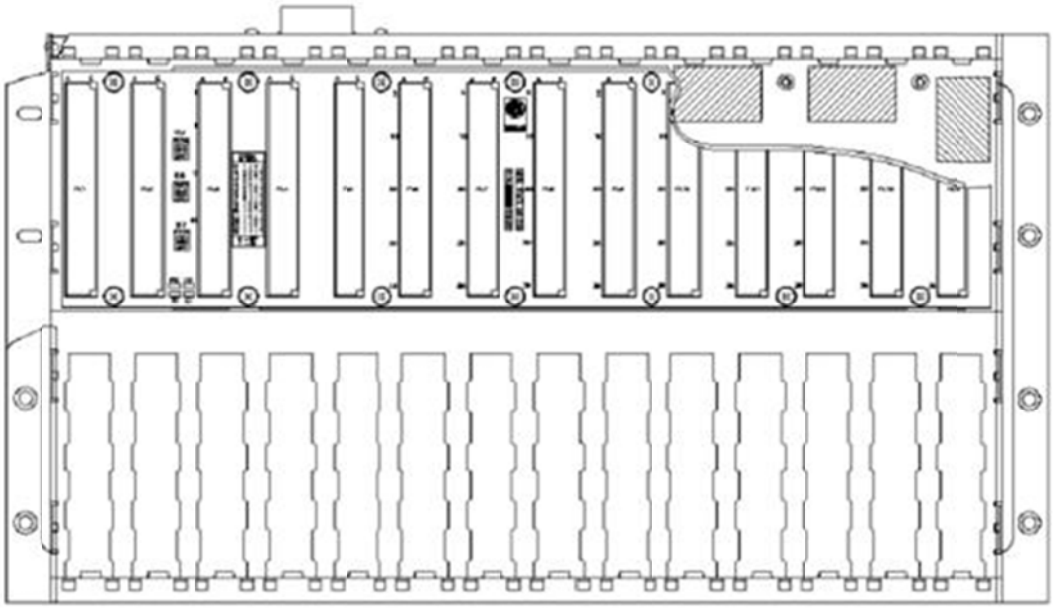


Figura 30. Vista frontal del chasis de expansión TMR Trusted.

El chasis de expansión, puede tener dos procesadores de expansión y hasta 12 módulos (E/S o comunicación). Los procesadores de expansión solo pueden ser instalados en las dos ranuras más a la izquierda del chasis (en las posiciones 13 y 14 lógicas). Los módulos de E/S y/o los de comunicaciones pueden ser instalados en el resto de las 12 posiciones (numeradas de izquierda a derecha de la ranura 1 a la 12). Para que el sistema pueda diferenciar a cada uno de los chasis de expansión, es necesario configurarlos mediante interruptores tipo DIP localizado en el backplane. La selección de las posiciones representa el número de chasis que puede ser del 0-15. El chasis del controlador por defecto esta identificado como el chasis número 1. El primer chasis de expansión deberá ser identificado como el chasis número 2. Esta selección es implementada de las cuatro posiciones de los interruptores tipo DIP.

3.2.3.6 Módulo de Pruebas Parciales

Uno de los propósitos de las pruebas parciales a las válvulas de corte es poder detectar diferentes fallas que no podrían determinarse cuando la válvula se encuentre en una sola posición, ejemplos de este tipo de fallas pueden ser que

haya falla en la solenoide, que el venteo se encuentre bloqueado, que el mecanismo de apertura se trabe, el resorte de retorno (cuando aplique) se rompa, o alguna parte dañada o faltante. Para poder probar un componente mecánico, es necesario que este se mueva. En este caso que la válvula se desplace sin comprometer la integridad del sistema, es decir, que la función instrumentada de seguridad cumpla con su función y que no haya pérdidas de producción o sobrepresiones en la línea que ponga en riesgo al personal o la plataforma. Otro punto que se debe de tomar en cuenta, es que no debe de ser necesario la intervención del operador, ya que esta prueba debe de ser automática.

Por todo lo anterior la marca ICS Triplex saco al mercado un módulo dedicado para esta función. Este módulo tiene las mismas dimensiones que cualquier otro módulo de E/S, además de tener entradas y salidas en el mismo módulo, estar certificado por TÜV y que se utiliza el mismo canal de salida para la prueba parcial como para el control del sistema de paro por emergencia.

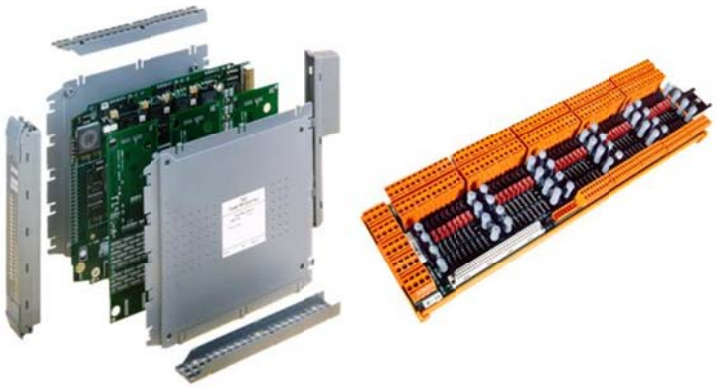


Figura 31. Módulo de Pruebas Parciales de la marca TMR Trusted.

A la par de este módulo, se tiene un software dedicado igualmente certificado, donde ejecuta la prueba de manera automática únicamente al ingresar parámetros de la prueba como son el diámetro de la válvula y el porcentaje de cierre deseado. Lamentablemente tiene la gran desventaja de que el tiempo máximo de la prueba (el tiempo de despegue de la válvula, mas el tiempo para alcanzar el porcentaje deseado de cierre) es de 30 [s], por lo que para válvulas grandes (mayores a 24 “

de diámetro) no funciona esta solución. En la práctica se utiliza una regla no sustentada matemáticamente, pero muy aproximada, que nos dice que una válvula se debe de desplazar una pulgada cada segundo, aunque cabe mencionar que el tiempo de despegue (tiempo que tarda en moverse la válvula) es de alrededor de 5 a 10 [s] para válvulas nuevas, pero para válvulas con poco o nulo mantenimiento, este tiempo alcanza valores de hasta 90 [s], por lo que la solución directa de la marca ICS Triplex, no cumple.

3.3 INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (IHM)

Desde hace 25 años, la marca Wonderware Intouch perteneciente a Invensys, ha sido la número uno a nivel mundial en lo que se refiere a estaciones de interface humano-maquina (IHM).

El software Intouch ofrece funciones de visualización gráfica donde la gestión de operaciones, control y optimización líderes en el mercado. Esto se traduce en sistemas basados en estándares que permiten incrementar al máximo la productividad, optimizar la efectividad del usuario, mejorar la calidad y reducir los costos operacionales, de desarrollo y de mantenimiento.

Para el caso de este trabajo se utilizara el software Wonderware Intouch versión 10.1, ya que es el que se encuentra actualmente instalado en las IHM de los sistemas de seguridad de las plataformas Akal-C7/C8.

3.3.1 Software de desarrollo y visualización (Wonderware Intouch)

Dentro de los múltiples beneficios que ofrece el software de desarrollo y visualización Wonderware Intouch se pueden enlistar:

- Facilidad de uso que le permite a desarrolladores y operarios ser más productivos de manera simple y rápida.
- Conectividad a prácticamente todos los dispositivos y sistemas.
- Migración de versiones de software sin que se alteren las aplicaciones.

- Gráficos de resolución independiente y símbolos inteligentes que representan complemente las instalaciones directamente en la pantalla de la IHM.
- Se utilizan scripts para poder realizar funciones específicas de monitoreo, logrando con esto que sea más que una simple representación gráfica del proceso.
- Alarmas distribuidas en tiempo real con visualización histórica para su análisis.
- Gráficas de tendencias históricas y en tiempo real.

3.3.2 Gráficos Dinámicos

El software Wonderware Intouch cuenta con 2 programas principales, el primero de ellos se llama “Windows Maker” y el segundo “Windows Viewer”. Por lo que respecta al “Maker” como su nombre lo indica es donde se van a realizar las pantallas de visualización, de igual forma su configuración y diseño de las mismas. Por otro lado el “Viewer” es la visualización gráfica de lo desarrollado y configurado con el “Maker”; este software es el que se le entrega al cliente final, pero en la mayoría de las ocasiones se les entrega la solución completa, es decir todo el software Wonderware Intouch.

El software Windows Maker, cuenta con herramientas de dibujo básicas para realizar cualquier imagen, pero también cuenta con herramientas de dibujo predeterminadas o la capacidad de realizar las propias con funcionalidades únicas para ese símbolo. A esta configuración se le conoce como “Smart symbol”.

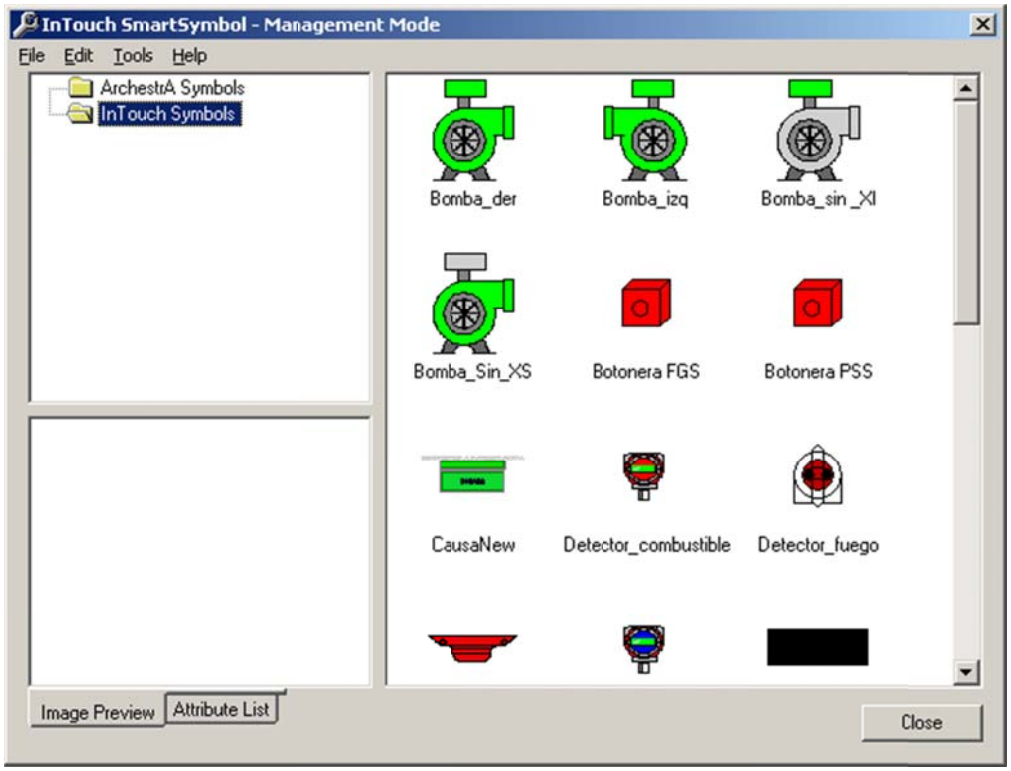


Figura 32. Pantalla de edición y creación de Smart Symbol.

Las pantallas o gráficos dinámicos tienen como una de sus funciones, ser la representación gráfica del proceso, es por esto, que se deben de dibujar a partir de los DTI (Diagramas de Tubería e Instrumentación) para que corresponda directamente con la ubicación física de la instrumentación, las válvulas y las líneas de proceso.

Una vez que ya se han dibujado todas las plantillas, es decir, se han pasado todos los DTI a las pantallas de Wonderware, se realizan pantallas de detalle para cada instrumento, donde se puede observar los valores de lectura en tiempo real, así como diagnósticos propios de la instrumentación.

Después de que se tienen todas las pantallas base, es necesario crear la base de datos de los tag propios del Wonderware, aquí es recomendable utilizar el mismo tag que se utiliza en la lógica de programación para evitar confusiones con

aplicaciones muy grandes, cabe mencionar que esto no es limitativo para que el sistema realice el monitoreo de las señales.

Para facilitar alguna toma de decisión que debe de realizar la IHM (que no afecte la integridad del SIS) el software Wonderware Intouch cuenta con la funcionalidad de programación mediantes scripts, esto es, se puede realizar programas específicos para ciertos tag.

Una parte trascendental para la toma de decisiones del operador, de hecho se le considera como una capa de protección, son las alarmas. El software Wonderware Intouch, cuenta con monitoreo de alarmas en tiempo real, donde se puede clasificar de acuerdo a su criticidad, mostrándose en diferentes colores e inclusive diferentes sonidos. Al igual que las alarmas, es importante poder monitorear ciertas señales analógicas para ver sus tendencias históricas o en tiempo real, este software cuenta con ello.

Finalmente por lo que respecta a la comunicación con otros sistemas, este software cuenta con comunicación DDE para servidores OPC, que es el lenguaje universal para la comunicación de las IHM.

Capitulo 4

- Configuración de Pruebas Parciales.

4.1 SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE CORTE A IMPLEMENTAR LAS PRUEBAS PARCIALES.

Actualmente en la plataforma Akal-C7 se cuentan con 109 válvulas de corte, de las cuales 104 son SDV (**Shut Down Valve** –Válvula de Cierre-) y 5 son BDV (**Blowndown Valve** –Válvula de Purga-). Mientras que en la plataforma Akal-C8 se tienen 66 válvulas de corte, de las cuales 50 son SDV y 16 son BDV. Entonces entre las dos plataformas nos da un total de 175 válvulas de corte, 154 SDV y 21 BDV.

Debido a la gran cantidad de válvulas y sobretodo el costo de la implementación de la prueba parcial a cada una de las válvulas, que incluye tablero de prueba parcial local, configuración en lógica de programación, desarrollo de pantallas de monitoreo y la instrumentación que a mediano plazo se adicionara, es decir, un transmisor de posición y un limit switch configurado al porcentaje de cierre deseado.

Es por esto que se realiza una selección de válvulas, de acuerdo a su criticidad en el proceso y su importancia en la seguridad del mismo. Las válvulas seleccionadas son las que se encuentran en las fronteras de la instalación, es decir, válvulas de entrada y salida de las plataformas.

En las tablas 3 y 4 se enlistan las válvulas a las cuales se les implementara la solución de pruebas parciales, pertenecientes a la plataforma Akal-C7 y Akal-C8 respectivamente.

En Akal-C7 se seleccionaron 10 válvulas de corte SDV, mientras que en la plataforma Akal-C8 se seleccionaron 4 válvulas de corte SDV.

Tag	Descripción
SDV-4101CA	Cabezal de succión de Booster localizada en puente C6/C7
SDV-4102DA	Cabezal de succión de módulos, válvula en puente C6/C7
SDV-4511BC	Puente C6/C7 de gas deshidratado a enfriamiento en alta presión a C4
SDV-8201EA	Gas ácido TEG a válvula de enlace C7/C8 a compresión de gas ácido
SDV-4351MA	Aceite caliente al paquete de agua desmineralizada
SDV-4451AK	Válvula del cabezal de suministro de gas combustible de Akal-C hacia C7.
SDV-4021AA	Línea de llegada de gas amargo de Akal-B
SDV-4211FA	Cabezal de descarga de módulos, válvula en puente C6/C7
SDV-8201EG	Cabezal de gas ácido MDEA hacia válvula en puente C7/C8
SDV-1060	Gas Amargo, llegada de KU-A.

Tabla 3. Válvulas a implementar pruebas parciales de la plataforma Akal-C7.

Tag	Descripción
SDV-8201ED	Cabezal de gas ácido de MDEA SDV en puente C7/C8
SDV-2301	Salida de gas dulce seco a media luna sur
SDV-8023AA	Trampa de salida de gas y condensados hacia Akal-G. HR-8023A
SDV-8021AA	Trampa de salida de gas dulce seco a línea 208/156 HR-8021A

Tabla 4. Válvulas a implementar pruebas parciales de la plataforma Akal-C8.

En el Anexo 1, se puede encontrar los diagramas de lazo de 14 válvulas a las cuales se le implementará la solución de pruebas parciales. En ellos se puede encontrar las condiciones de cierre de válvula, voltaje de alimentación de las señales, los permisivos de arranque y sus protecciones.

4.2 CONFIGURACIÓN EN EL TMR.

Ya que se han seleccionado las válvulas a las cuales se les va a implementar la solución mediante software de pruebas parciales, se procede a realizar la configuración en el PLC Triple Modular Redundante, que llamaremos solamente como TMR.

Es importante hacer mención que el TMR de la marca ICS Triplex en el cual se va a implementar esta solución es del modelo Trusted, ya que actualmente la marca

ICS Triplex cuenta con otros 2 modelos de TMR, el primero es el modelo Regent y el segundo (y más actual) el modelo Aadvance. Se realiza la programación en el modelo Trusted ya que es el que actualmente se encuentra instalado en las plataformas Akal-C7/C8.

Para la realización de la configuración del TMR, es necesario utilizar el software de la marca ICS Triplex, con nombre Trusted Toolset, en su versión 3.46, de nuevo, se utiliza este software ya que es el que se encuentra instalado en las plataformas donde se instalara esta solución.

4.2.1 Configuración en el Administrador de Configuración de Sistema (INI.Config)

El Administrador de configuración de sistema (INI.Config) es un software de configuración del Hardware perteneciente al TMR Trusted. También en él, se pueden configurar los Templates (Plantillas) de la configuración propia de los módulos. Para acceder a este programa se inicia a través del menú del Toolset, seleccionando el submenú de Tool → Isa.mnu → System Config, como se muestra en la figura 33.

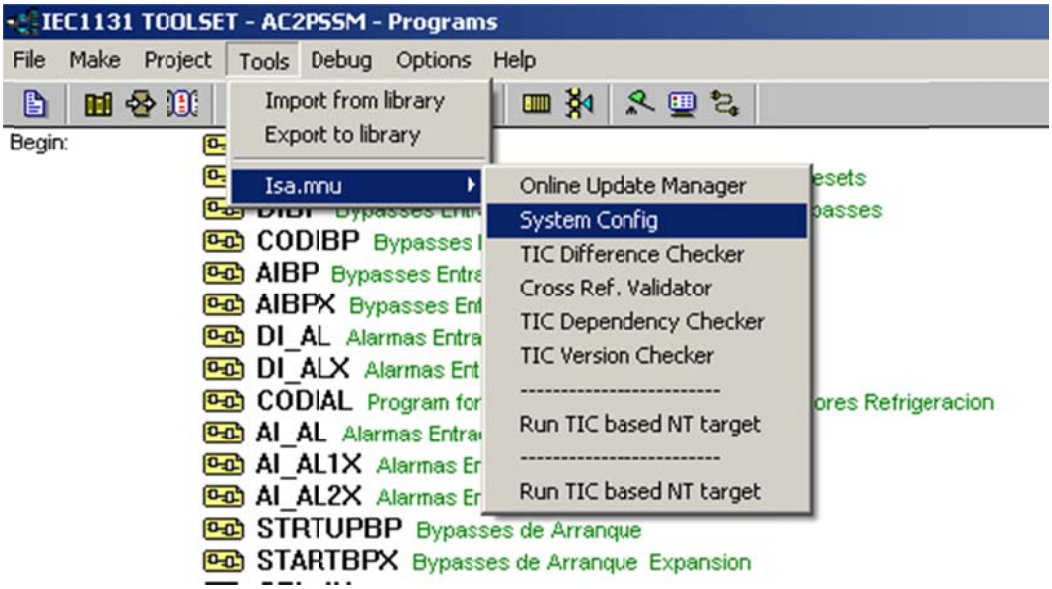


Figura 33. Acceso al INI.Config.

La configuración del procesador TMR es necesaria en el arranque inicial del sistema. La ventana de edición del procesador, mostrado en la figura 34, se abre dando click izquierdo en el procesador en la ventana del administrador de configuración de sistema. En general las opciones predeterminadas son apropiadas, y no se profundizara ya que no es el tema principal de este trabajo.

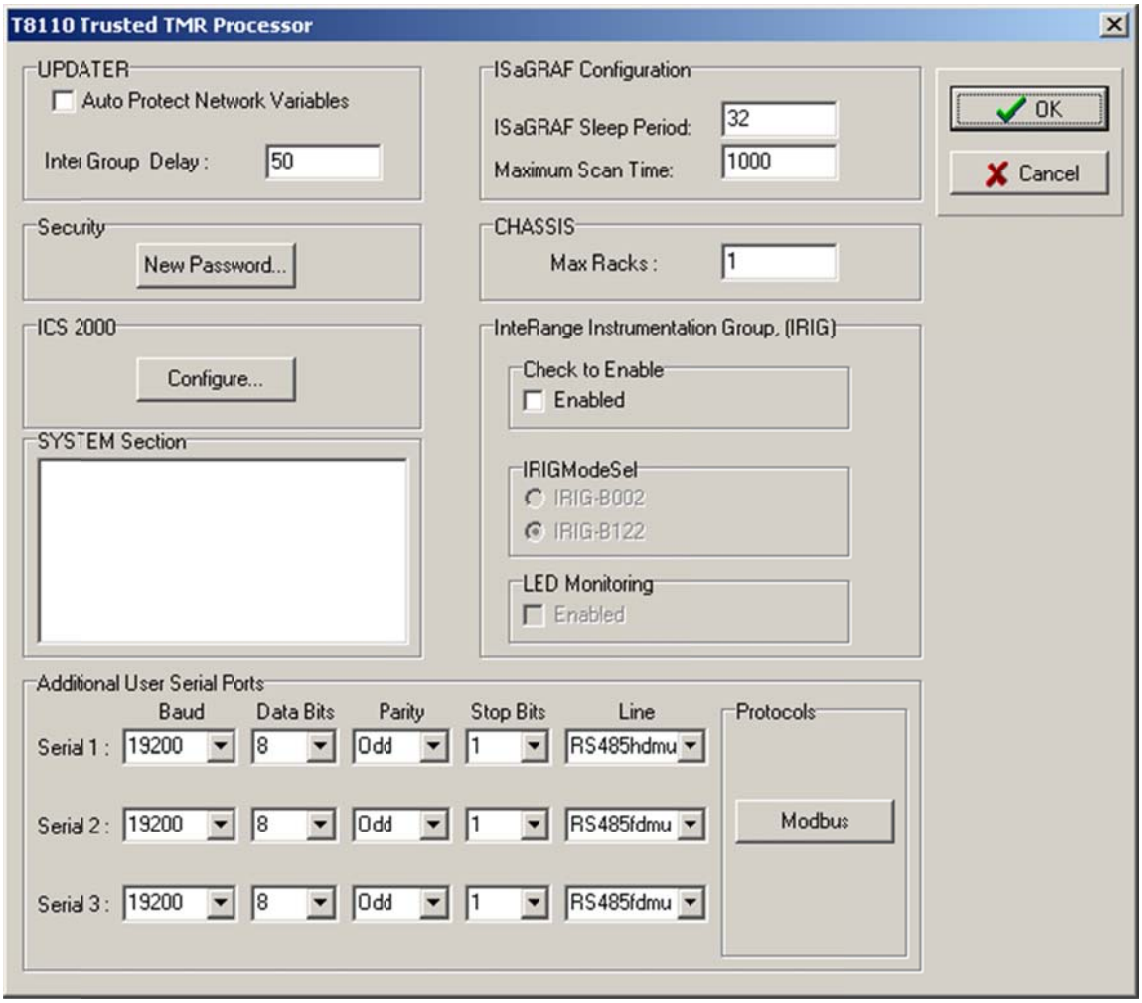


Figura 34. Ventana de Edición del Procesador en el INI.Config.

El tiempo máximo de escaneo tiene que ser más grande que el tiempo de escaneo del programa de aplicación. Si el valor es excedido por el tiempo de escaneo del programa de aplicación el sistema Trusted se irá a paro en su estado de falla segura. Se debe tener en cuenta que el tiempo de escaneo incrementa durante las actualizaciones inteligentes (cambios en línea) y el reemplazo de procesadores;

donde cabe mencionar que la solución de pruebas parciales se realizará mediante una descarga en línea (actualización inteligente).

El siguiente paso en la configuración del archivo INI.Config es asignar los módulos en el slot apropiado. Como este sistema ya está configurado, únicamente se muestran en la figuras 35 y 36 los INI.Config de los sistemas de paro de proceso de las plataformas Akal-C7 y C8 respectivamente.

Figura 35. INI.Config de la plataforma del sistema de seguridad de Akal-C7.

Figura 36. INI.Config de la plataforma del sistema de seguridad de Akal-C8.

Como se mencionó, en el INI.Config también se puede configurar los Templates propios de cada módulo. Los tipos de templates configurables, son los siguientes:

- Umbral. Define los estados de los canales de entradas y salidas.
- Led. Define el color que tendrán los canales a los estados configurados.
- Forzamiento. Se forzan los canales a un estado determinado.
- Sistema. Se determinan los valores de arranque del sistema.
- Estado Seguro. Cuando una señal se va a estado seguro, en este template se define que estado tomara, es decir, si guarda el último valor o a algún valor predefinido.

Para este trabajo solo se hará hincapié en los templates de Umbral y de Estado Seguro, ya que son los únicos que se utilizan para esta solución.

✓ Templates de Umbral.

Los módulos de entrada monitorean y calculan los niveles de voltaje de campo a cada canal para determinar el estado apropiado que envían al procesador TMR. Después de que el módulo ha calculado el voltaje en el canal de entrada, un estado es determinado basado en los umbrales de canal dados.

Existen ocho posibles estados (de 0 a 7). Del estado 1 al 5 están basados en configuración de niveles de voltaje.

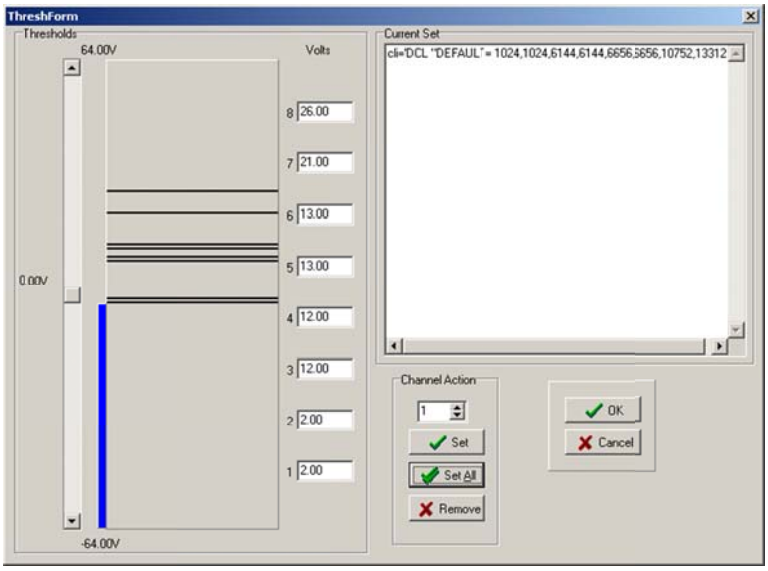


Figura 37. Template de Umbral para los Sistemas de Seguridad Akal-C7/C8.

En la figura 37 se puede observar los diferentes valores de voltaje para asignar los estados de los canales para los módulos de entradas y salidas digitales. Recordemos que la alimentación y el voltaje de monitoreo de las señales digitales es de 24 [Vcd], por lo que a partir de esto, se pueden determinar los 8 estados posibles, de acuerdo a la tabla número 5.

Estado	Umbral de Voltaje [V]	Descripción
0	< 0	Falla
1	0 a 2	Circuito Abierto
2	2 a 12	Contacto Abierto / Señal Desactivada
3	12 a 13	Indeterminado (transición)
4	13 a 21	Contacto Cerrado / Señal Activada
5	21 a 26	Corto Circuito
6	> 26	Falla del Canal
7	Indeterminado	Falla del Canal
8 a 15	Falla del Canal	Falla del Canal

Tabla 5. Estado para módulos digitales.

De igual forma se deben de configurar para las señales analógicas, pero para implementar la solución de prueba parcial no es necesario, por lo que no se detalla.

- ✓ Templates de Estado Seguro.

Este template, es el más importante ante un evento de falla segura adoptada por el módulo procesador del sistema. Este template solo es configurado para las señales de salidas digitales, que para el caso de un sistema de paro por emergencia, mayoritariamente corresponde a la señal enviada a la solenoide que mantiene abierta la válvula de corte (señal normalmente energizada); esto significa que si el procesador manda a un estado seguro por falla, las señales de los solenoides se apagaran, provocando que las SDV se cierren y con esto provocando un paro de emergencia.

Todo lo anterior ocurrirá a menos que se configure el template de Estado Seguro, donde se puede especificar canal por canal, el estado o la condición que debe de

adquirir cierta salida ante una falla segura. Existen 5 condiciones las cuales puede adoptar la salida.

1) **Energised**. (Energizada).
2) **De energised** (Desenergizada)
3) **Hold** (Mantener)
4) **Unconfigured** (Sin configurar)
5) **Default** (Predeterminada)

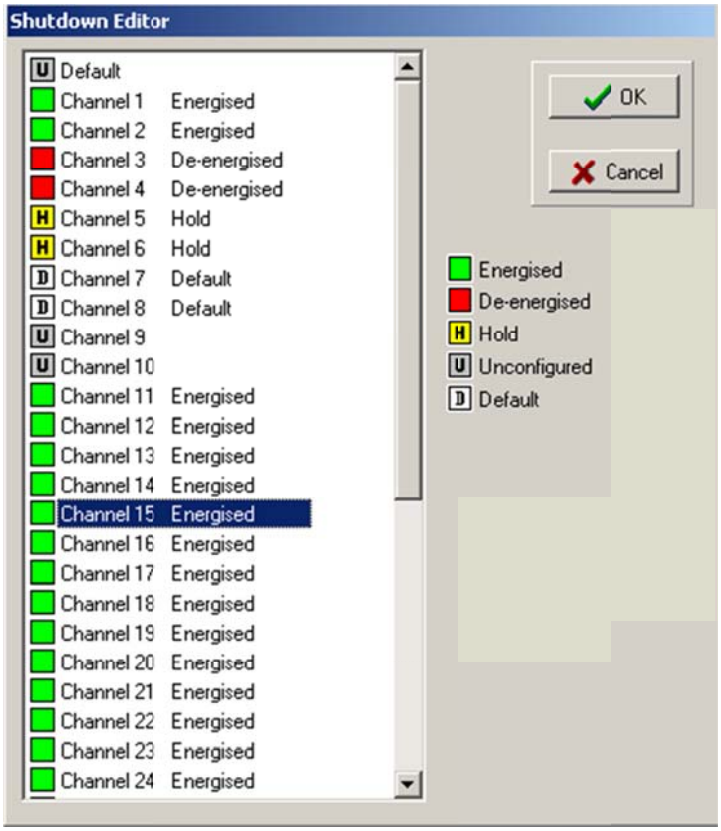


Figura 38. Template de Estado Seguro para salidas digitales en Akal-C7/C8.

Al configurar la salida como energizada o desenergizada, al detectarse la falla segura, el módulo realizara estos cambios independientemente de cual sea el estado de ese canal. Cuando se configura como “Hold” mantendrá el último estado antes de que el sistema se detenga por falla segura. Mientras que cuando se configura como Default o de plano no se configura, el módulo apagara todas las señales que estén en esta condición.

Cuando se han configurado todos los templates, se debe de generar el archivo System.INI, que es el que será descargado al procesador del TMR. Aquí es importante hacer mención que estos cambios no serán aceptados por el sistema, hasta que no se apague y se prenda nuevamente, por lo que para el coso de los sistemas de paro por emergencia, hay que tener cuidado, ya que al apagar el sistema y como esté es un sistema normalmente energizada, provocará un cierre de SDV y con ello un paro de emergencia provocando pérdidas en la producción de hidrocarburos.

4.2.2 Creación de Base de Datos.

Para poder crear la base de datos de las señales a integrar para la solución de pruebas parciales, se deben de abrir las aplicaciones correspondientes (AC2PSSM para el caso de Akal-C7 y AC3PSS para el caso de Akal-C8).

Los tipos de datos que soporta el Toolset son:

- Booleanos. Valores binarios ´1´o ´0´.
- Enteros. Número enteros de 16 bits.
- Reales. Número reales de 32 bits.
- Temporizador. El tiempo máximo configurable en un solo timer es de 23 horas, 59 minutos, 59 segundos y 999 milisegundos almacenados en una palabra de 32 bits.
- String. Estructura de caracteres de máximo 16 espacios.

De igual forma los datos se pueden clasificar de acuerdo a su naturaleza, es decir, variables de entradas, variables de salida, variables internas, variables globales y variables locales.

- Variable de Entrada. Es aquella que puede ser conectada en cualquier rack del I/O connection, en otras palabras, son variables que permiten registrar algún evento propio del sistema o de instrumentación de campo.
- Variables de Salida. Al igual que las variables de entrada, se puede definir como aquella variable que se conecta al I/O connection, pero a diferencia

de las de entradas, estas variables solo escriben a las señales de salida o a las tarjetas SOE.

- Variables Internas. Son todas las variables que son utilizadas en la lógica de programación, pero sin un efecto final en la misma o en cualquier entrada o salida hacia campo.
- Variables Globales. Son las variables declaradas en el diccionario y que pueden ser utilizadas en todos los programas, no importando si se repiten, siempre y cuando la lógica de programación lo permita.
- Variables Locales. Se definen como las variables que solo pueden ser utilizadas en un bloque de función o en una rutina de programación.

En la figura número 39 se puede observar el menú de selección para abrir el Diccionario del Toolset, que es donde se almacena la base de datos.

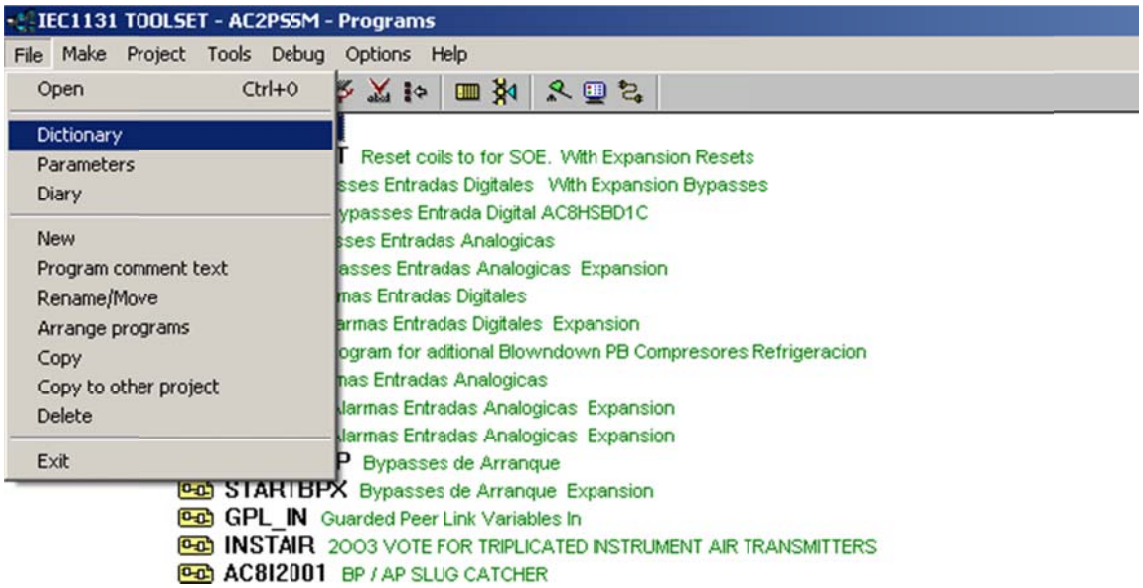


Figura 39. Pantalla de selección del Diccionario del Toolset.

Cuando se selecciona este menú, aparecerá otra ventana donde podremos observar cada uno de los tipos de datos soportados por el Toolset. En la figura número 40, se puede observar esta ventana, donde existen las pestañas para la declaración de cada una de las variables. Por ejemplo para el caso de una entrada digital, es necesario posicionarse en la pestaña de “Booleans”, dar click derecho y

seleccionar “New”. Después de esto aparecerá otra ventana donde se deberán de ingresar los datos correspondientes asociados a esa variable. Los campos a ser llenado son el nombre, la dirección de red, el comentario, el atributo, valores cuando es falso o, poner en verdadero al iniciar y retener el valor (esto se configura para las descargas en línea). Esto se puede observar en la figura 41.

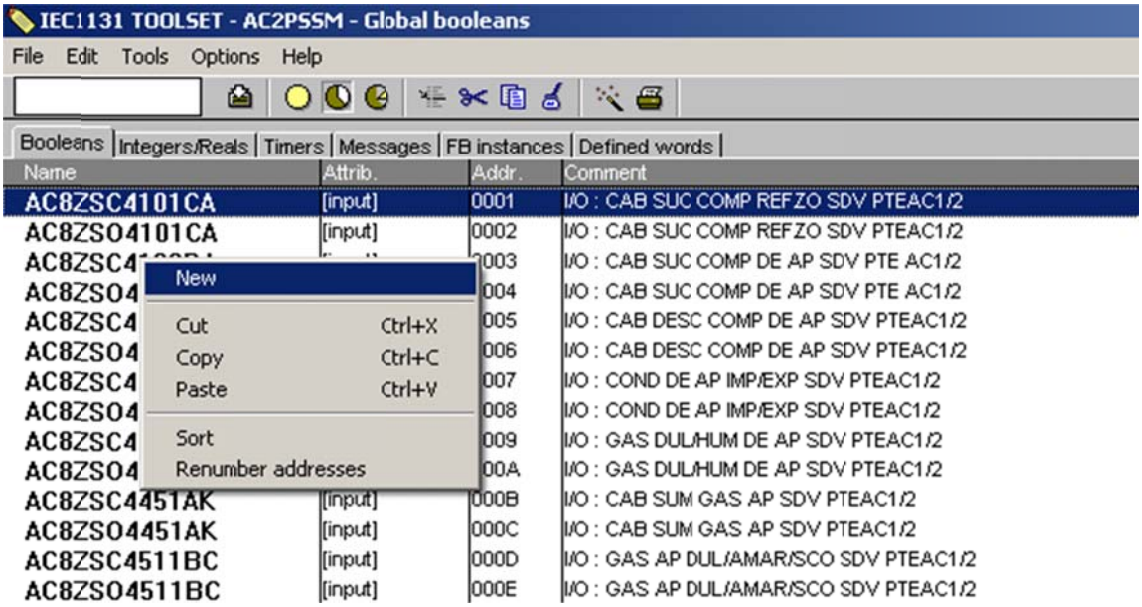


Figura 40. Pantalla de creación de una variable en el diccionario del Toolset.

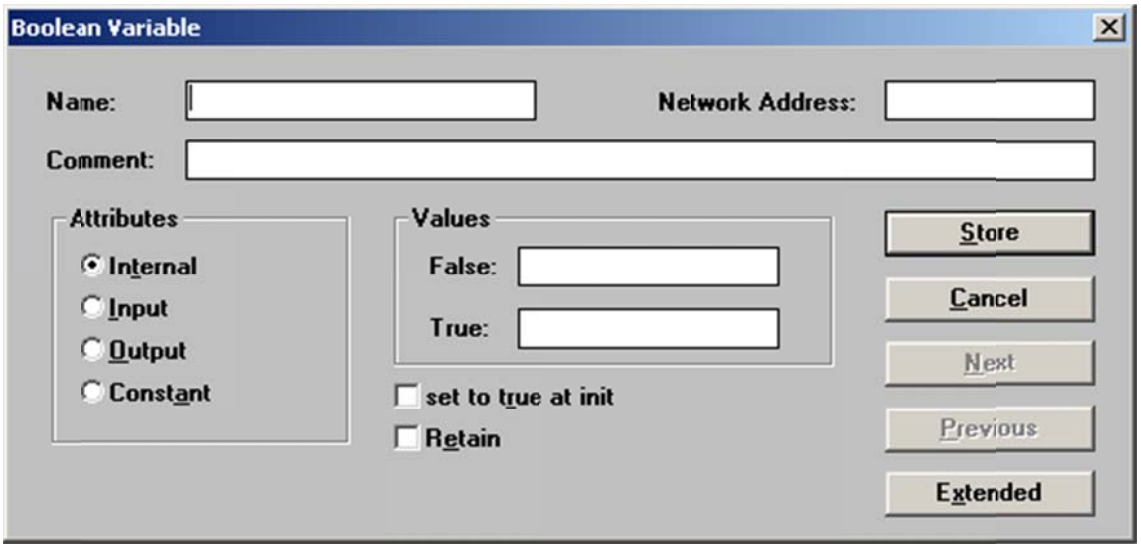


Figura 41. Pantalla de declaración de una variable “Booleana”.

El nombre (“Name”) debe de iniciar con una letra y puede tener una longitud máxima de 16 caracteres, el campo de comentario (“Comment”) es de gran utilidad porque aquí se pone una descripción más detallada asociada el nombre o tag de la señal, la dirección de red (“Network Address”) corresponde a la dirección modbus correspondiente a esta señal, puede tener dirección modbus o no, dependiendo si se requiere que esta señal sea compartida a otro medio, por ejemplo la IHM; los atributos corresponden al tipo de señal que es, es decir, entera, de entrada, salida o constante; los valores (“Values”) son las leyendas configurables que aparecerán en la lógica de programación cuando esa señal este en estado verdadero o falso.

El campo “Network Address” representa la dirección Modbus de la variable. Por defecto, la dirección es ingresada en formato hexadecimal. En la tabla número 6 se puede observar las direcciones modbus reservadas en el Toolset, así como su tipo y característica de lectura y/o escritura. Para el caso de las variables reales, es necesario dejar disponibles 2 direcciones modbus, ya que cada dirección modbus es de 16 bits y las variables reales son de 32 bits.

Dirección	Tipo de Señal	Cantidad de Señales	Característica
00001 - 10000	Digitales	10000 Bobinas	Lectura/Escritura
10001 - 20000	Digitales	10000 Bobinas	Lectura Únicamente
30001 - 40000	Registros	10000 Registros	Lectura Únicamente
40001 – 50000	Registros	10000 Registros	Lectura/Escritura

Tabla 6. Mapeo Modbus para el Toolset.

Aquí es conveniente hacer un paréntesis, para recordar lo que es el SOE. El SOE es la secuencia de eventos, estos eventos son almacenados en el módulos de comunicaciones del sistema, en un buffer de 4000 eventos, que cuando llega el evento 4001 borra el más antiguo y recorre los demás. Pero estos eventos del SOE deben de ser configurados para que se almacenen, es decir, declarados en el diccionario para que se guarden cuando estos ocurren. Hay que ser muy cuidadosos con los eventos que se desean guardar en el SOE, ya que si todas las variables se configuran de esta manera, al ocurrir algún evento no deseado, como

por ejemplo un cierre de válvula e inclusive aún peor, un evento de paro por emergencia, los eventos que almacenan al ocurrir esto pueden ser más de 4000 y con esto se “borrarían” los eventos que ayudan para el análisis de paro por emergencia. De igual forma, también se recuerda que la resolución del SOE es de 1 [ms] motivo por el cual este buffer de 4000 eventos puede ser llenado “rápidamente”.

Ahora bien, para asignar una variable al SOE, en la figura 41 se puede observar un botón del lado inferior derecho con la leyenda de “Extended”, que al seleccionarla nos abrirá otra ventana, la cual se puede observar en la figura 42. Donde se tiene la opción de “Enable SOE Logging”, que si se marca esta opción, se está habilitando la señal de entrada o de salida para ser almacenada en el SOE.

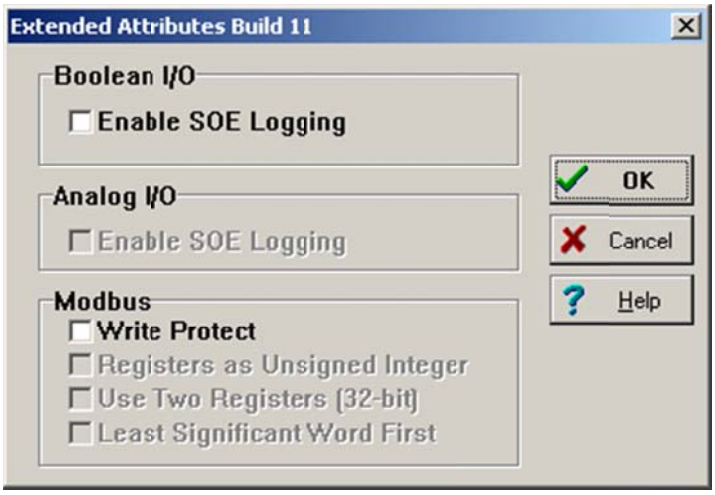


Figura 42. Pantalla para habilitar una variable en el SOE.

La declaración de variables reales o enteras se realiza en la pestaña de “Integer/Reals”. De igual forma se da click derecho y se selecciona “New”. Al realizar esto, se desplegara una ventana que se puede observar en la figura número 43.

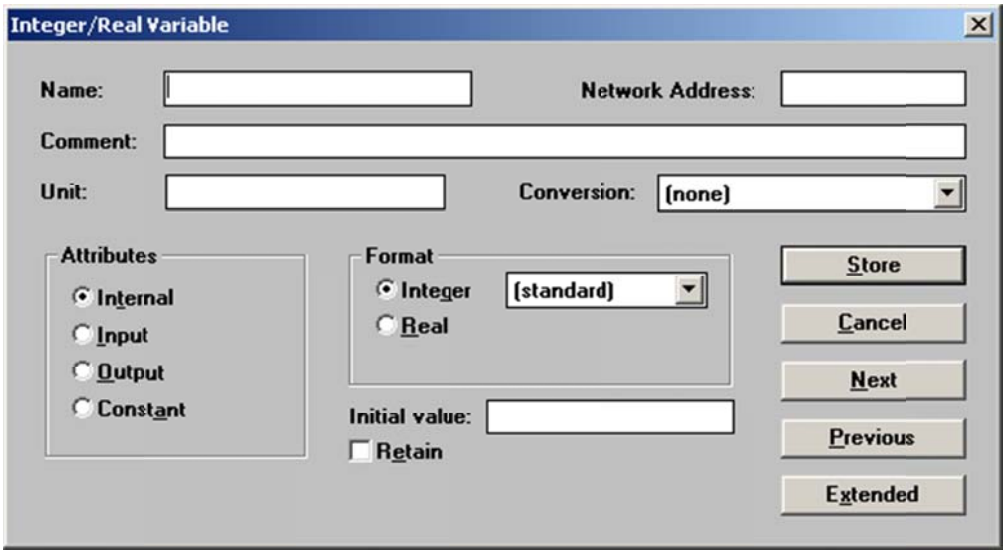


Figura 43. Pantalla de declaración de una variable "Entera o Real".

Los campos adicionales respecto a la declaración de una variable Booleana, son los de Unidad ("Unit") que nos permite establecer las unidad de ingeniería asignada a esa variable, por ejemplo, [kg/cm^2], [psi], [°F], [°C], etc; el campo de Conversión donde se pueden crear tablas de conversación de señales provenientes de campo a unidades de ingeniería, en otras palabras, son tablas que convierten la variable de lectura (Volts) en unidades de ingeniería (psi).y el Formato ("Format") que aquí es justamente donde se hace la diferencia entre declarar una variable como entera o como real.

Ya que han sido declaradas todas las variables que se vayan a utilizar en la programación, es necesario asignarlas a una entrada o salida física, de acuerdo a la naturaleza de la señal. Esta asignación se lleva a cabo en el I/O connection. Para acceder al I/O connection se debe de dar click en la imagen del controlador, esto se puede observar a detalle en la figura número 44.

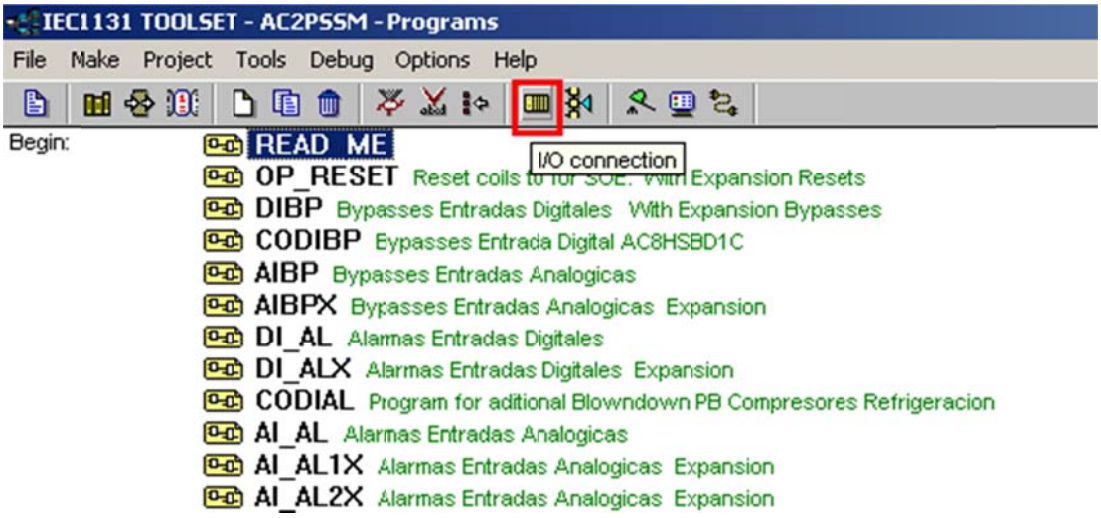


Figura 44. Imagen a seleccionar para ingresar al I/O Connection.

Al ingresar a la sección del I/O connection, aparecerá una ventana donde del lado izquierdo se colocan cada uno de los módulos pertenecientes al sistema, es decir, el módulo procesador, el módulo expander interface, el módulo expander processor, los módulos de comunicaciones, los módulos de entradas o salidas, las tarjetas SOE y las tarjetas de la red segura entre controladores, es decir, la red P2P. Es importante mencionar que cada uno de estos módulos tiene una dirección lógica correspondiente, que deben de configurarse en este I/O connection, en otras palabras se debe de configurar el chasis y el slot donde esta físicamente ese módulo, como se puede observar en la figura número 45.

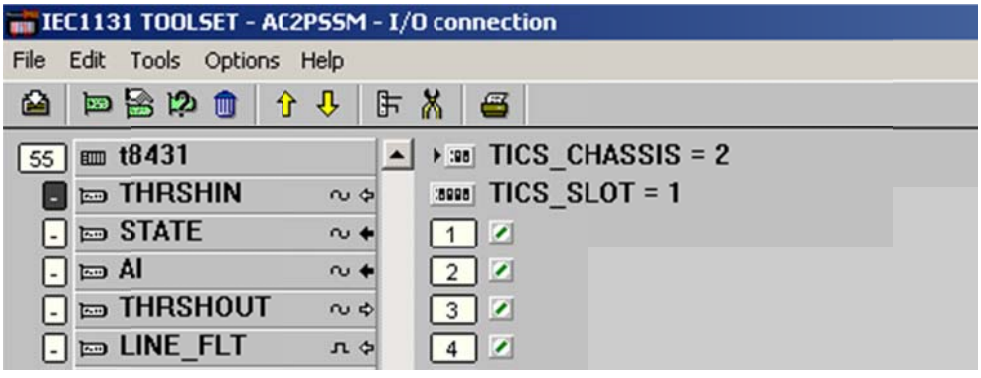


Figura 45. Configuración de la posición lógica de módulos en el I/O connection.

Ya que se asignaron las direcciones lógicas a cada módulo, es necesario conectar las variables de acuerdo al tipo que sean, para el caso de las entradas digitales se conectaran en los racks correspondientes al módulo T8403, para las entradas analógicas se conectan en el módulo T8431 y para las salidas digitales se conectaran en el módulo T8451.

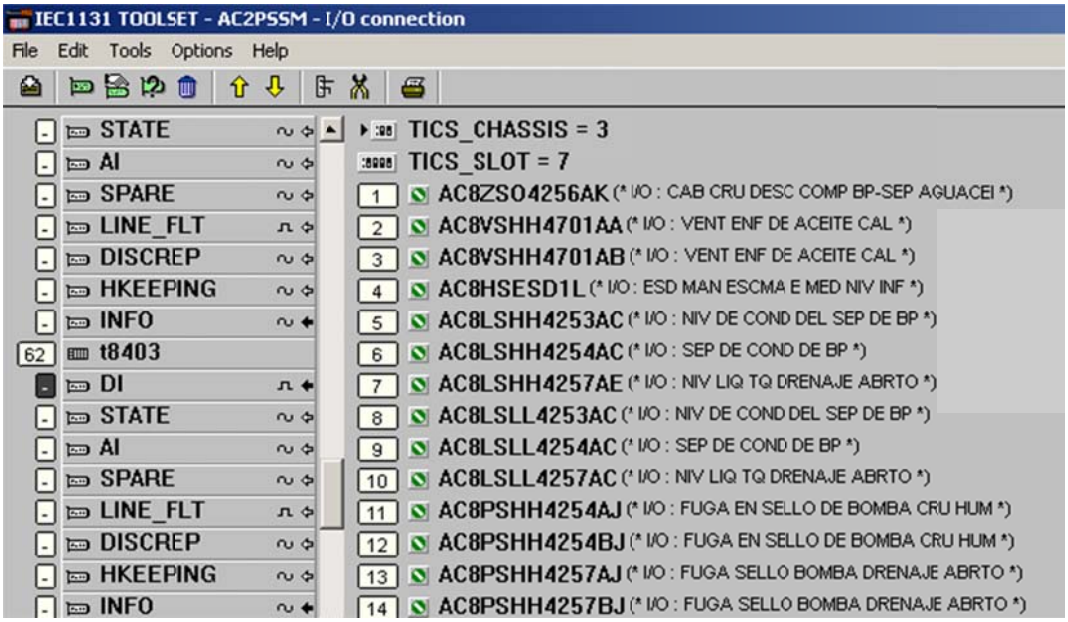


Figura 46. Conexión de entradas o salidas en el I/O connection.

Con la declaración de variables en el diccionario, su correcta conexión en el I/O connection y que la lógica de programación al compilar, no presente algún error, el programa se encuentra listo para realizar los cambios en línea al programa de aplicación.

Para el caso de la solución mediante software de pruebas parciales se tienen que declarar solo dos tipos de señales, señales booleanas y señales enteras. En la sección 4.4.2 “Programación del Bloque de Función” se darán detalles de estas señales y el porqué de cada una de ellas.

4.2.3 Programación de Bloque de Función.

Los proyectos están divididos en unidades llamadas programas, un proyecto puede contener hasta 255 programas. Cada programa es descrito en un solo lenguaje de programación. Dicho lenguaje es seleccionado cuando se crea el programa, como se muestra en la figura 47 y no puede ser cambiado o ser traducido a un lenguaje distinto.

Figura 47. Creación de un nuevo programa.

Los programas son listados en un árbol jerárquico y están divididos en secciones diferentes. La ventana “Program” muestra los programas y los enlaces entre ellos. El programa de más alto nivel aparece en el lado izquierdo del árbol jerárquico. Los programas de la sección “Inicio”, son ejecutados al inicio de cada ciclo de escaneo, estos programas son usados para describir las operaciones preliminares de los dispositivos de entrada. Los programas de la sección “Fin” de programa, son ejecutados al fin de cada ciclo de escaneo.

Existen 6 lenguajes de programación que pueden ser utilizados en el Toolset, los cuales son los siguientes:

1) Escalera.
2) Bloque de Funciones.
3) Texto Estructurado.
4) Lista de Instrucciones.
5) Diagrama de Flujo.
6) Diagrama de función secuencial.

Según la norma internacional IEC-61508, para los sistemas de seguridad, solo están autorizados los primeros 4 lenguajes de programación, es decir, el diagrama de escalera, los bloques de función, el texto estructurado y la lista de instrucciones; pero para la realización de la implementación de las pruebas parciales solo se utilizaron el texto estructurado para la creación de un bloque de función y el diagrama de escalera, por lo que solo se hará mención de estos 3 tipos de lenguajes.

- Lenguaje de Escalera. Es un lenguaje de alto nivel, se utiliza para operaciones booleanas y sus reglas son fáciles. Es el más utilizado para aplicaciones de seguridad.

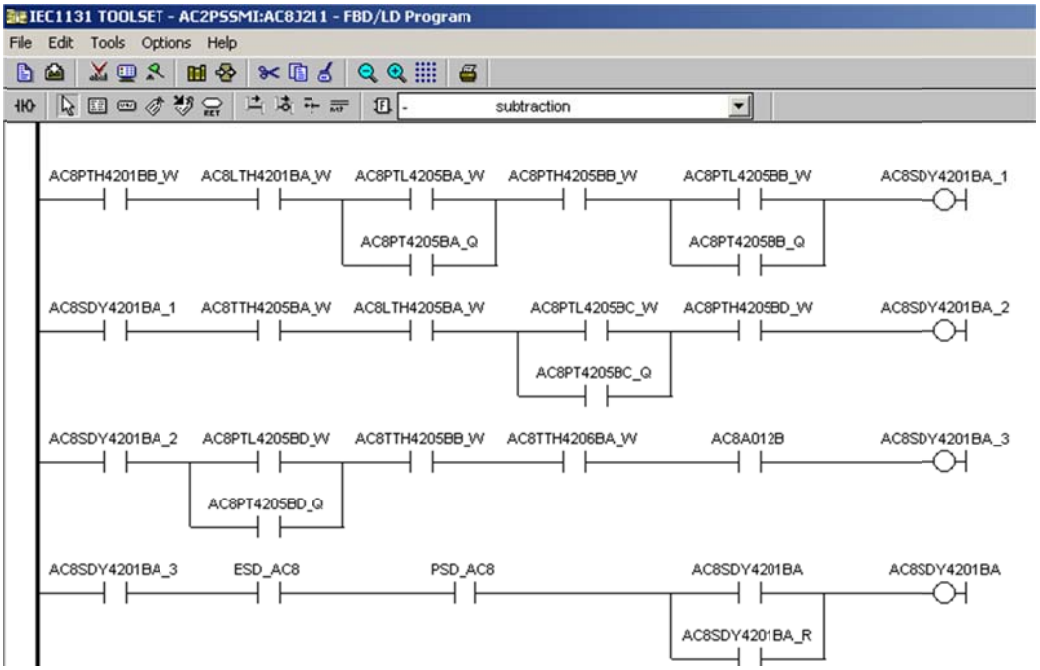


Figura 48. Ejemplo de Programación en Lenguaje de Escalera.

- Lenguaje de Bloques de función. Lenguaje de alto nivel, se utiliza para operaciones matemáticas y puede ser creado por el usuario.

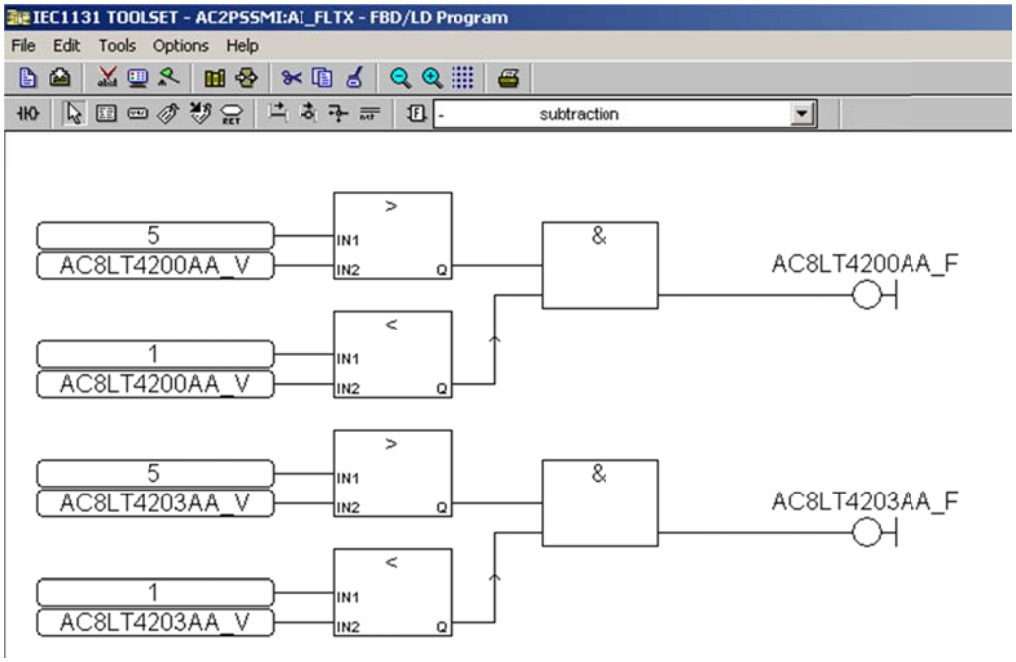


Figura 49. Ejemplo de Programación en Bloques de Función.

- Lenguaje de Texto Estructurado. Lenguaje de Alto nivel y puede ser utilizados para funciones específicas o para la creación de bloques de función.

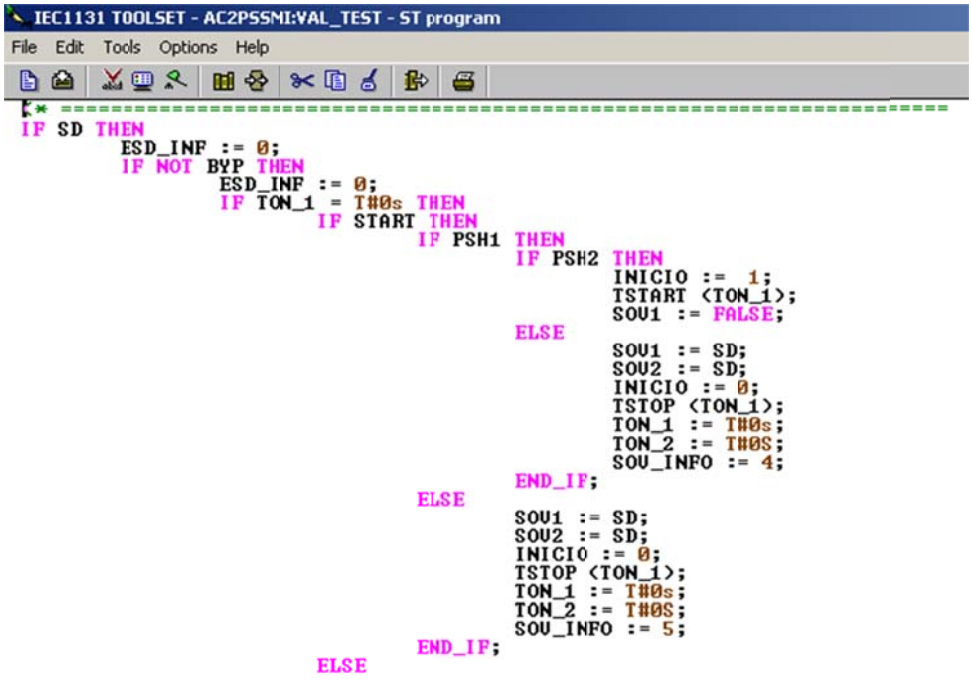


Figura 50. Ejemplo de Programación en Texto Estructurado.

Como se ha mencionado anteriormente, este trabajo es una solución mediante software (programación) para la implementación de pruebas parciales de las válvulas de corte SDV. Y debido a que las válvulas de corte se desempeño es idéntico, es decir, solo tienen 2 estados (cierre o apertura) y la instrumentación es casi la misma para todas las válvulas, se procede a crear un bloque de función programado en lenguaje estructurado para realizar esta solución.

Se hace mención que la instrumentación de las SDV es casi la misma, ya que existen 2 válvulas con redundancia en solenoides. Estas SDV son la SDV-4451AK que es la entrada de Gas Combustible proveniente de Akal-C y la SDV-1060, que es la llegada de KU-A. Y debido a que a futuro se va a implementar la redundancia en solenoides para las demás SDV, se hace la programación considerando doble solenoide.

Para crear el bloque de función se realiza de igual forma que para crear un programa de aplicación, la diferencia se encuentra en la selección del tipo de lenguaje, que será de tipo texto estructurado y en el "Estilo" que para este caso será de tipo "Bloque de Función", esta configuración se puede observar en la figura 51.

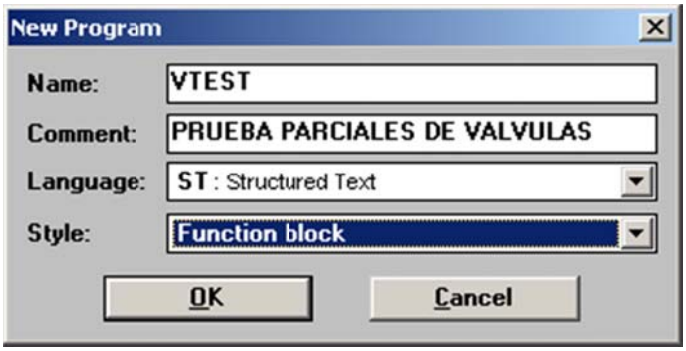


Figura 51. Creación de un bloque de Función en Texto Estructurado

Existen ciertas características propias del lenguaje de texto estructurado en el Toolset, como que los comentarios de línea comienzan con "**(***" y finalizan con "***)**", para asignaciones se utiliza el símbolo "**:=**" y las líneas de lógica deben finalizar

con el símbolo “**;**” (sin comillas cada uno). En los bloques de función se pueden declarar múltiples entradas y salidas.

En la ventana “Program” se puede seleccionar la opción “Parameters” del menú “File”, para definir las variables como entradas (call), salidas (return) y también para definir los tipos señal (Booleana, Entera, Real), como se muestra en la figura 52.

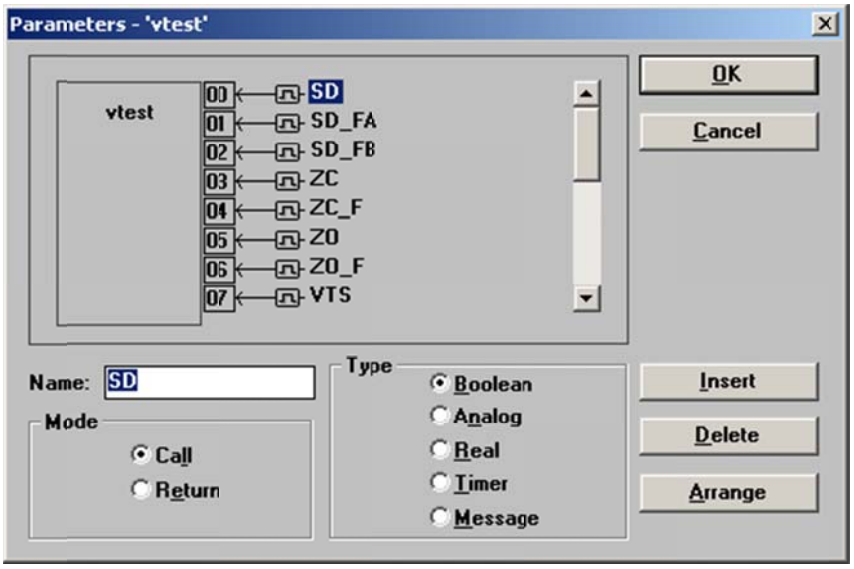


Figura 52. Parámetros de entrada y salida de un Bloque de Función.

Ahora bien hay que tener bien identificado cuales son estos parámetros de entrada y de salida del bloque de función; estas se determinan a partir de las variables necesarias e instrumentación actualmente instalada en los sistemas de seguridad. Hay que recordar que la instrumentación perteneciente a una válvula de corte son los interruptores de posición de abierto (ZSO) y cerrado (ZSC), así como la o las solenoides que mantienen abierta la SDV. Es por esto que se los permisivos de arranque de la prueba es que esta instrumentación no se encuentre en falla.

Las señales de entrada del bloque de función son las siguientes:

1. **SD.** Señal proveniente de la lógica de programación que energiza la solenoide.

2. **SD_FA.** Señal de Falla de la primer solenoide “A”.
3. **SD_FB.** Señal de Falla de la segunda solenoide “B”.
4. **ZC.** Señal de la condición del limit switch de cerrado.
5. **ZC_F.** Señal de falla del limit switch de cerrado.
6. **ZO.** Señal de la condición del limit switch de abierto.
7. **ZO_F.** Señal de falla del limit switch de abierto.
8. **VTS.** Comando de Inicio de prueba parcial.
9. **ETM.** Tiempo máximo de duración de la prueba parcial.
10. **AB.** Señal de Aborto de la prueba parcial.
11. **RST.** Señal de reinicio de condiciones para realizar la prueba parcial.

Mientras que las señales de salida del bloque de función son:

1. **SDY.** Señal que energiza o desenergiza la o las solenoides.
2. **VTM.** Código de resultado de prueba.
3. **ETO.** Tiempo total de la prueba.
4. **VT1.** Tiempo que tarda la válvula en empezar a moverse.
5. **VT2.** Tiempo que se mueve la válvula.
6. **VT3.** Tiempo en que la solenoide se mantiene sin energía.
7. **VT4.** Tiempo de cierre de válvula más el tiempo en que regresa a su condición de apertura total.

Las siguientes variables son declaradas como Locales, ya que solo se utilizan en este bloque de función y no en la lógica de programación.

- ✓ **PERM.** Bandera lógica para permisivo de Bypass.
- ✓ **ABORT.** Bandera lógica para Aborto de prueba.
- ✓ **DOV.** Bandera lógica para el estado de la solenoide.
- ✓ **TSTACT.** Bandera lógica para prueba activa.
- ✓ **STG.** Bandera lógica para parte 1 de la prueba completada.
- ✓ **STG2.** Bandera lógica para parte 2 de la prueba completada.

- ✓ **TSTTMR.** Timer para el tiempo total de prueba.
- ✓ **TMVTMR.** Timer de válvula para comenzar a desplazarse.
- ✓ **TCLTMR.** Timer desde inicio de prueba hasta su máxima apertura.
- ✓ **TOPTMR.** Timer del tiempo total de la prueba.

Ahora que se han determinado todas las parámetros de configuración del bloque de función, se inicia con la programación de esté.

En primer lugar se definen los permisivos de arranque de la prueba. Se verifica que no haya falla en ninguno de los interruptores de posición (ZC_F y ZO_F), que la válvula se encuentre abierta (ZO), que la solenoide este energizada (SD) y que ninguna de las solenoides (SD_FA y SD_FB) estén en falla. Esta programación se puede observar en la figura número 53.

```
IF ( (NOT ZC_F) AND (NOT ZO_F) AND ZO AND SD AND SD_FA AND SD_FB ) THEN
  PERM := TRUE;
  ELSE
  PERM := FALSE;
END_IF;
```

Figura 53. Programación de Permisivos de Arranque de Prueba.

Ya que se cumplen todos los permisivos (PERM = True) se puede iniciar la prueba si se recibe el comando de inicio de prueba (VTS), por lo que se activa la bandera lógica de inicio de prueba (TSTAC = True). Si en cualquier momento algún permisivo no se cumple o la señal de aborto es recibida (AB = True), la prueba es abortada inmediatamente, energizando la solenoide y con ello haciendo que la válvula se mantenga totalmente abierta. Esta configuración se puede observar en la figura número 54.

```
(*---------- INCIO DE PRUEBA-------------- *)

IF PERM AND VTS THEN
  TSTACT := TRUE;
END_IF;

(*-------- ABORTO DE PRUEBA--------------- *)

IF (AB OR NOT SD ) OR (ZC OR ZO_F OR ZC_F OR (NOT SD_FA) OR (NOT SD_FB)) THEN
 ABORT := TRUE;
 TSTOP(TSTTMR);
 TSTOP(TMVTMR);
 TSTOP(TCLTMR);
 TSTOP(TOPTMR);
 TSTACT := FALSE;

END_IF;
```

Figura 54. Programación del Inicio y Aborto de Prueba.

Para poder determinar el comportamiento de la válvula de corte durante la prueba parcial, se han establecido 4 posibles escenarios de intervalo de tiempo de la misma.

1) Stage 0. Es el intervalo de tiempo que transcurre al inicio de la prueba, hasta el tiempo máximo dado por el usuario para mantener desenergizada la solenoide.
2) Stage 1. Es el intervalo de tiempo entre el tiempo determinado por el usuario para mantener desenergizada la solenoide y como máximo 3 veces este mismo tiempo.
3) Stage 2. Es el intervalo de tiempo que se alcanza cuando la prueba se realizo satisfactoriamente.
4) Stage 3. Intervalo de tiempo cuando la SDV no regresa a condición de apertura total.

En el escenario número 0, se presentan cuando se ha iniciado el contador se desenergiza la solenoide para iniciar el movimiento de la válvula. Se espera la señal de apagado del limit switch de abierto y con esto se confirma que la válvula ha empezado a moverse; a partir de ese instante se inicia el contador que va a registrar el tiempo de movimiento de la válvula. Cuando finalice el tiempo de prueba determinado por el usuario, la solenoide se energizará, por lo que se

espera que el limit switch de abierto regrese a su condición inicial (ON), con esto la prueba es exitosa. Esta programación se observa en la figura número 55.

```
IF TSTACT THEN

   (*  Ttest = 0s *)
  IF TSTTMR = T#0S THEN
      TSTARI(TSTTMR);
      TSTARI(TMVTMR);
      STG0:= TRUE ;
      STG1:= FALSE ;
      STG2:= FALSE;
      STG3:= FALSE;
  END_IF;

   (* 0 to Ttest *)
   IF TSTTMR > T#0S AND TSTTMR <= TMR(1000*ETM) THEN
      STG0:= TRUE ;
      STG1:= FALSE ;
      STG2:= FALSE;
      STG3:= FALSE;
      DOV:= FALSE;
   END_IF;

  (* Ttest to 3* Ttest *)
   IF ( (TSTTMR > TMR(1000*ETM)) AND (TSTTMR <= (TMR(3000*ETM))) ) THEN
      STG0:= FALSE;
      STG1:= TRUE  ;
      STG2:= FALSE;
      STG3:= FALSE;
      DOV:= TRUE;
   END_IF;


  (* Ttest > 3Ttest *)
  IF TSTTMR > (TMR(3000*ETM)) THEN
      STG0:= FALSE;
      STG1:= FALSE   ;
      STG2:= FALSE ;
      STG3:= TRUE ;
      DOV:= TRUE;
  END_IF;

ELSE

DOV := SD;

END_IF;
```

Figura 55. Programación de Escenarios de la Prueba Parcial.

Si ninguna de la condiciones o escenarios anteriores no está presente, la solenoide permanecerá energizada, esta es la condición normal. Cabe mencionar que la válvula a la cual se le esté realizando la prueba se cerrara cuando exista un paro por emergencia o paro de proceso, así como cuando las condiciones operativas determinen cerrarla, no importando que se esté ejecutando la prueba; es decir, la seguridad se mantiene.

Ya que se ha determinado en que escenario puede encontrarse la prueba, también es necesario determinar los tiempos para su registro e información al usuario final. Es por esto que en la figura número 56 se puede observar la configuración para los diferentes tiempos mencionados con anterioridad.

```
IF STG3 THEN
   TSTACT:=FALSE ;
   TSTOP(TSTTMR);
   TSTOP(TCLTMR);
   TSTOP(TMVTMR);
   TSTOP(TOPTMR);

END_IF;


IF STG0 AND NOT ZO THEN
     TSTART(TCLTMR);
     TSTOP(TMVTMR);
END_IF;


IF STG1 THEN
   TSTOP(TCLTMR);
   TSTOP(TMVTMR);
   TSTART(TOPTMR);
   IF ZO THEN
    TSTOP(TSTTMR);
    TSTOP(TOPTMR);
    TSTACT:=FALSE;
    STG0:= FALSE;
    STG1:= FALSE;
    STG2:= TRUE ;
    STG3:= FALSE ;
   END_IF;
END_IF;

IF STG2 THEN
   TSTOP(TCLTMR);
   TSTOP(TMVTMR);
   TSTOP(TOPTMR);
   IF ZO AND ABORT THEN
    TSTOP(TSTTMR);
    TSTOP(TOPTMR);
    TSTACT:=FALSE;
    STG0:= TRUE;
    STG1:= TRUE;
    STG2:= FALSE ;
    STG3:= FALSE ;
   END_IF;
END_IF;
```

Figura 56. Programación de Tiempos a partir de los escenarios de la Prueba.

Existen 4 condiciones de falla de la prueba, la primera porque el tiempo de retorno a la condición de apertura total excedió el doble del tiempo de la prueba configurada por el usuario; la segunda condición de falla es cuando no hay movimiento de la válvula, esto se determina cuando se ha desenergizado la solenoide, pero no se recibe la señal de desenergizado del interruptor de posición de apertura por lo que se determina que la válvula no se movio; la tercera es

cuando se aborta la prueba, ya sea por el botón de aborto o porque algún permisivo no se cumple en el transcurso de la misma y finalmente la cuarta condición de falla, que es el peor escenario, es cuando se registra la señal de cierra de válvula, ya que como se ha mencionado solo se requiere que cierre parcialmente, no en su totalidad. Cuando se llegue a registrar el cierre, la prueba energizará la solenoide, para que esta vuelva a abrir.

```
(*-------ABORTO AUTOMATICO POR SOBRE TIEMPO DE APERTURA------------ *)
IF TOPTMR >= (TMR(2000*ETM)) THEN
 TSTACT := FALSE;
 TSTOP(TSTTMR);
 TSTOP(TMVTMR);
 TSTOP(TCLTMR);
 TSTOP(TOPTMR);
END_IF;
(*-----------ABORTO AUTOMATICO POR NO MOVIMIENTO DE SDV------------ *)

IF TMVTMR > TSTTMR THEN
 TSTACT := FALSE;
 TSTOP(TSTTMR);
 TSTOP(TMVTMR);
 TSTOP(TCLTMR);
 TSTOP(TOPTMR);
END_IF;

IF ABORT THEN
 TSTOP(TSTTMR);
 TSTOP(TMVTMR);
 TSTOP(TCLTMR);
 TSTOP(TOPTMR);
END_IF;
```

Figura 57. Programación condiciones de Falla de la Prueba.

Con todas las configuraciones anteriores se pueden determinar los diagnósticos de la prueba. En esta solución se han implementado 7 diagnósticos que se reflejan en la variable VTM, para que posteriormente en la IHM sean desplegados de acuerdo a como se desarrolló la prueba. Los diagnósticos son los siguientes:

VTM = 0. No existe prueba en desarrollo

VTM = 1 Prueba en proceso

VTM = 2. Prueba completada satisfactoriamente

VTM = 3. Falla de Prueba, la SDV no regreso a su posición de apertura total.

VTM = 4. Prueba Abortada.

VTM = 5. Falla de prueba, no hubo desplazamiento de SDV

VTM = 6. Prueba deshabilitada por permisivos

La programación de estos diagnósticos se puede observar en la figura número 58, de donde se puede apreciar que estos diagnósticos se determinan de acuerdo al escenario, al tiempo registrado y a la variables que activan el permisivo de desarrollo de la prueba.

```
(*------------ DIAGNOSTICOS DE PRUEBA------------------------- *)
IF   (TSTTMR > t#0s)  THEN

  IF TSTACT THEN
   VTM := 1;
  END_IF;

 IF STG2 THEN
   VTM := 2;
  END_IF;

  IF STG3 THEN
   VTM := 3;
  END_IF;


 IF (STG0 OR STG1) AND ABORT THEN
   VTM := 4;
 END_IF;

  IF (TMVTMR >= TSTTMR) AND  NOT ABORT AND NOT TSTACT  THEN
    VTM := 5;
  END_IF;

ELSE
 IF  NOT PERM AND (TSTTMR = t#0s)  THEN
 VTM := 6;
 ELSE
 VTM := 0;
 END_IF;
END_IF;
```

Figura 58. Programación de Diagnósticos de la Prueba.

Finalmente se deben de determinar los tiempos de la prueba, es decir, los tiempos asignados a las variables internas ETO, VT1, VT2, VT3 y VT4.

Así como restablecer todas las variables involucradas en la implementación mediante software de las pruebas parciales de las válvulas de corte, por lo que se detienen todos los contadores, se les asigna el valor de 0, todas las banderas de los escenarios se declaran en estado OFF, así como el código de diagnóstico se asigna a 0, lo cual significa que no hay ninguna prueba en desarrollo. Esto se puede observar en las figuras 59 y 60 respectivamente.

```
(*---------- RESULTADOS DE PRUEBA----------------- *)


SDY := DOV;
ETO := ANA(TSTTMR)/100;
VT1 := ANA(TMVTMR)/100;
VT2 := ANA(TCLTMR)/100;
VT3 := ANA(TCLTMR + TMVTMR)/100;
VT4 := ANA(TOPTMR)/100;
```

Figura 59. Programación de la presentación de resultados de la Prueba.

```
(*-------------REESTABLECIMIENTO--------------*)

IF RST THEN
 TSTOP(TSTTMR);
 TSTOP(TMVTMR);
 TSTOP(TCLTMR);
 TSTOP(TOPTMR);
 TSTTMR := t#0s;
 TMVTMR := t#0s;
 TCLTMR := t#0s;
 TOPTMR := t#0s;
 STG0 := FALSE;
 STG1 := FALSE;
 STG2 := FALSE;
 STG3 := FALSE;
 TSTACT := FALSE;
 VTM := 0;
 ABORT :=FALSE;
END_IF;
```

Figura 60. Programación del restablecimiento de la Prueba.

Ya que se ha verificado que la programación no tenga ningún error y pueda ser compilada, se obtiene un bloque de función que puede ser insertado en la lógica de programación, donde se conectan las entradas y salidas correspondientes de cada válvula SDV.

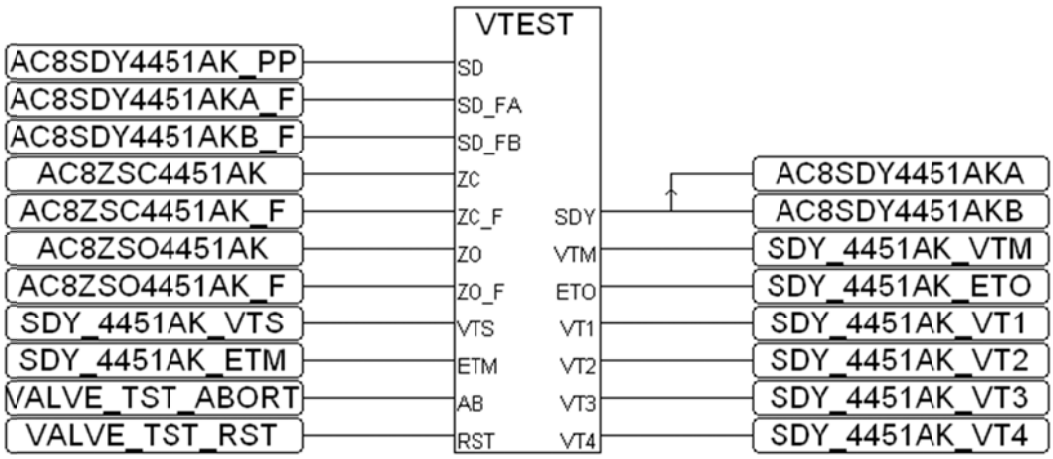


Figura 61. Bloque de Función de la Prueba Parcial finalizado.

4.2.4 Simulación en el TMR.

En software de desarrollo del TMR, es decir, el Toolset, tiene 3 formas de simulación de la lógica de programación. La primera forma (bastante limitada) es mediante el propio simulador que se instala junto con este software. Para acceder a él ícono de “simulate” localizado en el menú principal. Al ingresar a él aparecerá una ventana similar a la que se muestra en la figura 62.

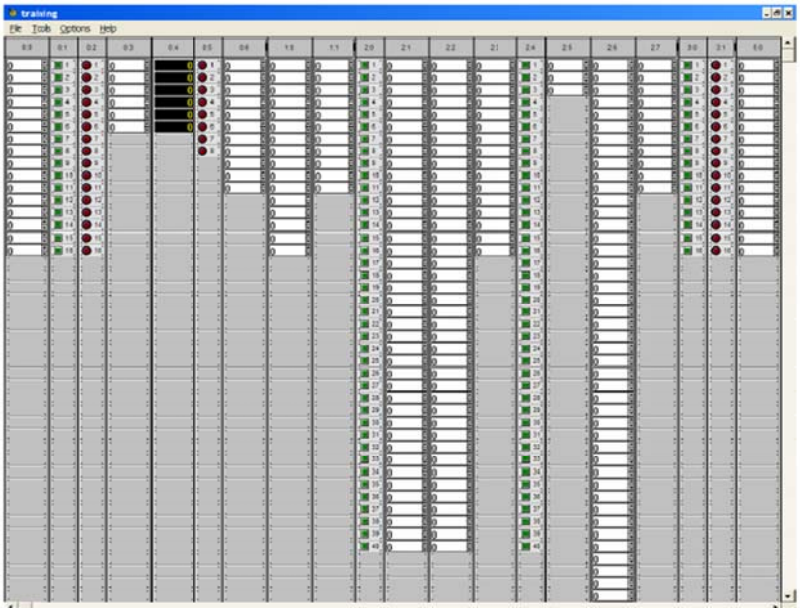


Figura 62. Simulación mediante el Toolset.

Pero como se menciono, este simulador esta muy límitado en cuanto a la cantidad de entradas y salidas, por lo que para simular una aplicación real, se puede realizar de las otras formas, la segunda que consiste en instalar otro software propio de la marca ICS Triplex, llamado NT Target, que utiliza el procesador de la computadora como si fuera el procesador del TMR o la tercera y mejor opción, que es realizar la simulación con un módulo procesador real y un módulo de comunicaciones, para que se pueda realizar la simulación completa hasta el monitoreo en la IHM.

Para poder llevar a cabo la simulación con el procesador real y el módulo de comunicaciones, se debe de contar con el Demo propio de la marca, que se puede observar en la figura número 63.

Figura 63. Unidad de Demostración para el TMR Trusted de ICS Triplex.

Si se cuenta con el Demo, se procede a configurar la lógica de programación para que sea descargada en el mismo; para realizar esto es necesario ingresar al I/O

Connection y poner en modo virtual todas las tarjetas de entradas y salidas, así como los módulos expander processor y expander interface, dejando solo operando al módulo procesador y uno de los módulos de comunicaciones, tal como se muestra en la figura número 64.

Figura 64. Configuración de I/O Connection para descarga en el Demo.

En la figura 64 se puede observar cuando un módulo se encuentra en modo de simulación, esto se verifica cuando el módulo tiene una “mano”, que indica que está en modo virtual.

Posteriormente se realiza la compilación completa de la lógica de programación y se descarga al TMR. Dicha descarga se puede resumir en 4 pasos:

- Paso 1. Realizar compilación para el procesador Motorola.

Antes de descargar programas al sistema Trusted, primero se debe asegurar que en el cuadro de diálogo “Compiler Option”, esté seleccionada la opción: “TIC code for Motorola”, tal como se muestra en la figura número 65.

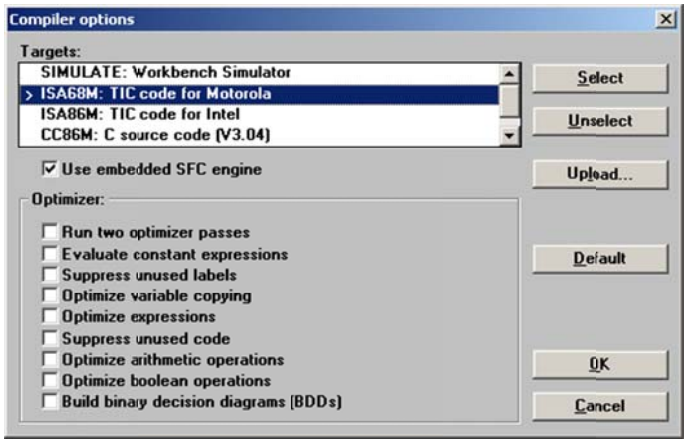


Figura 65. Configuración del compilador para descargar al TMR Trusted.

- Paso 2. Establecer el modo de comunicación para conectarse al TMR.

Existen 2 formas de conectarse al módulo procesador del TMR, la primera mediante un cable serial al puerto frontal del módulo y la segunda a través del módulo de comunicaciones Ethernet. En la figura 66 se muestra los parámetros de conexión Ethernet, donde la dirección IP es configurada en el archivo INI.Config.

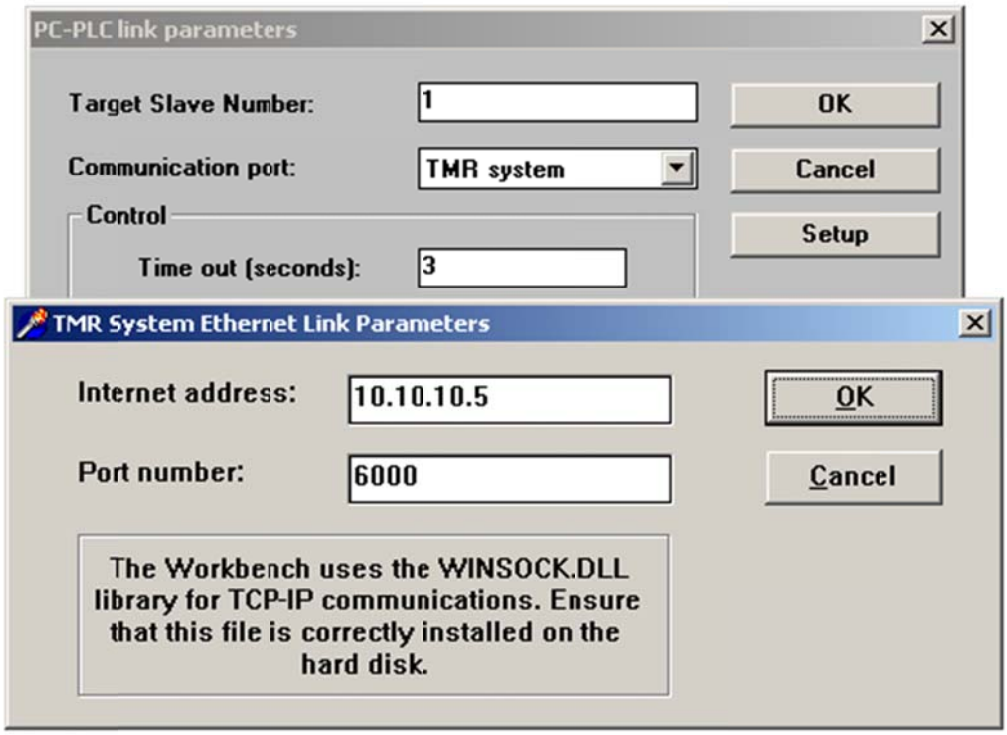


Figura 66. Configuración para conectarse al TMR vía Ethernet.

- Paso 3. Conectarse usando el Debug.

Se debe de seleccionar el botón de Debug ubicado en la ventana de Programas → Debug → Debug. Es importante recordar que para lograr esta conexión la llave del procesador debe de estar en la posición de “Mantain” y que la dirección IP del TMR y la de la máquina de la que se va a descargar deben de estar en el mismo dominio de red.

- Paso 4. Descarga de la aplicación.

Para descargar aplicación se selecciona el botón “Download”. La ventana “Debugger” desplegará el estado de la descarga. Cuando se está realizando la descarga se puede observar como la barra de descarga va aumentando hasta llegar al 100%, tal como se puede observar en la figura 67.

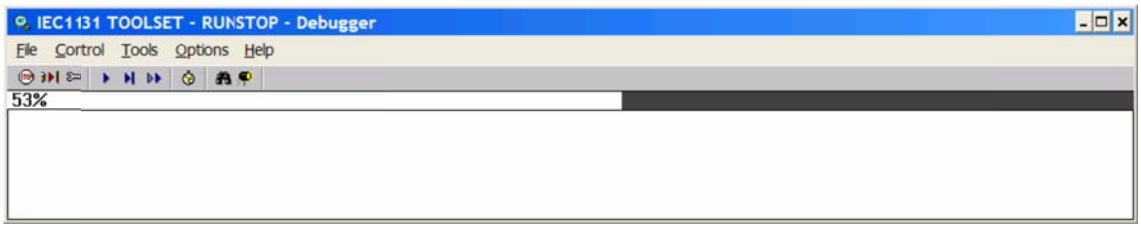


Figura 67. Ventana de “Debugger” al realizar la descarga al TMR.

La aplicación se iniciará automáticamente cuando la descarga esté completa.

4.3 CONFIGURACIÓN EN LA IHM.

La lógica de programación es la base para la implementación de un sistema de seguridad, pero solo personal especializado puede intervenir el sistema desde la misma lógica; es por esto que es necesario tener una interfaz en el cual el usuario final pueda manipular el sistema de seguridad con mayor facilidad. En esta parte es donde surgen las IHM (Interface Humano-Maquina).

Las IHM son la representación gráfica del proceso, así como la distribución geográfica de los sensores, detectores y elementos finales a lo largo de la instalación logrando con esto que desde los operadores hasta los ingenieros de línea, puedan intervenir el sistema y sea comprensible lo que están realizando.

4.3.1 Diseño de gráficos dinámicos.

La base para el diseño de un gráfico dinámico son los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI); pero para la implementación de la solución de pruebas parciales mediante software que es el objetivo de este trabajo, no existe un DTI que sirva de base para este diseño.

El motivo por el cual no existe un DTI para esta solución, se debe a que es una nueva solución en los sistemas de seguridad de la industria petrolera, por lo que aún no se ha estandarizado y no ha surgido una norma de referencia que mencione como diseñar el gráfico dinámico para las pruebas parciales de la válvulas de corte. Actualmente solo la NRF-226-Pemex-2009 “Desplegados Gráficos y Bases de Datos para el SDMC de Procesos” hace mención de los requisitos mínimos que debe de tener un gráfico dinámico; pero no hace mención acerca de las pruebas parciales.

Las IHM de los sistemas de seguridad actualmente instaladas en las plataformas Akal-C7 y Akal-C8 no cuenta con un sistema de “Ingreso de Usuarios” a través de una contraseña, por lo que antes de realizar la solución de pruebas parciales su tiene que implementar esto, ya que el provocar que una válvula de corte se cierre (función que tiene la prueba parcial si no es bien ejecutada) puede ocasionar daños a la instalación, pérdida de producción, daños al medio ambiente y desde luego posibles accidentes al personal que labora en la instalación.

Por eso se realiza el gráfico dinámico de “Acceso” de la aplicación general de los sistemas de Seguridad de Akal-C7/C8. Este gráfico se puede observar en la figura número 68.

Figura 68. Ventana de Acceso a la aplicación de los Sistemas de Seguridad.

Con la pantalla mostrada en la figura 68 se puede determinar que personal se encuentra manipulando los sistemas de seguridad; ya que se ha determinado esto, se puede acceder al gráfico dinámico de prueba parcial mostrada en la figura 69. En esta pantalla o gráfico dinámico se puede clasificar en 7 secciones, que para fines representativos están marcados con un círculo.

1) Selección de Válvula, tiempo de prueba y estado de permisivos.
2) Comando de Prueba.
3) Estado de la Válvula.
4) Estado de la Prueba.
5) Desarrollo de la Prueba. Línea de Tiempo.
6) Resultados de la prueba.
7) Generación de Reporte.

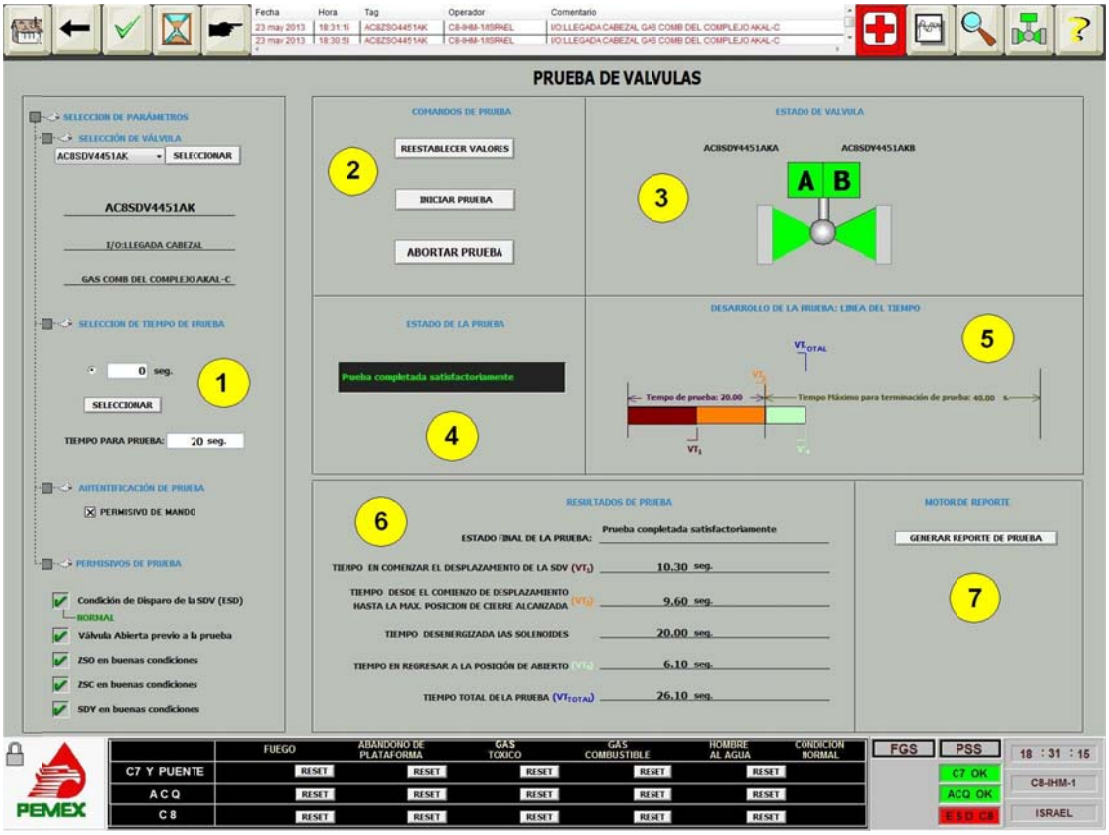


Figura 69. Ventana General de Pruebas Parciales de Válvulas de Corte.

Antes de describir cada una de las secciones, al igual que para el TMR Trusted, es necesario declarar las variables que se ocuparan en la solución, es decir, se tiene que dar de alta en la base de datos del Wonderware. Para ingresar variables en la base de datos del Wonderware, se debe accesar al “Tagname Dictionary” como se muestra en la figura 70.

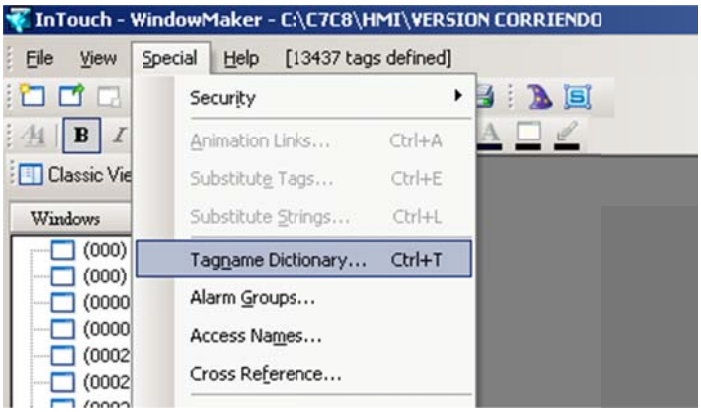


Figura 70. Acceso a la Base de Datos del Wonderware.

Después de esto aparecerá una ventana como la de la figura número 71, donde se puede observar que es necesario declarar el nombre del tag que sirve para identificar la señal, también se requiere determinar el tipo de señal que corresponde; aquí se hace mención que existen señales de memoria, E/S, indirectas para señales digitales, enteras, reales y registros de palabras, esto se profundizará en la sección 4.3.2. De igual forma también se requiere poner un comentario que ayude para identificar el tag.

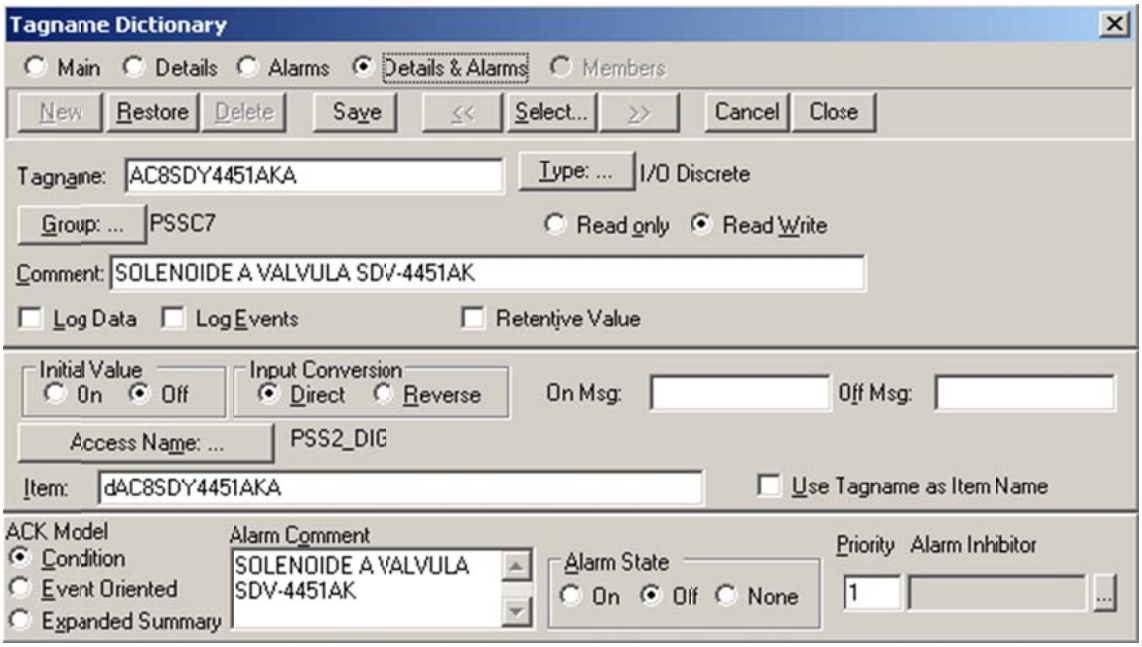


Figura 71. Ventana de Configuración de Base de Datos en Wonderware.

Ahora bien, ya que se han declarado todas las variables que se utilizaran en esta solución, se procede a describir cada una de las secciones pertenecientes al gráfico dinámico de pruebas parciales de corte.

1. Selección de Válvula, tiempo de prueba y estado de permisivos.

En la primera parte de esta sección se puede seleccionar la válvula de corte a la cual se le realizará la prueba parcial. Cabe mencionar que para el caso de la plataforma Akal-C7 aparecerá una lista de 10 SDV, mientras que para Akal-C8 se desplegará una lista de 4 SDV. Esta selección se realiza dando click sobre la fecha para que despliegue la lista según corresponda, se da click sobre la válvula

a realizar la prueba y se da click sobre el botón de seleccionar, para que aparezca debajo su descripción y con esto aseguremos que la prueba se va a realizar a la válvula deseada. Esta sección se puede observar en la figura número 72.

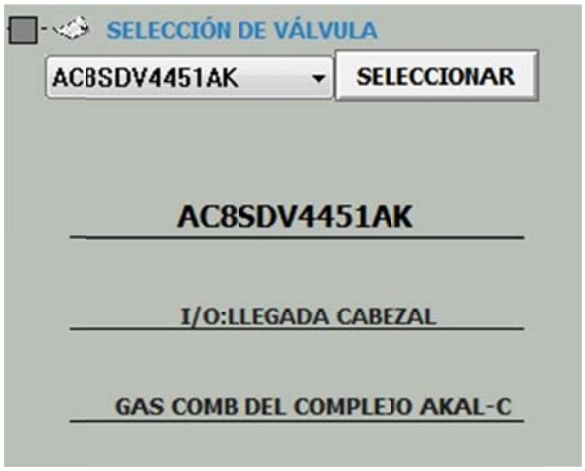


Figura 72. Ventana de Selección de Válvula de Corte SDV.

Para realizar esta configuración de esta sección, primeramente se deben de poner en condiciones iniciales todas las variables involucradas en la solución. Esto se realiza a través de un script propio de la pantalla, que al "Iniciar" la pantalla, asigna valores nulos a todas las variables, tal como se puede observar en la figura número 73 que se muestra a continuación.

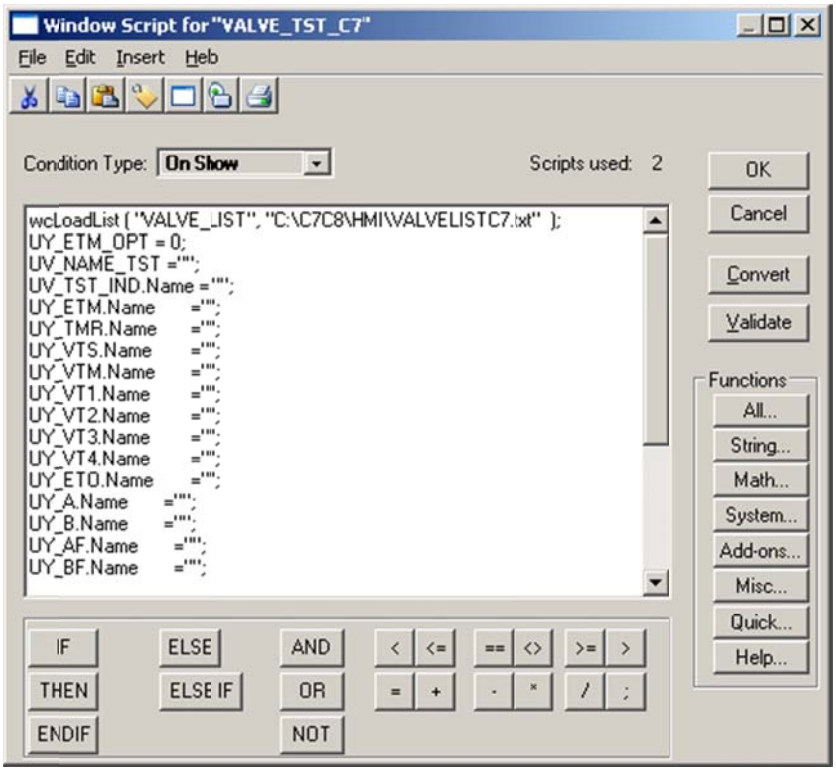


Figura 73. Script para poner en condiciones iniciales las variables.

Ya que se han puesto en condiciones iniciales todas las variables, se procede a seleccionar la válvula y desplegar su tag y descripción. Para poder realizar esto, existe el script de “Action” que funciona cuando se da click sobre el botón de “Seleccionar”. La configuración de este script básicamente funciona asignando el valor obtenido de la lista de SDV y asignárselo a la variable “UY_NOMBRE_TST”. Con esta variable se concatenan los demás tags, es decir, los que tienen la terminación _ETM, _TMR, _VTS, _VT1, _VT2, _VT3, _VT4, _ETO, _PP, _M y _T cuyo significado corresponde exactamente con el declarado en la lógica de programación del TMR.

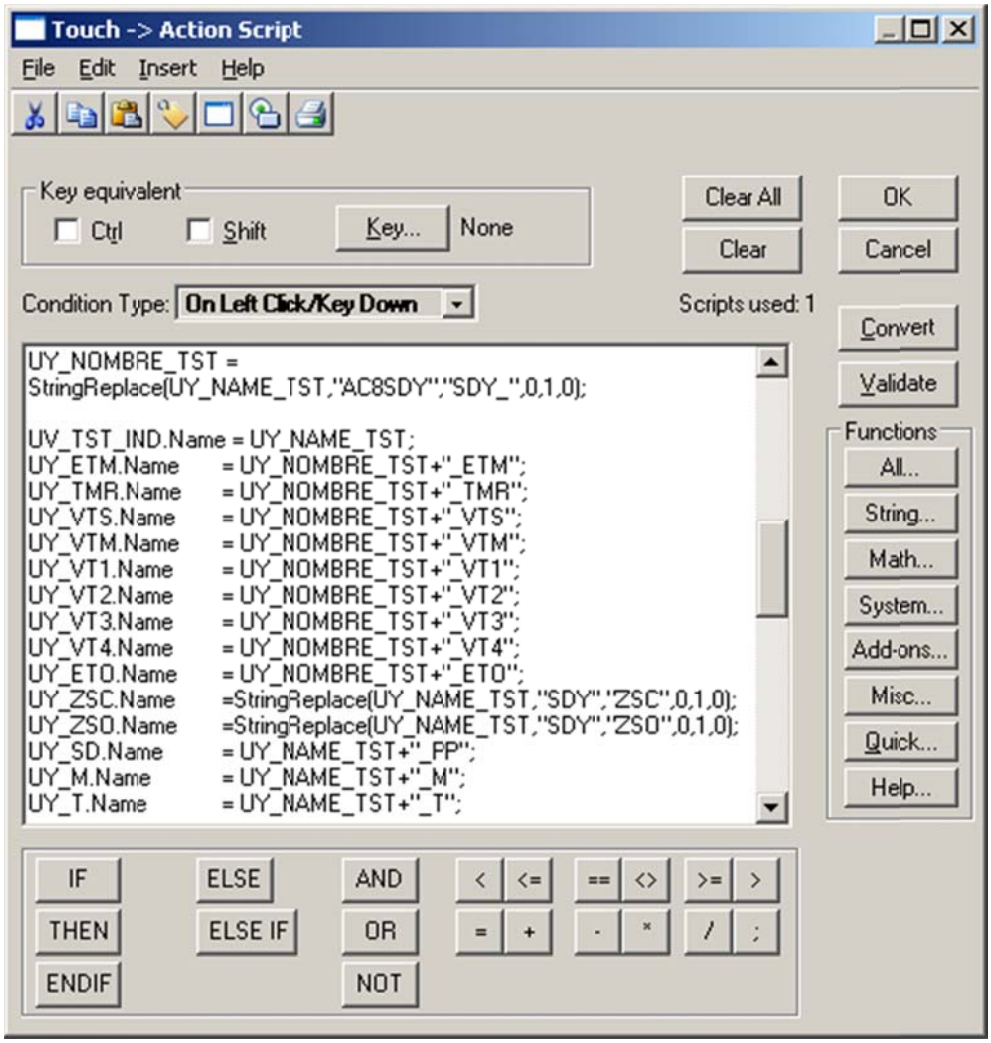


Figura 74. Script de "Action" para asignación de variables de la prueba parcial.

Con todo lo anterior se desplegará el nombre y descripción de la válvula SDV seleccionada.

Posterior a que ha sido seleccionada la SDV, es necesario determinar el tiempo máximo de cierre de la válvula. Para realizar esto, solo se debe de dar click en la caja de texto y se escribe el tiempo en segundos. Cabe mencionar que esta caja de texto no permite valores mayores a 30 segundos, con la finalidad de evitar errores en la asignación del tiempo y provocar que la válvula se cierre completamente, con todo la problemática que conlleva. Se da enter y click en el botón de seleccionar para mandar el comando hacia el TMR, que nos regresará el

la caja de texto de “Tiempo para Prueba” el valor que ha sido almacenado en su lógica de programación. Igual se debe de seleccionar un permisivo propio del Wonderware para que se pueda iniciar la prueba siempre y cuando los demás permisivos estén en buenas condiciones.

Figura 75. Ventana de Configuración de Tiempo de la Prueba Parcial.

Finalmente en esta primera sección se despliegan los valores de cada una de las señales declaradas como permisivos desde la lógica de programación, recordemos que la instrumentación asociada a una SDV y que es base para el desarrollo de la prueba parcial, son los interruptores de posición de abierto y de cerrado, la solenoide, que no haya paro de emergencia presente y que la válvula no esté abierta previa a la prueba. Cuando alguno de estos permisivos no se cumpla, no dejara realizar la prueba, además de que aparecerá con un tache el permisivo que no se esté cumpliendo para proceder a su revisión.

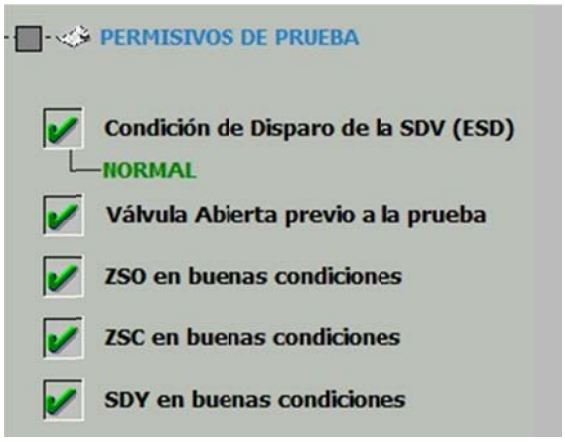


Figura 76. Ventana Estado de Permisivos de Arranque de la Prueba Parcial.

2. Comando de Prueba.

Esta sección consta de 3 botones, que son bastante intuitivos con su descripción y la función que ellos realizan. El primer botón sirve de reset de los valores cuando ya se realizó una prueba y se requiere poner los parámetros a condiciones iniciales; el segundo botón “Iniciar Prueba” solo estará activo cuando todos los permisivos estén en buenas condiciones, y como su nombre lo dice al dar click sobre él, se iniciara la prueba parcial; mientras que el tercer botón como su nombre lo indica es el botón de aborto de la prueba, este es independiente de que algún permisivo aborte la prueba, durante cualquier momento del desarrollo de la misma, se puede apretar este botón.

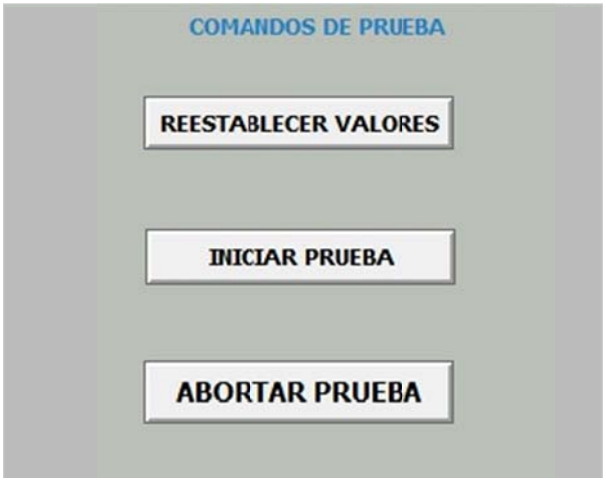


Figura 77. Ventana de Comandos de Prueba.

3. Estado de la Válvula.

En esta sección se despliega el estado físico y operacional de la válvula de corte SDV que ha sido seleccionada. En la figura 78 se muestra las condiciones ideales de una válvula de corte, es decir, que sus solenoides en esta caso representadas por las letras A y B, estén energizadas presentando con ello un color verde. Y la SDV se encuentra abierta ya que el limit switch de abierto esta energizado, provocando que en el gráfico dinámico se observe de color verde.

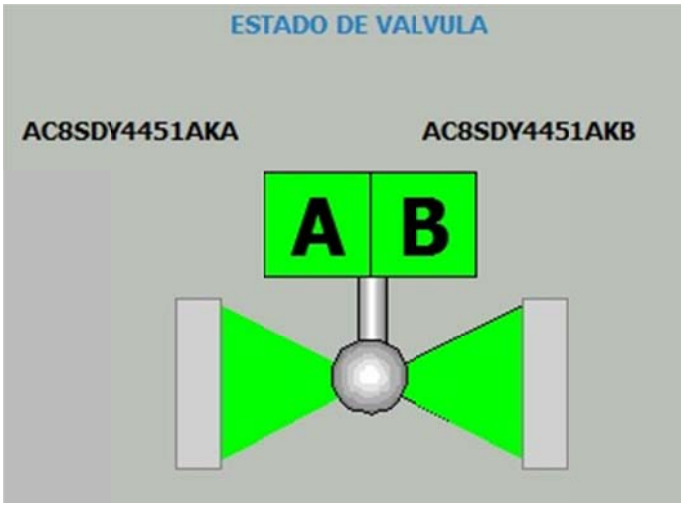


Figura 78. Ventana de Estado de Válvula SDV.

Aquí es conveniente mencionar que el color verde significa energizado para el caso de las solenoides, el color rojo se interpreta que la solenoide no tiene alimentación de 24 [Vdc], el color gris parpadeante significa que la solenoide se encuentra en falla. Para el caso del cuerpo de la válvula SDV, el color verde significa que la válvula está abierta, el color rojo que la válvula está cerrada, el color amarillo que se encuentra en transición, es decir, que se está moviendo y en color gris cuando hay un problema en la válvula.

4. Estado de la Prueba.

Aquí se desplegaran los diagnósticos configurados en la lógica del TMR, es decir, que no existe prueba en desarrollo (VTM=0), que la prueba esta en proceso (VTM=1), que la prueba ha sido completada satisfactoriamente (VTM=2), falla de

prueba, la SDV no regreso a su posición de apertura total (VTM=3), prueba abortada (VTM=4), falla de prueba porque no hubo desplazamiento de la SDV (VTM=5) y que la prueba está deshabilitada por causa de algún permisivo (VTM=6),

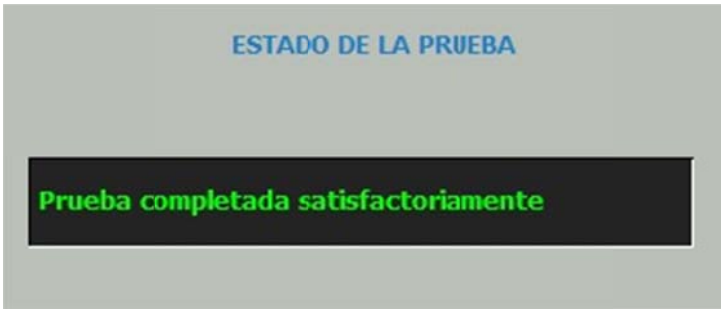


Figura 79. Ventana de Estado Final de la Prueba Parcial.

5. Desarrollo de la Prueba. Línea de tiempo.

Los parámetros de resultado de la prueba parcial se basan en los tiempos que dura cada una de las etapas de la misma, es por esto que se implementa un método gráfico que se actualiza en tiempo real, cuando la prueba se está llevando a cabo. Estos tiempos son los configurados en el bloque de función de la lógica de programación.

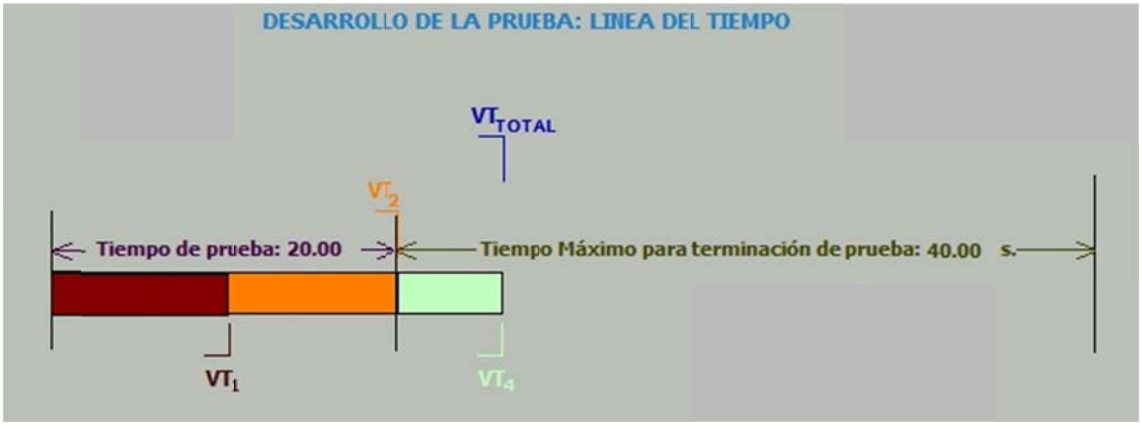


Figura 80. Ventana de Línea de Tiempos de la Prueba Parcial.

Para poder realizar que las barras de tiempo incrementen en tiempo real al recibir proveniente del TMR, es necesario programar un script que este ejecutándose cada determinado tiempo (500 [ms]) para que el valor del contador sea

actualizado. Esta configuración se observa en la figura número 81 donde se observa el tiempo de actualización de 500 [ms].

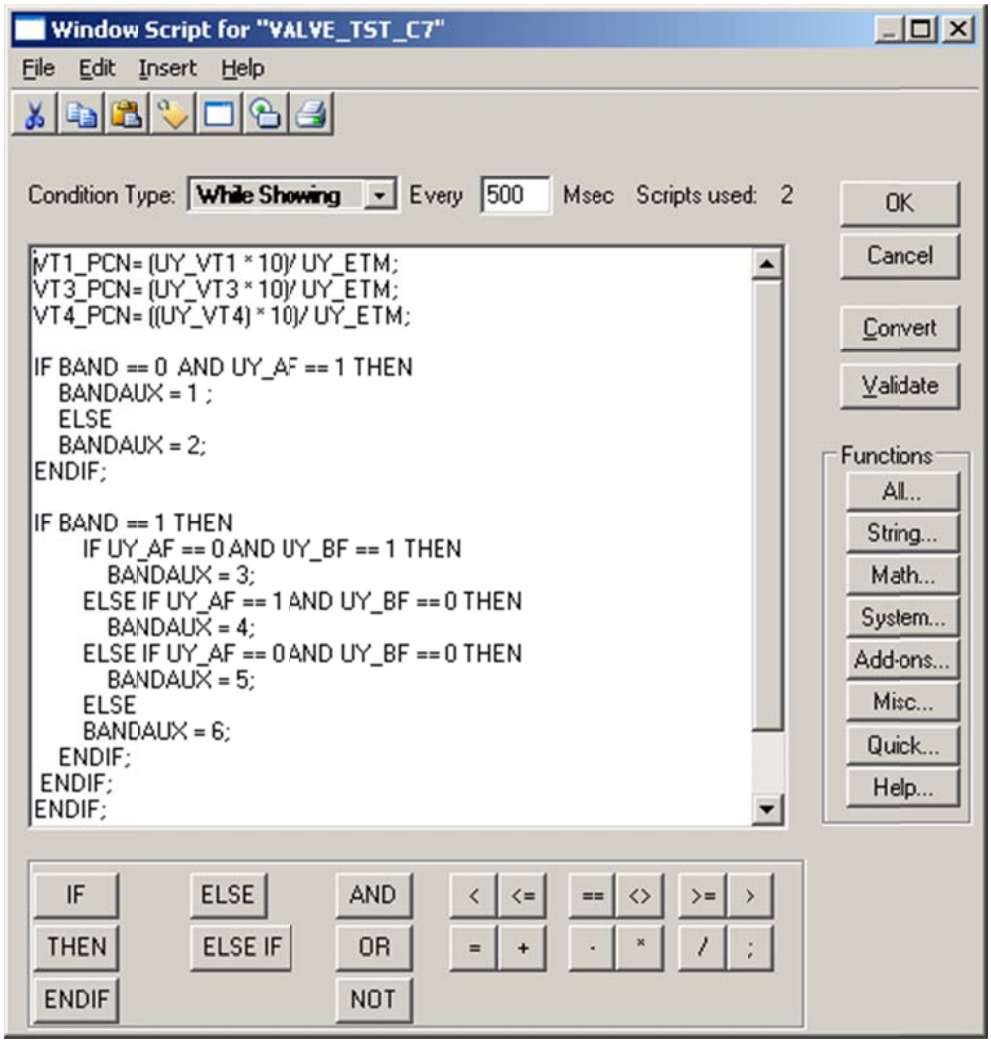


Figura 81. Script programado para presentar en "tiempo real" los tiempos de la prueba parcial.

6. Resultados de la prueba.

Uno de los objetivos de este trabajo es verificar que la válvula de corte SDV, que normalmente esta abiertas, se vayan a cerrar cuando se demande esto, por lo que los resultados de la prueba son factores importantes para conocer el desarrollo de la prueba. Este gráfico dinámico es capaz de mostrar el tiempo que tarda en moverse la válvula, el tiempo que se cierra, el tiempo en que la solenoide se

mantiene desenergizada, el tiempo que tarda en regresar a su posición inicial la SDV y el tiempo total de la prueba, tal como se observa en la figura número 82.

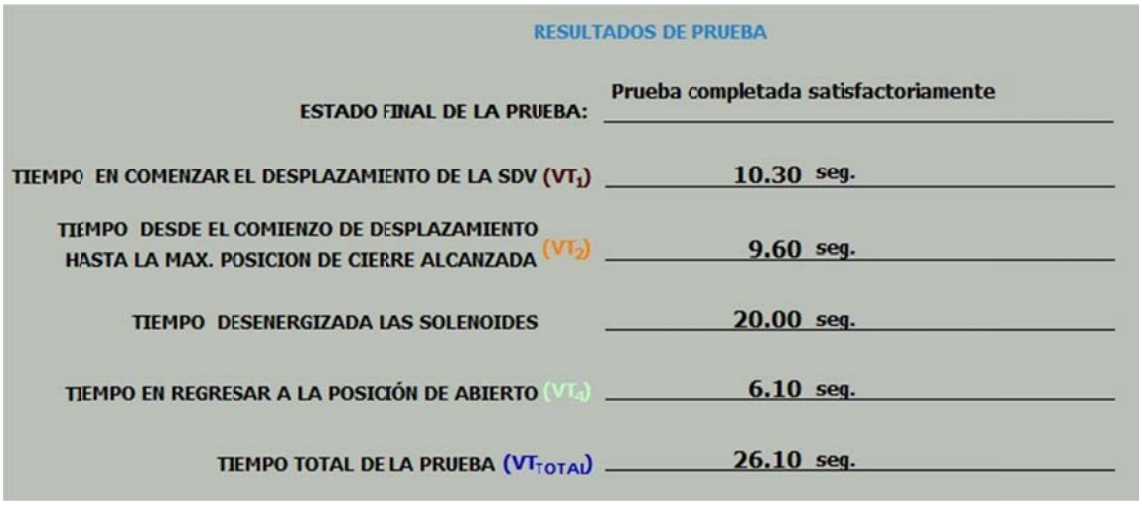
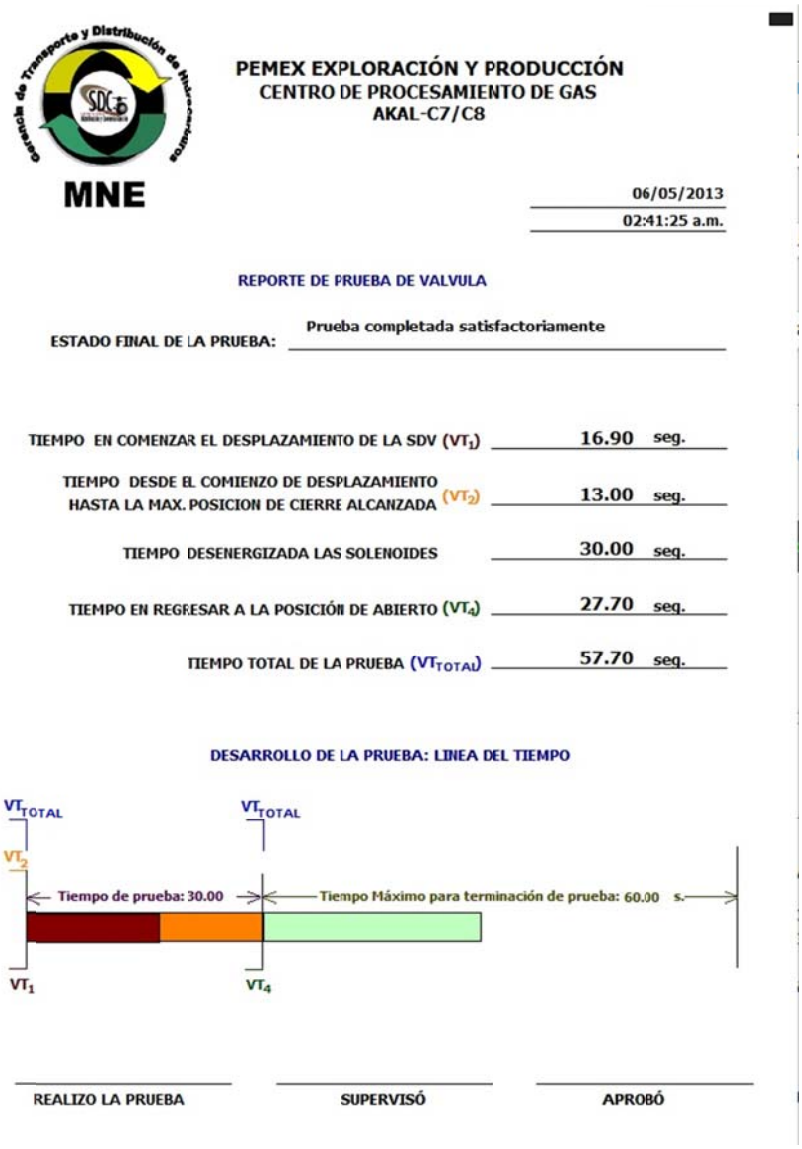


Figura 82. Resultados de la Prueba Parcial a la SDV.

7. Generación de Reporte.

Parte de la necesidad de implementar esta solución en los sistemas de seguridad de las plataformas Akal-C7/C8, se debió a que durante una auditoría se reportó que no se cuenta con un sistema automático de pruebas parciales; es por esto que es necesario presentar evidencia de que se han realizado pruebas parciales a las SDV, ya que como se ha mencionado anteriormente cada SDV tiene un tiempo de prueba para poder seguir alcanzando el SIL requerido en esa función instrumentada de seguridad.

Al dar click al botón de “Generar Reporte de Prueba” el sistema generará un archivo PDF no editable, para tener evidencia de la prueba realizada y con esto llevar una estadística y proveer al personal de mantenimiento de los sistemas de seguridad una herramienta de calendarización y prioridad en los mantenimientos a los instrumentos, el controlador lógico y los elementos finales de cada función instrumentada de seguridad, ya que si se observa que al realizar la prueba no se encontraron los resultados esperados, se debe de actuar para que la SDV cierre a la demanda y con esto mantener la seguridad y confiabilidad en el sistema.



PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE GAS
AKAL-C7/C8

MNE

06/05/2013
02:41:25 a.m.

REPORTE DE PRUEBA DE VALVULA

ESTADO FINAL DE LA PRUEBA: Prueba completada satisfactoriamente

TIEMPO EN COMENZAR EL DESPLAZAMIENTO DE LA SDV (VT_1)	16.90 seg.
TIEMPO DESDE EL COMIENZO DE DESPLAZAMIENTO HASTA LA MAX. POSICION DE CIERRE ALCANZADA (VT_2)	13.00 seg.
TIEMPO DESENERGIZADA LAS SOLENOIDES	30.00 seg.
TIEMPO EN REGRESAR A LA POSICIÓN DE ABIERTO (VT_4)	27.70 seg.
TIEMPO TOTAL DE LA PRUEBA (VT_{TOTAL})	57.70 seg.

DESARROLLO DE LA PRUEBA: LINEA DEL TIEMPO

REALIZO LA PRUEBA | SUPERVISÓ | APROBÓ

Figura 83. Impresión en formato PDF de los resultados de la Prueba.

4.3.2 Configuración del Enlace entre el TMR y la IHM.

Para realizar el enlace entre el TMR Trusted y la IHM Wonderware, son necesarios dos software de “traducción” y “enlace” entre ellos. El primero se llama OPC Server y esté es nativo de la marca ICS Triplex, se pone entre comillas la palabra traducción, ya que a grandes rasgos es el encargado de “traducir” las direcciones modbus declaradas en el diccionario del Toolset del TMR, en tag para

que estos puedan ser leídos por el segundo software llamado OPC Link, que es nativo de la marca Wonderware.

El OPC Link es el encargado de hacer el vínculo entre el OPC Server (TMR) y el Wonderware (IHM).

Previo a la realización de esta configuración, es necesario especificar los tipos de variables declaradas en la base de datos del Wonderware, así como su asignación a “Access Name” que sirve para asignarle un grupo de variables que vinculara a través del OPC Link. También es necesario asignar un “ítem” que sirve para asociar el tag nativo del Wonderware con el tag nativo del TMR.

Existen 3 tipos de declaración de variables en la base de datos del Wonderware:

1) Memoria.
2) Entrada y Salida.
3) Indirectas.

Cada una de ellas se puede asignar a los 4 tipos de variables, es decir, señales digitales, enteras, reales y registros.

Las variables de tipo “memoria” son tag internos que solo son utilizados para realizar algunas operaciones internas y poder asignar animaciones o desplegados gráficos en particular; las variables “indirectas” son de gran utilidad para aplicaciones con muchas variables, ya que se puede utilizar como una variable temporal para asignar algún valor y que este puede cambiar sin que sea almacenado en un registro, en otras palabras, es ocupar un espacio de memoria por muchas variables, claro solo una a la vez.

En realidad la declaración de variable que hace el vínculo entre el TMR y la IHM, son las variables de entrada y de salida, que como sus nombres lo dicen, son las que llegan del TMR y se despliegan en la IHM o son enviadas a la lógica de programación para ejecutar alguna instrucción dada.

En las figuras 84 y 85 se observa la configuración típica para la declaración en la base de datos del Wonderware para una señal digital y analógica respectivamente.

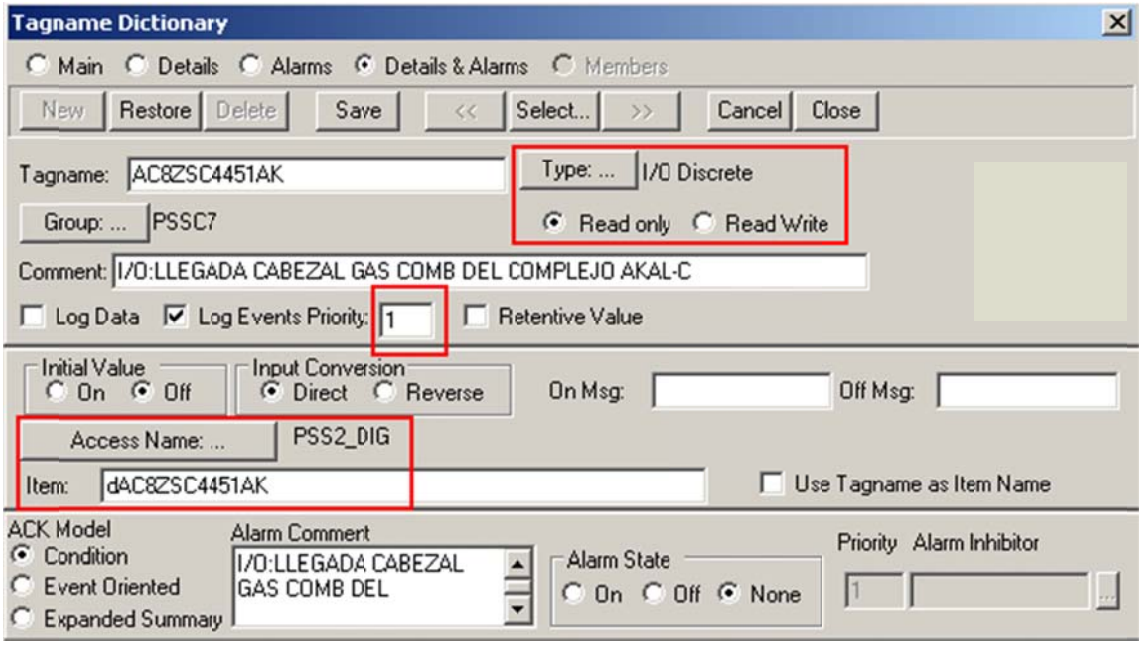


Figura 84. Declaración de una variable digital y su vínculo con el TMR.

Lo importante a configurar es el tipo de señal, para el caso de una señal digital se debe de declarar como del “tipo” I/O Discrete. El “Access Name” es el grupo de tags que serán declarados en el en el OPC Link y con ello poder ser direccionados correctamente al OPC Server. Por lo que respecta al “Item” se utiliza el mismo nombre del tag declarado en la lógica de programación del TMR, solo agregando la letra “**d**” ya que es una señal digital.

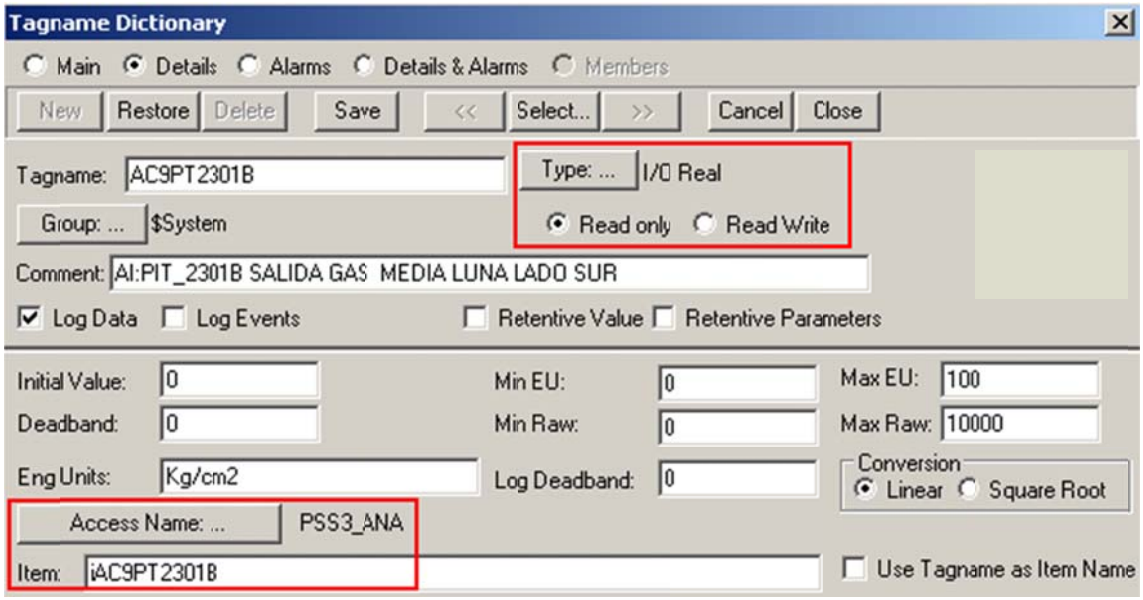


Figura 85. Declaración de una variable analógica y su vínculo con el TMR.

En la figura 85 se observa la configuración de una señal analógica (entera o real), que en este caso es una señal Real, por lo que en el "tipo" se configura como I/O Real; al igual que las variables digitales estos tags deben de asignarse a un grupo o "Access Name" para que el OPC Link pueda hacer el vínculo con el OPC Server. A diferencia de la señal digital, en el campo de "Item" aquí lleva una letra "**i**" que sirve como para variables reales como enteras.

4.3.2.1 OPC Server.

El OPC Server permite a clientes OPC compatibles conectarse al sistema TMR Trusted vía Ethernet para acceder a datos de proceso. Cada determinado tiempo los tag deben de ser actualizados, con lo que el OPC Server informará a los clientes de los nuevos valores de las variables. El administrador OPC Server pregunta, actualiza y hace la votación de grupos y suscripciones a todos los Clientes OPC.

El acceso de datos se realiza cuando el OPC Cliente pregunta al OPC Server por el estado del nombre del tag, el OPC Server permite el acceso de datos del cliente de cualquier tag definido por el TMR que tenga dirección modbus.

El OPC Server debe ser instalado y configurado antes de conectar y usar los Clientes OPC. La instalación se realiza como cualquier otro software sin la complejidad más allá de seleccionar la carpeta destino de donde se va a almacenar el programa. Para acceder a la configuración del OPC Server, se da click en el menú File→ Log On, donde el usuario predefinido es “username” y la contraseña predefinida es “password”.

Al ingresar se inicia la configuración de las “Preferencias del Sistema”, en la figura 86 se puede observar los parámetros a configurar. Las direcciones IP de las tarjetas de red de la IHM (debe de tener 2 para la redundancia) y el valor de actualización de variables “Global Ungrouped Tag Update” que por default es de 10 [ms].

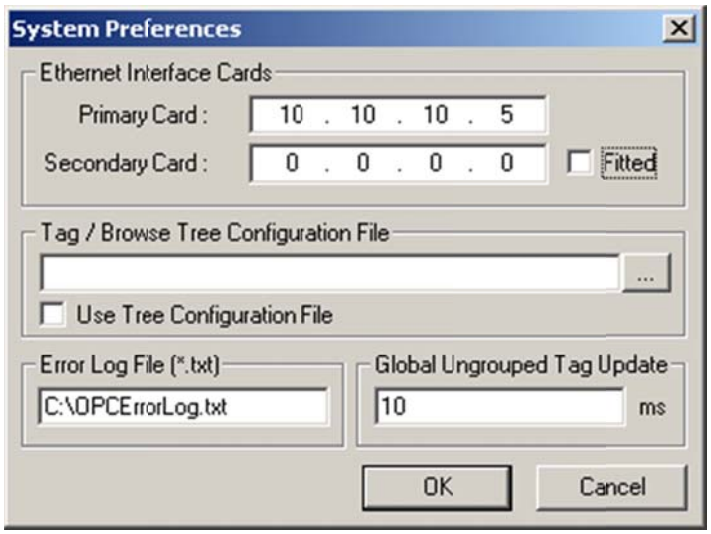


Figura 86. Parámetros de Configuración del Sistema del OPC Server.

También se debe de configurar los “Controladores” que serán monitoreados por el OPC Server, para acceder a esta configuración hay que irse a la ruta de “Edit”→”Controllers”. El software puede conectar un máximo de 32 controladores. El nombre del controlador es definido por el usuario para identificar a cada controlador.

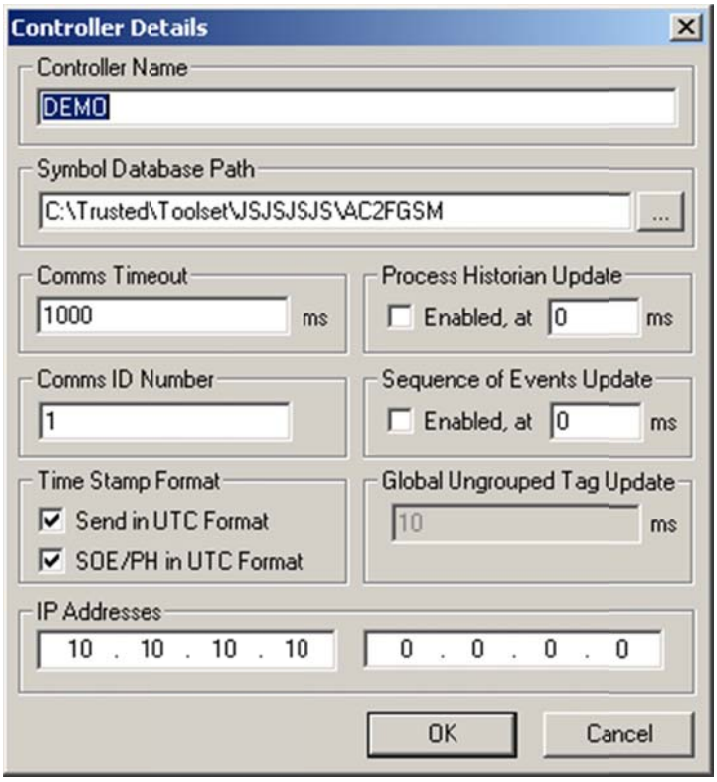


Figura 87. Parámetros de Configuración de los Controladores del OPC Server.

La ruta de la base de datos “Symbol Database Path”, es la ruta donde se encuentra la carpeta de la lógica de programación, que por default es C:\Trusted\Toolset\apl\”Nombre de la Aplicación”, donde el nombre de la aplicación varía de acuerdo a cada una de ellas, que para el caso del sistema de seguridad de proceso de Akal-C7 tiene como nombre “AC8PSSM” y para la plataforma Akal-C8 se llama “AC9PSS”.

Para aplicaciones grandes, se recomienda que el “Comms Timeout” sea de 1 [s]. Finalmente el parámetro a configurar son las direcciones IP pero en este caso corresponden a las pertenecientes a los módulos de comunicación del sistema TMR Trusted.

Con los pasos anteriores se finaliza la configuración del OPC Server y da como resultado una pantalla como la figura 88 donde se pueden observar cada una de las señales declaradas en el diccionario de la aplicación del Toolset.

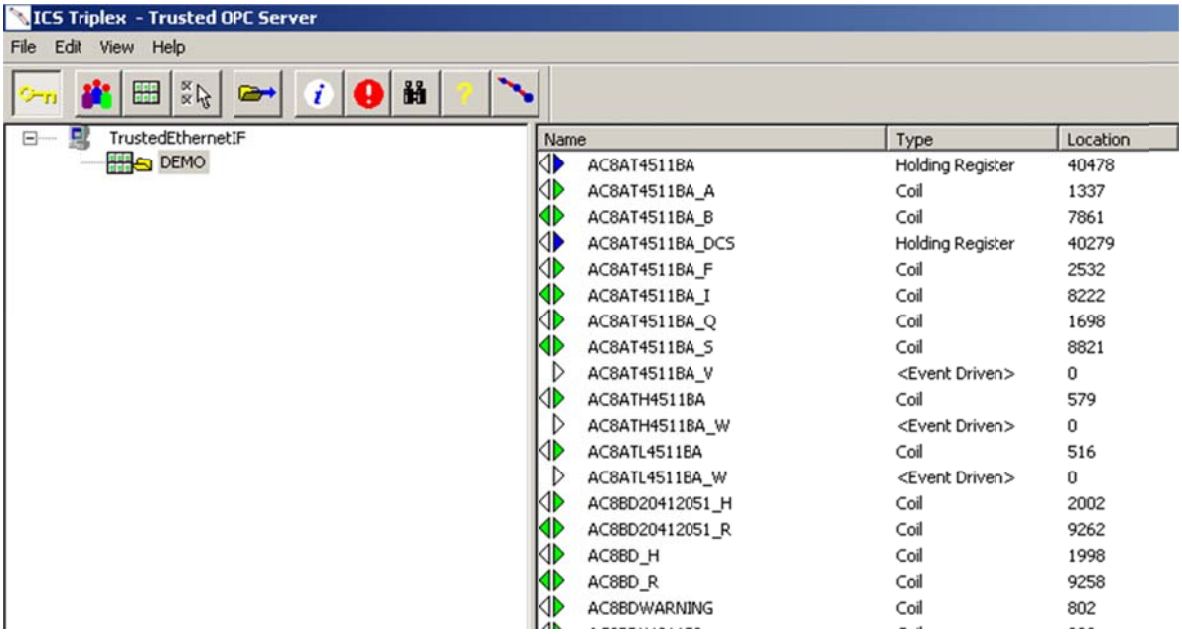


Figura 88. Ventana de Configuración del OPC Server.

4.3.2.2 OPC Link.

El software OPC Link se instala con los discos de instalación de "I/O Servers" pertenecientes al Wonderware. Como su nombre lo indica, es el vínculo entre el servidor OPC (OPC Server para el caso del Trusted) y un cliente OPC, que en este caso es la IHM a través de su interfaz de gráficos dinámicos llamado Wonderware.

Los parámetros a configurar en el OPC Link, son los Servidores OPC que serán conectados, así como los "Topic Names" que deben de tener exactamente el mismo nombre que los "Access Name" configurados en el Wonderware. Es importante hacer esta aclaración, ya que cuando no tienen el mismo nombre, aún exista comunicación del OPC Server hacia el TMR, los datos no se verán reflejados en el cliente OPC, es decir en lo gráficos dinámicos de la IHM.

En la figura número 89 se puede observar el buscador de servidores OPC que tiene el OPC Link, obviamente busca el Servidor OPC del Trusted, con nombre

"TrustedEthernetIF" a partir de esta dirección se conectaran todas las variables pertenecientes a este Servidor OPC.

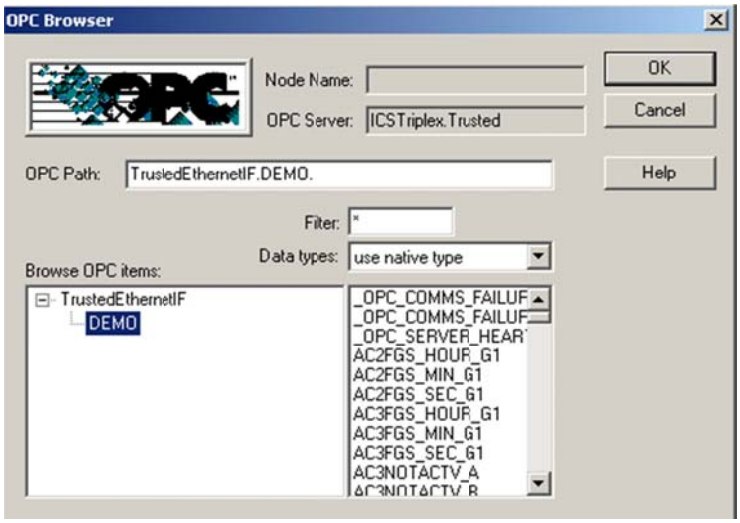


Figura 89. Ventana de Buscador de Servidores OPC.

Como se hizo mención el nombre escrito en el campo de "Topic Name" debe de ser igual que los declarados en los "Access Name" del Wonderware. En la figura 90 se ejemplifica la configuración para las señales digitales provenientes del TMR del sistema de seguridad de la plataforma Akal-C7.

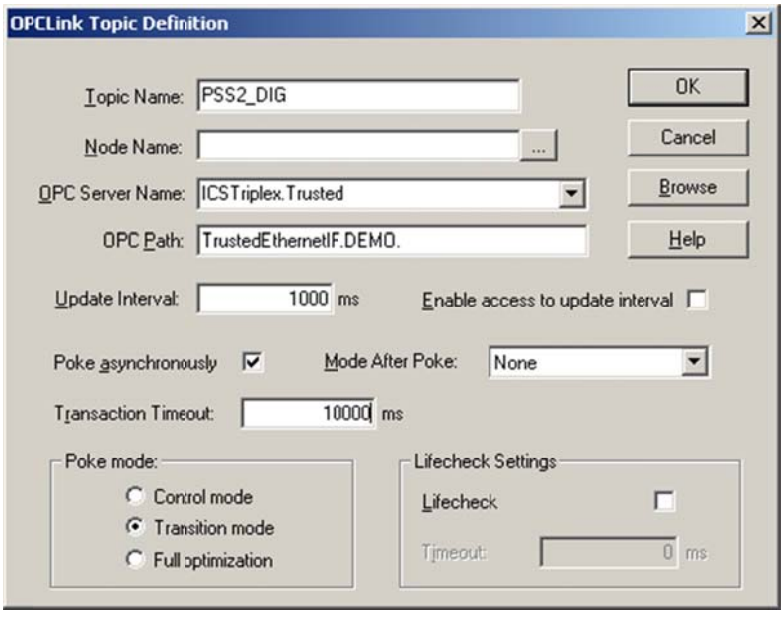


Figura 90. Ventana de Configuración del OPC Link.

4.3.3 Verificación de la Funcionalidad del bloque.

Una vez que se ha realizado la programación del bloque de función en la lógica del TMR y se ha realizado la pantalla de monitoreo de la prueba, así como se ha configurados los parámetros de interconexión entre el TMR y la IHM (OPC Server y OPC Link) se procede a verificar la funcionalidad del bloque de función.

Para poder realizar esta verificación se simularan los diferentes escenarios que se pueden presentar en la operación y manipulación de una válvula de corte, al momento de cerrarse. Estos escenarios son los siguientes:

a) **Que la SDV no se mueva.** Este es el escenario que se pretende eliminar con la implementación de las pruebas parciales, ya que al ser un sistema pasivo, solo actuará bajo demanda, es decir, cuando haya un evento que requiera que la SDV vaya a su estado seguro (Cerrada). El bloque de función reconoce esta situación cuando se inicia la prueba, con esto inicia el contador cuyo tiempo máximo es el establecido por el usuario y si ese contador finaliza y no se recibe señal por parte del interruptor de posición de abierto (que cambie de estado energizado a desenergizado), se considera que la válvula no se ha movido, por lo que la prueba finaliza reportando que la SDV no realizó ningún movimiento.

Figura 91. Diagnóstico de "No hay desplazamiento de la SDV".

b) **Que exista falla en algún instrumento asociado a la válvula de corte**. Este caso no se podrá ejecutar la prueba por falta de permisivos.

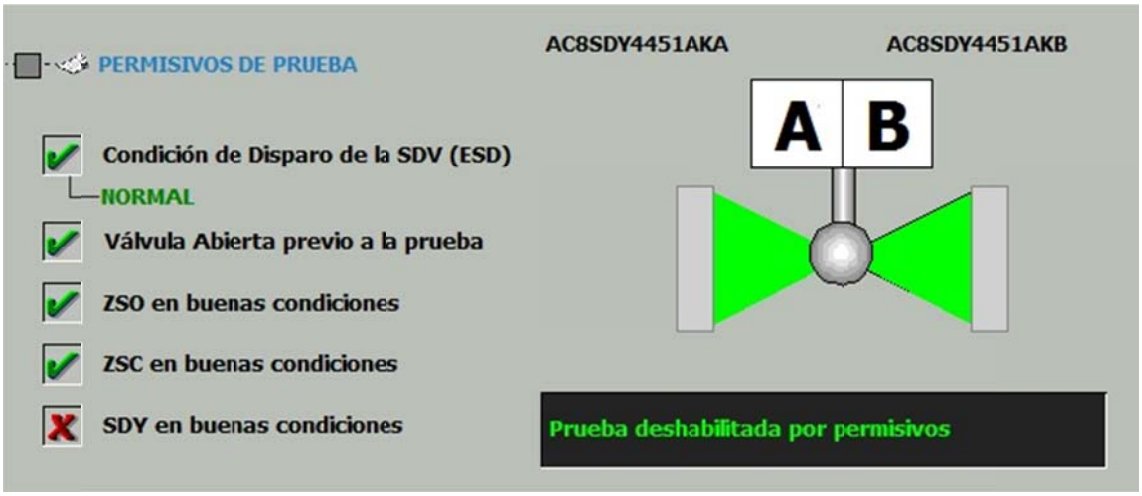


Figura 92. Diagnóstico de "Falta de Permisivos".

c) **Que la SDV no regrese a su posición original, después de energizar la solenoide y haber transcurrido el tiempo dado por el usuario.** Se ha configurado para que el bloque de función tenga como tiempo máximo de duración de la prueba, el triple del tiempo ingresado por el usuario; entonces si después de que se realizó el movimiento de cierre y se volvió a energizar la solenoide para que la válvula regrese a su condición de apertura total y no se recibe la señal del interruptor de posición de abierto en el tiempo máximo de la prueba, se determina que la válvula no regreso a su condición de apertura por lo que hay que ir a revisarla físicamente para determinar la causa de este efecto. En la figura número 93 se puede observar que la SDV se queda en transición.

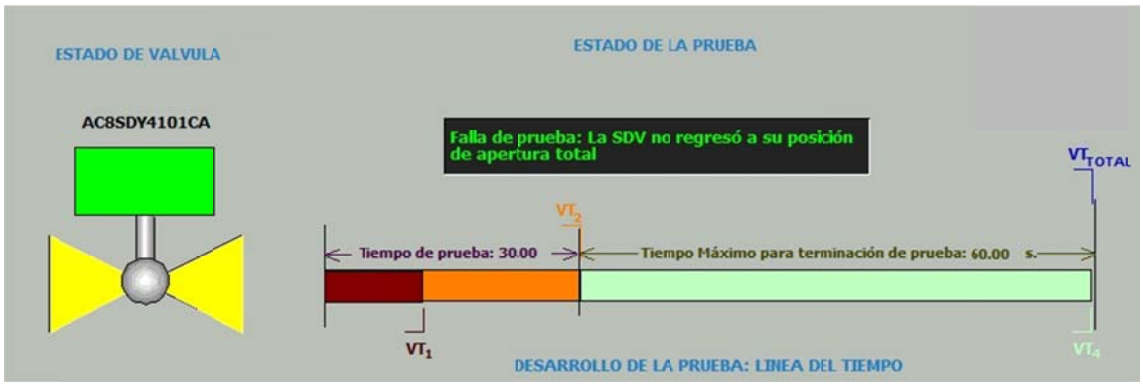


Figura 93. Diagnóstico de "La SDV no regresa a su condición inicial".

d) **Que la prueba haya sido abortada.** Esta situación se puede presentar por 2 situaciones, la primera cuando ha sido apretado el botón de aborto que se encuentra en el gráfico dinámico o cuando algún permisivo de arranque entra en falla en el transcurso de la misma.

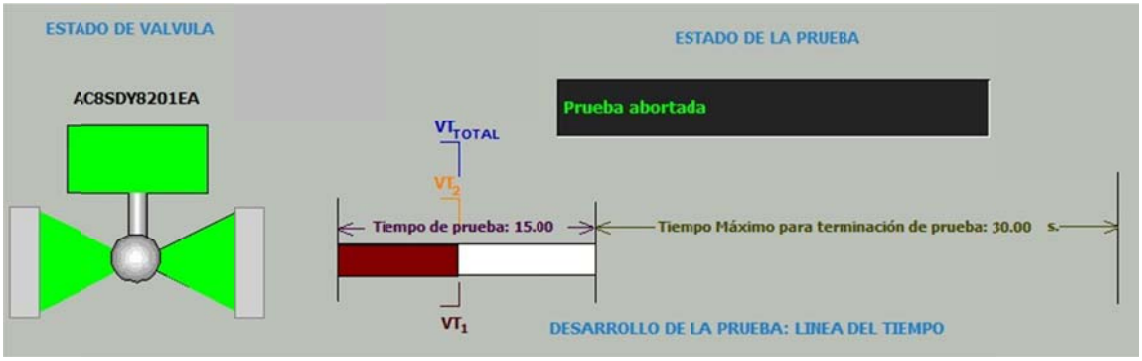


Figura 94. Diagnóstico de "Prueba Abortada".

e) **Que exista un evento de ESD durante el transcurso de la prueba.** Si durante la prueba parcial, existe un evento de paro por emergencia o paro de proceso, el bloque deberá cerrar desenergizar las solenoides no importando en que etapa de la prueba este y con esto empezar el movimiento de la válvula a su condición segura, es decir, cerrada.

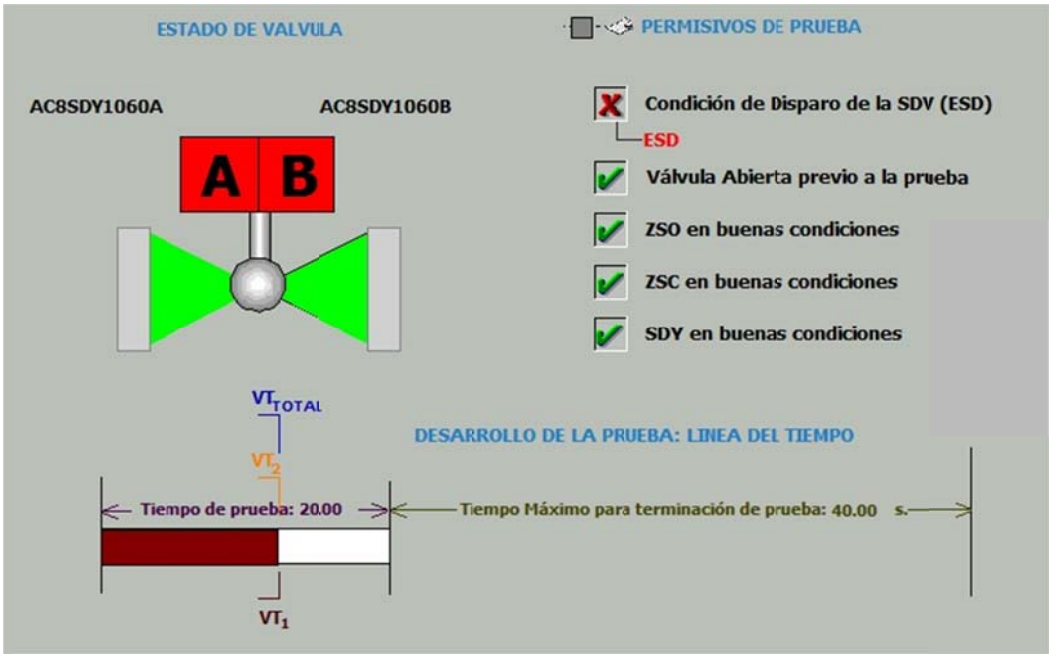


Figura 95. Diagnóstico de "ESD durante la prueba".

f) **Que la SDV se cierre durante la prueba.** Si durante la prueba la válvula se cierra por completo, inmediatamente se volverá a energizar la solenoide para que la SDV regrese a su condición de apertura total.

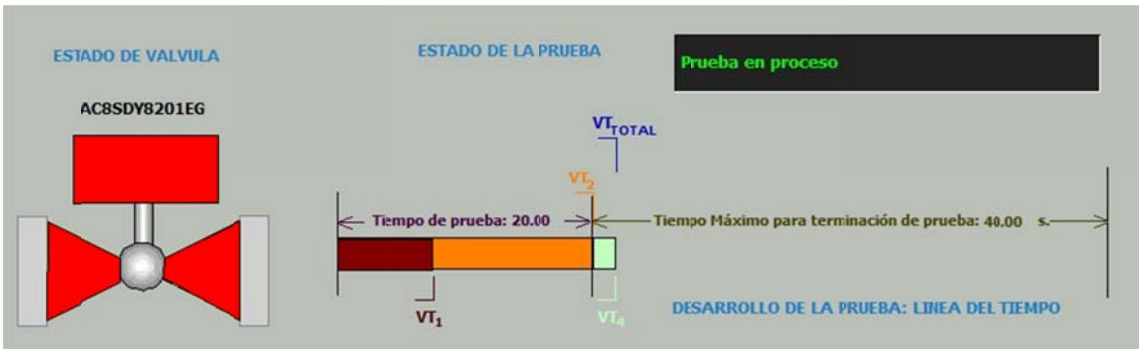


Figura 96. Diagnóstico de "Cierre de SDV durante la prueba".

4.3.4 Criterios de Aceptación de la prueba parcial.

La condición ideal de la realización de una prueba parcial consiste en que en un inicio todos los permisivos (señales de instrumentación y que no haya señal de paro) estén correctos. Con esto se puede iniciar la prueba parcial, tal como lo muestra la figura número 97.

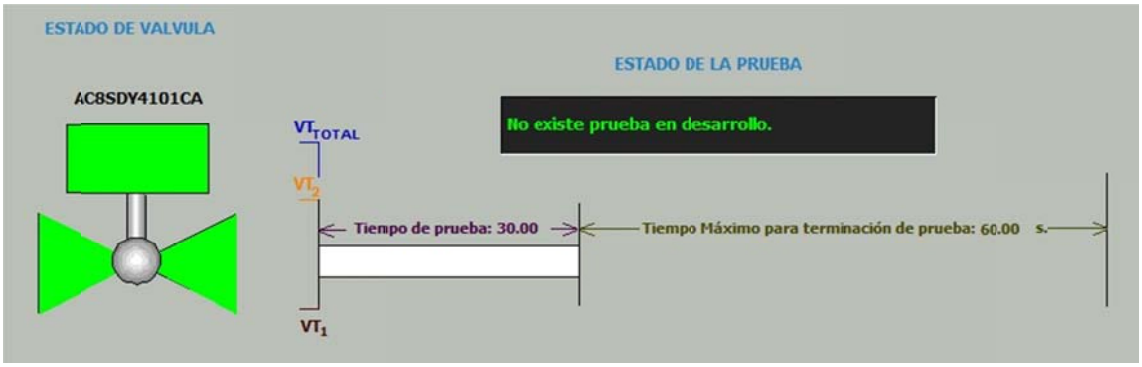


Figura 97. Condiciones Iniciales para la Prueba Parcial.

Al apretar el botón de inicio de prueba la solenoide se desenergizara provocando que la válvula empiece a moverse, después de un tiempo llamado "tiempo de despegue" que se puede determinar a partir del inicio de la prueba hasta cuando el TMR recibe la señal de apagado del interruptor de posición de abierto. En este

punto la válvula se está cerrando, se encuentra en la etapa de transición por lo que se muestra de color amarillo, como se puede ver en la figura número 98.

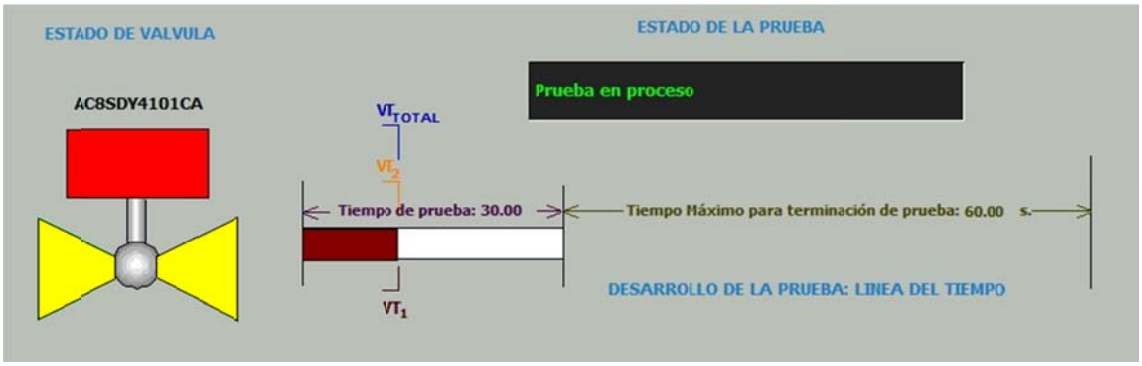


Figura 98. Condición de Despegue de la SDV.

Al finalizar el tiempo (limitado) establecido por el usuario, se puede determinar el tiempo que se cerró la válvula y una vez llegado a este tiempo, se tiene que energizar la solenoide para esperar a que la SDV regrese a su condición de apertura total, esta etapa se representan en la figura número 99.

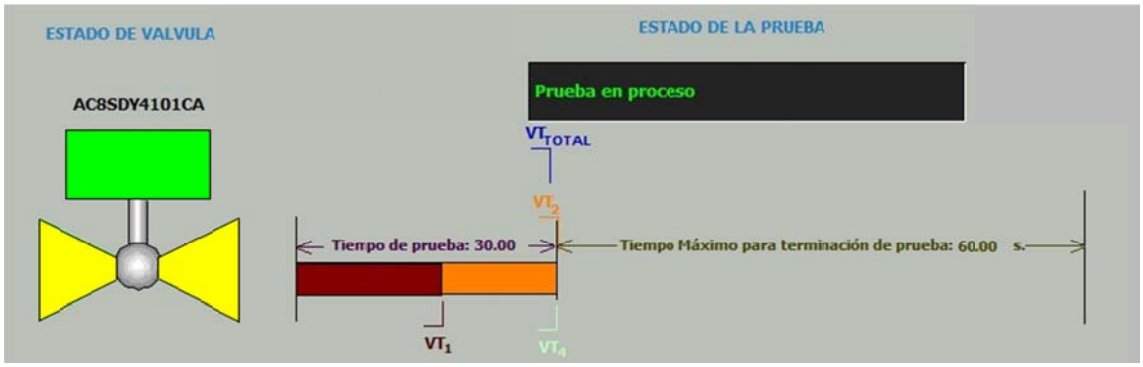


Figura 99. Energizar la solenoide para regresar la SDV a condición inicial.

Finalmente cuando la señal de interruptor de posición de abierto se detecta por el TMR, se considera que la válvula ha regresado a su condición inicial, es decir, a su condición de apertura total; por lo que se puede establecer que la prueba ha sido satisfactoria logrando con ello asegurarnos que cuando se requiera la SDV cerrará, manteniendo consigo la confiabilidad y seguridad de la función

instrumentada de seguridad, pero sobretodo, la seguridad del personal que trabajo en las plataformas Akal-C7/C8.

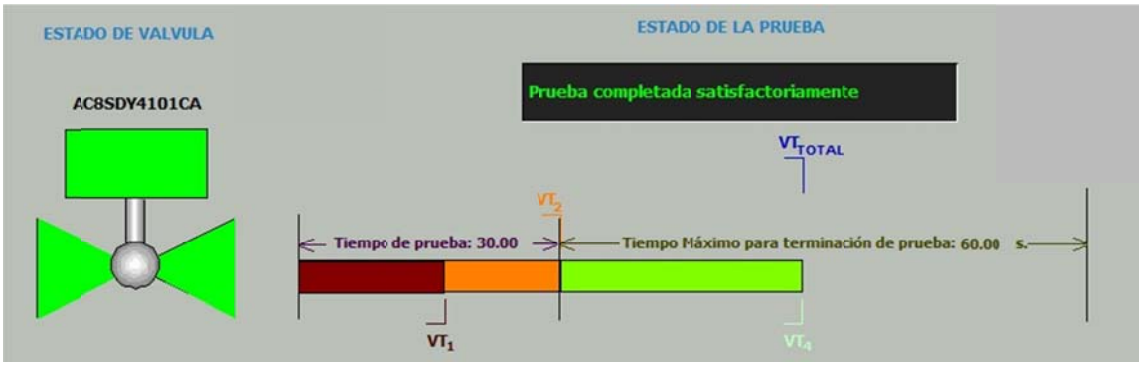


Figura 100. Prueba Parcial de SDV Exitosa.

Capitulo 5

• Implementación de Pruebas Parciales.

5.1 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA (FAT).

Antes de instalar cualquier sistema, ya sea un sistema completamente nuevo o una integración a un sistema ya instalado, es necesario realizar actividades previas para la aceptación por parte del tiempo del sistema. Estas actividades son la ingeniería de diseño, pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y un protocolo de pruebas.

La ingeniería de diseño consiste en el desarrollo de planos donde se especifique claramente como se va a construir el sistema (para el caso de uno nuevo) o donde se van a integrar las nuevas señales (para el caso de un existente).

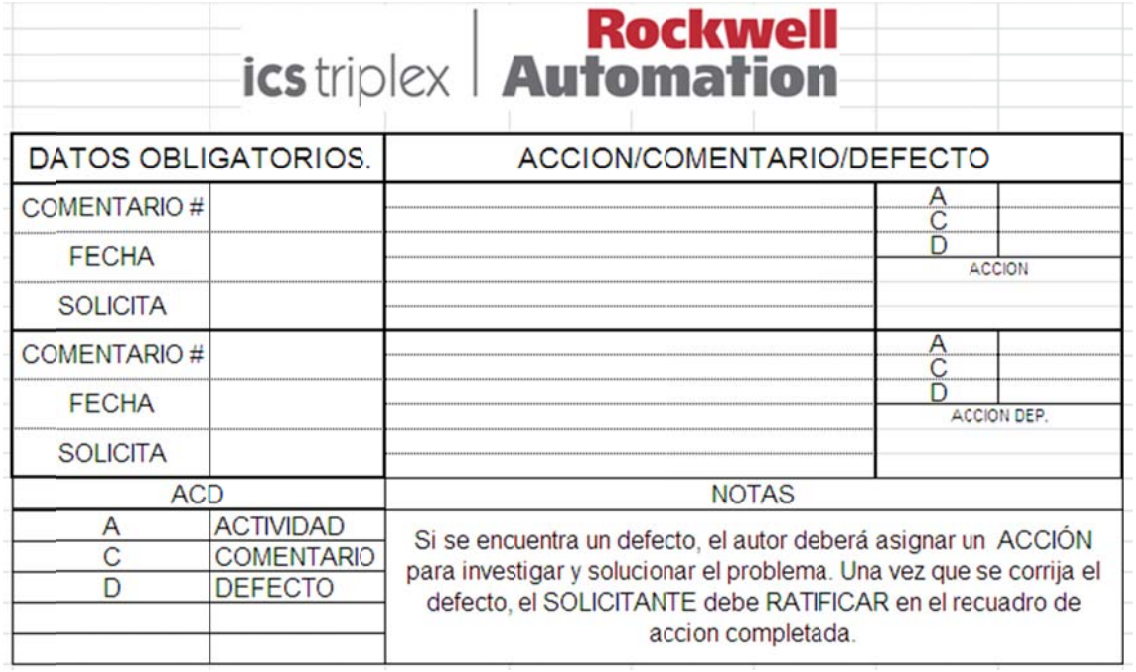
El protocolo de pruebas, como su nombre lo indica, se basa en un procedimiento establecido y aceptado por el cliente para verificar que cada una de las señales correspondan a lo plasmado en las cartas causa y efecto, así como en la filosofía de operación del sistema.

Por otro lado en las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) se verifica, al igual que en el protocolo de pruebas, que las señales tengan como salida las establecidas en las cartas causa y efecto; pero también se evalúa el desempeño del hardware instalado en el sistema. La prueba de aceptación en fabrica demostrara que las modificaciones hechas al sistema y sus componentes funcionan correctamente; que el software y configuración de los cambios en la lógica de aplicación para el sistema de paro por emergencia se han hecho correctamente y que el funcionamiento del sistema cumple en todos los aspectos los objetivos requeridos por el cliente. Este documento detalla el procedimiento de prueba y plan de prueba recomendados para todo el hardware y funciones de software del sistema completo.

Este procedimiento sugerido de pruebas de aceptación en fábrica explicará:

- Los métodos y procedimientos a ser usados
- Las fases de la prueba.
- Los propios procedimientos de prueba.
- Los requerimientos del personal.
- Acciones de corrección.

Este procedimiento de prueba de aceptación en fábrica (F.A.T.) debe ser acompañado por los formatos específicos de registro de pruebas (Bitácora o Log Book), que se puede observar en la figura número 101, donde mantendrá un registro de todas las condiciones inaceptables o deficiencias, las cuales serán dirigidas y contestadas directamente a través del departamento de Ingeniería. El cliente tendrá acceso a la bitácora con el propósito de registrar defectos o comentarios. El registro será completado continuamente, para indicar el inicio y finalización de todas las actividades realizadas. Esto es responsabilidad del ingeniero de pruebas del sistema (o designado) para ejecutar ésta función. Es responsabilidad de los inspectores del cliente, el asegurar que todas las entradas a la bitácora asociadas con las anomalías o defectos del sistema sean registradas con exactitud en la bitácora.



ics triplex | Rockwell Automation

DATOS OBLIGATORIOS.		ACCION/COMENTARIO/DEFECTO		
COMENTARIO #			A C D	
FECHA			ACCION	
SOLICITA				
COMENTARIO #			A C D	
FECHA			ACCION DEP.	
SOLICITA				

ACD		NOTAS
A	ACTIVIDAD	Si se encuentra un defecto, el autor deberá asignar un ACCIÓN para investigar y solucionar el problema. Una vez que se corrija el defecto, el SOLICITANTE debe RATIFICAR en el recuadro de accion completada.
C	COMENTARIO	
D	DEFECTO	

Figura 101. Bitácora de Registro de Pruebas FAT.

Las pruebas están diseñadas para demostrar que el sistema opera de acuerdo con los requerimientos establecidos por del cliente. Las pruebas son desarrolladas bajo condiciones ambientales normales a menos de que se indique otra cosa. Antes de someter el sistema a inspección, el equipo ha sido totalmente probado y una extensa revisión en fábrica ha sido realizada.

Para efecto de prueba se utilizará un equipo TMR de simulación que solo contará con el hardware indispensable para simular las señales correspondientes a las entradas del sistema. Será usada una computadora personal como la estación de trabajo de ingeniería corriendo el software Toolset para comunicarse con el sistema, descargar el software del sistema y monitoreo de las variables del sistema y aplicación lógica.

Cada lógica de bloque de función será monitoreada en línea desde una estación de ingeniería corriendo el software Toolset y conectada al sistema correspondiente que se esté probando. Todo ello será inspeccionado para confirmar que las lógicas modificadas cumplen con los requerimientos del cliente.

5.2 INSTALACIÓN Y COMISIONAMIENTO DE LA SOLUCIÓN DE PRUEBAS PARCIALES.

Una vez que las pruebas FAT han sido completadas, es decir, que el cliente está satisfecho con el desempeño de la lógica de programación así como de los gráficos dinámicos, es necesario, realizar estas adecuaciones o integraciones en el sistema actualmente instalado. Para poder llevar a cabo esta integración es necesario que el cliente también apruebe la ingeniería previa de diseño para que el equipo que integre conozca donde se van a conectar las señales, así como las rutas del cableado desde la válvula de corte SDV (localizada en campo) hacia las tablillas de conexión en el gabinete del TMR.

5.2.1 Ingeniería de Diseño.

Previo al desarrollo de la ingeniería de diseño, es necesario realizar levantamientos en campo para conocer las condiciones actuales de la plataforma e identificar las posibles rutas de la instalación de la tubería y el tendido del cableado desde la válvula de corte hasta el gabinete del sistema de seguridad de proceso localizado en el cuarto de control principal de la misma plataforma. Actualmente solo una válvula de corte tiene instalado un sistema de prueba de solenoides, es decir, cuenta con redundancia en las mismas y debido a que no es el alcance de este trabajo, solo se hará mención de cada una de las actividades que son necesarias para llevar a cabo la instalación del tablero de pruebas.

Es necesario contar con diversos procedimientos para que el cliente este conforme con la realización de los trabajos y siempre poniendo por delante la seguridad del personal que realizará los mismos. Algunos de los procedimientos necesarios son:

- Procedimiento de conexión de tablero de pruebas “ASCO”.
- Procedimiento de Instalación de Tubería Conduit.
- Procedimiento de prueba de resistencia al aislamiento de cables.
- Procedimiento de prueba de continuidad de conductores
- Procedimiento de colocación de soportes de canalizaciones eléctricas.

- Procedimiento de Trabajos en Altura.
- Procedimiento de Corte y Soldadura.
- Procedimiento de aplicación de protección anticorrosiva.
- Procedimientos propios de la prueba parcial de válvulas de corte.

Se elaborarán los planos de ingeniería eléctrica y mecánica para la integración de tablero de pruebas parciales para la válvula de corte.

A partir de la información obtenida como producto de los levantamientos en campo, se llevara a cabo un conteo de señales, como parte de la ingeniería preliminar dónde será definida la estructura de la ruta del cableado desde la válvula, hacia el TMR de Seguridad de Proceso de Akal C7.

De igual manera, serán definidos en la ingeniería preliminar, los puntos de conexión de entrada de todos los dispositivos a conectar como parte de la migración de señales.

Se definirán las rutinas que ejecutarán la prueba parcial de válvulas en la lógica cargada en el procesador del TMR del Sistema de Seguridad de Proceso de Akal C7. Deberá determinarse el diseño para la implementación del despliegue gráfico de las nuevas señales que serán integradas TMR de Seguridad de Proceso de Akal C7.

Se realizarán reuniones con el área de supervisión del cliente, para la revisión y en su caso, aprobación de la ingeniería preliminar diseñada. Ello constará de los diagramas de ruta de cableado y ubicación de conexiones de las señales, Esquemáticos de Entrada y Salida para el TMR del Sistema de Seguridad de Proceso, diseño preliminar de los gráficos dinámicos para la representación en la HMI de las nuevas señales.

Se realizara la adaptación a los programas actuales de lógica de los sistemas TMR de seguridad de Proceso de Akal C7, para la integración de las señales nuevas para la ejecución de las rutinas de pruebas que serán ejecutadas por el

tablero de pruebas para la válvula de corte. De la misma manera se configurarán los gráficos dinámicos para la visualización y estado de la prueba.

5.2.2 Instalación de Cableado en el TMR.

Para la integración de las señales y su conexión hacia el sistema TMR de Seguridad de Proceso (PSS) de Akal C7, deberán ser suministrados e instalados conductores eléctricos y sus respectivas tuberías de instalación para el tablero de pruebas parciales.

Para la integración de las señales a los sistemas TMR se realizará el tendido de la ruta de cableado para cada una de las nuevas señales necesarias para la operación del nuevo tablero de pruebas para la válvula de corte, hasta el gabinete TMR de Seguridad de Proceso de Akal C7. Ello de acuerdo a los diagramas de tuberías eléctricas aprobados por el cliente en la ingeniería del Proyecto. También se instalará el tablero de pruebas para la válvula de corte.

Una vez completada la instalación del cableado, soportería y equipos se procederá a comisionar las nuevas señales para el tablero de pruebas para la válvula de corte. Se realizarán pruebas de los lazos de los nuevos instrumentos y finalmente se realizará la prueba funcional atestiguada por el personal de PEMEX para la aceptación de los trabajos.

5.2.3 Descarga del Programa desarrollado al TMR.

Ya que se han realizado todos los trabajos previos en campo, así como las conexiones internas del gabinete del TMR, es necesario llevar a cabo actividades de salvaguarda para poder realizar la descarga en línea al sistema de seguridad de proceso, ya que es importante recordar que al detener o hacer una mala descarga en el software, se desencadena la secuencia de paro, provocando que la instalación se detenga trayendo consigo perdidas en la producción de hidrocarburos.

Estas actividades previas consisten en el “candadeo” eléctrico y/o mecánico y/o hidráulico de las válvulas de corte, para que en caso de que el sistema se pierda,

las válvulas mantengan su estado de abierto. El “candadeo” eléctrico consiste en conectar la alimentación de las solenoides a fuentes externas de 24 [Vdc] y así mantenerlas energizadas aún cuando el sistema mande el comando de cierre; el “candadeo” mecánico y el hidráulico consisten en desconectar la solenoide que mantiene abierta la válvula de corte y conectar tubería auxiliar (tubing) que mantenga la presión ya sea con aire (mecánico) o con algún liquido (hidráulico) que puede ser el mismo hidrocarburo.

Con estas salvaguardas se puede llevar a cabo la descarga en línea del sistema, que como se ha visto en capítulos anteriores, si es bien configurado el sistema no se verá afectado, es decir, aceptará los cambios sin que se detenga la producción.

5.3 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (OSAT).

Las pruebas de aceptación en sitio (OSAT) son las últimas pruebas antes de la entrega final al cliente, por lo que como su nombre lo indica, son realizadas en el sitio donde esta instalado el sistema, para verificar que se cumplan las condiciones establecidas en las cartas causa y efecto, así como en la filosofía de operación; bajo las circunstancias climatológicas reales y que todo el cableado este operando en conjunto con el sistema.

El desarrollo de pruebas OSAT se llevan a cabo para la aprobación del correcto funcionamiento de los dispositivos instalado y las lógicas adecuadas para su optimización de acuerdo al protocolo de aceptación de pruebas, para lo cual en cada uno de los respectivos casos, es necesario verificar cada una de las señales integradas, es decir, se verifica cada una de las funciones instrumentadas de seguridad.

La documentación básica de las pruebas OSAT son:

- Análisis de Riesgo “¿Qué pasa si?”
- Especificaciones del TMR.
- Filosofía de Operación del Sistema
- Planos de Instalación Eléctrica.

- Planos de Ingeniería del TMR.
- Protocolo de Pruebas OSAT.

5.3.1 Protocolo de Pruebas.

Las pruebas están diseñadas para demostrar que el sistema opera de acuerdo con los requerimientos establecidos por del cliente. Las pruebas son desarrolladas bajo condiciones ambientales normales a menos de que se indique otra cosa. Donde sea necesario, se debe hacer referencia al procedimiento de pruebas del sistema (S.T.P.), debido a que ésta prueba ha sido previamente completada.

Antes de someter el sistema a inspección, el equipo ha sido totalmente probado y una extensa revisión en fábrica ha sido realizada. Estos registros de pruebas en fábrica (FAT) estarán disponibles para inspección.

Se mantendrá un registro de todas las condiciones inaceptables o deficiencias, las cuales serán dirigidas y contestadas directamente a través del departamento de Ingeniería. El cliente tendrá acceso a la bitácora con el propósito de registrar defectos o comentarios. El registro será completado continuamente, para indicar el inicio y finalización de todas las actividades realizadas. Esto es responsabilidad del ingeniero de pruebas del sistema (o designado) para ejecutar ésta función.

Es responsabilidad de los inspectores del cliente, el asegurar que todas las entradas a la bitácora asociadas con las anomalías o defectos del sistema sean registradas con exactitud en la bitácora.

Los ejecutores de la prueba serán responsables de documentar las minutas de las juntas, el monitoreo diario del progreso de las pruebas, los problemas encontrados y el monitoreo de acciones correctivas tomadas, a través de un reporte diario entregado al cliente; de igual forma, serán responsables de proveer personal para conducir las pruebas de aceptación. El cliente será responsable de proveer suficientes inspectores para testificar las pruebas de aceptación dentro del período de tiempo acordado para la misma.

El cliente deberá estar de acuerdo con la última revisión de cartas de la matriz lógica usada para el desarrollo del programa, así como verificar que la lógica mostrada refleja la matriz lógica entregada por el cliente y que el funcionamiento del sistema corresponda a los requerimientos establecidos por el cliente por medio de las cartas de seguridad se realizará en sitio con los instrumentos y dispositivos de salida conectados al sistema. Es importante mencionar que el alcance de los trabajos incluye solo la configuración del TMR por lo que no se hacen responsables del correcto funcionamiento de los instrumentos de campo ni los dispositivos de salida. En caso de ser necesario, la información del procedimiento normal de pruebas del sistema que se realizó previamente estará disponible para consultas acerca del desempeño del sistema. Los desplegados gráficos formarán parte de esta prueba ya que la información que debe ser mostrada en ellos está indicada en las matrices de causa y efecto. También se verificarán las funciones especiales de los desplegados gráficos como son registro de alarmas, tendencias históricas, etc. Basándose en las especificaciones provistas por el cliente al inicio del proyecto.

La funcionalidad de los puertos de comunicación del sistema será demostrada utilizando software de simulación que contenga los parámetros de comunicación acordes a la configuración cargada en el TMR y probando el intercambio bidireccional de datos y redundancia en donde aplique.

Puede ser que las pruebas OSAT se suspendan dando como resultado retardos en completar el proyecto en su totalidad debido a consideraciones del cliente. Por lo tanto se tendrá una junta entre todas las partes involucradas en torno a la discrepancia en particular que está causando la suspensión cuando todas las partes respecto acuerdan una suspensión, las pruebas serán terminadas inmediatamente.

5.4 ACTUALIZACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.

Cuando el cliente esta completamente satisfecho con la integración o modificación realizada a su sistema, será necesario firmar una carta de aceptación de servicios,

donde se especifique claramente que no queda ningún pendiente por parte de la parte ejecutora. Ya que se firma este documento, es necesario realizar la actualización de toda la documentación involucrada en los cambios. Esta actividad se encuentra dentro del ciclo de vida de seguridad de un sistema, como "Administración del Cambio"; por lo que siempre se debe de llevar a cabo.

La administración del cambio incluye actualización de las cartas causa y efecto, así como de la filosofía de operación y la ingeniería del TMR.

5.4.1 Actualización de Cartas Causa y Efecto.

Como parte de la administración del cambio, se actualizará los documentos como planos, índices de instrumentos y Cartas de Causa y efecto que hayan sido modificados con la implementación de estos nuevos chasises y formarán parte del conjunto de información As-Built.

El documento final se le conoce como "As-Built" (como esta construido) y es el que se firmará por el cliente, aceptando que estos cambios fueron los realizados en las cartas causa y efecto.

5.4.2 Actualización de Filosofía de Operación.

La filosofía de operación como su nombre lo indica, menciona como debe de funcionar el sistema; como debe de operar ante cualquier entrada o condición anómala del mismo. Es por esto que al finalizar todos los trabajos, es necesario realizar actualizarla, ya que en muchos casos cambia la forma de trabajar de alguna función instrumentada de seguridad, trayendo consigo que cambie la forma de operar inclusive del sistema completo.

Es muy importante ser claro en la redacción de este documento, ya que se podemos entender como el documento escrito de las cartas causa y efecto, es por esto, que con la filosofía de operación cualquier personal involucrado o no con el desarrollo del sistema, puede ser capaz de entenderlo una vez que haya leído esta filosofía.

Capitulo 6 • Conclusiones.

Con la elaboración de esta tesis se diseñó un sistema automatizado para la implementación de pruebas parciales a válvulas de corte, de los sistemas instrumentados de seguridad de paro por emergencia pertenecientes al centro de procesamiento de gas Akal-C7/C8 en la zona marina del Golfo de México.

Este trabajo es muy importante para la seguridad y operación de las instalaciones de procesamiento de gas de la zona Marina de Pemex, ya que facilita el trabajo de los operadores al poder realizar las pruebas parciales desde una interfaz de fácil comprensión, así como para el personal de mantenimiento que pueden verificar el estado operacional de las válvulas de corte, sin tener que detener la producción. Cabe mencionar que al llevar a cabo estas pruebas se está cumpliendo con el tiempo de prueba establecido para mantener el SIL de las funciones instrumentadas de seguridad y con esto, mantener en un estado seguro la instalación en caso de un evento de riesgo inesperado.

Por la parte de la operación de la plataforma, se evitan los disparos en falso, que traen consigo pérdidas en la producción de hidrocarburos y por lo tanto pérdidas económicas considerables, debido al cierre de la válvulas frontera, ya que con la solución presentada en este trabajo, se puede verificar el movimiento de la válvula y estado de la solenoides, es decir, el estado operacional del elemento final de control de una función instrumentada de seguridad.

Esta solución se lleva a cabo bajo un ambiente de programación certificado para sistemas de seguridad, así como una tecnología de punta. Con esto se garantiza la confiabilidad del desempeño del sistema, bajo las condiciones marinas existentes.

Actualmente esta solución esta implementada en los sistemas de seguridad del centro de proceso de gas Akal-C7/C8 y la cual ha sido aceptada por el cliente final (Pemex) con grandes elogios ya que se encuentran más seguros, al saber que las válvulas de corte principales cerraran cuando sea necesario, mandando con esto las instalaciones a un estado seguro; así como que no habrán pero de proceso por cierre de válvulas (perdida en el suministro de gas combustible) no programados. Se hace mención de un paro programado, ya que anualmente se realizan libranzas para poder intervenir todos los equipos e instrumentación de las plataformas, que es cuando hay más trabajos y los sistemas de seguridad deben de estar disponibles para evitar o mitigar cualquier evento no deseado.

• Bibliografía

BIBLIOGRAFÍA.

Libros.

Greene, R. (2001). *Válvulas, Selección, Uso y Mantenimiento*. México: McGraw Hill.

Gruhn, P., Cheddie, H., (2006). *Safety Instrumented Systems: Design, Analysis, and Justification*. Estados Unidos de América: ISA-The Instrumentation, Systems, and Automation Society.

Ogata, K. (2007). *Modern Control Engineering*. (3ra Ed). Estados Unidos de América: Pearson.

Tesis.

Escutia Valdés, F., Ortiz Nazario, G. (2011). *Metodología para la integración de los Sistemas de Seguridad de Gas & Fuego y de supresión en plataforma petrolera costa-fuera*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Estudios Superiores de Aragón, UNAM, México.

García de la Cruz, D. (2009). *Guía para la determinación del nivel SIL en la industria de procesos*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ciencias Químicas, Universidad Veracruzana, Coatzacoalcos Veracruz, México.

Zamudio Delgado, A., Corona Espinosa, U. (2013). *Diseño del Sistema Digital de Paro por Emergencia en el Centro de Procesos Akal-C*. Tesis de Licenciatura, Facultad de Estudios Superiores de Aragón, UNAM, México.

Manuales.

ICS Triplex, (2009) *Manual de Configuración del Sistema TMR Trusted*, Estados Unidos de América.

Normas.

ISA Internacional. (2002). *ISA-TR84.00.02-2002 Parte 2 Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 2:*

Determining the SIL of a SIF via Simplified Equations. (Funcíon Instrumentada de Seguridad (FIS) – Nivel de Integridad de Seguridad (NIS) Técnicas de evaluación parte 2: Determinación del NIS de una FIS vía Ecuaciones Simplificadas). Estados Unidos de América.

ISA Internacional. (2004). *ANSI/ISA-84.00.01.2004 Parte 1 (IEC 61511-1 Modificada), Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements (Seguridad funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la industria de proceso – Parte 1: Marco, definiciones, sistema, requisitos del equipo y programas).* Estados Unidos de América.

ISA Internacional. (2004). *ANSI/ISA-84.00.01.2004 Parte 2 (IEC 61511-2 Modificada), Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 2: Guidelines for the Application of ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) – Informative (Seguridad funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la industria de proceso - Parte 2: Guías para la aplicación del ANSI/ISA-84.00.01-2004 Parte 1 (IEC 61511-1 Mod) –Informativa).*Estados Unidos de América.

ISA Internacional. (2004). *ANSI/ISA-84.00.01.2004 Parte 3 (IEC 61511-3 Modificada), Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 3: Guidance for the Determination of the Required Safety Integrity Levels – Informative (Seguridad funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la industria de proceso - Parte 3: Guías para la determinación de los niveles de integridad de seguridad requeridos – Informativa.* Estados Unidos de América.

ISA Internacional. (2004). *ISA-TR84.00.02-2002 Parte 3 Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 3: Determining the SIL of a SIF via Fault Tree Analysis. (Función Instrumentada de Seguridad (FIS) – Nivel de Integridad de Seguridad (NIS) Técnicas de evaluación parte 3: Determinación del NIS de una FIS vía Análisis de Árbol de Fallas).* Estados Unidos de América.

ISA Internacional. (2008). *ANSI/ISA-TR96.05.01-2008. Partial Stroke Testing of Automated Block Valves (Pruebas Parciales para Válvulas de Bloqueo Automatizadas).* Estados Unidos de América.

Pemex. (2007). *Norma de Referencia NRF-205-Pemex-2007, Sistemas de Gas y Fuego: Tableros de Seguridad*. México

Pemex. (2008). *Norma de Referencia NRF-018-Pemex-2007, Estudios de Riesgo*. México

Pemex. (2009). *Criterios Homologados de Sistemas de Paro por Emergencia y Sistemas de Gas y Fuego.* México

Pemex. (2010). *Norma de Referencia NRF-045-Pemex-2010, Seguridad Funcional, Sistemas Instrumentados de Seguridad para los Procesos del Sector Industrial*. México

Pemex. (2010). *Norma de Referencia NRF-245-Pemex-2010, Válvulas Solenoide*. México

Pemex. (2012). *Norma de Referencia NRF-204-Pemex-2012, Válvulas de Bloqueo de Emergencia (Válvulas de Aislamiento de Activación Remota)* México

Pemex. (2013). *Norma de Referencia NRF-184-Pemex-2013, Sistemas de Gas y Fuego: Detección y Alarmas*. México

Pemex. (2013). *Norma de Referencia NRF-213-Pemex-2013, Sistemas de Gas y Fuego: CEP (Controlador Lógico Programable)*. México

• Glosario

Actuador. Dispositivo mecánico cuya función es proporcionar fuerza para mover o "actuar" otro dispositivo mecánico. La fuerza que provoca el actuador proviene de tres fuentes posibles: Presión neumática, presión hidráulica y fuerza motriz eléctrica (motor eléctrico o solenoide). Dependiendo del origen de la fuerza el actuador se denomina "neumático", "hidráulico" o "eléctrico".

Alarma. Condición anormal en el sistema y/o proceso que se representa en la pantalla mediante un cambio visual y/o auditivo, con la finalidad de atraer la atención del operador.

ALARP. Tan bajo como sea razonablemente posible. Método cualitativo para determinar el nivel SIL de una Función Instrumentada de Seguridad.

Análisis de Capas de Protección (LOPA). Método utilizado para evaluar la efectividad de las capas de protección independientes para la reducción de la probabilidad de un evento no deseable. Es un método Semi-Cuantitativo que puede ser aplicado para una planta existente o una planta nueva.

Análisis de riesgos. Conjunto de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de la ocurrencia de daños asociados a los factores externos (fenómenos naturales, sociales), fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración; con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias a los empleados, a la población, al ambiente, a la producción y/o a las instalaciones.

Backplane. Bus de datos donde fluye la alimentación internamente a los módulos del TMR.

Base de datos. Representa el conjunto de datos relacionados de manera sistematizada y ordenada, que definen las características y parámetros para que el SDMC reconozca y procese adecuadamente todas las entidades involucradas y asociadas en los SDMC de las instalaciones de proceso.

Capas de protección. Cualquier mecanismo independiente que reduce el riesgo por control, prevención o mitigación y que pueden ser entre otros: equipo de proceso, sistema de control básico de proceso, procedimientos administrativos, y/o respuestas planeadas para protección contra un riesgo inminente.

CEP. Controlador Electrónico Programable.

Ciclo de vida de seguridad. Secuencia de actividades involucradas en la implantación de las funciones instrumentadas de seguridad desde el diseño conceptual hasta el desmantelamiento de todas las funciones instrumentadas de seguridad.

Cobertura. Porcentaje de fallas que serán detectadas por el sistema de diagnóstico automático.

Controlador Lógico Programable (PLC). Sistema basado en un microprocesador. Sus partes fundamentales son la Unidad Central de Proceso (CPU), la Memoria y el Sistema de Entradas y Salidas (E/S).

Desenergizada. Condición de la bobina de la válvula solenoide, en la que no es aplicado el suministro eléctrico.

Desplegados gráficos. Representaciones visuales en las interfases humano-máquina de los SDMC; cuyo objetivo principal es el de mostrar el estado de la información proveniente de las bases de datos, el estado propio del sistema, el estado de los procesos y los resultados del procesamiento de la información, y en su caso proporcionar los medios para permitir la supervisión y control de los procesos en tiempo real.

Disparos en falso. Activación de cualquier Función Instrumentada de Seguridad perteneciente al SIS, sin existir una demanda real en campo.

Disponibilidad. Porcentaje de tiempo que el sistema se encuentra habilitado para desempeñar su función designada.

DMR. Doble Modular Redundante.

E/S. Entradas y Salidas.

Energizada. Condición de la bobina de la válvula solenoide, en la que es aplicado el suministro eléctrico, causando que la válvula cambie de estado. Por ejemplo una válvula normalmente cerrada abrirá cuando se energice.

Falla. Terminación de la capacidad de una unidad funcional para desempeñar una función requerida.

Falla de causa común. Falla resultado de uno o más eventos, causando fallas a dos o más componentes separados en un sistema de múltiples componentes, conduciendo a una falla del SIS.

Fallas no detectadas, no reveladas. Se refiere a los fallos de hardware y software no encontrados por pruebas de diagnóstico o durante la operación normal.

Falla Peligrosa. Falla que tiene el potencial de poner el sistema instrumentado de seguridad en un estado peligroso o de falla en su operación.

Falla Segura. Falla la cual no tiene el potencial para poner el Sistema Instrumentado de Seguridad en un estado peligroso o de falla para funcionar.

Falla Sistemática. Falla debido a errores en la producción o concepción de algún elemento del FIS.

FCR. Región de Contención de Falla.

Función Instrumentada de Seguridad (FIS). Un lazo de control compuesto por un sensor, un resolvedor lógico y un elemento final.

Gráfica de Riesgo. Método Semi-cualitativo para la determinación del SIL. Se basa en las probabilidades de ocurrencia y/o de falla de las diferentes capas de protección.

HIFT. Tolerancia a Falla Implementada en Hardware.

IHM. Interfase Humano Maquina. Dispositivo que permite al operador visualizar todo el proceso, así como los elementos que componen las FIS.

IMB. Inter Modular Bus. Bus de datos por donde fluye la información internamente en el TMR.

Indicador de Posición. Contactos que determinan la posición de la válvula.

Instalación. Conjunto de estructuras, equipos de proceso y servicios auxiliares, entre otros, dispuestos para un proceso productivo específico.

Matriz de Riesgo. Método cualitativo para la determinación del SIL. Se basa en tablas definidas por el usuario final donde se determina la probabilidad y las consecuencias del evento que se quiere prevenir.

MooN. Votación donde N es el número de elementos en hardware que realizan una misma función y M es el número de estos elementos necesarios para que ejecute una acción.

Nivel de Integridad de Seguridad (SIL). Nivel discreto que determina la probabilidad de falla bajo demanda de un SIS.

Normalmente Abierta. La válvula está normalmente abierta y desenergizada. Para dos vías permite el paso del fluido del puerto de entrada al de salida, cuando se energiza la solenoide interrumpe el flujo del puerto de entrada al de salida. Para tres vías, el puerto de presión está abierto al puerto de salida (cilindro) y el puerto

de desfogue se encuentra cerrado, cuando se energiza se cierra el puerto de presión y el puerto de salida se abre hacia el desfogue.

Normalmente Cerrada. La válvula está normalmente cerrada y desenergizada. Para dos vías bloquea el paso del fluido del puerto de entrada al de salida, cuando se energiza la solenoide permite el paso del fluido del puerto de entrada al de salida. Para tres vías, el puerto de presión está cerrado y el puerto de desfogue se encuentra abierto al puerto de salida (cilindro), cuando se energiza se abre el puerto de presión al puerto de salida y se cierra el puerto de desfogue.

Peer To Peer. Comunicaciones de seguridad críticas entre sistemas Trusted vía Ethernet. Certificadas para aplicaciones SIL 3.

Probabilidad de Falla bajo Demanda Promedio (PFD_{AVG}). Sumatoria de las Probabilidades de Falla bajo Demanda de cada una de las Funciones Instrumentadas de Seguridad, es decir, es igual a la sumatoria de las PFD de los sensores, del controlador o resolvedor lógico y de los elementos finales.

QMR. Cuádruple Modular Redundante.

Redundancia. Uso de múltiples elementos o sistemas, para desempeñar la misma función. Puede ser implementada por elementos idénticos (redundancia idéntica) o por elementos diferentes (redundancia diversa).

Reemplazo en línea. Capacidad de poder cambiar módulos de E/S sin que se detenga el procesador y por lo tanto el proceso y/o la protección.

SBCP/DCS. Sistema Básico de Control de Procesos o también se le conoce como Control Distribuido y se define como la primera capa de protección de la planta.

Sistema Instrumentado de Seguridad. Sistema compuesto por sensores, resolvedores lógicos y elementos finales que tiene el propósito de llevar al proceso a un estado seguro cuando se han violado condiciones predeterminadas.

Slice. Una tercera parte de un sistema triplicado.

SOE. Secuencia de Eventos.

Solenoide. Elemento que crea un campo magnético uniforme e intenso en su interior y débil en su exterior que mantiene el suministro de aire, gas o agua para mantener abierta una válvula o cerrada según sea requerido.

Tiempo de Despegue. Tiempo que tarda una válvula en empezar a moverse después de que la solenoide ha sido desenergizada.

Tiempo de respuesta. El tiempo requerido por una válvula solenoide para que cambie de estado, de abierta a cerrada o viceversa.

TMR. Triple Modular Redundante.

Tolerancia a Falla. Capacidad que tienen los elementos de seguir operando aun presenten una falla.

Transmisor de Presión. Dispositivos para el monitoreo de la presión en un punto dado.

TÜV. Asociación Alemana de Inspección Técnica.

Válvula de bola. El cuerpo de la válvula tiene una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o de bola.

Válvula de compuerta. Válvula que efectúa su cierre con un disco vertical plano, o de forma especial, y que se mueve verticalmente al flujo del fluido. Por su disposición es adecuada generalmente para control todo-nada, ya que en posiciones intermedias tiende a bloquearse.

Válvula de control. Dispositivo capaz de controlar el paso de un fluido dejando pasar solamente la cantidad requerida por el proceso.

Válvula de corte. Válvula diseñada para detener el flujo de fluido dada alguna condición peligrosa. Ayuda en la protección de un posible daño al personal.

Forman parte del SIS. Son las válvulas que más se utilizan en la industria del petróleo, ya que proveen seguridad.

Válvula de mariposa. El cuerpo está formado por un anillo cilíndrico dentro del cual gira transversalmente un disco circular. Se acciona mediante el movimiento del eje del disco y ejerce se par máximo cuando la válvula está totalmente abierta.

Válvula de tres vías. Tipo de válvula que se emplea para mezclar fluidos.

• Anexo 1. Diagramas de Lazo de Válvulas.

CAMPO | J.B. | CUARTO DE CONTROL

PROCESO

CABEZAL DE SUCCIÓN DE BOOSTER

ZONA 1

INSTRUMENTOS

VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN

J.B. LOCAL

J.B.

CAJA DE CONEXIONES

CUARTO DE CONTROL

TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"

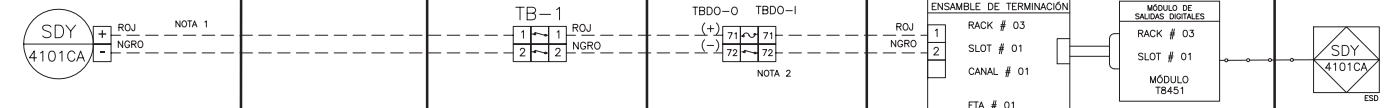
PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"

CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC

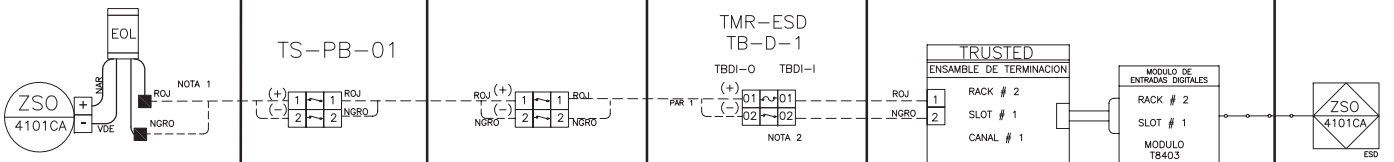
ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"

DESPLEGADO EN PANTALLA

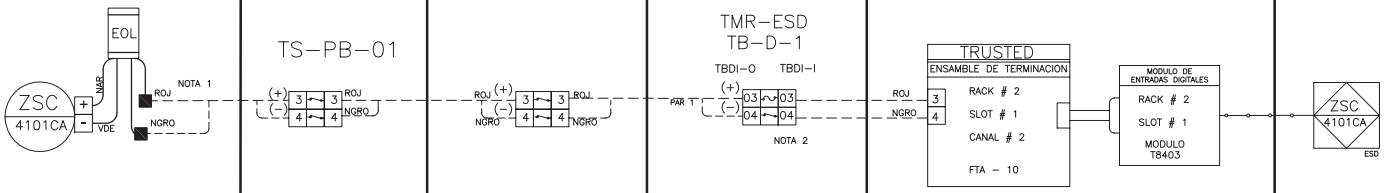
VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE BOOSTER



INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE BOOSTER



INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE BOOSTER



SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR

= CORTAR Y ENCINTAR

= PANTALLA DE CABLE

= TERMINAL DE FUSIBLE

= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4101CA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909

ESCALA S/E

DIBUJO No. SDY–4101CA

HOJA 1 DE 14

CAMPO | J.B. | CUARTO DE CONTROL

PROCESO	INSTRUMENTOS		J.B.	TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
CABEZAL DE SUCCIÓN DE MÓDULOS ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE MÓDULOS	SDY 4102DA, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4044 TB–2	TMR–ESD TB–D–2 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN RACK # 03 SLOT # 01 CANAL # 02 FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES RACK # 03 SLOT # 01 MÓDULO T8451	SDY 4102DA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE MÓDULOS	ZSO 4102DA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–02		TMR–ESD TB–D–2 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 3 FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSO 4102DA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DEL CABEZAL DE SUCCIÓN DE MÓDULOS	ZSC 4102DA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–02		TMR–ESD TB–D–2 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 4 FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSC 4102DA ESD

SIMBOLOGIA

- = ATERRIZAR
- = CORTAR Y ENCINTAR
- = PANTALLA DE CABLE
- = TERMINAL DE FUSIBLE
- = TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4102DA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–4102DA
HOJA 2 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
GAS DESHIDRATADO A GAS AMARGO ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS DESHIDRATADO A GAS AMARGO	SDY 4511BC, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4044 TB–3	TMR–ESD TB–D–3 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN, RACK # 03, SLOT # 01, CANAL # 03, FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES, RACK # 03, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 4511BC ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS DESHIDRATADO A GAS AMARGO	ZSO 4511BC, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–03		TMR–ESD TB–D–3 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 2, SLOT # 1, CANAL # 5, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 2, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 4511BC ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS DESHIDRATADO A GAS AMARGO	ZSC 4511BC, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–03		TMR–ESD TB–D–3 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 2, SLOT # 1, CANAL # 6, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 2, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 4511BC ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4511BC
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–4511BC
HOJA 3 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
GAS ACIDO TEG A ENLACE AKAL–C7/C8 ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS TEG A ENLACE AKAL–C7/C8	SDY 8201EA, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4044 TB–4	TMR–ESD TB–D–4, TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED, ENSAMBLE DE TERMINACIÓN, RACK # 03, SLOT # 01, CANAL # 04, FTA # 01, MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES, RACK # 03, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 8201EA, ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS TED A ENLACE AKAL–C7/C8	EOL, ZSO 8201EA, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–04	ROJ, NGRO	TMR–ESD TB–D–4, TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED, ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 2, SLOT # 1, CANAL # 7, FTA – 10, MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 2, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 8201EA, ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE GAS TEG A ENLACE AKAL–C7/C8	EOL, ZSC 8201EA, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–04	ROJ, NGRO	TMR–ESD TB–D–4, TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED, ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 2, SLOT # 1, CANAL # 8, FTA – 10, MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 2, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 8201EA, ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

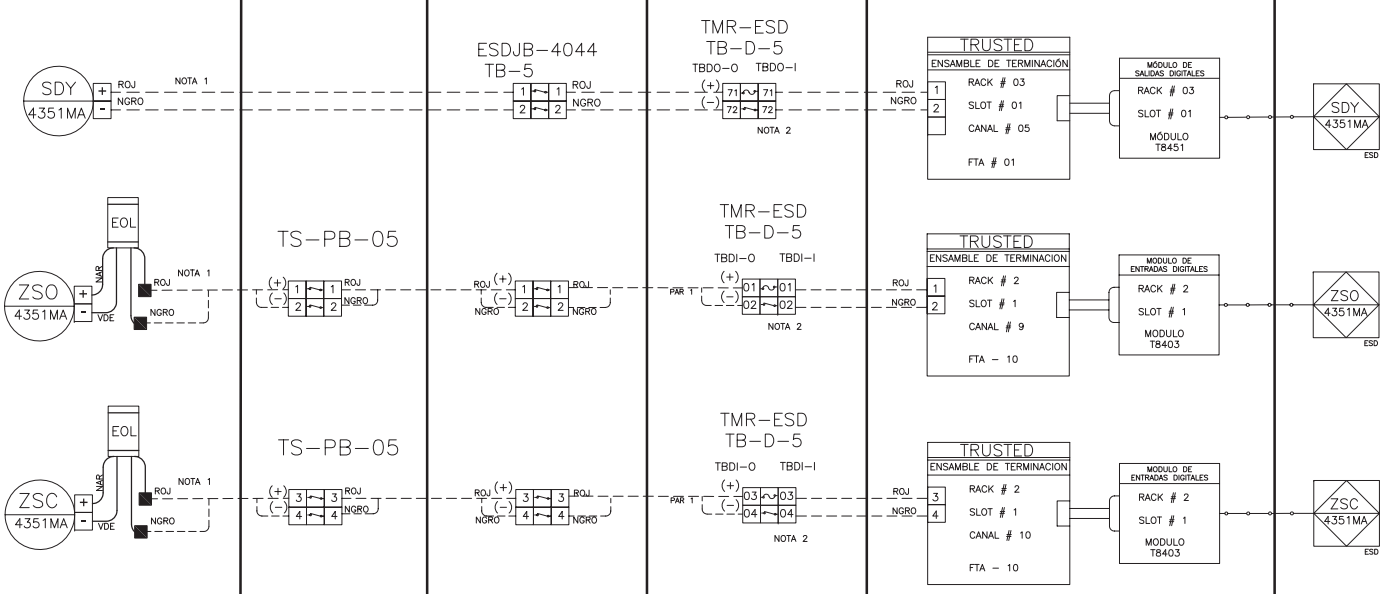
CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–8201EA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–8201EA
HOJA 4 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
ACEITE CALIENTE AL PAQUETE DE AGUA ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA



SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4351MA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–4351MA
HOJA 5 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE ACEITE CALIENTE AL PAQUETE DE AGUA	SDY 4451AK (+ ROJ, - NGRO) NOTA 1		ESDJB–4044 TB–6	TMR–ESD TB–D–6 TBDO–O TBDO–I NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN RACK # 03 SLOT # 01 CANAL # 06 FTA # 01 — MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES RACK # 03 SLOT # 01 MÓDULO T8451	SDY 4451AK ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE	ZSO 4451AK, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO NOTA 1	TS–PB–06		TMR–ESD TB–D–6 TBDI–O TBDI–I NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 11 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSO 4451AK ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE	ZSC 4451AK, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO NOTA 1	TS–PB–06		TMR–ESD TB–D–6 TBDI–O TBDI–I NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 12 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSC 4451AK ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:
1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:
1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

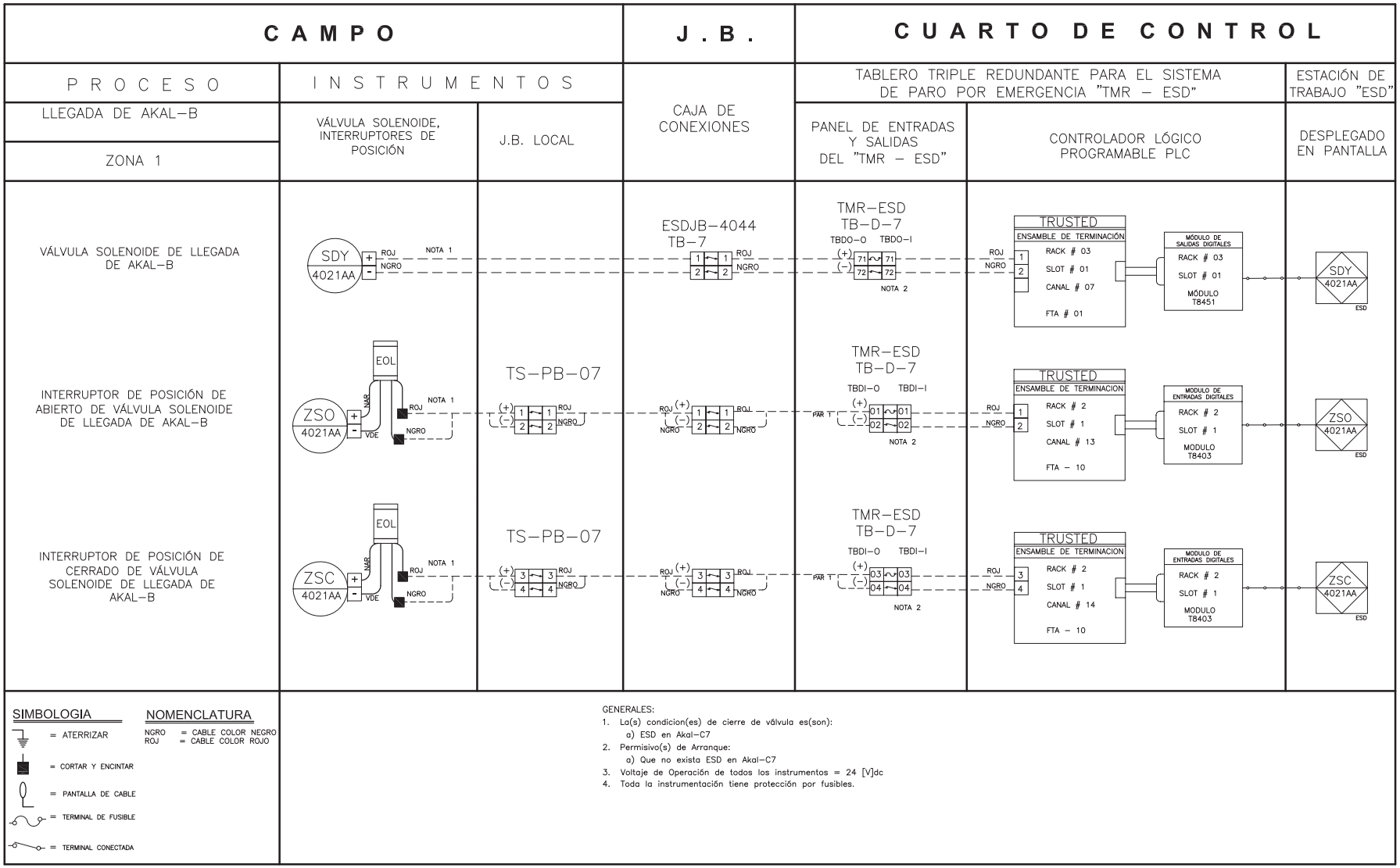
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO: LAZOS DE CONTROL VÁLVULA DE CORTE SDV–4451AK PEMEX AKAL–C7 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN: 2

REFERENCIA ICS: MFT–19909
ESCALA: S/E
DIBUJO No.: SDY–4451AK
HOJA: 6 DE 14



REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:
1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4021AA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909

ESCALA S/E

DIBUJO No. SDY–4021AA

HOJA 7 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS	SDY 4211FA		ESDJB–4044 TB–8	TMR–ESD TB–D–8 TBDO–O TBDO–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN RACK # 03 SLOT # 01 CANAL # 08 FTA # 01 — MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES RACK # 03 SLOT # 01 MÓDULO T8451	SDY 4211FA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS	ZSO 4211FA	TS–PB–08		TMR–ESD TB–D–8 TBDI–O TBDI–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 15 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSO 4211FA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE DESCARGA DE MÓDULOS	ZSC 4211FA	TS–PB–08		TMR–ESD TB–D–8 TBDI–O TBDI–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 16 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSC 4211FA ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:
1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:
1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–4211FA
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–4211FA
HOJA 8 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	SDY 8201EG (+ ROJ, - NGRO) NOTA 1		ESDJB–4044 TB–9	TMR–ESD TB–D–9 TBDO–O TBDO–I NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN RACK # 03 SLOT # 01 CANAL # 09 FTA # 01 — MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES RACK # 03 SLOT # 01 MÓDULO T8451	SDY 8201EG ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	ZSO 8201EG EOL VAR VDE ROJ NGRO NOTA 1	TS–PB–09	ROJ NGRO	TMR–ESD TB–D–9 TBDI–O TBDI–I PAR 1 NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 17 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSO 8201EG ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	ZSC 8201EG EOL VAR VDE ROJ NGRO NOTA 1	TS–PB–09	ROJ NGRO	TMR–ESD TB–D–9 TBDI–O TBDI–I PAR 1 NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 18 FTA – 10 — MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSC 8201EG ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–8201EG
PEMEX AKAL–C7
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–8201EG
HOJA 9 DE 14

CAMPO | J.B. | CUARTO DE CONTROL

PROCESO	INSTRUMENTOS		J.B.	TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
CABEZAL DE GAS LLEGADA DE KU–A ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	SDY 1060		ESDJB–4044 TB–10	TMR–ESD TB–D–10 TBDO–O TBDO–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN RACK # 03 SLOT # 01 CANAL # 10 FTA # 01	MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES RACK # 03 SLOT # 01 MÓDULO T8451	SDY 1060 ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	ZSO 1060	TS–PB–10		TMR–ESD TB–D–10 TBDI–O TBDI–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 19 FTA – 10	MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSO 1060 ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS ÁCIDO DE MDEA	ZSC 1060	TS–PB–10		TMR–ESD TB–D–10 TBDI–O TBDI–I	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION RACK # 2 SLOT # 1 CANAL # 20 FTA – 10	MODULO DE ENTRADAS DIGITALES RACK # 2 SLOT # 1 MODULO T8403	ZSC 1060 ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C7
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C7
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO: LAZOS DE CONTROL VÁLVULA DE CORTE SDV–1060 PEMEX AKAL–C7 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN: 2

REFERENCIA ICS: MFT–19909
ESCALA: S/E
DIBUJO No.: SDY–1060
HOJA: 10 DE 14

CAMPO		J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS		TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
CABEZAL DE GAS PUENTE C7/C8 ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS PUENTE C7/C8	SDY 8201ED, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4045 TB–01	TMR–ESD TB–D–01 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN, RACK # 02, SLOT # 01, CANAL # 02, FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES, RACK # 02, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 8201ED ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS PUENTE C7/C8	ZSO 8201ED, EOL, NAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–01	TS–PB–01	TMR–ESD TB–D–01 TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 01, FTA – 05; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 8201ED ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE CABEZAL DE GAS PUENTE C7/C8	ZSC 8201ED, EOL, NAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–01	TS–PB–01	TMR–ESD TB–D–01 TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 02, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 8201ED ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:
1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C8
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C8
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:
1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TÍTULO: LAZOS DE CONTROL VÁLVULA DE CORTE SDV–8201ED PEMEX AKAL–C8 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN: 2

REFERENCIA ICS: MFT–19909
ESCALA: S/E
DIBUJO No.: SDY–8201ED
HOJA: 11 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
SALIDA GAS DULCE SECO ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE SECO	SDY 2301, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4045 TB–02	TMR–ESD TB–D–02 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN: RACK # 02, SLOT # 01, CANAL # 03, FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES: RACK # 02, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 2301 ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE SECO	ZSO 2301, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–02	TS–PB–02	TMR–ESD TB–D–02 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION: RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 03, FTA – 05; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES: RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 2301 ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE SECO	ZSC 2301, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–02	TS–PB–02	TMR–ESD TB–D–02 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION: RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 04, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES: RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 2301 ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C8
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C8
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–2301
PEMEX AKAL–C8
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–2301
HOJA 12 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
SALIDA GAS DULCE HACIA AKAL–G ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE HACIA AKAL–G	SDY 8023AA, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4045 TB–03	TMR–ESD TB–D–03 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN, RACK # 02, SLOT # 01, CANAL # 04, FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES, RACK # 02, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 8023AA, ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE HACIA AKAL–G	ZSO 8023AA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–03	TS–PB–03	TMR–ESD TB–D–03 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 05, FTA – 05; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 8023AA, ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA HACIA AKAL–G	ZSC 8023AA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–03	TS–PB–03	TMR–ESD TB–D–03 TBDI–O TBDI–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION, RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 06, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES, RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 8023AA, ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:

1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C8
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C8
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:

1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE
GTDH
CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO
LAZOS DE CONTROL
VÁLVULA DE CORTE
SDV–8023AA
PEMEX AKAL–C8
SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN 2

REFERENCIA ICS MFT–19909
ESCALA S/E
DIBUJO No. SDY–8023AA
HOJA 13 DE 14

CAMPO			J.B.	CUARTO DE CONTROL		
PROCESO	INSTRUMENTOS			TABLERO TRIPLE REDUNDANTE PARA EL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA "TMR – ESD"		ESTACIÓN DE TRABAJO "ESD"
SALIDA GAS DULCE A TRAMPA DE DIABLOS ZONA 1	VÁLVULA SOLENOIDE, INTERRUPTORES DE POSICIÓN	J.B. LOCAL	CAJA DE CONEXIONES	PANEL DE ENTRADAS Y SALIDAS DEL "TMR – ESD"	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE PLC	DESPLEGADO EN PANTALLA
VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE A TRAMPA DE DIABLOS	SDY 8021AA, ROJ, NGRO, NOTA 1		ESDJB–4045 TB–04	TMR–ESD TB–D–04 TBDO–O TBDO–I, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACIÓN: RACK # 02, SLOT # 01, CANAL # 05, FTA # 01; MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES: RACK # 02, SLOT # 01, MÓDULO T8451	SDY 8021AA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE ABIERTO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA GAS DULCE A TRAMPA DE DIABLOS	ZSO 8021AA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–04	TS–PB–04	TMR–ESD TB–D–04 TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION: RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 07, FTA – 05; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES: RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSO 8021AA ESD
INTERRUPTOR DE POSICIÓN DE CERRADO DE VÁLVULA SOLENOIDE DE SALIDA A TRAMPA DE DIABLOS	ZSC 8021AA, EOL, VAR, VDE, ROJ, NGRO, NOTA 1	TS–PB–04	TS–PB–04	TMR–ESD TB–D–04 TBDI–O TBDI–I, PAR 1, NOTA 2	TRUSTED ENSAMBLE DE TERMINACION: RACK # 3, SLOT # 1, CANAL # 08, FTA – 10; MODULO DE ENTRADAS DIGITALES: RACK # 3, SLOT # 1, MODULO T8403	ZSC 8021AA ESD

SIMBOLOGIA

= ATERRIZAR
= CORTAR Y ENCINTAR
= PANTALLA DE CABLE
= TERMINAL DE FUSIBLE
= TERMINAL CONECTADA

NOMENCLATURA

NGRO = CABLE COLOR NEGRO
ROJ = CABLE COLOR ROJO

GENERALES:
1. La(s) condicion(es) de cierre de válvula es(son):
   a) ESD en Akal–C8
2. Permisivo(s) de Arranque:
   a) Que no exista ESD en Akal–C8
3. Voltaje de Operación de todos los instrumentos = 24 [V]dc
4. Toda la instrumentación tiene protección por fusibles.

REVISIONES

No.	DESCRIPCIÓN	PROPONE (POR ICS TRIPLEX)	REVISA (POR PEP)	AUTORIZA (POR PEP)	CONFORME (POR PEP)	FECHA
1	EMITIDO PARA REVISIÓN	Ramón Meza S.				07/11/2013
2	AS BUILT	Ramón Meza S.				04/12/2013

NOTAS:
1. Todos los conductores son calibre 16–AWG, a menos que se indique lo contrario en el plano.
2. La terminal de tierra aislada en la TBA está puenteada y terminada en la barra del bus de tierra.

ics triplex
A Rockwell Automation Company

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

CLIENTE: GTDH CORDINACIÓN DE PROCESAMIENTO DE GAS

TITULO: LAZOS DE CONTROL VÁLVULA DE CORTE SDV–8021AA PEMEX AKAL–C8 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

REVISIÓN: 2

REFERENCIA ICS: MFT–19909

ESCALA: S/E

DIBUJO No.: SDY–8021AA

HOJA: 14 DE 14