ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO DE UN SISTEMA SCADA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN EL TERMINAL OYAMBARO DE PETROCOMERCIAL

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

CHRISTIAN OMAR PUENTE RODRÍGUEZ

DIRECTOR: PhD. LUÍS CORRALES.

Quito, Octubre 2008

DECLARACIÓN

Yo, Christian Omar Puente Rodríguez declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Christian Puente

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Puente, bajo mi supervisión.

PhD. Luís Corrales

AGRADECIMIENTOS

A Dios porque siempre esta conmigo y nunca me abandona.

A mi querida familia por el incondicional apoyo que me brindan en todo momento

A Gerardito por ser la persona que confía y cree en mí.

A mi tía Florcita por apoyarme en los momentos difíciles y a la cual considero mi segunda madre.

A mi Verito porque nunca dudo que lo lograría. Gracias princesa.

Al Doctor Luís Corrales por su invaluable asesoría y dirección en el trabajo de investigación.

Al personal del Terminal Oyambaro de Petrocomercial por permitirme llevar a la práctica mis conocimientos aprendidos en clase. En especial agradezco al Señor Nilo Córdova, quien colaboró con la planeación del proyecto y al Ingeniero Edwin Aguirre que siempre ante una pregunta me brindo una acertada respuesta siendo un protagonista más de esta tesis.

A mis amigos, que por medio de las discusiones y preguntas, me hacen crecer en conocimiento.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de esta investigación, hago extensivo mi más sincero agradecimiento.

DEDICATORIA

Dedico cada esfuerzo hecho en mi carrera a mi querida madre de quien aprendí que se alcanza el éxito convirtiendo cada paso en una meta, y cada meta en un paso. Y que el éxito no se logra sólo con cualidades especiales, es sobre todo un trabajo de constancia, de método y de organización. Mami te agradezco, porque gracias a ti el sueño es realidad.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS ..... **IV**

DEDICATORIA ..... **V**

ÍNDICE DE PLANOS ..... **XII**

ÍNDICE DE ANEXOS ..... **XIII**

RESUMEN ..... **XIV**

PRESENTACIÓN ..... **XV**

CAPÍTULO 1. ..... **1**

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL TERMINAL DE GLP OYAMBARO Y SU PROYECTO DE AMPLIACIÓN. **1**

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO **3**

1.2. DESCRIPCIÓN DEL TERMINAL **4**

1.2.1. UNIDAD PUNTO DE EMPATE 5

1.2.2. UNIDAD REDUCTORA DE PRESIÓN 7

1.2.3. MANIFOL DE DISTRIBUCIÓN 10

1.2.4. UNIDAD DE ALMACENAMIENTO 12

1.2.5. UNIDAD DE RELICUEFACCION 19

1.2.6. UNIDAD DE BOMBEO 22

1.2.7. ISLAS DE CARGA Y DESCARGA 27

1.2.8. UNIDAD API 30

CAPÍTULO 2. ..... **32**

CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL PROYECTO DE AMPLIACIÓN. **32**

2.1. DESCRIPCION DE LOS TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP 34

2.2. ZONA DE EMPLAZAMIENTO DE LOS TANQUES 36

2.3. ACCESORIOS DEL TANQUE 42

2.3.1. EQUIPO MEDIDOR DE NIVEL 42

2.3.2. MEDIDORES DE PRESIÓN 43

2.3.3. DISPOSITIVOS RELEVADORES DE PRESIÓN 43

2.3.4. VÁLVULAS DE CIERRE 43

2.3.5. INDICADOR DE TEMPERATURA 44

2.3.6. MATERIALES 44

2.4. INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y EQUIPOS 44

2.4.1. CLASIFICACIÓN POR DIVISIONES 45

2.4.2. CONSIDERACIONES PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS POR DIVISIONES 47

2.4.3. CLASIFICACIÓN POR ZONAS 56

2.4.4. DIFERENCIA ENTRE LA CLASIFICACIÓN POR DIVISIONES Y ZONAS (REF MANUAL PEPPERL+FUCHS) 60

2.5. DETERMINACIÓN DEL GRUPO 61

2.6. TÉCNICAS DE PROTECCIÓN CONTRA EXPLOSIONES 62

2.6.1. SEGURIDAD INTRÍNSECA (i) 63

2.6.2. A PRUEBA DE INCENDIOS/A PRUEBA DE EXPLOSIÓN (d) 63

2.6.3. SEGURIDAD AUMENTADA (e) 64

2.6.4. SUMERGIDO EN ACEITE (o): 64

2.6.5. PRESURIZADO (p): 64

2.6.6. LLENO DE POLVO (O DE ARENA) (q): 64

2.6.7. ENCAPSULADO (m): 65

2.6.8. ANTICHISPAS (n): 65

2.7. CORRESPONDENCIA ENTRE EL MODO DE PROTECCIÓN – ZONA ADMISIBLE (GASES) 65

2.7.1. COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MÁS USADOS (MANUAL PEPPERL+ FUCHS) 66

2.8. TEMPERATURA DE SUPERFICIE EN EQUIPOS ELÉCTRICOS **68**

2.9. PROTECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO CONTRA AGENTES EXTERNOS **69**

2.10. MÉTODO DE CABLEADO **70**

2.10.1. SEPARACIÓN DE CONDUCTORES INTRÍNSICAMENTE SEGUROS 70

2.10.2. TIPOS DE BLINDAJE DE CONDUCTORES 72

2.10.3. TIPO DE AISLAMIENTO DE CONDUCTOR 74

CAPÍTULO 3. ..... **76**

CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS ADICIONALES **76**

3.1. CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO EN ÁREA PELIGROSA **77**

3.1.1. CLASIFICACIÓN DEL PATIO DE TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP POR DIVISIONES 77

3.1.2. CLASIFICACIÓN DEL PATIO DE TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP POR ZONAS 87

3.1.3. TEMPERATURA DE SUPERFICIE DE EQUIPOS 96

3.1.4. PROTECCIÓN CONTRA AGENTES EXTERNOS 97

3.1.5. TIPO DE PROTECCIÓN CONTRA EXPLOSIONES 97

3.1.6. MÁXIMA PRESIÓN DE DISEÑO DE EQUIPOS CONECTADOS AL TANQUE 97

3.2. SELECCIÓN SISTEMA DE RELEVO **98**

3.2.1. VÁLVULA PILOTEADA DE RELEVO DE PRESIÓN 98

3.2.2. SETEO DE PRESIONES DE RELEVO 103
3.2.3. LIMITE DE EMISIÓN DE RUIDO EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD ... 105
3.2.4. SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD 106
3.2.5. CONTRA CONTINGENCIA DE BLOQUEO 116
3.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 119
3.3.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO 119
3.3.2. MÉTODO DE WEMMER 120
3.3.3. UTILIZACIÓN DE PICAS. 121
3.3.4. CÁLCULO DEL NUMERO DE PICAS 122
3.3.5. POZOS DE INSPECCIÓN 122
3.3.6. UBICACIÓN DE LAS PICAS EN EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO 123
3.4. DISEÑO DEL EQUIPO DE ILUMINACIÓN PARA EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO 123
3.4.1. DISEÑO DE ILUMINACIÓN 124
3.4.2. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE ILUMINACIÓN 125
3.4.3. CLASIFICACIÓN ELÉCTRICA DE LAS LUMINARIAS 125
3.4.4. DETERMINACIÓN DE LA LUMINARIA A USAR 125
3.4.5. MÉTODO DE CALCULO PUNTO A PUNTO. 127
3.4.6. LUMINARIAS A DISTRIBUIRSE EN EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO 129
3.4.7. PLANO SISTEMA DE ILUMINACIÓN 131
3.4.8. ESPECIFICACIÓN DE FOTOCELDAS 132
3.4.9. ESPECIFICACIÓN DE BALASTOS 133
CAPÍTULO 4. 135
DISEÑO DEL SISTEMA SCADA PARA EL TERMINAL DE GLP DE OYAMBARO 135
4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL 137
4.2. SISTEMA DE ALARMAS 139

4.3. SISTEMA DE ACTUADORES. 141

4.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS..... 144

4.4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN POR RADAR 145

4.4.2. CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL 150

4.4.3. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL APTA PARA CUSTODIA Y TRANSFERENCIA 150

4.4.4. SELECCIÓN DE LA CABEZA DEL MEDIDOR DE NIVEL 152

4.4.5. SELECCIÓN DE LA ANTENA DEL RADAR 153

4.4.6. UBICACIÓN DEL RADAR Y ACCESORIOS 154

4.4.7. MEDICIÓN DE PRESIÓN 155

4.4.8. MEDICIÓN DE TEMPERATURA 156

4.4.9. EQUIPO DE VISUALIZACIÓN DE DATOS DE CAMPO 158

4.4.10. SELECCIÓN UNIDAD DE COMUNICACIÓN DE CAMPO 159

4.4.11. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN 162

4.4.12. CONEXIÓN DE EQUIPOS DE CAMPO 163

4.4.13. DIAGRAMA DE LAZO SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS 166

4.5. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALARMAS 168

4.5.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA MONITOREO DEL ÁREA DE ALMACENAMIENTO 168

4.5.2. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE VAPOR HIDROCARBURO 169

4.5.3. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE CALOR 170

4.5.4. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE LLAMA 171

4.5.5. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE DETECCIÓN 172

4.5.6. SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL MONITOREO DE LLENADO DE TANQUES 188

4.6. DISEÑO DEL SISTEMA DE ACTUADORES 196

4.6.1. CONSIDERACIONES DE INTERCONEXIÓN PARA EL SISTEMA DE AMPLIACIÓN 196
4.6.2. ESPECIFICACIÓN DEL ACTUADOR. 201
4.6.3. DIAGRAMA DE LAZO SISTEMA DE ACTUADORES PARA MONITOREO DE LLENADO DE TANQUES 211
4.8. DIAGRAMAS PI&D DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES PRESURIZADOS **216**
4.9. UBICACIÓN DEL ARMARIO DE CONEXION **219**
4.10. REQUERIMIENTOS COMPUTADOR DE OPERACIÓN DE INFORMACIÓN OPI **220**
CAPÍTULO 5. ..... **222**
DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (HMI). **222**
5.1. DESARROLLO DE LAS PANTALLAS **223**
5.1.1. PANTALLA INICIAL DEL ÁREA DE ALMACENAMIENTO 223
5.1.2. PANTALLA PARÁMETROS DE MEDICIÓN 224
5.1.3. PANTALLA COMANDO DE ACTUADORES 225
5.2. PRUEBAS DEL HMI **226**
5.2.1. CONEXIÓN AL PLC DE LA PLANTA 226
5.2.2. ADQUISICIÓN DE DATOS DE NIVEL Y PRESIÓN SUPERIOR 228
5.2.3. RESULTADOS DE VISUALIZACIÓN DE DATOS 230
5.2.4. ESTIMACIÓN DE TAGS PARA EL PROYECTO DE AMPLIACIÓN 231
5.3. PRESUPUESTO GLOBAL DE EQUIPOS DEL PROYECTO **232**
CAPÍTULO 6. ..... **236**
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES **236**
6.1. CONCLUSIONES **237**

6.2. RECOMENDACIONES..... 238

BIBLIOGRAFÍA..... 240

PLANOS ANEXOS..... 242

ANEXOS 245

Índice de planos

Plano 1: PI&D Punto de Empate. 6
Plano 2: PI&D Reductora de presión 1er. Tren. 8
Plano 3:PI&D Reductora de presión 2do.Tren 9
Plano 4: PI&D Manifold de Distribución. 11
Plano 5: PI&D Almacenamiento de GLP en tanques presurizados. 14
Plano 6: PI&D Tanque Separador V3401. 16
Plano 7: PI&D Tanque de almacenamiento T3401. 18
Plano 8: PI&D Unidad de Relicuefacción. 21
Plano 9: PI&D Bombas P3501. 23
Plano 10: PI&D Bombas P3502. 24
Plano 11: PI&D Bombas P3503. 25
Plano 12: PI&D Bombas P3504. 26
Plano 13: PI&D Islas de Carga y Descarga. 28
Plano 14: PI&D Isla de Carga "A". 29
Plano 15: PI&D Unidad API. 31
Plano 16: Ubicación actual de tanques cilíndricos. 40
Plano 17: Ubicación sugerida de tanques cilíndricos. 41
Plano 18: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Divisiones (V. Sup) ... 85
Plano 19: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Divisiones (V. Lat). 86
Plano 20: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Zonas (V. Sup). ... 94
Plano 21: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Zonas (V. Lat)..... 95
Plano 22: Distribución de luminarias en el área de almacenamiento. 132
Plano 23: Diagrama de lazo sistema de medición de nivel. 167
Plano 24: Diagrama de lazo sistema de detección. 187
Plano 25: Diagrama de lazo sistema de adquisición I/O. 195
Plano 26: Diagrama de lazo sistema de actuadores. 213
Plano 27: Diagrama de lazo de integración de los sistemas de medición y alarmas... 215
Plano 28: PI&D Área de almacenamiento en tanques cilíndricos. 217
Plano 29: PI&D Tanques SV3401 D y SV3401 E. 218
Plano 30: Simbología del PI&D. 243
Plano 31: Simbología del PI&D 2. 244

Índice de anexos

Anexo 1: Plano de tanques de “Acero de los Andes”. 246
Anexo 2: Tabla de calculo de torque en válvulas para servicio vapor tipo bola..... 247
Anexo 3: Tabla de cálculo de torque en válvulas para servicio líquido tipo bola.... 248

RESUMEN

En este proyecto se tiene como objetivo diseñar un sistema SCADA que permita supervisar la ampliación de la capacidad de almacenamiento y despacho del Terminal Oyambaro de Petrocomercial. Esta entidad estatal ha añadido diez tanques horizontales los cuales no están dotados de ningún tipo de instrumentación y alarmas, teniéndose igual falencia en el área en que los tanques se encuentran emplazados.

Para cumplir con el objetivo indicado se empezó por estudiar la normativa que regula el tipo de instrumentación y alarmas que deben instalarse en tanques de almacenamiento horizontales de GLP. A partir del análisis anterior se determinaron las normas que se deberán aplicar en el presente proyecto, normas que satisfacen los requerimientos del Departamento de Gestión de Proyectos de Petroecuador.

Luego de la selección de las normativas del proyecto, se procedió a la clasificación de los tanques y zonas aledañas en concordancia con las regulaciones de seguridad. Para de esta manera proceder al diseño de: Sistema de relevo, iluminación y de puesta a tierra. Después se desarrolló el sistema SCADA capaz de supervisar la custodia y transferencia del GLP de los tanques. Se completó el trabajo con la elaboración de un presupuesto económico referencial del sistema propuesto.

Luego del diseño del sistema SCADA, que se puso en consideración de la Unidad de Mantenimiento del Terminal Oyambaro de Petrocomercial, se pudo visualizar muchos beneficios que se podrían obtener luego de la implementación del sistema diseñado; esto es: Reducción del tiempo para el aforo de la cantidad de producto operativo del Terminal, monitoreo en tiempo real de los tanques de almacenamiento y entrega de reportes de producto para las unidades de MOPRO y DNH con precisión para “Custodia y Transferencia”, aseguramiento de la seguridad del área de emplazamiento y manutención de la arquitectura actual con el que cuenta el Terminal.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de Titulación “Diseño de un sistema SCADA para la ampliación de la capacidad de almacenamiento y despacho de gas licuado de petróleo en el Terminal Oyambaro de Petrocomercial” busca que la capacidad de almacenamiento y despacho se incremente de 4890 m^3 a 7022 m^3 para lo cual Petrocomercial importó diez tanques horizontales presurizados los cuales no están dotados de ningún tipo de instrumentación ni el área donde se encuentran.

El Primer Capítulo, hace referencia al análisis de las unidades y procesos que se manejan en el Terminal Oyambaro, así como también se realiza en el terminal el primer diagrama de proceso e instrumentación (PI&D) y se los entrega en planos.

El Segundo Capítulo, hace referencia a las consideraciones básicas para el proyecto de ampliación, donde se realiza un análisis del área donde se van a ubicar los tanques, así también se especifica el tipo de instrumentación que se debe emplear en cada uno de los tanques y se exponen la consideraciones básicas que debe tener un equipo cuando trabaja en un área peligrosa.

El Tercer Capítulo, hace referencia a las consideraciones para la selección de equipos y sistemas adicionales que forman parte del SCADA. Además como parte de este capítulo se seleccionan los equipos que son parte del sistema de relevo de presión, del sistema de iluminación y del sistema de puesta a tierra.

El Cuarto Capítulo, hace referencia al diseño del sistema SCADA el cual permita enviar todas las variables del proceso de almacenamiento al cuarto de control, considerando que el requerimiento en el parámetro de nivel tiene que ser apto para custodia y transferencia, además en este capítulo se selecciona los actuadores para la maniobra de las válvulas de apertura y cierre.

El Quinto Capítulo, hace referencia al diseño y configuración de la interfase hombre máquina que se desarrolla en Intouch para la nueva área de almacenamiento de GLP y toma como ejemplo de visualización de parámetros a las esferas de almacenamiento con las que cuenta el terminal, esto con el fin de demostrar la funcionalidad del proyecto. Al final de este capítulo se realiza un presupuesto de equipos los cuales fueron seleccionados en capítulos anteriores.

El Sexto Capítulo, hace referencia a las conclusiones y recomendaciones las cuales se entregan después de haber realizado el proyecto.

CAPÍTULO 1.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL TERMINAL DE GLP OYAMBARO Y SU PROYECTO DE AMPLIACIÓN.

El Terminal de GLP de Oyambaro, ubicado en el sector del Inga Bajo a 13 kilómetros de la vía Pifo-Sangolquí, es propiedad Petrocomercial filial de Petroecuador. Tiene como objetivo almacenar Gas Licuado de petróleo proveniente principalmente del poliducto Shushufindi – Quito y distribuirlo a las comercializadoras autorizadas, para que estas realicen el respectivo envasado del gas Licuado de petróleo en tanques de 15 y 45 kilogramos para su distribución a industrias y centros autorizados.

El Gas Licuado de petróleo (GLP) es un combustible que se obtiene de la refinación del petróleo y del gas natural. Dentro de su composición básica se encuentran hidrocarburos tales como: propano, butano, isobutanos, pentanos, nitrógenos.

El Gas Licuado en el poliducto es transportado en paquetes junto con gasolina base. Un típico empaquetamiento de producto es: Gasolina base-GLP-Gasolina Base, por lo que el Terminal debe estar en la capacidad de recibir y almacenar en recipientes diferentes estos dos tipos de productos.

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El Terminal de GLP de Oyambaro está buscando ampliar la capacidad de almacenamiento y despacho, debido a que existe un proyecto que, en su fase final, tiene como objetivo envasar los cilindros de 15 y 45 Kgr en el Terminal, para de esta manera contrarrestar posibles desabastecimientos, mal uso, y contrabando de gas Licuado de Petróleo, además de generar ganancias a Petrocomercial filial de Petroecuador.

Este proyecto, en su primera fase, importó al Terminal diez tanques horizontales presurizados, a los que hay que dotar de una adecuada instrumentación para la realización del aforo de los tanques. Este cálculo de volumen neto se lo realizará a través de un software computacional, el cual será para uso de operadores y jefes del terminal y estará ubicado en el cuarto de control. Para la realización del aforo en cada tanque es necesario datos de temperatura, nivel, presión, además de un equipo mandatario regulado por la API Std 2510 correspondiente al diseño y construcción de instalaciones de GLP. El diseño del sistema SCADA que cumpla con este propósito es el objetivo del presente trabajo.

En el equipo mandatario se exige el uso de válvulas de relevo, las cuales serán seleccionadas para un adecuado flujo de descarga. Además, se tiene válvulas de apertura y cierre en las líneas que alimentan a cada uno de los tanques y en el Manifold de Distribución.

En áreas donde se manejan o manipulan mezclas inflamables, la instrumentación que se va a ubicar necesita estar certificada para áreas peligrosas. Para esto se realizará una adecuada clasificación de las áreas del Terminal donde se ubicarán los tanques, en concordancia con la API 500 cuando se clasifica de acuerdo a divisiones, ó con la API 505 si se clasifica por zonas.

Si se desea hacer custodia y transferencia de información, el equipo en conjunto deberá cumplir con requerimientos de la API MPMS3.3, la cual es para sistemas ATGs (Automatic Transferencia Gauging) que, en conjunto, requiere de una precisión de ±3mm en medición de nivel de productos.

Para ilustrar de mejor manera el trabajo realizado se realizarán PI&Ds que muestren de una manera sintética el proceso e instrumentación que se emplea en los tanques. Estos se lo harán basados en la norma ISA 5.1.

La realización de diagramas de lazo que identifiquen de una mejor manera la interconexión de los equipos será efectuado en concordancia con la norma ISA 5.4.

La inclusión de un presupuesto global del proyecto, que incluirá la instrumentación necesaria para la adquisición de datos y control de proceso, ayudará al personal de gerencia a la toma de decisiones respecto a la implementación de este proyecto.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL TERMINAL

El Terminal cuenta con las siguientes unidades necesarias para el almacenamiento y despacho de GLP.

a) Unidad Punto de Empate
b) Unidad Reductora de Presión
c) Manifol de Distribución
d) Unidad de Almacenamiento
e) Unidad de Bombeo
f) Unidad de Relicuefacción
g) Islas de Carga y Descarga
h) Unidad API

1.2.1. UNIDAD PUNTO DE EMPATE

La unidad Punto de Empate es una caseta ubicada a 2 Km del Terminal Oyambaro. Cuenta con dos válvulas de mano (HV-A3101 y HV-A3102), las cuales funcionan alternadamente y se usan para desviar el producto a los terminales del Beaterio y Oyambaro.

También cuenta con dos medidores indicadores de densidad los cuales sirven para realizar el muestreo del producto de la línea junto con estos, un conjunto de válvulas manuales a las cuales se deben alinear para realizar el muestreo. El diagrama de instrumentación de la unidad Punto de Empate se indica en el Plano 1 y la unidad se muestra en la Figura 1.1.

Figura 1.1: Unidad Punto de Empate

Plano 1: PI&D Punto de Empate.

1.2.2. UNIDAD REDUCTORA DE PRESIÓN

La función de esta unidad es reducir presiones comprendidas entre los 900 y 1350 psi proveniente del poliducto, a presiones entre los 90 y 125 psi adecuadas para almacenamiento. Para esto se cuenta con válvulas electro neumáticas de compuerta que, de acuerdo con un controlador Proporcional Integral, actúan para variar la presión de la tubería.

Esta unidad cuenta con 4 válvulas reductoras de presión que en total forman los trenes “A“y “B”. Al pasar por la primera válvula (PCV -PR3201 A / B) la presión se decrementa a valores comprendidos entre los 180 y 250 psi. Presión que nuevamente pasa por otra válvula reductora (PCV -PR3202 A / B), bajando finalmente la presión a valores entre los 90 y 125 psi. Previó a esto se tiene que operar una válvula motorizada (MOV-PR 3201), para receptar producto que viene desde el punto de empate y que ingrese a uno de los Trenes.

En instrumentación se cuenta con indicadores de presión, trasmisores de presión y de temperatura. Además, se cuenta con medidores de flujo másico tipo coriolis (FY/DY-PR3202), para contabilizar la cantidad de producto recibido así como la densidad de este.

Al final de la unidad se cuenta con un punto para toma de muestra (AP-PR3202), para realizar muestreo local del producto.

La unidad se muestra en la Figura 1.2 mientras que el diagrama de instrumentación de la unidad Reductora de Presión se indica en los Planos 2 y 3.

Plano 2: PI&D Reductora de presión 1er. Tren.

Plano 3:PI&D Reductora de presión 2do.Tren

Figura 1.2: Unidad Reductora de Presión.

1.2.3. MANIFOL DE DISTRIBUCIÓN

El Manifol de Distribución posee 5 tomas, dos están conectadas y las otras tres servirán para proyectos futuros.

La primera conexión servirá para recibir la interfase GASOLINA-GLP y descargar en el tanque separador V-3401 cuando se abra la válvula MOV-V3401.

Mientras que para recibir GLP en las esferas o tanques de almacenamiento presurizado SV-3401 A/B/C se deberá abrir la válvula MOV-SV3401-1.

La unidad se muestra en la Figura 1.3 mientras que el diagrama de instrumentación del Manifol de Distribución se indica en el Plano 4.

Plano 4: PI&D Manifold de Distribución.

Figura 1.3: Manifol de Distribución

1.2.4. UNIDAD DE ALMACENAMIENTO

a) El almacenamiento de GLP se lo hace en los tanques presurizados SV-3401 A/B/C, los cuales tienen las siguientes entradas y salidas de tubería:

i. **Línea de entrada.-** Permite el ingreso del GLP líquido hasta las esferas de almacenamiento si se abre MOV-SV3401- #[1]1.

ii. **Línea de salida.-** Permite la descarga del GLP líquido de las esferas de almacenamiento si se abre MOV-SV3401- #2.

iii. **Línea de seguridad.-** Recoge el GLP proveniente de la válvula de seguridad cuando ha existido una sobre presión en el tanque y se ha activado la válvula PSV-SV3401-#.

iv. **Línea de vapores.-** Si se va a usar esta línea en algún proceso u operación se deberá tener abierta la válvula HV-SV3401- #1, ahora si se desea relicuar vapores se abre HV-SV3401- #12. Si se desea cargar a tanqueros se abre HV-SV3401- #11.

[1] El símbolo # indica letras A,B,C.

v. **Línea de drenaje.-**Cuando se desee evacuar las sustancias diferentes al GLP que no son deseadas, como por ejemplo componentes pesados, (pentanos) se deberá abrir la válvula HV-SV3401- #2.

El diagrama de instrumentación de un tanque de almacenamiento de GLP se indica en el Plano 5 y las unidades existentes se muestran en la Figura 1.4.

Figura 1.4: Unidad de Almacenamiento de GLP

Plano 5: PI&D Almacenamiento de GLP en tanques presurizados.

Como parte del almacenamiento se tiene dos tanques adicionales, el tanque separador V-3401 conocido como Bullet y el tanque atmosférico T-3401 conocido como Slop.

b) El Tanque separador V 3401 Bullet es un tanque que actúa como pulmón debido a que el contenido de éste es la interfase Gasolina Base – GLP. Además a este tanque están conectados todas las válvulas de seguridad y los drenajes.

   El tanque V 3401 tiene las siguientes entradas y salidas de tuberías que estarán conectadas a los siguientes procesos:

   i. Para paso de gasolina base a tanque T-3401 se debe abrir la válvula LCV-V3401.
   ii. Para relicuado de vapores del tanque a través de unidad de relicuefacción se abrirá la válvula PCV-V3401.
   iii. Para entrada de interfase Gasolina Base - GLP se deberá abrir la válvula HV-V3401, la cual deberá estar alineada con válvula MOV-V3401 ubicado en el Manifold de Distribución.
   iv. Además de una línea pulmón para la recolección de los drenajes y de válvulas de seguridad de toda la planta.

   La unidad se muestra en la Figura 1.5 mientras que el diagrama de instrumentación donde se indica el tanque separador Bullet se indica en el Plano 6.

Plano 6: PI&D Tanque Separador V3401.

Figura 1.5: Tanque separador Bullet V 3401

c) El tanque atmosférico T 3401 almacena la gasolina base proveniente de la interfase GLP - Gasolina Base y tiene las siguientes entradas y salidas para los siguientes procesos.
   i. Para despacho a islas de carga se deberá abrir la válvula HV-T3401-2.
   ii. Para paso de producto desde V 3401 se deberá abrir HV-T3401-1.
   iii. En caso de querer recircular producto contenido en el tanque se deberá abrir las dos válvulas y accionar la bomba P3504.

El tanque de almacenamiento de gasolina base se indica en la figura 1.6 mientras que el diagrama de instrumentación se indica en el Plano 7.

Plano 7: PI&D Tanque de almacenamiento T3401.

Figura 1.6: Tanque Slop T-3401

1.2.5. UNIDAD DE RELICUEFACCION

Esta unidad está provista de dos compresores (K 3601 A y K3601 B) cuya succión tendrá un scrubber o separador para cada compresor (V 3601 A y V3601 B). El objetivo es garantizar que se tenga solo presencia de gas en los compresores. Con solo gas a la entrada de los compresores es posible comprimir el vapor de GLP

El vapor comprimido pasa por un intercambiador enfriador con aire (AF 3601), donde se condensa el vapor comprimido y, una vez licuado, pasará a otro scrubber (V 3602). En éste se separa el líquido y vapores no condensados, el gas licuado líquido es devuelto a la esfera a través de (LCV- V3602) y enviado a la succión de P 3503, y los gases incondensados retornan a los primeros scrubbers para volver a repetir el proceso a través de PCV-V3602.

Cabe anotar en este punto, que no es necesario el encendido de las bombas P- 3503 por la alta presión la cual maneja el separador V3602, haciendo que el líquido fluya por diferencia de presiones directamente a las esferas.

En los separadores V 3601 A y V3601 B se cuenta con las válvulas LCV 3601 A y LCV 3601 B, respectivamente, las cuales evacuan el GLP líquido contenido en cada separador y se lo envía a la succión de P 3503

A la salida de los compresores K-3601 A y K-3601 B se tiene la válvula PCV-K3601 la cual inyecta vapor de alta presión necesaria para la descarga de tanqueros.

Para el relicuado de vapores de las SV-3401 será necesaria la apertura de PCV-V3601, mientras que para el relicuado de vapores del tanque V 3401 se realizara la apertura de PCV-V3401.

La unidad de Relicuefacción se muestra en la Figura 1.7 mientras que el diagrama de instrumentación de la unidad se indica en el Plano 8.

Figura 1.7: Unidad de Relicuefacción

Plano 8: PI&D Unidad de Relicuefacción.

1.2.6. UNIDAD DE BOMBEO

Esta unidad cuenta con ocho bombas que se muestran en la Figura 1.8 y son distribuidas de la manera siguiente.

Figura 1.8: Unidad de Bombeo

Las bombas P 3501 A, P 3501 B y P 3501 C sirven para distribuir el GLP a las industrias de Autogas y AGIP, pero la carencia de tubería desde el Terminal a las industrias no hace posible su uso; su diagrama de instrumentación se indica en el Plano 9.

Las bombas P3502 A y P3502 B sirven para la carga de GLP en tanqueros, estas bombas también permiten el traspaso de producto entre los tanques SV-3401. El diagrama de instrumentación de estas bombas se describe en el Plano 10.

Las bombas P3503 A y P3503 B sirven para la descarga de GLP liquido a los tanques SV-3401 una vez que se ha relicuado los vapores, pero el encendido de las bombas no es necesario por la alta presión que maneja el tanque V 3602. El diagrama de instrumentación de las bombas se describe en el Plano 11.

La bomba P3504 sirve para la carga de gasolina base en tanqueros desde el tanque T3401. Su diagrama de instrumentación se encuentra en el Plano 12.

Plano 9: PI&D Bombas P3501.

Plano 10: PI&D Bombas P3502.

Plano 11: PI&D Bombas P3503.

Plano 12: PI&D Bombas P3504.

1.2.7. ISLAS DE CARGA Y DESCARGA

Se tiene las islas A y B para despacho de tanqueros, teniendo para cada isla 8 celdas galvánicas interconectadas con dos visualizadores digitales WI-A3701 A y WI-A3701 B, para controlar el volumen de despacho en cada banquero a través del resultado de diferencia de peso.

Para la carga de GLP en tanqueros se deberá abrir cualquiera de las válvulas MOV-P3502-1 ó MOV-P3502-2 para la línea de líquido en la isla A. Para la isla B se deberá abrir la válvula HV-P3502-2, y cualquiera de las válvulas MOV-SV3401-2 ó MOV-SV3401-3 para conexión de línea de vapor.

Para la descarga de GLP a través de tanqueros se inyecta vapor de alta presión proveniente de la salida de los compresores K3601; en la isla se abrirá la válvula HV-SV3401-2 esto para la línea de vapor. Para la línea de líquido se abrirá HV-SV3401-1.

Para la carga de Gasolina Base en tanqueros, se deberá abrir la válvula HV-P3504-31.

Las islas de carga y descarga se indican en la Figura 1.9 mientras que los diagramas de instrumentación se muestran en los Planos 13 y 14.

Figura 1.9: Islas de carga y descarga

Plano 13: PI&D Islas de Carga y Descarga.

Plano 14: PI&D Isla de Carga "A".

1.2.8. UNIDAD API

El objetivo de un separador API es obtener el hidrocarburo exento de agua y encontrados en el tanque V-3401, donde el agua limpia será evacuada a la quebrada abriendo la válvula HV-A3901, en tanto que el hidrocarburo se inyectará al tanque de T-3401 a través de la bomba P-3901.

La unidad se muestra en la Figura 1.10 mientras que el diagrama de instrumentación de la unidad API se indica en el Plano 15.

Figura 1.10: Unidad API

Concluido este capítulo en el que se han descrito las unidades con las que cuenta el Terminal Oyambaro, con sus respectivos PI&Ds, se continuará con el siguiente capítulo que establecerá las consideraciones básicas a tomar en cuenta cuando se tiene un proyecto con áreas peligrosas, comenzando por el análisis del emplazamiento e instrumentación básica a disponer en cada tanque.

Plano 15: PI&D Unidad API.

CAPÍTULO 2.

CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL PROYECTO DE AMPLIACIÓN.

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es un combustible que se usa domésticamente y básicamente es una mezcla propano-butano. Este combustible, si se encuentra a presión atmosférica y temperatura ambiental se evapora y se lo usa como gas.

Cada una de las propiedades de los gases Licuados de petróleo se puede determinar analítica o experimentalmente en términos del componente hidrocarburo de mayor concentración, para el caso presente el Propano[2]. Es por esto que cualquier propiedad como: presión de vapor, calor de combustión, viscosidad será referida a este compuesto, en el caso de no contar con un análisis efectuado por Petrocomercial.

A continuación se presenta en la Tabla 2.1 el reporte de características del GLP obtenido del manual de operaciones de Petrocomercial.

Composición		**%Peso**	**%Molar**
Propano	C3	58,257	61,198
N. Butano	nC4	22,953	18,291
I. Butano	iC4	11,261	8,974
Etano	C2	7,458	11,491
I.Pentano	iC5	0,072	0,046

Tabla 2.1: Características del GLP[3] (Ref. Manual GLP Oyambaro)**.**

De otro informe de PetroIndustrial se extraen otras propiedades del GLP las cuales se detalla en la Tabla 2.2.

[2] Pág. 19 Tesis T-GMP/0102 Comportamiento de gas natural en equipos de producción Sampedro Pozo y Tito Fernando.

[3] Ref Manual GLP Oyambaro

Datos del producto GLP	
Mezcla de propano/butano	Propano 70%
Peso específico a 15ºC	0,528-0,536 kgs/litro
Presión de vapor (Abs.)	0,4-1,1 Wa
Temperatura de suministro	-10 / +40ºC

Tabla 2.2: Datos del producto GLP[4].

2.1. DESCRIPCION DE LOS TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP

Con el fin de ampliar la capacidad de almacenamiento y despacho del Terminal es necesaria la puesta en marcha y operación de diez tanques presurizados de almacenamiento. Para esto se necesitará la ubicación de la instrumentación que recoja los datos de cada una de las variables, a fin de tener un aforo real y seguimiento de la cantidad de producto almacenado, siempre pensando en un almacenamiento seguro.

El Terminal de Oyambaro cuenta con 10 tanques horizontales presurizados para almacenamiento de GLP, de los cuales ocho de ellos fueron fabricados por Industria Acero de los Andes y los otros 2 restantes por Industrias de Acero Trinity.

A continuación en la Tabla 2.3 y 2.4 se indican las características de los tanques presurizados.

[4] Ref:http://www.petrocomercial.com/PRESENTACION%20GLP/Fuentes/flash/OBRA%20MECANICA%20TERMINALES.swf

TANQUES "ACERO DE LOS ANDES"	
Código de Diseño	ASME VIII-1
Producto	GLP
Presión de Diseño	1,72 MPA
Temperatura de Diseño	65,6 C
Presión de Prueba	2,23 MPA
Peso Vació	50100 Kg.
Tanque tipo Estacional Horizontal	
No. Serie de Fabricación	15063
Equipo Numero	TQ 616
Material Cuerpo y Cabezas	SA 516,70
Espesor Cuerpo	25,4 MM
Espesor Cabezas	12,70 MM
Fecha de Fabricación	Nov. 2002
Certificado por	ASME
Certificado por	Industria Acero de los Andes
MAWP	250 PSI at 150 F
MDMT	-20 F at 250 PSI
Numero Serial	15063
Año de Fabricación	2003
Capacidad nominal	$215m^3$

Tabla 2.3: Datos de Placa "Tanques Acero de los Andes".

TANQUES "ACERO TRINITY S.A TATSA"	
Producto	GLP
Presión de Trabajo	17,58 Kg/cm2 (250psi)
Temperatura de Diseño	37,8 C
Peso Vació	43600 Kg.
Capacidad Total Almacenamiento Agua	200000 Galones
Tanque tipo Estacional Horizontal	
No. Serie de Fabricación	TB-004
Cabezales	Semiesférico
Diámetro Externo	3,38 m
Espesor Cuerpo	20.8mm
Espesor Cabezas	12,7 mm
Largo Total	24m
Fecha de Fabricación	1978
Certificado por	ASME 74
Año de Fabricación	1978
Capacidad nominal	$206m^3$

Tabla 2.4: Datos de Placa "Tanques Acero Trinity".

Los tanques presurizados no cuentan con ningún tipo de instrumentación así como el área donde se los va a ubicar.

2.2. ZONA DE EMPLAZAMIENTO DE LOS TANQUES

La zona de emplazamientos de tanques es un área destinada a la ubicación de tanques de almacenamiento de GLP. Esta área está ubicada al interior del Terminal de Oyambaro.

Al momento de almacenar GLP existe el riesgo de fuego, explosión y el posible daño a personas y propiedad, por lo que es necesario considerar los siguientes factores:

a) Proximidad a Áreas Pobladas.
b) Proximidad a Vías Públicas.
c) Riesgo de zonas aledañas.
d) Cantidad de Almacenamiento.
e) Situación actual y a futuro de áreas adyacentes.
f) Topografía del sitio, incluyendo la elevación e inclinación.
g) Respuesta de emergencia.
h) Disponibilidad de servicios públicos.
i) Requerimientos de los recipientes y transporte de productos.
j) Códigos Locales y regulaciones.
k) Previsiones de situaciones climáticas.

Estos factores son parte de la obra civil a ser tomada en cuenta por Petrocomercial, y son reguladas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos DNH, en concordancia con normas y permisos municipales.

La norma API STD-2510 regula el diseño y construcción en Instalaciones de GLP, y señala las siguientes características de emplazamiento que se debe cumplir al momento de almacenar en tanques cilíndricos:

i. Distancia mínima entre la superficie del tanque y edificaciones. Con el fin de disminuir al máximo el riesgo a personas e instalaciones se dispone de una distancia mínima para lo cual se necesita la capacidad de almacenamiento del tanque y como correspondencia se obtiene la distancia mínima a cumplir. Parte de esto se presenta en la Tabla 2.5 en la cual se encuentra la distancia mínima entre el tanque y las edificaciones.

Capacidad de Agua de cada Tanque Galones(m3)	**Distancia Mínima Feet (m)**
2000-30000(7.57-113)	50(15.24)
30001-70000(114-265)	75(22.86)
70001-90000(266-341)	100(30.48)
90001-120000(342-454)	125(38.1)
120001 o mas(mayores a 455)	200(60.96)

Tabla 2.5: Distancia mínima entre la cáscara de los tanques horizontales y una propiedad adyacente.

ii. Distancia mínima entre tanques horizontales debe ser de 5 ft (1.52m) o 3/4 del diámetro del tanque mas grande.

iii. Tanques con capacidades mayores a los 12000 galones (45 m3) no deben estar formando grupos de más de 6 tanques, y la distancia mínima entre grupos debe ser de 50ft (15,24 m).

iv. Los ejes longitudinales de los tanques horizontales no deben apuntar a otros contenedores, equipo, cuartos de control, áreas de carga y descarga, o lugares donde los cuales creen un mayor potencial de riesgo.

A continuación en la Tabla 2.6 se indica que necesidades satisface el proyecto a través del siguiente cuadro.

Requerimiento	Actual	Requerido	Cumple	Observaciones
Distancia mínima a Propiedad Aledaña	200 m	200ft(60.96m)	√	Agipgas es considerada como propiedad aledaña
Distancia mínima a otros tanques presurizados	4.99m entre tanques	¾ del diámetro del tanque mas grande 2,85m	√	Debido a la ubicación de varios tanques se considera a otro tanque
Distancia mínima a otro tanque atmosférico	70m	100ft(30.48m)	√	Se considera al Tanque Slop T-3401.
Distancia máxima a otro tanque atmosférico	70m	200ft(60.96m)	√	Se considera al Tanque Slop T-3401.
Distancia mínima a edificaciones ocupadas(Relacionado al control del almacenamiento)	15 m	50ft(15.24m)	√	Se considera al cuarto de balanzas, ya que siempre se cuenta con un operador en esa zona.
Distancia mínima a edificaciones ocupadas(No relacionado al control del almacenamiento)	80 m	100ft(30.48m)	√	Se considera a la zona de oficinas
Distancia mínima a otros equipos(Equipos de combustión, quemadores, Líneas de alimentación eléctricas, Subestaciones Eléctricas, vías para transito de vehículos)	40m	50ft(15.24m)	√	No se cuenta con equipo de este tipo a distancias menores a la indicada
Formar grupos de mas de seis tanques	Si	No	X	Se tiene mas de 10 tanques
Distancia mínima entre grupos de seis tanques	Se tiene mas de 6 tanques	50ft(15.24m)	X	Se toma como grupos a los tanques “Trinity” (2 u) y los “Andes” (8 u)

Tabla 2.6: Características de emplazamiento de tanques presurizados.

Como resultado del análisis de emplazamiento actual de los tanques presurizados se encuentra que no se cumple con la regulación de no formar grupos de más de 6 tanques. Para cumplir los dos requerimientos últimos se recomienda mover los tanques SV3401J y SV3401K junto al tanque SV3401L de “Acero Trinity”. Esto por contar con las bases de hormigón que no están en uso. Con esta modificación de emplazamiento se forma 2 grupos, uno de seis y otro de cuatro con una mínima distancia entre estos grupos de 23.2m. El Plano 16 muestra la ubicación actual en la que se muestra el emplazamiento actual de los tanques presurizados, mientras que el plano 17 indica el emplazamiento sugerido.

Plano 16: Ubicación actual de tanques cilíndricos.

Plano 17: Ubicación sugerida de tanques cilíndricos.

2.3. ACCESORIOS DEL TANQUE[5]

Equipo Obligatorio.

Los tanques deben estar equipados con todos los elementos que se describirán a continuación, y deberán servir para uso con GLP, además de soportar las máximas condiciones de servicio.

2.3.1. EQUIPO MEDIDOR DE NIVEL

Cada tanque deberá tener su propio medidor de nivel tomando en cuenta lo siguiente:

a) Cada tanque deberá estar equipado con un sistema de medición confiable; además, la necesidad de un segundo sistema totalmente independiente deberá ser determinada por seguridad.
b) Se deberá proveer de un sistema de alarma alto independiente, y éste deberá dar al operador el tiempo suficiente para parar el flujo, y que éste no posibilite el máximo llenado permitido. La alarma deberá ser audible, visible al personal encargado del llenado.
c) Para tanques que no puedan ser removidos, se deberá realizar una previsión para la realización de mantenimiento, supervisión, reparación y reemplazo de elementos primarios mientras el tanque se encuentre en operación.

2.3.1.1. Máximo Nivel de Llenado

El máximo nivel de llenado debe proveer de espacio suficiente para el vapor, frente a un aumento de temperatura. El máximo nivel de líquido será del 85% del total de volumen de acuerdo a manuales de operación de Petrocomercial.

[5] Tormado de la API std 2510 para Diseño y Construcción de instalaciones de GLP

2.3.1.2. Medidores de Nivel

Medidores columnares de vidrio no deberán ser usados para la medición de nivel; cualquier otro sistema será permitido.

2.3.2. MEDIDORES DE PRESIÓN

En cada tanque se deberá contar con un medidor de presión fiable y deberá ser conectado a la sección de vapor.

2.3.3. DISPOSITIVOS RELEVADORES DE PRESIÓN

Cada tanque deberá tener uno o más dispositivos relevadores de presión. La presión de relevo se determinará de acuerdo al código ASME. Dispositivos de relevo de presión operado por piloto deberán estar diseñados tal que el cuerpo de la válvula se abra en caso de que falle el piloto. Válvulas operadas por piloto deberán tener un sistema de prevención contra flujos, si existiere la posibilidad de que la presión interna caiga debajo de la presión atmosférica.

El sistema de relevo se conectará a la sección de vapor del tanque, y no se usará ninguna válvula de bloqueo en la línea de descarga.

2.3.4. VÁLVULAS DE CIERRE

Válvulas de cierre se conectarán en todas las conexiones con excepción de conexiones de seguridad, orificio y entradas de hasta 1/8 in. Las válvulas se ubicarán lo más cerca posible del tanque y no se usarán de la serie AISI 1100 a 1200.

Si la capacidad del tanque excede los 10000 galones ($38m^3$), todas las válvulas se deberán ubicar por debajo del máximo nivel de llenado, además se deberán cerrar a los 15 minutos de la exposición de fuego.

2.3.5. INDICADOR DE TEMPERATURA

Cada tanque deberá tener de un indicador de temperatura fiable para medición de temperatura de vapor.

2.3.6. MATERIALES

No se deberá usar Hierro nodular, aluminio fundido, hierro maleable, latón y estos materiales no se deben usar en cualquier accesorio de tanques que trabajan con presión baja. Se podrá usar Acero semiduro inoxidable (Carbon steel).

2.4. INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y EQUIPOS

Todas las instalaciones eléctricas y su equipo deben estar acorde con la NFPA 70, o se podrá referir a la API 500 o API 505 como guía para la clasificación de áreas eléctricas en USA.

Clasificación de áreas eléctricas con atmósferas peligrosas

Cuando se usa material eléctrico en presencia de mezclas inflamables, el material eléctrico deberá ser capaz de no proporcionar la energía suficiente para que la mezcla inflamable se encienda. Es por esto que el equipo eléctrico deberá ser el apropiado y acorde a la clasificación del área eléctrica, siendo esta clasificación por divisiones como lo regula la NEC o por zonas cuando la regulación la hace la IEC.

La clasificación por divisiones es la más usada por el sector hidrocarburífero sudamericano; pero por pedido de Petrocomercial se hará la clasificación eléctrica por divisiones y zonas.

2.4.1. CLASIFICACIÓN POR DIVISIONES

Para lugares donde exista la presencia de gases, vapores o líquidos inflamables, los cuales estén siendo producidos, procesados, manipulados o almacenados en condiciones normales o anormales de operación, es necesario la clasificación del área para una adecuada selección del equipo asociado con el fin de precautelar la seguridad del personal y de las instalaciones (Ref. API RP 500).

Clasificación según el tipo de material Combustible

La NEC (National Electrical Code), en el artículo 500, designa el área según tres categorías principales Clase I, Clase II, Clase III.

2.4.1.1. Áreas Clase I

El material presente es gas o vapor inflamable, área generalmente asignada al sector hidrocarburífero.

La Categoría Clase I es subdividida a su vez en divisiones: Clase I División 1, Clase I División 2.

a) **Clase I, División 1:** Área donde el material combustible esté presente normal o frecuentemente, además de encontrarse en las siguientes situaciones.

   i. Concentraciones de encendido de gases o vapores inflamables bajo condiciones normales de operación.
   ii. Concentraciones de encendido de gases o vapores inflamables que puedan existir frecuentemente a causa de fugas por reparaciones o mantenimiento.

iii. Avería o imperfecto de equipo o proceso que pueda liberar concentraciones de encendido de gases o vapores inflamables, además de causar simultáneamente falla del equipo eléctrico.

b) Clase I, División 2: Área como resultado de una infrecuente falla de equipo o contenedores donde el material combustible esté presente, además de encontrarse en las siguientes situaciones.

i. Cuando líquidos volátiles inflamables o gases inflamables estén siendo procesados, manipulados o usados, pero en donde los líquidos, vapores o gases estarán normalmente confinados dentro de contenedores cerrados o sistemas cerrados, y solo en caso de una ruptura accidental o rompimiento de contenedores puedan escapar, o en el caso de una operación del equipo anormal.

ii. Cuando concentraciones de encendido de gases o vapores estén normalmente protegidas por una buena ventilación mecánica pero pueda llegar a ser peligrosa a causa de falla u operación anormal de la ventilación.

iii. El área división 2 es adyacente al área división 1, y depende de cuanta concentración de gases o vapores pueden resultar de la fuente de riesgo proveniente de la división 1.

2.4.1.2. Áreas Clase II.

El material presente es polvo combustible.

a) **Clase II, División 1:** comprende áreas donde:

i. Cuando exista o pueda existir en el aire de manera continua, intermitente o periódica polvo combustible en suspensión, y en condiciones normales de funcionamiento exista polvo combustible en cantidad suficiente para producir mezclas inflamables o explosivas.

ii. Un fallo mecánico o el funcionamiento anormal de la maquinaria o equipo pudiera producir mezclas inflamables o explosivas y al mismo tiempo proporcionar una fuente de ignición por fallo del equipo eléctrico y funcionamiento de los equipos de protección

iii. Puedan estar presentes polvos de naturaleza conductora de la electricidad

b) **Clase II, División 2:** Área en la cual el polvo combustible no está normalmente en suspensión en el aire o no aparece en funcionamiento normal del equipo o aparato y en cantidad suficiente para producir mezclas explosivas, además de encontrarse en las siguientes situaciones.

i. Cuando los depósitos o acumulaciones de polvo no pueden ser suficientes para perturbar la disipación de calor del equipo o aparato eléctrico.

ii. Cuando los depósitos o acumulaciones de polvo combustible están en el interior o en la vecindad de un equipo eléctrico y este no pueda ser inflamado por arcos, chispas o material ardiente de dicho equipo.

2.4.1.3. Áreas Clase III.-

El material presente son fibras o volátiles inflamables

a) Áreas Clase III, División 1

Áreas donde se manipulen, fabriquen o usen fibras fácilmente inflamables o materiales que produzcan volátiles combustibles.

2.4.2. CONSIDERACIONES PARA LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS POR DIVISIONES

Como parte de la clasificación eléctrica del área se debe tomar en cuenta consideraciones adicionales tales como: la ventilación adecuada dentro del área

sujeta a la clasificación, así como la extensión de esta área hacia otras áreas adyacentes.

2.4.2.1. Ventilación de un espacio

Dependiendo del grado de ventilación, un área puede ser clasificada como división 1, 2 o no clasificada. Pero si se provee ventilación a un área para hacer de ésta un área no clasificada, no está permitido en áreas donde se maneja hidrocarburos

En una adecuada ventilación natural, ésta debe permitir el paso del aire tanto horizontal y vertical fluyendo ésta libre de obstrucción, aun así las áreas pueden estar cubiertas o parcialmente cerradas en los lados, o ambos.

Consideraciones para determinar una ventilación adecuada

Se considera una ventilación adecuada a aquella que permita prevenir la acumulación de cantidades significantes de mezclas vapor – aire en concentraciones por debajo del 25 % de sus límites bajos de inflamabilidad, en concordancia con la NFPA 30, o también cuando se tenga un promedio de cuatro cambios de aire por hora.

Se debe ventilar totalmente un área especialmente donde se concentra más; esto es, si la mezcla es más pesada que el aire se deberá prestar especial cuidado a las áreas del piso, mientras que con mezclas más livianas que el aire se tendrá especial cuidado con las áreas superiores (Ej. techo)

En áreas encerradas se puede calcular las aberturas de entrada y salida mínimas requeridas para tener una adecuada ventilación. El cálculo se puede realizar aplicando las Ecuaciones 1.1 y 1.2. El resultado de la Ecuación 1.2 entrega el área requerida para una ventilación adecuada.

$$h = \frac{H}{1 + \left[\left(\frac{A1}{A2} \right)^2 \left(\frac{Ti}{To} \right) \right]}$$ **Ecuación 1.1**[6]

Donde:

h [ft]= Altura del centro de una ventana al punto de presión neutral(NPL), NPL es el punto de la superficie vertical de un edificio donde las presiones interiores y exteriores son iguales.

H [ft]=Distancia vertical (de centro a centro) entre A1 y A2.

A1 [ft^2]= Espacio libre de menor abertura

A1 [ft^2]= Espacio libre de mayor abertura.

Ti [$^\circ R$]=Temperatura interior.

To [$^\circ R$]=Temperatura exterior.

La relación $\frac{Ti}{To}$ debe ser siempre mayor que 1

$$A = \frac{V}{1200 \sqrt{\frac{h\,(Ti - To)}{Ti}}}$$ **Ecuación 1.2**[7]

Donde:

[6] Referencia API 500
[7] Referencia API 500

A [ft]= = Área libre de entrada(o salida), se incluye un valor efectivo del 50%.

V [ft^3]= Volumen del edificio a ser ventilado.

h [ft]= Ver Ecuación 1.

Ti [$^\circ R$]=Temperatura interior.

To [$^\circ R$]=Temperatura exterior.

Para edificios o áreas cerradas o parcialmente cerradas se puede obtener una adecuada ventilación si cumple con uno o todos estos requisitos:

a) Un edificio o área que tenga un techo con paredes que, comprendiendo el 50% o menos del área de una pared vertical, que del total del área en paredes, posiblemente puede ser considerado adecuadamente ventilado.
b) Un edificio o área es considerada adecuadamente ventilada si ésta no tiene piso o techo.
c) Un edificio o área es considerada adecuadamente ventilado si no tiene techo y no tenga paredes al menos en un 25% de su perímetro.

2.4.2.2. Áreas adyacentes

Un área no encerrada que esté adyacente al área clasificada, y que no se encuentre separada por una barrera se debe considerar como una extensión del área clasificada según la Figura 2.1.

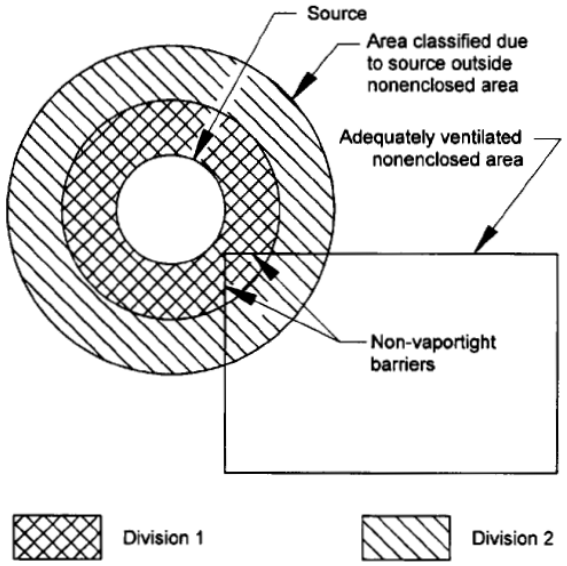


Figura 2.1: Área adecuadamente ventilada no encerrada, adyacente a una área clasificada (Ref. API 500).

Un área encerrada que esté adyacente al área clasificada, y que esté separada del área clasificada por una barrera es no clasificada y se debe considerar solo la fuente externa, según la Figura 2.2.

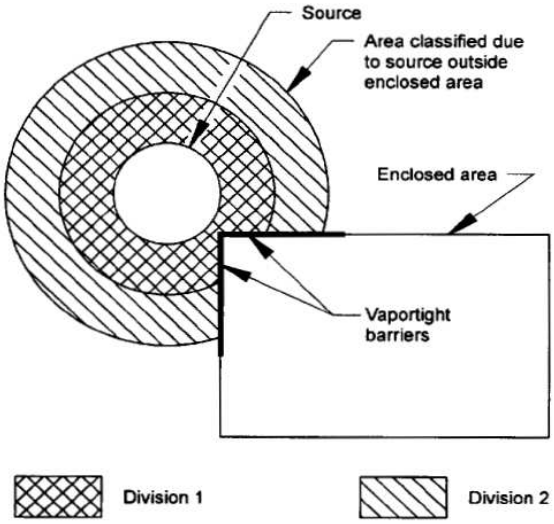


Figura 2.2: Área encerrada adyacente a una área clasificada (Ref. API 500).

Un área encerrada que esté adyacente al área clasificada, y que no esté separada del área clasificada por una barrera, debe ser clasificada igual al área adyacente encerrada, según las Figuras 2.3.1 y 2.3.2.

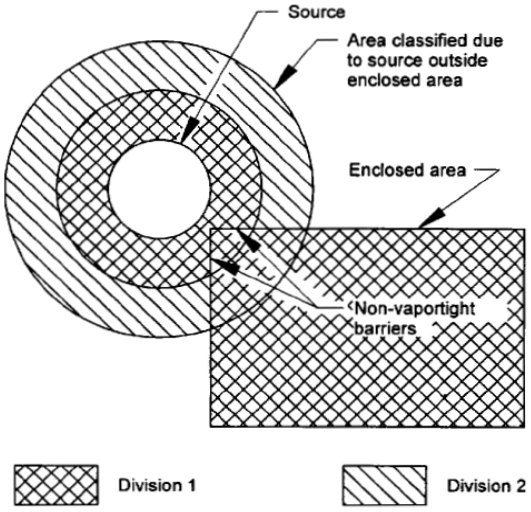


Figura 2.3.1: Áreas encerrada adyacentes a un área clasificada división1 (Ref. API 500).

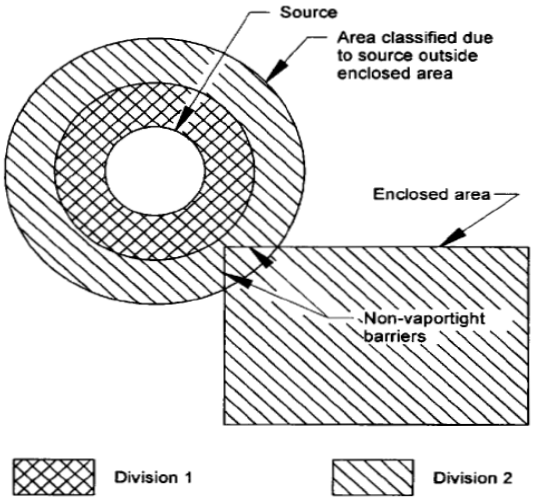


Figura 2.3.2: Áreas encerrada adyacentes a un área clasificada división 2 (Ref. API 500).

2.4.2.3. Extensión del área clasificada[8]

Se debe clasificar solamente cuando sirva para la selección, diseño e instalación de material eléctrico.

El volumen, temperatura y volatilidad del líquido o gas de descargo, la naturaleza de la fuga, el promedio de descargo son de extrema importancia en la determinación de la extensión del área clasificada.

2.4.2.4. Clasificación de accesorios adicionales

2.4.2.4.1. Equipos de Proceso de Venteo

Este criterio afecta la extensión de la clasificación en áreas alrededor de las válvulas de alivio en una área no encerrada y adecuadamente ventilada. Se debe mantener una distancia de 1.5m alrededor de la boquilla de la tubería de venteo como división 1 y a partir del termino de la división 1 se mantendrá 1.5 m como división 2, según como se indica en la Figura 2.4.

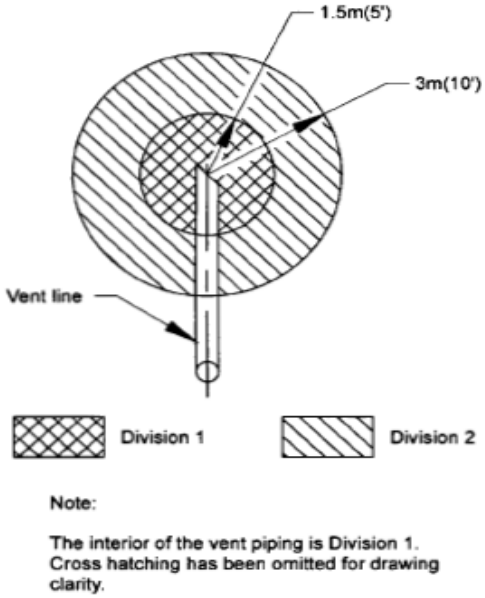


Figura 2.4: Tubería equipo de venteo en un área adecuadamente ventilada y no encerrada (Ref. API 500).

[8] Referencia API 500.

Estos equipos de venteo se los instala cuando se guardan materiales que vayan a ser almacenados bajo presión atmosférica y liberen vapores. Para el caso del GLP se trabaja a una presión diferente a la atmosférica por lo que con este tipo de equipos no se contaran en esta área.

2.4.2.4.2. Instrumentos y dispositivos de Control de Venteo

En áreas adecuadamente ventiladas y no encerradas en que se ocasione venteos de instrumentos y dispositivos de control con gases inflamables aun si es para el control deben ser clasificados como división 1 hasta un radio de 0.5m a partir de la boca de la tubería de desfogue, y 0.5 m a continuación de la división 1, según la Figura 2.5 (Ejm Rotogauge).

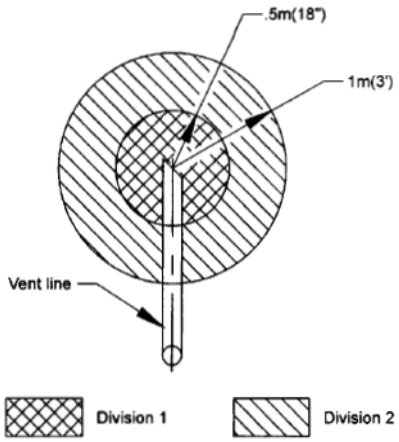


Figura 2.5: Tubería de instrumento o dispositivo de control de venteo en un área no encerrada y adecuadamente ventilada (Ref. API 500).

2.4.2.4.3. Válvulas de relevo y discos de ruptura

Al área donde se encuentran válvulas de relevo y discos de ruptura se debe considerar como división 2 hasta un radio de 3 m a partir de la boca de salida de la de la válvula, según la Figura 2.6.

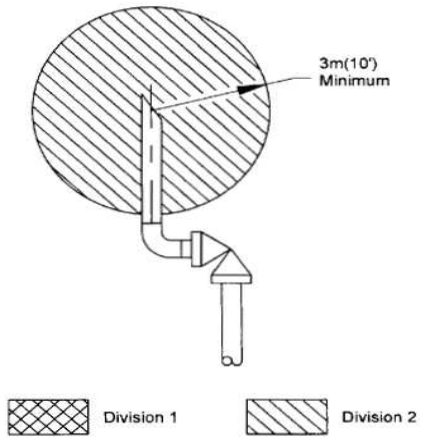


Figura 2.6: Válvula de relevo en un área no encerrada y adecuadamente ventilada.

2.4.2.4.4. Conexiones Atornilladas, Bridas, Válvulas, Actuadores

En referencia a la sección 10.15 API 500, se sugiere que se extienda el área clasificada a todas las válvulas que se encuentran en un sistema cerrado de tuberías, mientras que para válvulas de venteo se considera como división 2 hasta un radio de 3 m a partir de la boca de salida de la válvula .

Si se tiene conexiones atornilladas, bridas, válvulas o actuadores en áreas encerradas y adecuadamente ventiladas, es necesario extender a división 2 el área encerrada, mientras que para áreas no encerradas y adecuadamente ventiladas el área alrededor no será clasificada, mientras que, para áreas Inadecuadamente ventiladas el área alrededor se considerará división 1.

Actuadores

Si este equipo utiliza aire, gas o líquido no inflamable se considera como un área no clasificada según la sección 10.15.4.1 de la API500, independiente si se encuentra en un área adecuadamente ventilada, encerrada o no encerrada. En el caso de utilizar actuadores eléctricos, estos deberán ser clasificados de acuerdo al área en donde se les vaya a usar.

2.4.3. CLASIFICACIÓN POR ZONAS

Basado en la publicación de la API RP 505, se sugiere a la clasificación eléctrica por zonas como otro tipo de clasificación, ahora es necesario explicar que no es necesario efectuar la clasificación eléctrica por divisiones y zonas, bastará con la selección de una de ellas.

La clasificación por zonas se incluye debido a un pedido expreso del departamento de mantenimiento de Petrocomercial por lo que se detallará las distancias mínimas obligatorias para la clasificación eléctrica del área por zonas, según el tipo de área y dispositivo.

Debido a que el proyecto es dirigido al sector hidrocarburífero, la atención se centra la clasificación Clase I.

2.4.3.1. Clase I

a) **Clase I, Zona 0.-** Donde el material combustible esté presente continuamente o por largos periodos de tiempo.

b) **Clase I, Zona 1.-** Donde el material combustible esté probablemente presente bajo condiciones normales de operación, o frecuente a causa de una reparación o mantenimiento, ésta es una zona subsiguiente a la zona 0.

c) **Clase I, Zona 2.-** Donde el material combustible probablemente no esté presente en una operación normal y si aparece solo lo hará por un corto período de tiempo.

   Donde los líquidos, gases, o vapores inflamables que estén dentro de contenedores y no escapen y solo lo hagan bajo una ruptura accidental, esta es una zona subsiguiente a la zona 1.

2.4.3.2. Relación entre grado de descargo y zona de clasificación

Si se puede determinar de cuan frecuente es la descarga, ayuda a la determinación del tipo de zona al cual pertenece un área.

En la Tabla 2.7 se muestra si el grado de descargo es continuo, primario o secundario de acuerdo al tiempo de presencia del material Inflamable.

Relación entre el grado de descargo y la presencia de mezclas inflamables.	
Grado de descargo	**Presencia de mezclas inflamables**
Continuo	1000 o más horas en un año
Primario	10 y 1000 horas al año
Secundario	Menos de 10 horas al año

Tabla 2.7: Relación entre el grado de descargo y la presencia de mezclas inflamables.

Generalmente el grado Continuo de Descargo da origen a una Zona 0, un Grado Primario podría dar origen a una Zona 1, y un Grado secundario a una Zona 2, pero esto no constituye una regla debido a que está sujeta a otros aspectos, como por ejemplo una pobre ventilación puede afectar esta regla.

A continuación en la Tabla 2.8 siguiente se muestra una relación típica entre clasificación por zona y la presencia de material Inflamable.

Relación típica entre la clasificación por zonas y la presencia de mezclas inflamables	
Zona	**Presencia de mezclas inflamables**
0	1000 o más horas en un año (10%)
1	Entre 10 y 1000 horas al año (0.1%-10%)
2	Entre 1 y 10 horas al año (0.01%-0.1%)
No clasificada	Menos de 1 hora al año (0.01%)
*Los porcentajes mostrados en paréntesis representan una aproximación en porcentaje de tiempo, tomando en cuenta que en un año hay 8760 horas y redondeado a 10000.	

Tabla 2.8: Relación típica entre la clasificación por zonas y la presencia de mezclas inflamables.

2.4.3.3. Accesorios adicionales

2.4.3.3.1. Equipos de Proceso de Venteo

Este criterio afecta la extensión de la clasificación en áreas alrededor de las válvulas de alivio en una área no encerrada y adecuadamente ventilada, y se debe acatar estas distancias como mínimo indicadas en la Figura 2.6 siguiente.

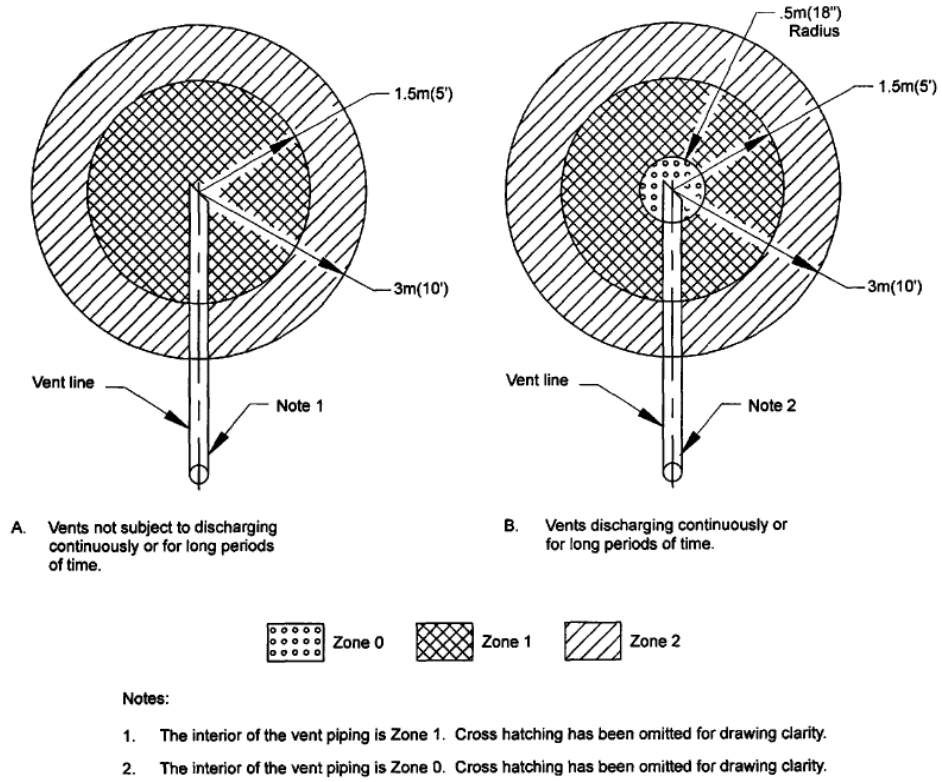


Figura 2.7: Tubería de equipo de proceso de venteo en un área adecuadamente ventilada y no encerrada (Ref. API 505).

Los equipos de venteo se utilizan cuando se almacena materiales que vayan a ser almacenados bajo presión atmosférica y liberen vapores. En el caso del GLP este se guarda a una presión diferente a la atmosférica, por lo que este tipo de equipos no se emplearan en esta área.

2.4.3.3.2. Instrumentos y dispositivos de Control de venteo

En áreas adecuadamente ventiladas y no encerradas que contienen venteos de instrumentos y dispositivos de control, que utilizan gases inflamables para el control, deben ser clasificados según la Figura 2.8 siguiente (Ejm. Rotogauge).

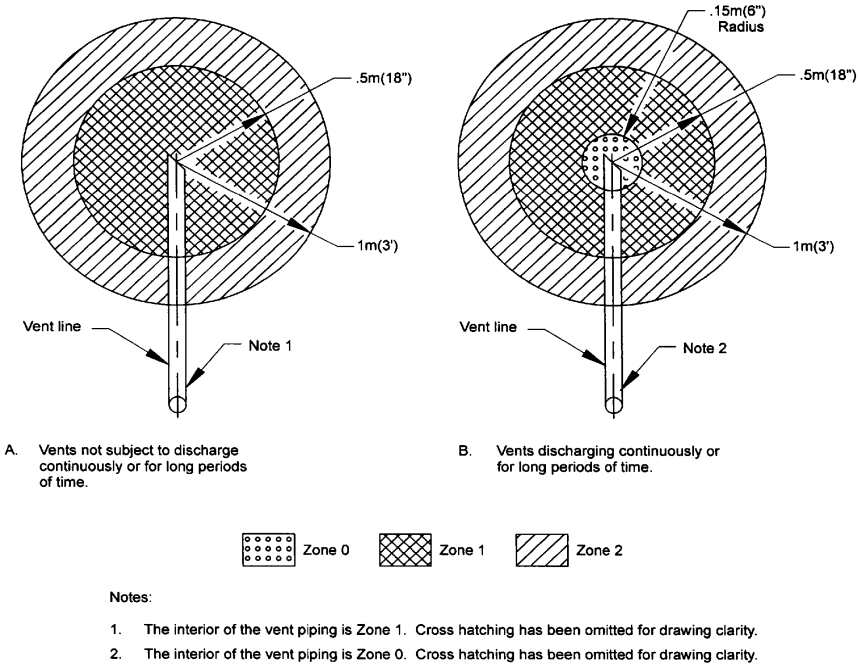


Figura 2.8: Tubería de instrumento o dispositivo de control de venteo en un área adecuadamente ventilada y no encerrada (Ref. API 505).

2.4.3.3.3. Válvulas de relevo y discos de ruptura

Cuando se cuenta con válvulas de relevo y discos de ruptura de debe clasificar de acuerdo como se indica en la Figura 2.9.

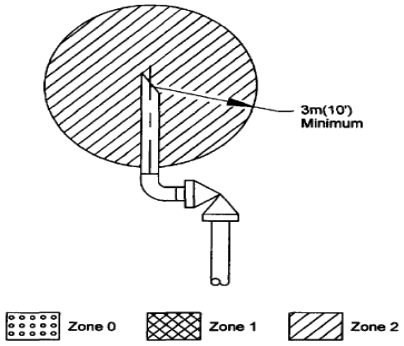


Figura 2.9: Válvula de relevo en un área adecuadamente ventilada y no encerrada (Ref. API 505).

2.4.4. DIFERENCIA ENTRE LA CLASIFICACIÓN POR DIVISIONES Y ZONAS (REF MANUAL PEPPERL+FUCHS)

La diferencia entre las clasificaciones norteamericanas y Europeas se describen más fácilmente en la Tabla 2.9 de clasificación.

Método	**Peligro Continuo**	**Peligro Intermitente**	**Condición Anormal de Peligro**
División	División 1		División 2
Zona	Zona 0/20	Zona 1/21	Zona 2/22

Tabla 2.9: Relación entre la clasificación por zonas y divisiones.

Para División 2 y Zona 2/22 existe una equivalencia directa; esto quiere decir que el equipo puede ser utilizado en la misma área, mientras que un equipo seleccionado para Zona1/21 puede ser usado en una división 1, siempre y cuando esta área no se encuentre por más de 10 horas al año con presencia de algún compuesto inflamable.

Para el caso de la Zona 0 no existe una relación directa; es por esto que no es posible el uso de un producto División 1 en una Zona 0, pero lo contrario si podría ocurrir.

2.5. DETERMINACIÓN DEL GRUPO

Todas las mezclas inflamables necesitan que se ubique y se determine el grupo al que pertenece la mezcla, para que el equipo se seleccione de una manera adecuada.

La NEC 70, sección de instalaciones especiales, se refiere a la determinación del grupo tomando en consideración los aspectos siguientes.

Para áreas de Clasificación I se tiene los grupos A, B, C, D con los compuestos siguientes:

Grupo A.- Acetileno y aplica a selecciones del Grupo B y C.

Grupo B.- Gas inflamable o liquido inflamable que produce vapor o liquido combustible que produce vapor mezclado con aire y existe la posibilidad de explotar si se tiene cualquiera de las dos características.

- **a)** MSEG (Maximun experimental Safe Gap) ≤0.45mm o,
- **b)** MIC(Minimum ignition current ratio) ≤ 0.4

Material Típico: Hidrógeno

Grupo C.- Gas inflamable o liquido inflamable que produce vapor o liquido combustible que produce a su vez vapor mezclado con aire y existe la posibilidad de explotación si se tiene cualquiera de las dos características.

- **a)** 0.45mm< MSEG(Maximun Experimental Safe Gap)≤0.75mm o,
- **b)** 0.40mm< MIC(Minimum ignition current ratio) ≤ 0.80

Material Típico: Etileno

Grupo D.- Gas Inflamable o Liquido inflamable que produce vapor o liquido combustible que produce vapor mezclado con aire y existe la posibilidad de explotar si se tiene cualquiera de las dos características.

a) MSEG(Maximun Experimental Safe Gap)>0.75mm o,
b) MIC(Minimum ignition current ratio) > 0.80

Material Típico: Propano

Para Áreas de Clasificación II se tiene los grupos E, F, G utilizado para los siguientes compuestos.

Grupo E.- Atmósferas que contienen polvos combustibles metálicos, incluyendo aluminio, magnesio o aleaciones.

Además en polvos combustibles donde el tamaño de partícula, abrasividad y conductividad presente un riesgo con el uso de equipo eléctrico

Grupo F.- Atmósferas que contienen polvos combustibles carbónicos que tienen mas del 8% de la volátiles atrapados (Dato obtenido por análisis de compuesto Coal and Coke).

Material Típico: Carbón, Carbón negro

Grupo G.- Atmósferas que contienen polvos combustibles que no están en los grupos E, F además de la harina, granos, madera, plástico y químicos.

2.6. TÉCNICAS DE PROTECCIÓN CONTRA EXPLOSIONES

Todo equipo eléctrico, el cual vaya a situarse en áreas donde se manipulan materiales inflamables, no debe ser capaz de ser una fuente de ignición de fuego. Es por esto que con objeto de proteger el entorno y al personal, deben tomarse ciertas precauciones para evitar la Inflamación de atmósferas consideradas como peligrosas. Por tanto, los equipos utilizados en zonas con peligro de explosiones deben contar con una técnica de protección contra explosiones según la clasificación eléctrica asignada al área, como los que se describen a continuación.

2.6.1. SEGURIDAD INTRÍNSECA (i)

La seguridad intrínseca se basa en el principio de restricción de la energía eléctrica disponible en los circuitos de zonas con peligro de explosiones, de manera que las chispas o las superficies calientes que puedan producirse como resultado de fallos eléctricos de los componentes no produzcan la ignición. La seguridad intrínseca es la única técnica aceptada para zonas con peligro de explosiones calificadas como Zona 0.

Se divide en dos tipos:

i. Los equipos e instalaciones tipo “ia” deben proveer protección contra explosión después que se les haya aplicado dos fallas.
ii. Los equipos e instalaciones tipo “ib” deben proveer protección contra explosión después que se les haya aplicado sólo una falla.

2.6.2. A PRUEBA DE INCENDIOS/A PRUEBA DE EXPLOSIÓN (d)

Los compartimentos a prueba de incendios/a prueba de explosión se pueden utilizar en caso de que sea admisible una explosión dentro del compartimiento, siempre que ésta no se extienda al exterior. El compartimiento debe tener la suficiente resistencia para aguantar la presión y debe disponer de aberturas estrechas para la salida de la presión sin inflamar la atmósfera situada fuera del equipo.

El compartimiento a prueba de incendios/a prueba de explosión no debe abrirse mientras:

a) La unidad está conectada, o cuando existen gases explosivos en la atmósfera.
b) Compartimentos dañados y que estén en servicio.

2.6.3. SEGURIDAD AUMENTADA (e)

Este tipo de protección está destinado a productos en los que no se producen arcos ni chispas durante el uso normal ni en condiciones de fallo y en los que se evitan las temperaturas excesivas de las superficies. La Seguridad Aumentada se consigue mejorando los valores de aislamiento y las distancias de fuga y de holgura por encima de las requeridas para el uso normal, proporcionando así un factor de seguridad contra las averías accidentales. Las conexiones eléctricas se realizan de tal manera que no es posible el aflojamiento incidental de los componentes.

2.6.4. SUMERGIDO EN ACEITE (o):

Se confiere seguridad al aparato eléctrico sumergiéndolo en aceite, no pudiendo producirse el encendido de la atmósfera explosiva.

2.6.5. PRESURIZADO (p):

Mediante la presión de un gas protector, que impide el ingreso de atmósferas explosivas en espacios que puedan contener una fuente de ignición, y cuando sea necesario, mediante la dilución continúa de la atmósfera dentro del espacio.

2.6.6. LLENO DE POLVO (O DE ARENA) (q):

Mediante el llenado de la cubierta con una masa o material granular tal que, si se produce un arco, éste no puede causar la ignición de la atmósfera combustible exterior.

2.6.7. ENCAPSULADO (m):

Método por el cual se cubre con un compuesto las partes que por medio de chispas o calor puedan causar la ignición de una atmósfera explosiva, evitando la ignición.

2.6.8. ANTICHISPAS (n):

Aplicado a un aparato eléctrico, tal que en condiciones normales de operación, no sea posible la ignición de la atmósfera.

2.7. CORRESPONDENCIA ENTRE EL MODO DE PROTECCIÓN – ZONA ADMISIBLE (GASES)

En la Tabla 2.10 siguiente se indica la relación entre la zona y el modo de protección adecuado para el área.

<table>
<tr><th>Modo de protección</th><th>Zona admisible</th><th>División admisible</th></tr>
<tr><td>Seguridad intrínseca “ia”</td><td>0</td><td></td></tr>
<tr><td>Seguridad intrínseca “ib”</td><td rowspan="8">1</td><td rowspan="8">1</td></tr>
<tr><td>Envolvente antideflagrante “d”</td></tr>
<tr><td>Seguridad aumentada “e”</td></tr>
<tr><td>Sobrepresión interna “p”</td></tr>
<tr><td>Relleno pulverulento “q”</td></tr>
<tr><td>Inmersión en aceite “o”</td></tr>
<tr><td>Encapsulado “m”</td></tr>
<tr><td>Protección “n”</td><td>2</td><td>2</td></tr>
<tr><td>Protección especial “s”</td><td colspan="2">Según las condiciones del certificado</td></tr>
</table>

Tabla 2.10: Relación entre la zona eléctrica clasificada y el modo de protección.

2.7.1. COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MÁS USADOS (MANUAL PEPPERL+ FUCHS)

Entre los sistemas más usados para reducir el riesgo de explosión están los sistemas intrínsicamente seguros, encapsulados, a prueba de explosión y sistemas de presurización o de purga.

Los sistemas encapsulados y a prueba de explosión son los más usados en aplicaciones para largos periodos de tiempo, pero los sistemas de protección intrínsicos son más seguros, más flexibles y de costos menores en la instalación y mantenimiento.

A continuación se compararan las características de estos dos sistemas en cuanto a:

Seguridad

Permanentemente se considera la probabilidad de ignición de una mezcla peligrosa la cual ayudará a elegir que método de protección es el más seguro

El sistema de encapsulado a prueba de explosión tiene una mayor probabilidad de riesgo que el sistema intrínsicamente seguro; esto es: $(10^{-7} \; vs \; 10^{-17})$, dato obtenido del análisis de probabilidades de 50 años (ref. manual Pepperl+ Fuchs).

El sistema de presurización requiere de mayor mantenimiento. Si este sistema está sujeto a un inadecuado mantenimiento puede incrementar la probabilidad de incendiar una mezcla peligrosa

Flexibilidad

El sistema de presurización o purga es más flexible que el sistema de encapsulados debido a que el sistema de purga no diferencia entre el tipo de atmósfera presente, la cual si hace el sistema de encapsulados.

El sistema intrínsicamente seguro si diferencia entre el tipo de atmósfera presente y es más flexible debido a que no requiere de un método especifico de conexión. Es por esto que, tomando en cuenta el tipo de configuración e instalación, el sistema es simple, aún en atmósferas extremadamente peligrosas como son las clasificadas como División 1 y Zona 0.

Costo de Instalación

En sistemas presurizados y a prueba de explosión se necesita equipo especial tales como tubería, sellos, compuestos, codos para empalme, cajetines. Los sistemas de presurización necesitan además un gas inerte, lo que encarece este tipo de instalaciones.

Los sistemas intrínsicamente seguros usan la misma vía en la que se instalan los equipos eléctricos como trasmisores, switchs, controladores con lo cual se reduce costos.

Costos de Mantenimiento

El sistema intrínsicamente seguro no necesita que se apague por completo la planta; además sus componentes tienen un largo tiempo de vida útil

En sistemas de presurización se debe incluir el costo de la fuente de gas protector y para los sistemas de encapsulados se debe incluir periódicamente el costo por reemplazo de junturas.

Como conclusión, se puede decir que por características presentadas el sistema Intrínsicamente Seguro tiene mayores ventajas frente a otros métodos de protección para áreas peligrosas.

2.8. TEMPERATURA DE SUPERFICIE EN EQUIPOS ELÉCTRICOS

Equipos que se encuentran ubicados en áreas peligrosas deben registrar una máxima temperatura de disipación con el fin de no provocar la ignición de la atmósfera explosiva, para esto se debe especificar la máxima temperatura de superficie la cual puede generar el instrumento ubicado en un área peligrosa.

La máxima temperatura de superficie del instrumento debe ser más baja que la mínima temperatura de ignición del gas presente

Para las clasificaciones por divisiones se usa la Tabla 2.11 donde se asigna una codificación según la temperatura máxima de superficie del equipo eléctrico:

Clasificación de acuerdo a la Temperatura	T1	T2	T2A	T2B	T2C	T2D	T3	T3A	T3B	T3C	T4	T4A	T5	T6
Temperatura Máxima ºC	450	300	280	260	230	215	200	180	165	160	135	120	100	85

Tabla 2.11: Codificación de acuerdo a la temperatura máxima de superficie (Clasificación por Divisiones según NEC).

Para las clasificaciones por zonas se usa la Tabla 2.12 siguiente:

Clasificación de acuerdo a la Temperatura	T1	T2					T3				T4		T5	T6
Temperatura Máxima ºC	450	300	280	260	230	215	200	180	165	160	135	120	100	85

Tabla 2.12: Codificación de acuerdo a la temperatura máxima de superficie (Clasificación por zonas según IEC).

En el caso del Terminal de Oyambaro se tiene GLP, el cual tiene varios compuestos. De aquí que su AIT (Auto Ignition Temperature) es la temperatura mínima para producir una combustión auto sustentada, se lo obtendrá de la Tabla 2-1 de la NFPA 497 para cada uno de los compuestos.

2.9. PROTECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO CONTRA AGENTES EXTERNOS

Para todo equipo que vaya a ser usado a la intemperie o en condiciones ambientales adversas será necesaria su clasificación IP, con el fin de describir el grado de protección frente a objetos sólidos y líquidos.

La Tabla 2.13 a continuación muestra la relación entre el grado de protección y el número de asignación.

Protección Contra Contacto y Objetos Sólidos		Protección Contra Líquidos	
Número	**Descripción**	**Número**	**Descripción**
0	Sin protección	0	Sin protección
1	Objeto mayores de 50 mm	1	Goteo vertical de agua
2	Objeto mayores de 12 mm	2	Goteo de agua con inclinación de 15°
3	Objeto mayores de 2,5 mm	3	Agua pulverizada a un ángulo de hasta 60°
4	Objeto mayores de 1 mm	4	Salpicaduras de agua en cualquier dirección
5	Protegido contra polvo	5	Chorros de agua a baja presión
6	Hermético al polvo	6	Chorros fuertes de agua
		7	Efectos de inmersión a 1 m de profundidad
		8	Sumersión

Tabla 2.13: Grado de protección contra objetos líquidos y sólidos

Ejemplo

IP 44 significa que tiene protección contra objetos mayores de 1mm y contra salpicaduras de agua en cualquier dirección

2.10. MÉTODO DE CABLEADO

En cuanto al cableado se requiere que en lo posible se trate de usar un sistema intrínsicamente seguro por las ventajas y la seguridad que este presenta, esto no quiere decir que no se utilicen otros métodos de protección.

Para las normas generales de un sistema intrínsicamente seguro se tiene como base la ISA 12.6 la cual, en forma general, toma en cuenta lo siguiente:

El cableado de sistemas intrínsicamente seguros debe realizarse de la misma manera que los circuitos para áreas no peligrosas. En un circuito intrínsicamente seguro se limita la energía, por lo tanto no es necesario usar un sistema de protección contra sobre corriente.

Si el cableado del sistema intrínsicamente seguro va a ser expuesto a interferencias de campos electromagnéticos, se deberá blindar los conductores o usar otros métodos parecidos con el fin de que el nivel de energía mínimo no se altere.

2.10.1. SEPARACIÓN DE CONDUCTORES INTRÍNSICAMENTE SEGUROS

2.10.1.1. De conductores no intrínsicamente seguros

a) Cableado abierto.- Conductores y cables de circuitos intrínsicamente seguros que no se encuentren en canaletas deben ser separados 50mm y separados de conductores y cables de cualquier circuito no intrínseco.

Excepciones

i. Donde todos los conductores de los circuitos intrínsicamente seguros usen cables del tipo MI, MC, SNM. ó
ii. Donde todos los conductores de los circuitos no intrínsicamente seguros estén en canaletas ó
iii. Donde todos los conductores de los circuitos no intrínsicamente seguros usen cables del tipo MI, MC, SNM donde el recubrimiento sea capaz de llevar cualquier falla de corriente a tierra.

b) En canaletas, portacables y cables.

Conductores de circuitos intrínsicos no deberán estar ubicados junto con conductores de cualquier circuito no intrínsico en cualquier tipo de canaleta, cable o portacable.

Excepciones

i. Donde conductores de circuitos intrínsicamente seguros estén separados de conductores de circuitos no intrínsicos por una distancia de 50mm y asegurados, o apartados por un metal conectado a tierra, o apartados por un aislamiento aprobado
ii. Donde todos los conductores de los circuitos intrínsicos, sean capaces de llevar la corriente de falla a tierra a través de un recubrimiento ó
iii. Donde todos los conductores de los circuitos no intrínsicos sean capaces de llevar la corriente de falla a tierra a través de un recubrimiento
iv. Los trenzados o escudos de poliéster o aluminio no se consideran un confiable apartado aterrizado.
v. Las chaquetas de cable normalmente no se consideran como un confiable apartado aislado
vi. Hojas de metal como particiones son aceptables si estas son de por lo menos de 0,0912cm

c) Dentro de cercamiento

Conductores de circuitos intrínsicamente seguros deberán estar separados por lo menos 50mm de conductores de cualquier circuito no intrínsicamente seguro

Todos los conductores deberán estar asegurados tal que cualquier conductor que pueda venir suelto no haga contacto con otro Terminal (el uso de compartimentos para separar los circuitos intrínsicos de los no intrínsicos, es un método recomendado. También el uso de barreras físicas como particiones o particiones aisladas aprobadas o ductos separados por otros por lo menos 19 mm pueden ser usados para asegurar una adecuada separación de cableado)

2.10.1.2. De otros conductores de circuitos intrínsicamente seguros

Circuitos intrínsicamente seguros deben estar separados de acuerdo a lo siguiente:

- **a)** Los conductores de cada circuito debe estar dentro de un recubrimiento metálico aterrizado a tierra (grounded metal shield).
- **b)** Los conductores de cada circuito deben tener un aislamiento de un mínimo de 0,0254 cm.

Excepciones

En terminales de conexión para diferentes circuitos intrínsicamente seguros deberán tener una distancia de por lo menos 6mm

2.10.2. TIPOS DE BLINDAJE DE CONDUCTORES

Todos los conductores deberán tener un adecuado blindaje dependiendo del tipo de zona en la cual se instalaran

La Tabla 2.14 siguiente puede usarse como referencia:

Método de cableado	**División 0**		**División 1**		**División 2**	
	IS	**NIS**	**IS**	**NIS**	**IS/**	**NIS**
Conduit roscado rígido	A	Nota 1	A	A	A	A
Conduit roscado de metal intermedio	A	Nota 1 or 2	A	A	A	A
Metal flexible a prueba de explosión.	A	Nota 1 or 2	A	A[c]	A	A
Cable tipo MI	A	Nota 2[d]	A	A[d]	A	A
Cables tipo PLTC; MC: MV, SNM, y TC	A	NA	A	NA	A	A
Conduit metálico flexible	A	NA	A	NA	A	A[c,e]
Conduit metálico flexible	A	NA	A	NA	A	A[c,e]
Tubo metálico eléctrico de acero	A	NA	A	NA	A	NA
Cordón flexible	A	NA	A	Nota 3[f]	A	A[c,f]
Cualquier método adecuado para áreas no peligrosas	A	NA	A	NA	A	NA

Tabla 2.14: Métodos de cableado en campo en áreas Clase 1

En la Tabla se introducen los siguientes sufijos y notas que para su mejor utilización se expresa de la manera siguiente:

a) Abreviaciones: IS = Intrínsicamente Seguro; NIS = No Intrínsicamente Seguro, NI = No incendiable; A = aceptable; NA = No aceptable, de cuerdo NEC 70
b) Según el NEC en la descripción del uso de sistemas de cableado señala que en áreas división 0 no cubre el NEC por lo cual se limita a recomendar mas no a normar, en cambio en áreas división 1 y 2 si cubre el NEC
c) Es aceptable solo donde se necesita de flexibilidad.
d) Es aceptable si las terminaciones son aprobadas para áreas clase I división 1 y 0.

e) Sistemas especiales de puesta a tierra es necesario.
f) Conductor de puesta a tierra extra duro solo es aceptado.

Notas:

1. Es aceptable si todos los sistemas incluyendo el sistema conduit son purgados y presurizados usando gas tipo X o tipo Y, además no debe existir partes desnudas que creen arcos y sean fuentes posibles de ignición de acuerdo a la NFPA 496.
2. Es aceptable si el circuito bajo condiciones normales no pueden proveer de la suficiente energía para incendiar una mezcla peligrosa, y esta produzca una chispa en circunstancias de que: El conductor este abierto, se cortocircuite a tierra o se tope con cualquier otro conductor ubicado en la canaleta o alrededor.
3. Es aceptable donde se use equipo portátil aprobado y sea necesario el reemplazo de cables según el NEC 501-11.
4. Es aceptable en procesos controlados para facilitar el reemplazo de partes de instrumentación según el NEC 501-3[b].

2.10.3. TIPO DE AISLAMIENTO DE CONDUCTOR

El conductor deberá poseer una determinada resistencia a ambientes externos a parte del tipo de blindaje que se entregue al conductor es por esto que dependiendo del tipo de atmósfera se usara un determinado recubrimiento según se dispone en la Tabla 2.15 siguiente.

Material Aislante	Valor de temperatura (ºC)	Valor de voltaje UL(voltios)	Resistencia al petróleo	Resistencia al ozono	Abrasión	Resistencia a la flama
Neoprano	90	300/600	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
PVC	80	300	Bueno-Excelente	Bueno-Excelente	Bueno	Excelente
	105	600	Bueno-Excelente	Bueno-Excelente	Bueno	Excelente
Hipalon	105	300/600	Bueno	Excelente	Bueno	Bueno
XL extra duro basado en polietileno	105	300	Bueno	Bueno	Excelente	Justo-Malo
	125	600	Bueno	Bueno	Excelente	Justo-Malo
	150	600	Bueno	Bueno	Excelente	Justo-Malo
EPDM	125	600	Justo-Malo	Bueno	Bueno	Justo
	150	600	Justo-Malo	Bueno	Bueno	Justo
Silicón de caucho	150	300	Justo	Bueno	Malo	Bueno
	200	600	Justo	Bueno	Malo	Bueno
Silicón de caucho de fibra de vidrio	150	600	Justo	Excelente	Excelente	Bueno
	200	600	Justo	Excelente	Excelente	Bueno
Teflón	150	300	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
	200	300	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
	260	300	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente

Tabla 2.15: Tipo de aislamiento de conductor (Ref. Belden).

Según la Tabla 2.15 anterior el tipo de aislamiento que mejor se adapta al área que se tiene en el terminal de Oyambaro es el recubrimiento de PVC o de teflón debido a que presenta buena resistencia a la flama, abrasión, ozono y a un hidrocarburo.

Una vez concluido este capítulo que ha enumerado las consideraciones básicas que contiene el proyecto de ampliación del área de almacenamiento de GLP. En el capítulo siguiente se utilizará las consideraciones básicas expuestas anteriormente y se las aplicará para el caso especifico del proyecto en Oyambaro, además de seleccionar los sistemas de relevo, iluminación y de puesta a tierra; considerados como sistemas adicionales.

CAPÍTULO 3.

CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS ADICIONALES

En este capítulo se establecen las consideraciones necesarias previas a la selección de los equipos a usarse en el área de almacenamiento, considerada como peligrosa. Además, en este capítulo se incorpora el diseño de los equipos de relevo y alivio de presión en los tanques de almacenamiento de GLP de acuerdo a la NFPA 28 y como parte del diseño de sistemas adicionales se realiza un adecuado diseño del sistema de puesta a tierra y el sistema de iluminación, todo esto en el área de almacenamiento de GLP.

3.1. CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO EN ÁREA PELIGROSA

Para la selección del equipo eléctrico se debe clasificar el área considerada como de atmósfera peligrosa según como regula la API500 cuando se trabaja con divisiones; además, se incluye la clasificación completa por zonas según la regulación de la API 505.

A continuación se realizará la clasificación por divisiones en un área clasificada como Clase I.

3.1.1. CLASIFICACIÓN DEL PATIO DE TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP POR DIVISIONES

El procedimiento que se usa es el sugerido por la API-RP500 en su apendix E.

Se empieza por enunciar cada uno de los paso con la letra “E” mayúscula, considerando disposiciones de la API 500 para clasificación eléctrica.

3.1.1.1. E.1.-Introducción

En el Terminal de Oyambaro de Petrocomercial se encuentra un área donde se encuentran ubicados los 10 tanques de almacenamiento de GLP. Este por ser un gas inflamable, necesita una adecuada clasificación del área.

El área es adecuadamente ventilada debido a que ésta no posee techo.

3.1.1.2. E2.- Necesidad de clasificación

En los tanques ubicados en el patio de almacenamiento se almacena GLP, el cual es un gas inflamable por lo que éste puede estar presente en la atmósfera ante cualquier operación. Además, se debe clasificar un área donde gases volátiles sean transferidos de un contenedor a otro cuando. No se debe considerar como fuentes de riesgo a accesorios adicionales a cada tanque tales como válvulas de mando, válvulas de seguridad, válvulas de venteo, esto porque la liberación de material es poco frecuente en esta clase de equipos y si es este el caso, es de cantidades mínimas de acuerdo a la API RP 500 en la sección de “Necesidad de Clasificación”.

3.1.1.3. E.3.- Asignación de la división

Tanques de almacenamiento elevado

En los tanques de almacenamiento elevados, que contiene productos inflamables como el GLP, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas indicadas en la Figura 3.1.

Cualquier registro abierto, venteo o válvula de relevo, respiradero en el tanque da origen a un área de la División 1 hasta una distancia de 1.5 m en todas direcciones.

Del límite de la División 1 existe un área de la División 2 hasta 1.5 m en todas direcciones.

Debe considerarse como área de la División 2, el espacio comprendido desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, debiendo, además, prolongarse el área peligrosa en el plano vertical hasta el nivel del piso.

Por lo tanto, al interior de los tanques es división 1, mientras que afuera del tanque es división 2

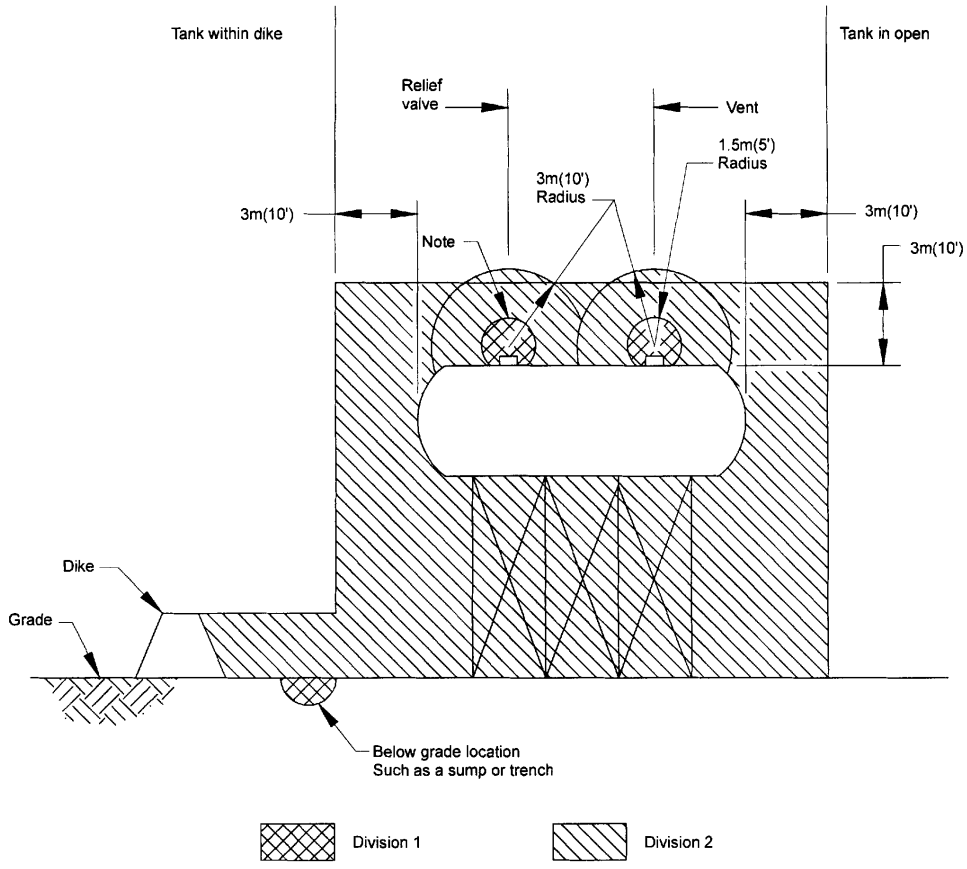


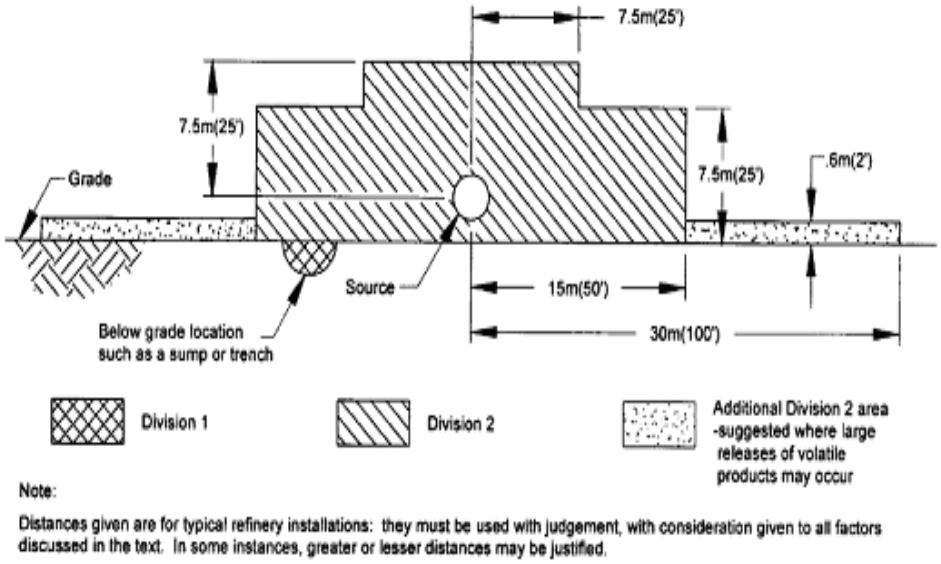
Figura 3.1: Tanque Elevado de Almacenamiento o Recipiente Presurizado (Ref. API 500).

3.1.1.4. E.4.- Extensión del área clasificada

El GLP es un gas mucho más pesado que el aire por lo que la atmósfera es mucho más ignicible mientras más abajo se encuentre; por lo que se sugiere construir un dique de altura para disminuir los límites de inflamabilidad de la mezcla (ref:API 7.2.2).

Cuando el tanque cuente con el muro de contención, se considera como área de la División 2, en cualquier plano vertical, toda el área situada dentro del muro de contención, desde el nivel del piso, hasta la altura del muro, además se tomara en cuenta como que el vapor se distribuye uniformemente por el área (ref. PEMEX).

Extensión de División 1 para áreas ubicadas por sobre del nivel del piso, en áreas abiertas y para hoyos por debajo del nivel de piso se considerará despreciable (API 500 Sec. 9.2.1), mientras que para extensión de División 2 se usara los diagramas indicados en la Figura 3.2 siguiente, donde los puntos de fuente de riesgo se considerará en donde se maneja o almacena gases inflamables más pesados que el aire.



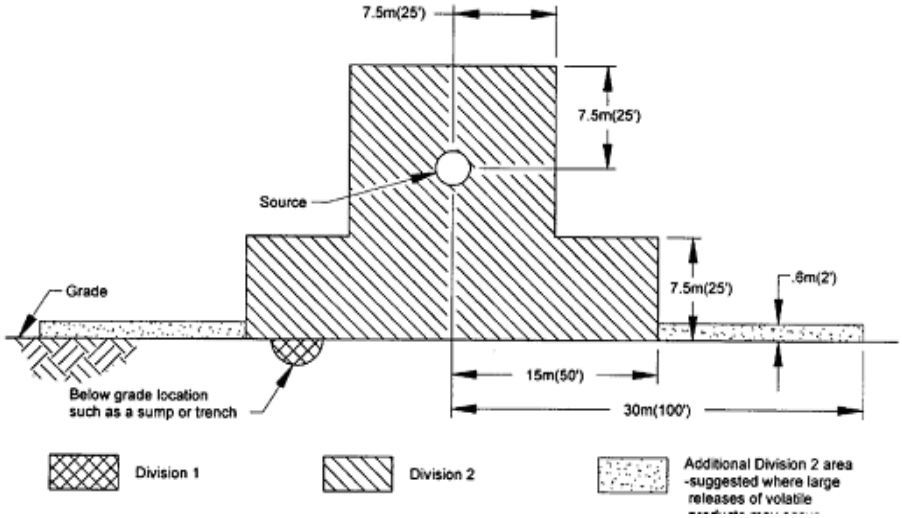


Figura 3.2: Extensión del área de proceso en una zona adecuadamente ventilada con gases más pesados que el aire (Ref. API 500).

3.1.1.5. E.5.- Determinación del grupo

El grupo al cual pertenece el Gas Licuado de Petróleo (GLP) se identifica ubicando cada uno de los compuestos del gas licuado de petróleo según sugiere la NFPA 497[9]. La tabla provista en la NFPA se puede usar para buscar compuestos más específicos. Si se desea identificar el grupo de cierto compuesto se puede usar la Tabla 3.1.

Clase I (Gases o Vapores)

Grupo A	Atmósferas que contienen acetileno
Grupo B	Atmósferas que contienen Butadeino, Oxido de Etileno, Hidrogeno, Oxido de Propileno, combustibles procesados que tienen mas del 30% de hidrogeno del volumen
Grupo C	Atmósferas que contienen Acetadehido, Ciclopropano, Etileno
Grupo D	Atmósferas que contiene acetona, Amonio, Benceno, Propano, Butano, Ciclopropano, Etano, Exano Metanol, Gas Natural

Tabla 3.1: Químicos Selectos NFPA 497

[9] Tabla de compuestos 2-1 NFPA 497

Según el manual de Petrocomercial el GLP con que se cuenta es de las siguientes características en composición descrita en la Tabla 3.2.

Composición		%Peso	%Molar
Propano	C3	58,257	61,198
N. Butano	nC4	22,953	18,291
I. Butano	iC4	11,261	8,974
Etano	C2	7,458	11,491
I. Pentano	iC5	0,072	0,046

Tabla 3.2: Compuesto de Gas Licuado de petróleo ref. Manual GLP Oyambaro

De aquí se tiene que la composición del GLP es clasificado como Clase I, Grupo D según la Tabla 2-1, NFPA 497, y la identificación del grupo dependiendo de cada compuesto, describiéndose en manera general en la Tabla 3.3 siguiente.

PRODUCTOS A MANEJAR EN EL PROCESO		
Composición		**Grupo**
Propano	C3	D
N. Butano	nC4	D*5
I. Butano	iC4	D*5
Etano	C2	D
I. Pentano	iC5	D*5
D*5 Valores Comerciales		

Tabla 3.3: Determinación del grupo de los compuestos de GLP

3.1.1.6. E.6.- Documentación

La documentación se presenta con el fin de describir el porqué de la asignación de una determinada división dentro un área de clasificación, siendo su descripción a manera de notas.

La simbología usada es la que se describe en la Figura 3.3 siguiente y se usará en los planos de asignación de división.

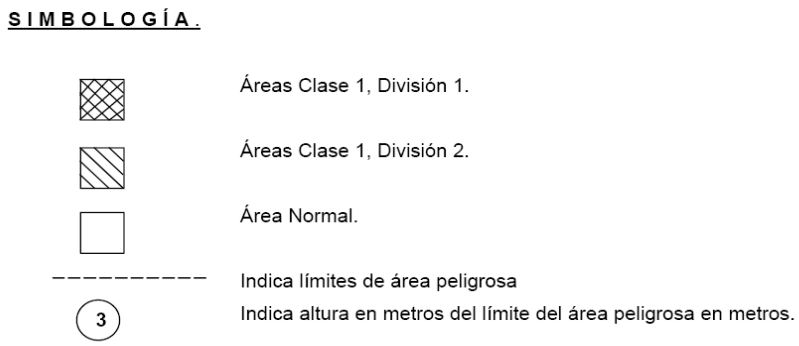


Figura 3.3: Simbología de determinación de un área peligrosa en divisiones.

Notas de clasificación:

1.-Esta área comprende a la zona de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo, y se encuentra clasificada de acuerdo a la Figura de tanques elevados presurizados en áreas adecuadamente ventiladas y no encerradas de la Norma API; esto es, 3 metros alrededor del tanque cilíndrico se considera División 2.

a) Se debe proveer a esta área de detectores estacionarios de gas, capaz que garantice dentro de esta zona concentraciones mínimas.

b) El interior del tanque y de los instrumentos que tienen contacto con el líquido inflamable es División 1.

c) Es un área adecuadamente ventilada debido a que no posee Techo

2. En válvulas de relevo las cuales no liberan a la atmósfera gases, se aconseja como mínimo 3 metros, División 2.

3.- En instrumentos que liberen gases a la atmósfera se considerará 30 cm. División 1, desde la fuente de salida, y 30 cm más, a partir de la división 1, se considera División 2. Esto es para los tanques los cuales disponen de Rotogauge.

4.- En caso de tener productos altamente volátiles se recomienda esta área adicional, la cual corresponde a una extensión del área clasificada.

Hasta 15 metros del centro de la fuente de riesgo se considerará una zona de 7.5 m desde el nivel del piso División 2.

Hasta 30 metros del centro de la fuente de riesgo se considerará una zona de 0.6 m desde el nivel del piso como División 2.

Para conexiones atornilladas, bridas, válvulas, no es necesario clasificar alrededor de estos equipos, debido a que se encuentran en un área Adecuadamente Ventilada y no encerrada. Para el uso de actuadores eléctricos se clasificara 50 cm alrededor del equipo como División 2.

En los planos 18 y 19 se muestra la clasificación eléctrica del área de almacenamiento de GLP por Divisiones según la API 500.

Plano 18: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Divisiones (V. Sup)

Plano 19: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Divisiones (V. Lat).

3.1.2. CLASIFICACIÓN DEL PATIO DE TANQUES CILÍNDRICOS DE ALMACENAMIENTO DE GLP POR ZONAS

El procedimiento que se usará como referencia es el sugerido por la API-RP505 en su apendix E. Se empieza por enunciar cada uno de los pasos con la letra “E” mayúscula, considerando disposiciones de la API 505.

3.1.2.1. E.1.- Introducción

En el Terminal de Oyambaro de Petrocomercial se encuentra un área específica donde se encuentran ubicados los 10 tanques de almacenamiento de GLP. Este, por ser un gas inflamable, necesita una adecuada clasificación del área. El área es adecuadamente ventilada debido a que esta no posee techo.

3.1.2.2. E2.- Necesidad de clasificación

En los tanques ubicados en el patio de almacenamiento se almacena GLP, el cual es un gas inflamable, por lo que este puede estar presente en la atmósfera ante cualquier operación. Además, se debe clasificar un área donde gases volátiles sean transferidos de un contenedor a otro cuando, y en áreas donde se almacene o este sea procesado.

3.1.2.3. E.3 Asignación de la zona

Tanques de almacenamiento elevado

En los tanques de almacenamiento elevados, que contiene productos inflamables como el GLP, se considera que existen las siguientes áreas peligrosas indicadas en la Figura 3.4.

Debe considerarse como una Zona 2 al espacio comprendido desde la superficie exterior del tanque hasta una distancia de 3 m en todas direcciones, debiendo, además, prolongarse el área peligrosa en el plano vertical hasta el nivel del piso.

Por lo tanto al, interior de los tanques es Zona 0.

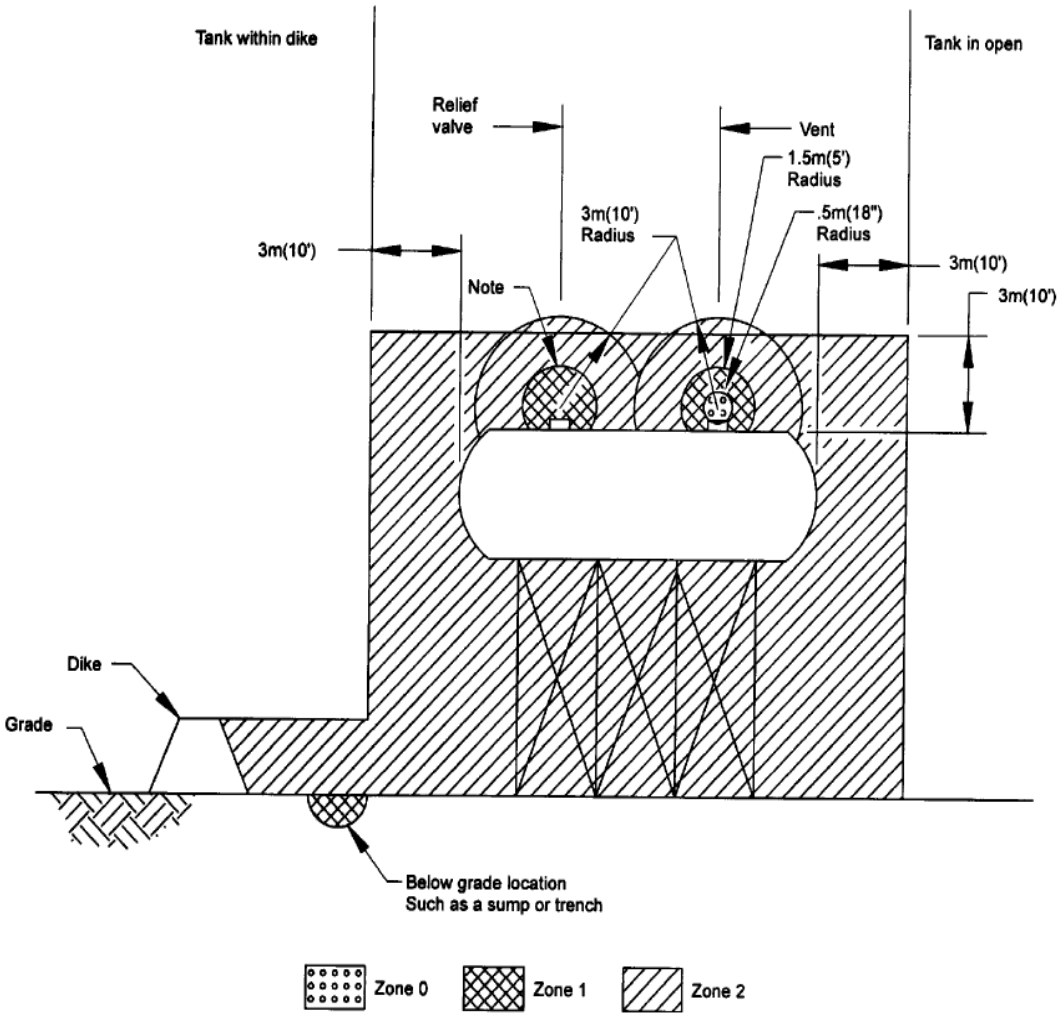


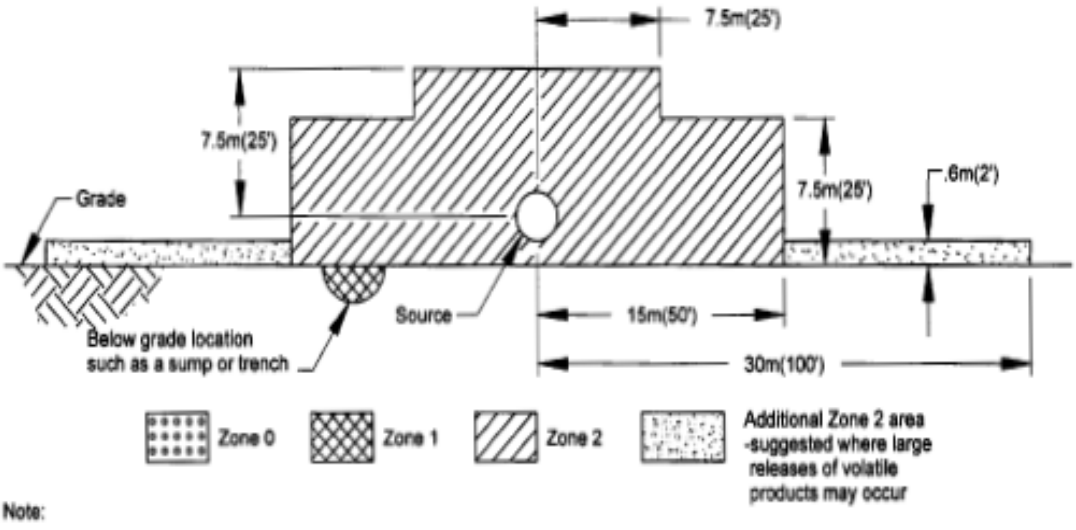
Figura 3.4: Clasificación por zonas en tanques de almacenamiento elevado o recipiente presurizado (Ref. API 505).

3.1.2.4. E.4 Extensión del área clasificada

El GLP es un gas mucho más pesado que el aire por lo que la atmósfera es mucho más ignicible mientras más debajo se encuentre; por lo que se sugiere construir un dique de altura para disminuir los límites de inflamabilidad de la mezcla.

Cuando el tanque cuente con el muro de contención, se considera como Zona 2, en cualquier plano vertical, a toda el área situada dentro del muro de contención, desde el nivel del piso, hasta la altura del muro, además se tomara en cuenta como que el vapor se distribuye uniformemente por el área: Haciendo analogía con la ref. PEMEX

Extensión de Zona 2 se usara las distancias sugeridas en la Figura 3.5, donde los puntos de fuente de riesgo se considerarán en donde se maneja o almacena gases inflamables más pesados que el aire.



Note:

Distances given are for typical refinery installations: they must be used with judgement, with consideration given to all factors discussed in the text. In some instances, greater or lesser distances may be justified.

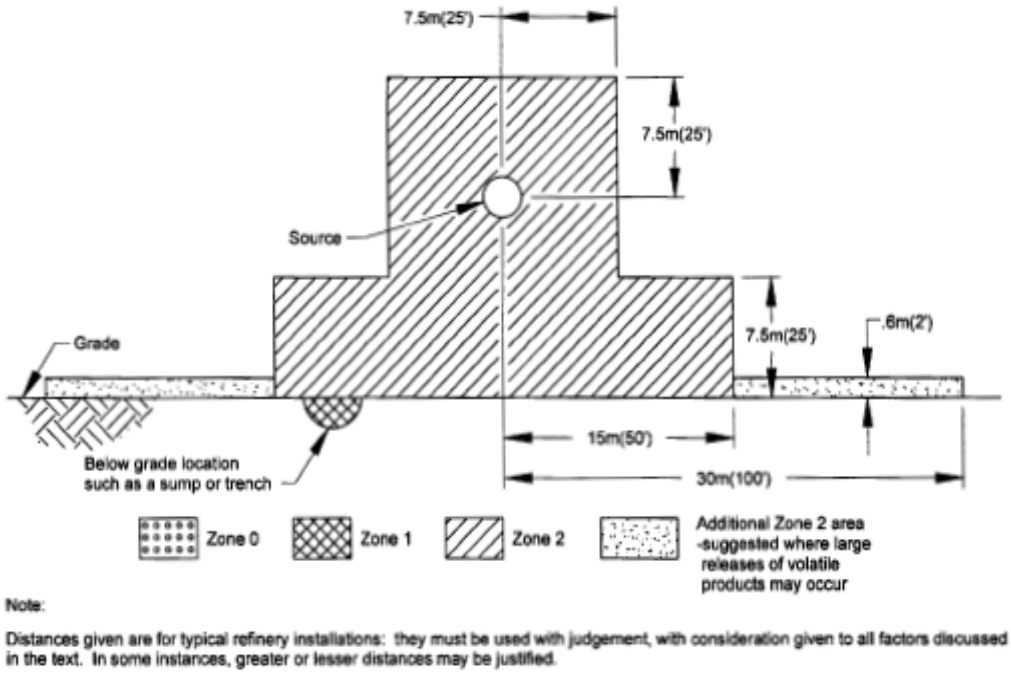


Figura 3.5: Extensión del área de proceso en una zona adecuadamente ventilada con gases más pesados que el aire (Ref. API 505)

3.1.2.5. E.5 Determinación del grupo

Según el NEC tenemos que la composición del GLP es clasificado como Clase I, Grupo D según la tabla 2-1 NFPA 497.

Para la determinación del grupo la norma API 505, nos sugiere una comparación aproximada para la determinación del grupo la cual esta dada en la Tabla 3.4 una vez que se obtiene el grupo según el NEC.

Designación del grupo según el IEC	Designación del grupo según el NEC	Gas típico
IIC	A	Acetileno
(IIB + H2)*	B	Hidrogeno
IIB	C	Etileno
IIA	D	Propano
* Nota La mezcla (IIB + H2) no pertenece a ningún grupo de IEC o NEC por lo que se aproximara al grupo IIC cuando la atmosfera no contenga Acetileno.		

Tabla 3.4: Comparación aproximada de grupos IEC y NEC (Ref. API 505 Tabla 1)

Basándonos en la tabla anterior se dispone que el compuesto GLP según el IEC pertenezca al Grupo IIA.

3.1.2.6. E.6 Documentación

La documentación se presenta con el fin de describir el porque de la asignación de una determinada zona dentro un área de clasificación siendo su descripción a manera de notas.

La simbología usada es la que se describe en la Figura 3.6 y se usará en los planos de asignación de Zonas.

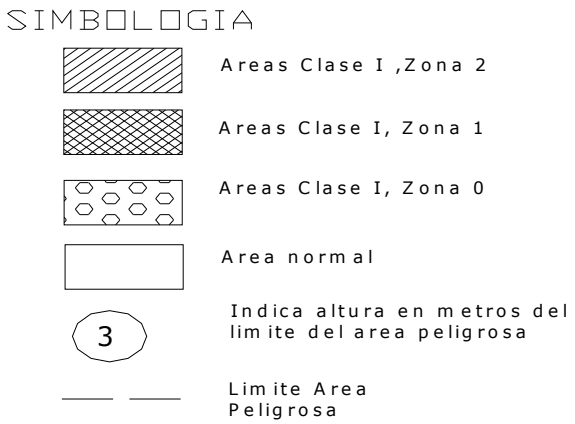


Figura 3.6: Simbología de determinación de un área peligrosa en divisiones.

Notas de clasificación:

1.-Esta área comprende a la zona de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo, y se encuentra clasificada de acuerdo la Figura de tanques elevados presurizados en áreas adecuadamente ventiladas y no Encerradas de la Norma API; esto es, 3 metros alrededor del tanque cilíndrico es Zona 2.

a) Se debe proveer a esta área de detectores estacionarios de gas, capaz que garantice dentro de esta zona concentraciones.

b) El interior del tanque y de los instrumentos que tienen contacto con el líquido inflamable es Zona 0.

c) Es una área adecuadamente Ventilada debido a que no posee Techo.

2. En válvulas de relevo las cuales no liberan a la atmósfera gases se aconseja como mínimo 3 metros Zona 2.

3.- En instrumentos que liberen gases a la atmósfera se considerará 30 cm Zona 1, desde la fuente de salida, y 30 cm más a partir de la zona 1, se considera Zona 2. A esto incluir que desde la fuente de riesgo se considerara 0.15m como zona 0 esto es para el caso de los tanques los cuales disponen de Rotogauge

4.- En caso de tener productos altamente volátiles se recomienda esta área adicional, la cual corresponde a una extensión del área clasificada.

Hasta 15 metros del centro de la fuente de riesgo se considerará una zona de 7.5 m desde el nivel del piso Zona 2

Hasta 30 metros del centro de la fuente de riesgo se considerará una zona de 0.6 m desde el nivel del piso como Zona 2

Para Conexiones Atornilladas, Bridas, Válvulas, actuadores no es necesario Clasificar alrededor de estos equipos debido a que se encuentran en un área

Adecuadamente Ventilada y No Encerrada. Para el uso de actuadores eléctricos se clasificara 50 cm alrededor del equipo como Zona 2.

En los planos 20 y 21 se muestra la clasificación eléctrica del área de almacenamiento de GLP por zonas según la API 505.

Plano 20: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Zonas (V. Sup).

Plano 21: Clasificación eléctrica del área de almacenamiento por Zonas (V. Lat).

3.1.3. TEMPERATURA DE SUPERFICIE DE EQUIPOS

La determinación de la temperatura de superficie de los equipos se basa considerando cada uno de los compuestos de la mezcla con la que se cuenta.

Para el caso del Terminal de Oyambaro se tiene GLP con el cual se tiene los compuestos individuales y se identifica el AIT (Auto Ignition Temperature) que es la temperatura mínima para iniciar una combustión auto sustentada. Este dato se lo obtiene de la tabla 2-1 de la NFPA 497 para cada uno de los compuestos que contiene el GLP y se muestra de manera específica en la Tabla 3.5.

PRODUCTOS A MANEJAR EN EL PROCESO		
Composición		AIT (º C)
Propano	C3	413
N. Butano	nC4	288
I. Butano	iC4	343
Etano	C2	472
I.Pentano	iC5	300

Tabla 3.5: Determinación del AIT individual del GLP

Con la determinación del AIT mínimo de cada uno de los compuestos de la mezcla de GLP se especifica la máxima temperatura de superficie de los equipos que podrá tener según las Tablas 2.11 o 2.12

La máxima temperatura de los equipos es:

a) T2A para la clasificación por Divisiones.
b) T3 para la clasificación por Zonas.

De aquí que se podrá usar códigos de clasificación de temperatura mayor a estos valores por ejemplo T6 esto por poseer temperaturas de ignición menores.

3.1.4. PROTECCIÓN CONTRA AGENTES EXTERNOS

Por ser equipo eléctrico y conociendo que el polvo provoca daño a los equipos eléctricos, será necesario que todo equipo que vaya a ser usado en la intemperie sea hermético al polvo, así como también puedan soportar chorros de agua a una baja presión en caso de labores de limpieza y aspersión de monitores en el área. Es por esto que se sugiere usar equipo de protección contra agentes externos mínimo IP65.

3.1.5. TIPO DE PROTECCIÓN CONTRA EXPLOSIONES

En lo posible se usará el sistema de seguridad intrínseca por las ventajas que presenta ante otros métodos:

Por lo que se usaran los siguientes tipos de protección según el siguiente tipo de área:

a) Se usara para Zonas 0, protección ia
b) Se usara para Zonas 1, protección ib
c) Se usara para Zonas 2, antichispas.

Para el cableado de este tipo de aparatos se usara la instalación sugerida por el fabricante.

3.1.6. MÁXIMA PRESIÓN DE DISEÑO DE EQUIPOS CONECTADOS AL TANQUE

La NFPA 28 en la sección 2.5.1.2 señala y dispone la presión máxima de diseño la que deberán soportar todos los equipos que se conecten al tanque según lo siguiente:

a) Equipo a ser usado a una presión más alta que la presión máxima de diseño del contenedor, deberá ser diseñado a esa presión máxima y esta no podrá ser menos de 350 psi.
b) Equipo a ser usado con GLP Liquido o vapor a presiones por encima de 125 psi y no más allá de 250 psi, debe ser diseñado a una presión de al menos 250 psi
c) Equipo a ser usado con GLP vapor a presiones por encima de 20 psi pero no mas allá de 125 psi, debe ser diseñado a una presión de al menos 125 psi
d) Equipo a ser usado con GLP vapor hasta presiones de 20 psi, debe ser diseñado a la presión máxima a la cual se podría encontrar.

Según lo anterior expuesto, el MAWP de los tanques de este proyecto es de 250 psi, por lo que los accesorios a usarse en el tanque se diseñarán para esta presión máxima.

3.2. SELECCIÓN SISTEMA DE RELEVO

El sistema de relevo se lo realiza a través de la acción de válvulas de relevo automáticas. Para el diseño y selección de válvulas de relevo la NFPA 58, en la sección 232 correspondiente al diseño de válvulas de relevo, norma el uso de válvulas de relevo piloteadas para todo tanque que sobrepasen los 151 m3.

El procedimiento de selección de las válvulas de relevo es tomado de la API 520 parte 1, correspondiente a la dimensión, selección e instalación de dispositivos para relevo de presión.

3.2.1. VÁLVULA PILOTEADA DE RELEVO DE PRESIÓN

La válvula piloteada de relevo de presión es el dispositivo de mayor relevo, además de contar el cuerpo de la válvula de un controlador auxiliar, el cual actúa por si

mismo, conocido como piloto.

Esta válvula consiste de la válvula principal, a la cual se adjunta un pistón desequilibrado y un piloto externo. El pistón esta diseñado para tener un gran desplazamiento por encima de la presión seteada, donde la cima y el tope del pistón están expuestas a una misma presión de entrada, y a causa de ésta gran área en el tope del pistón obliga que la fuerza del pistón mantenga herméticamente cerrado el tapón contra la boquilla de la válvula principal. (Todo está relacionado con la formula p=f/A).

A medida que la presión de operación se incrementa la fuerza del asiento también incrementa por lo que hace que la válvula esté más firme. Esta característica permite operar a las válvulas por encima de la máxima presión operada.

A la presión de seteo el piloto ventea la presión del tope del pistón, resultado que la fuerza neta cause un alzamiento del pistón y el proceso de flujo se establezca a través de la válvula principal

Después de una sobre presión el piloto cierra el venteo del tope del pistón, reestableciendo la presión y forzando a que el pistón se cierre nuevamente.

La tubería principal de una válvula piloteada de relevo puede usar un diafragma en lugar de un pistón para proveer un movimiento desbalanceado del componente de la válvula. Un disco que normalmente encierra la entrada de la tubería principal es completo con un diafragma flexible, así como se indica en la Figura 3.7. El piloto externo sirve para censar la presión de proceso y ventea la cima del diafragma, una vez que se tenga la presión seteada; además, a través del piloto se recarga el diafragma una vez que la presión del proceso se reduce. Así como con el pistón, con el diafragma la fuerza de asentamiento se incrementa proporcional con la presión de operación, a causa de la diferencia de área expuesta del diafragma.

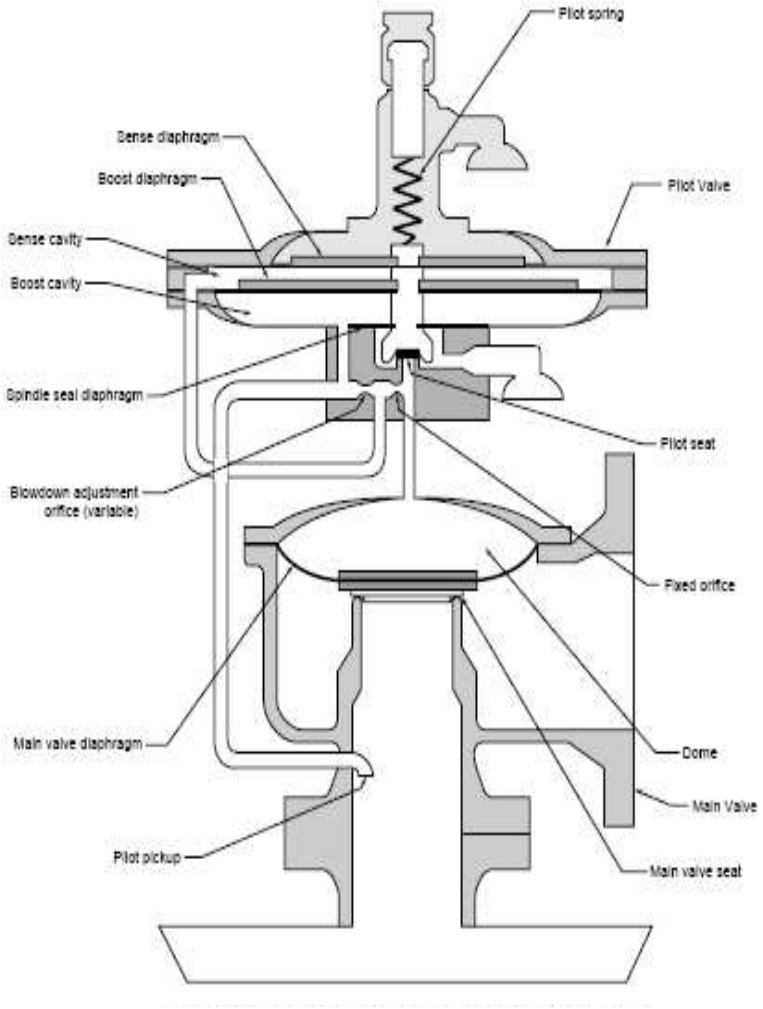


Figura 3.7: Válvula piloteada de relevo de baja presión con diafragma (Ref. API 520)

El alza del pistón o diafragma no es afectado por la contrapresión de la tubería de descarga lo que permite igualar las presiones altas en el relevo del manifold de descarga. Además, el piloto puede descargar venteos del producto directamente a la atmósfera o a la salida de la tubería de la válvula dependiendo del diseño del piloto o del requerimiento del usuario.

En caso de que exista la posibilidad de que la presión en la descarga sea mayor que la entrada se requerirá de un dispositivo tal que no permita el retorno de producto, existiendo la posibilidad de que la alta presión de descarga genere una fuerza

creciente tal que el diafragma o el pistón pueden mantenerse abiertos y causar un flujo reverso. Este preventor de flujo reverso hace que la presión de descarga tenga una fuerza decreciente en el diafragma o pistón, permitiendo así a la válvula cerrarse. En la Figura 3.8 se indica el uso de un preventor de flujo inverso.

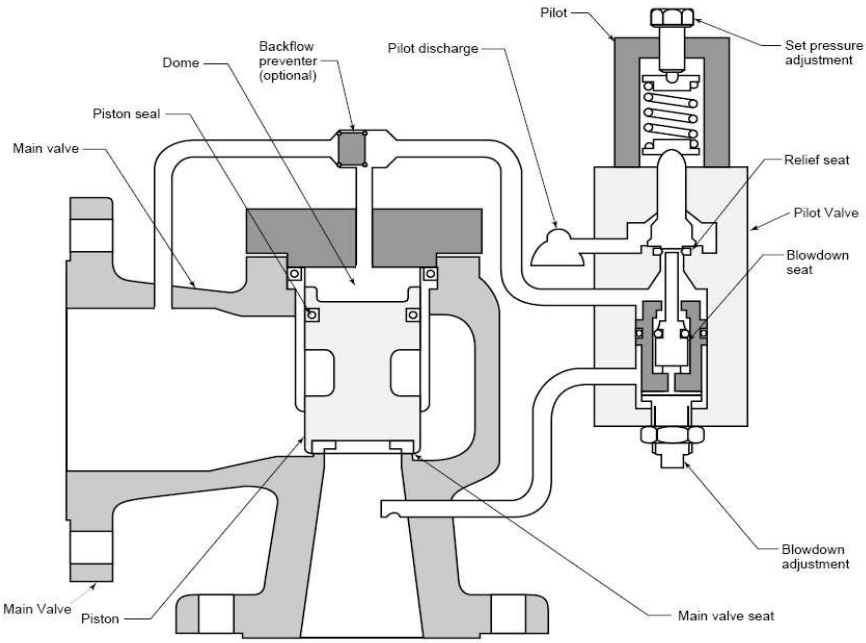


Figura 3.8: Válvula piloteada de relevo de presión con un preventor de flujo inverso. Ref API 520

Los pilotos que operan el cuerpo de la válvula pueden ser de acción de estallido (Pop Action Pilot) o de acción modulada (Modulating Action Pilot). El piloto de estallido causa una apertura de la válvula a la presión de seteo sin que exista sobre presión de acuerdo como se indica en la Figura 3.9. El piloto modulado abre lo suficiente para liberar la capacidad requerida (ver Figura 3.10), con lo cual existe un menor relevo de producto.

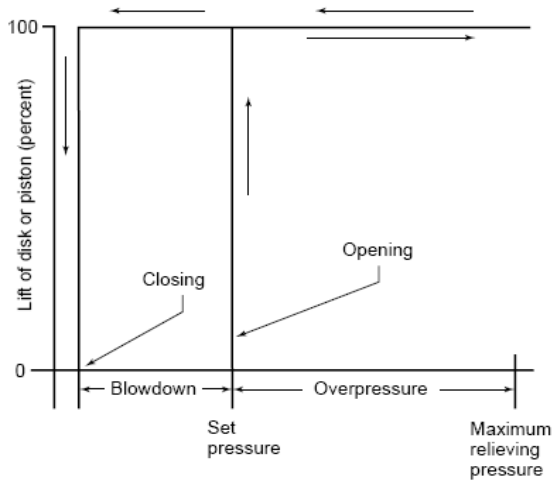


Figura 3.9: Relación entre el desplazamiento del pistón y la presión de un tanque con una válvula de relevo de presión de acción de estallo (Ref API 520)

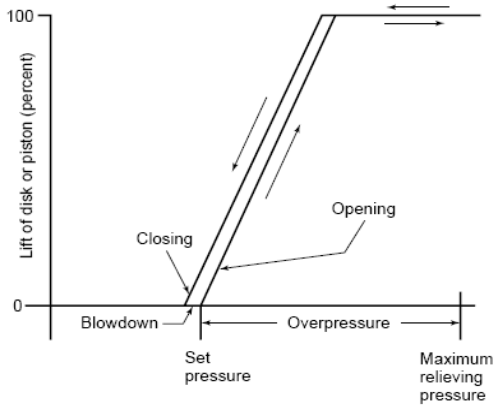


Figura 3.10: Relación entre el desplazamiento del pistón y la presión de un tanque con una válvula de relevo de presión de acción modulada (Ref. API 520).

Los pilotos pueden ser fluyentes (flowing) o de tipo no fluentes (nonflowing). Los pilotos del tipo fluyentes permiten que el fluido del proceso este continuamente fluyendo a través del piloto cuando la válvula esta abierta, mientras que los otros no. Los pilotos del tipo no fluentes son generalmente recomendados a fin de reducir la posibilidad de formar escarcha o que sólidos afecten el rendimiento de la válvula.

Las válvulas de piloto operado pueden ser usadas para relevos de líquido y vapor, sin afectarles el estado en el que se encuentra el producto, estas son las recomendadas cuando se tiene las dos clases de estado en un mismo producto.

Los componentes de la válvula así como sus asientos y pilotos deberán contar con materiales que soporten las acciones nocivas del producto con el cual vayan a trabajar. Por esto se consultará al proveedor sobre el tipo de válvula a usar, así como sus materiales, dependiendo de la aplicación[10].

3.2.2. SETEO DE PRESIONES DE RELEVO

Las presiones de seteo se las hace frente a contingencias o a condiciones de fuego.

3.2.2.1. Contra contingencias

Según la ASME sección VII, la presión debe ser relevada al 110% del MAWP para tanques donde exista una sola válvula para el relevo frente a condiciones operativas, lo que se anotara en las siguientes Tablas 3.7 y 3.8 siguientes.

	Instalación de válvula única		**Instalación de múltiples válvulas**	
	Presión máxima de seteo (%[11])	**Máxima presión acumulada (%)**	**Presión máxima de seteo (%).**	**Máxima presión acumulada (%)**
Contingencia				
Casos sin fuego				
Válvula primaria	100	110	100	116
Válvulas adicionales	-	-	105	116

[10] API 520 sección 1 Dimensión, selección e instalación de válvulas de relevo.
[11] Los porcentajes se deben basar de acuerdo al MAWP (Presión máxima permitida de trabajo) de cada tanque

	Instalación de válvula única		Instalación de múltiples válvulas	
	Presión máxima de seteo (%[11])	**Máxima presión acumulada (%)**	**Presión máxima de seteo (%).**	**Máxima presión acumulada (%)**
Casos de fuego				
Válvula primaria	100	121	100	121
Válvulas adicionales	-	-	105	121
Válvulas suplementarias	-	-	110	121

Tabla 3.7: Limites de presión de seteo y acumulación para válvulas de relevo de presión (Ref API 520).

Característica	**Valor**
Presión de seteo de la válvula menor que el MAWP	
MAWP del tanque a proteger, psig	100
Máxima presión acumulada, Psig	110
Presión de válvula de seteo, psig	90
Sobre presión permitida, psi	20
Presión de relevo, P1.psia	124.7
Presión de seteo de la válvula igual que el MAWP	
Mawp del tanque a proteger, psig	100
Máxima presión acumulada, psig	110
Presión de válvula de seteo, psig	100
Sobre presión permitida, psi	10
Presión de relevo,P1.psia	124.7

Tabla 3.8: Ejemplo de determinación de presiones de relevo para una instalación de válvula única contra contingencias (Ref API 520).

3.2.2.2. Contra condiciones de fuego

Según la ASME sección VII, la presión acumulada debe limitarse al 121 % del MAWP para el caso de que exista una sola válvula para el alivio de presión, en caso de fuego, lo que se muestra en la Tabla 3.9 siguiente.

Característica	**Valor**
Presión de seteo de la válvula menor que el MAWP	
MAWP del tanque a proteger, psig	100
Máxima presión acumulada, Psig	121
Presión de válvula de seteo, psig	90
Sobre presión permitida, psi	31
Presión de relevo, P1.psia	135.7
Presión de seteo de la válvula igual que el MAWP	
Mawp del tanque a proteger, psig	100
Máxima presión acumulada, psig	121
Presión de válvula de seteo, psig	100
Sobre presión permitida, psi	21
Presión de relevo,P1.psia	135.7

Tabla 3.9: Ejemplo de determinación de presiones de relevo para una instalación de válvula única contra contingencias de fuego (Ref API 520).

3.2.3. LIMITE DE EMISIÓN DE RUIDO EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Al momento en que las válvulas de alivio entran en operación pueden descargar producto a velocidades sonicas, es por esto que el ruido generado en el descargo es función directa de la relación de presión de descargo. Consecuentemente mientras mayor es la relación de presión en la válvula, el ruido es mayor.

El excesivo ruido provocado por el relevo de producto es un importante criterio a ser tomado en cuenta debido a que se puede afectar a:

a) Contaminación de ruido al medio ambiente.
b) Daño en la audición del personal de mantenimiento
c) Fatiga acústica a componentes asociados al proceso.

En el país y en el sector hidrocarburífero nacional no se considera a las válvulas de relevo (PSV) como un elemento de emisión de ruido a pesar de que los rangos de ruido se encuentran entre 150 y 170 db. Es por esto que, con motivo de salvaguardar la salud del personal, se propone disminuir el ruido emitido por válvulas PSV a 115db y se lo inscribe en la API EA 7301 de investigación médica basándose en normas de la OSHA de 1970.

Los 115db fijados por la API deben ser medido a 1m del cuerpo de la válvula[12].

3.2.4. SELECCIÓN DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

3.2.4.1. Contra contingencias de Fuego

Las válvulas que alivian la presión del tanque y evacuan el producto contenido en caso de tener presencia de fuego se denominan Full Fire. Las válvulas FFire se seleccionan para los “Tanques Trinity” y “Acero de los Andes” situados en el terminal de Oyambaro, y los requerimientos de relevo se basan en las características siguientes:

a) Propiedades Químicas del Producto

Es necesario conocer ciertas características químicas del producto a ser evacuado, necesarias en la obtención del orificio de las válvulas de seguridad.

[12] http://www.valve-world.net/srv/ShowPage.aspx?pageID=636

b) Peso Molecular del GLP

La formula para calcular el peso Molecular promedio de una mezcla esta descrito en la siguiente Ecuación 3.1

$$PMprom = \sum_{i=1}^{n} xi * M$$ **Ecuación 3.1**[13]

Donde:

PMprom Peso molecular promedio de la mezcla

xi fracción molar de los componentes gaseosos

M Peso molecular de los componentes gaseosos

Los componentes del GLP registrado en el Terminal de Oyambaro son:

Composición	Carbones	M	Xi(%)	Xi*M
Etano C2	2	30	11,491	3,4473
Propano C3	3	44	61,198	26,92712
N. Butano C4	4	58	18,291	10,60878
I. Butano iC4	4	58	8,974	5,20492
I. Pentano iC5	5	72	0,046	0,03312
PMprom	CnH2n+1		100	46,22124

El peso molecular del vapor de GLP es 46,22 gr/mol.

[13] Referencia NFPA 56

c) Calor de vaporización

El calor de vaporización encontrado corresponde a un valor medio entre el propano y butano, componentes mayoritarios de GLP.

$$\lambda = 379.8 \frac{KJ}{Kg}$$

d) Determinación del Flujo requerido

El flujo de vapor requerido en una válvula full fire depende del área de exposición del contenedor al fuego, por lo que es necesario calcular el área exterior del recipiente y tomar un área mayor al 50 % del total del área expuesta.

En el caso de los tanques cilíndricos se toma el área correspondiente a la sección cilíndrica

Tanques “Acero Trinity”

Sección cilíndrica

h= 20.6 m

r= 1.69 m

A lateral cilindro=$2 . \Pi . r . h$ =218.74 m^2

Área estimada de exposición al fuego de tanques Acero Trinity = 218.74 m^2 =2354.49ft.

Se debe determinar el coeficiente de absorción de calor, que es función del área del recipiente, además de un factor ambiental indicado en la Ecuación 3.2 .

$$Q = 21000F(A)^{0.82}$$ **Ecuación 3.2**

Donde:

Q=Calor de Absorción (Entalpía) $\frac{°F}{hr}$

A=Superficie del Contenedor ft^2

F=Factor Ambiental determinado en la Tabla 3.10.

Type of Equipment	Factor F[a]
Bare vessel	1.0[c]
Insulated vessel[b] (With insulation conductance values for fire exposure conditions as follows in British thermal units per hour per square foot per degree Fahrenheit):	
4	0.3
2	0.15
1	0.075
0.67	0.05
0.5	0.0376
0.4	0.03
0.33	0.026
Water-application facilities, on bare vessel[c]	1.0[c]
Depressurizing and emptying facilities[d]	1.0[c]
Earth-covered storage	0.03
Below-grade storage	0.00

Tabla 3.10 Factor ambiental (Ref. API 520)

Reemplazando en la Ecuación 3.2 se encuentra el factor de absorción .

$$Q = 21000(1)(2354.49)^{0.82} = 12222912.76\frac{°F}{hr}$$

Si se divide el calor de absorción para el calor de vaporización se encuentra el flujo requerido.

$$W = \frac{Q}{\lambda} = \frac{12222912.76}{379.8} = 32182.49\frac{Kg}{hr} = 70950.24\frac{lb}{hr}$$

e) Temperatura de Relevo en ºR,

La temperatura del vapor en relevo es 38.6 $^{\circ}C$ (561.15 $^{\circ}R$), temperatura a la cual el GLP cambia de estado liquido a gaseoso.

f) Presión de Diseño del Contenedor

La máxima presión de operación (MAWP) del contenedor es 250 psig.

g) Presión de regreso P2

La presión de regreso P2 es la presión a la cual se encuentra conectada la línea de descarga de la válvula. Si la línea de salida de la válvula está conectada a un tanque pulmón, se considerará como P2 a la presión interna del contenedor, si la línea de salida está dirigida a la atmósfera se considerará la presión atmosférica.

En el Terminal Oyambaro se cuenta con un tanque recuperador bullet, al cual van los todos los relevos de GLP provenientes de válvulas de seguridad y este tanque recuperador registra una presión de 40 psi en condiciones máximas

h) Calculo válvulas aliviadoras FF

En el diseño de válvulas de seguridad full flow se debe considerar el caso en el cual la válvula de entrada de producto se bloquea

Pcf Presión de Flujo Crítico

P2 Presión de Regreso (presión la cual tenemos a la salida de la válvula)

Si P2 <= Pcf Flujo critico

Si P2 > Pcf Flujo sub-critico

Considerando que P1 es la presión de relevo de apertura y equivale a la presión de seteo del tanque, considerando la sobre presión permitida más la presión atmosférica

descrita en la Ecuación 3.3 se tiene:

$$P1 = MAWP * 1.1 \qquad \textbf{Ecuación 3.3}$$

Por lo que:

$$P1 = 250 * 1.1 = 14.7 = 289.7\, psig$$

Una vez que se tiene P1 se debe considerar el radio de flujo crítico de acuerdo al material con el cual se cuenta. Debido a que el propano es el componente mayoritario se toma un coeficiente de 0.58 de la Tabla 3.11 siguiente.

Gas	Molecular Weight	Specific Heat Ratio ($k = C_p/C_v$) at 60°F and One Atmosphere	Critical Flow Pressure Ratio at 60°F and One Atmosphere	Specific Gravity at 60°F and One Atmosphere	Critical Constants		Condensation Temperature One Atmosphere (°F)	Flammability Limits (volume percent in air mixture)	References
					Pressure (psia)	Temperature (°F)			
Methane	16.04	1.31	0.54	0.554	673	−116	−259	5.0–15.0	1
Ethane	30.07	1.19	0.57	1.058	718	90	−128	2.9–13.8	1
Ethylene	28.03	1.24	0.57[a]	0.969	742	50	−155	2.7–34.8	1
Propane	44.09	1.13	0.58	1.522	617	206	−44	2.1–9.5	1
Propylene	47.08	1.15	0.58[a]	1.453	667	197	−54	2.8–10.8	2, 3

Tabla 3.11: Radio de flujo critico (Ref. Tabla 7 de la API 520-1)

El valor de presión de flujo crítico se determina en la Ecuación 3.4 siguiente.

Pcf=P1*0,58=159.5 psig. **Ecuación 3.4**

Se tiene un caso de flujo crítico 40<159.5 por lo que P2 < Pcf.

El cálculo del área de la válvula de relevo se hace considerando la condición de flujo crítico con la Ecuación 3.5.

Cálculos variables

Flujo Crítico

$$A = \frac{W}{C.kd.P1.Kb.Kc}\sqrt{\frac{TZ}{M}}$$ **Ecuación 3.5**[14]

Donde:

W=Flujo requerido a través del dispositivo, lb/hr

Z= Factor de Compresión del gas para el cual se desvía de un gas perfecto

T= Temperatura de relevo de entrada sea este gas o vapor

Kd= Coeficiente efectivo de Descarga

=0,975 cuando la válvula de relevo este instalada con o sin un disco de ruptura en combinación

=0,62 cuando la válvula de relevo no este instalada y dimensionado para uso de disco de ruptura en combinación

P1 (psia) = Presión de Relevo de Presión, equivalente a la presión de seteo mas sobre presión permitida mas presión atmosférica

Kb = Factor de corrección de capacidad y es igual a 1 para válvulas de acción piloteada.

Kc= Factor de Corrección de Combinación

=1 cuando un disco de ruptura no este instalada

=0,9 cuando se vaya a instalar un disco de ruptura en combinación con

[14] Referencia API 520.

la válvula

M = Peso molecular del Gas o Vapor

Z =1 no se admite factores de compresibilidad

K=1,13 de la Tabla 3.11 coeficiente de calor especifico correspondiente al propano

El coeficiente que determina la relación de calor especifico se determina según la Tabla 3.12 siguiente de donde se obtiene un valor de C=330.

K	C	*K*	C	*K*	C	*K*	C	*K*	C	*K*	C
1.00	315	1.17	334	1.34	351	1.51	365	1.68	379	1.85	391
1.01	317	1.18	335	1.35	352	1.52	366	1.69	379	1.86	391
1.02	318	1.19	336	1.36	353	1.53	367	1.70	380	1.87	392
1.03	319	1.20	337	1.37	353	1.54	368	1.71	381	1.88	393
1.04	320	1.21	338	1.38	354	1.55	369	1.72	382	1.89	393
1.05	321	1.22	339	1.39	355	1.56	369	1.73	382	1.90	394
1.06	322	1.23	340	1.40	356	1.57	370	1.74	383	1.91	395
1.07	323	1.24	341	1.41	357	1.58	371	1.75	384	1.92	395
1.08	325	1.25	342	1.42	358	1.59	372	1.76	384	1.93	396
1.09	326	1.26	343	1.43	359	1.60	373	1.77	385	1.94	397
1.10	327	1.27	344	1.44	360	1.61	373	1.78	386	1.95	397
1.11	328	1.28	345	1.45	360	1.62	374	1.79	386	1.96	398
1.12	329	1.29	346	1.46	361	1.63	375	1.80	387	1.97	398
1.13	330	1.30	347	1.47	362	1.64	376	1.81	388	1.98	399
1.14	331	1.31	348	1.48	363	1.65	376	1.82	389	1.99	400
1.15	332	1.32	349	1.49	364	1.66	377	1.83	389	2.00	400
1.16	333	1.33	350	1.50	365	1.67	378	1.84	390	-	-

Tabla 3.12: Determinación del coeficiente de calor especifico (Ref.API 520).

Reemplazando datos en la Ecuación 3.5.

$$A = \frac{70950.24}{330(0{,}975)(289.7)(1)(1)}\sqrt{\frac{561.15}{46{,}22}} = 2{,}65in^2$$

El área requerida en “Tanques Trinity” es de 2,65in^2.

El área estándar, a partir del área requerida, se señala en la Tabla 3.13 siguiente.

Designación	D	E	F	G	H	J	K
Área Efectiva del Orificio (in^2)	0.110	0.196	0.307	0.503	0.785	1.287	1.838
Designación	L	M	N	P	Q	R	T
Área Efectiva del Orificio (in^2)	2.853	3.6	4.34	6.38	11.05	16.0	26.0

Tabla 3.13: Orificios estándares con letra de designación (Ref. API 526 Orificios Estándares).

El área requerida para los tanques “Trinity” es tipo M, de donde se especificará el material de la válvula, así como el tipo de entrada y salida de tubería, esto regido por la API 526 expuesto en la Tabla 3.14 siguiente.

Material		**Tamaño de válvula**	**ANSI Flange**	
Cuerpo	**Muelle**	**Entrada del orificio versus la salida**	**Entrada**	**Salida**
Acero semiduro (Carbon steel)	Acero semiduro (Carbon steel)	4L6	300	150

Tabla 3.14: Material y diámetro de tubería (Ref. Selección de material válvulas API 526).

Lo que significa el uso de una válvula de orificio tipo M, succión de 4’’ y descarga de 6’’

i) Selección de válvulas de seguridad FFire para el tanque "Acero de los Andes"

Los valores de factor de compresión (Z), factor de corrección de capacidad (Kb) ,factor de corrección de combinación(Kc), peso molecular(M), presión de relevo de presión(P1) y presión de regreso(P2) son iguales al calculo efectuado para válvulas ubicadas en tanques "Trinity".

El parámetro que varía es el flujo requerido debido a la diferencia entre superficies externas, por lo que se hallará el flujo requerido en tanques acero de los andes.

Secciones Tanques "Acero de los Andes"

Sección cilíndrica

h=16.98m

r=1.99m

A lateral cilindro=$2 \cdot \Pi \ . r \ . h$ =212.31m^2

Área estimada de exposición al fuego de tanques Acero Andes= 212.31m^2 =2285.28 ft^2.

Se determina el coeficiente de absorción de calor que es función del área del recipiente, además de un factor ambiental indicado en la Ecuación 3.2.

$$Q = 21000(1)(2285.28)^{0.82} = 11927505.3 \frac{^\circ F}{hr}$$

Si se divide el calor de absorción para el calor de vaporización se encuentra el flujo requerido

$$W = \frac{Q}{\lambda} = \frac{11927505.3}{379.8} = 31404.70\frac{Kg}{hr} = 69235.51\frac{lb}{hr}$$

Donde el área requerida es la siguiente:

$$A = \frac{69235.51}{330(0{,}975)(289.7)(1)(1)}\sqrt{\frac{561.15}{46{,}22}} = 2.49in^2$$

Por lo que se tiene que la válvula es tipo 4L6, igual a la seleccionada en tanques "Trinity".

Una válvula de seguridad que cumple con los requerimientos de relevo de producto en estado vapor y es tipo pop action es la válvula de la serie 200 del fabricante Anderson Greenwood, la cual cumple con los parámetros de presión de seteo y temperatura, dentro de los rangos que se maneja en el proceso.

3.2.5. CONTRA CONTINGENCIA DE BLOQUEO

Frente a una contingencia de bloqueo las válvulas que alivian la presión del tanque y evacuan el producto contenido en caso de tener un bloqueo de la válvula se denominan FF (Full Flow).

3.2.5.1. Determinación del Flujo requerido

El flujo de vapor requerido en una válvula de alivio es determinado de acuerdo al flujo de entrada de producto al recipiente. El valor de flujo volumétrico registrado en el Terminal es de 300 a 450 barriles por hora, por lo que el caudal Q es igual a lo siguiente:

$$Q = 450\frac{bbl}{hr} = 314.92\frac{gal}{\min}$$

3.2.5.2. Determinación del área de descarga

El área de descarga se considera usando la Ecuación 3.6 siguiente en donde se expresa el valor que toman todos los parámetros de la ecuación.

$$A = \frac{Q}{38.Kd.Kw.Kc.Kv}\sqrt{\frac{G}{P1 - P2}}$$ **Ecuación 3.6**[15]

Donde:

A= Área de Descarga efectiva [in^2]

Q= Relación de flujo [$\frac{gal}{\min}$]

Kd= Coeficiente efectivo de Descarga

=0,65 cuando la válvula de relevo este instalada con o sin un disco de ruptura en combinación

=0,62 cuando la válvula de relevo no este instalada y dimensionado para uso de disco de ruptura

Kw= Factor de corrección frente a la presión de regreso

Si la presión de regreso es la atmosférica Kw=1.

En válvulas balanceadas es necesario calcular el coeficiente Kw debido a que varía dependiendo de la presión de seteo y la presión de regreso.

En válvulas piloteadas se usa un coeficiente de Kw=1.

Kc=Corrección de factor por instalación

[15] Referencia API 520

Kc=1, cuando un disco de ruptura no este instalada

Kc=0.9, cuando un disco de ruptura vaya a ser instalada en combinación con otra válvula.

Kv=Corrección de factor debido a la viscosidad. Cuando es el primer diseño se toma Kv=1

P1=Presión de relevo aguas arriba y equivale a la presión de seteada considerando la sobre presión permitida [psig].

P2=Presión de regreso [psig]

Identificación de parámetros

P1=250*1.1=275psig

P2=40psig

Utilizando valores anteriores y reemplazando en la Ecuación 3.6 se obtiene el área

$$A = \frac{314{,}92}{38(0.65)(1)(1)(1)}\sqrt{\frac{0.533}{275-40}} = 0.60 in^2$$

La válvula que se necesita es tipo 2H3, lo que significa orificio tipo H, succión de 2'' y descarga de 3'', en material de acero semiduro (carbon steel) para los tanques de "Acero de los Andes" y "Acero Trinity".

Una válvula de seguridad que cumple con los requerimientos de relevo de producto en estado liquido y de acción modulada es la válvula de la serie 400 del fabricante Anderson Greenwood, la cual cumple con los parámetros de presión de seteo y temperatura, dentro de los rangos que se maneja en el proceso.

3.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

De acuerdo a la API 540 se dispone el diseño y la instalación de un adecuado sistema de puesta a tierra para zonas de almacenamiento de petróleo, con el objetivo de obtener una resistencia de puesta a tierra con un valor menor a 5 ohmios.

El diseño preliminar de puesta a tierra debe definir parámetros tales como: resistividad del terreno, números de picas y ubicación de las mismas de manera siguiente.

3.3.1. RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del terreno se la puede estimar identificando la resistencia del terreno de acuerdo a la composición del mismo, siendo encontrando este parámetro en tablas de composición.

La otra manera es medir experimentalmente la resistencia del terreno para de ahí obtener su resistividad, con lo cual se obtiene una información más real y no estimada. Este método es el aplicado como se muestra es la Figura 3.11 y el equipo que se usa es un telurómetro digital que utiliza el método de Wemmer.

Figura 3.11: Medición en campo de resistividad del terreno

3.3.2. MÉTODO DE WEMMER

El método consiste en el uso de un telurómetro, aparato de medida clásico el cual consiste en la disposición en línea recta y equidistante de 4 electrodos respecto al punto en el que desea medir la resistividad del suelo, con una penetración de las piquetas no mayor a los 30 cm.

La formula general de resistividad se expresa en la Ecuación 3.7 siguiente

$$\rho = 2\Pi aR \quad \textbf{Ecuación 3.7}$$

Donde:

$\rho \rightarrow$ Resistividad del terreno

$a \rightarrow$ Distancia equidistante entre los electrodos

$R \rightarrow$ Resistencia medida por un telurómetro.

Para el cálculo de la resistividad en el Terminal de Oyambaro se realizó varias mediciones y en puntos diferentes con el fin de tener un valor de resistividad más general del terreno. Los valores de estas mediciones se indican en la Tabla 3.15 siguiente.

Distancia entre piquetas(m)	**Coeficiente $2\Pi a$ (m)**	**Lectura telurómetro R**	**Resistividad del terreno Ω.m**
5	31.41	0.57	17.90
5	31.41	0.56	17.58
10	62.83	0.3	18.8
10	62.83	0.3	18.8

Tabla 3.15: Parámetros de resistividad medidos en el área de almacenamiento

De la Tabla 3.15 se observa que la resistividad promedio del terreno es de 18.27 ± 0.62 Ω.m.

3.3.3. UTILIZACIÓN DE PICAS.

Las picas son electrodos auxiliares que se introducen en el terreno de forma vertical y se las usa con el fin de alcanzar una resistencia de puesta a tierra más baja. Estas picas deberán ser de acero y recubiertas con acero electrolítico.

El sistema de picas en paralelo presenta la ventaja de usar maquinaria especial para su instalación. Al momento de usar picas en paralelo se ha determinado experimentalmente que la resistencia se reduce proporcionalmente al número de picas enterradas que el que se obtendría con una sola.

La formula con la cual se obtiene la resistencia de puesta a tierra está descrita por la Ecuación 3.8.

$$Rt = \frac{\rho}{N.L} \quad \textbf{Ecuación 3.8}$$

Donde:

ρ= Resistividad del terreno

N=Numero de picas a usar

L=Longitud de la pica

Rt= Resistencia de puesta a tierra

La separación entre picas deberá ser de 2 veces la longitud de la pica enterrada según la NTE IEP/1973, y se deberán unir entre ellas con cobre desnudo de 35 mm^2 (2 AWG) como mínimo y deberá ser del tipo rígido.

3.3.4. CÁLCULO DEL NUMERO DE PICAS

Según el calculo de resistividad del terreno en el área de almacenamiento se tiene una resistividad de 18.27 Ω.m. Para determinar el número de picas a instalar se aplica la Ecuación 3.8, poniendo el valor de resistencia de resistencia de puesta a tierra deseada de $0.5\,\Omega$.

$$N = \frac{\rho}{L.Rt} = \frac{18.27}{3(0.5)} = 12.18\,picas$$

El número total de picas a usar son 12 con una distancia mínima entre picas de seis metros y se deberán instalar dentro de pozos de inspección.

3.3.5. POZOS DE INSPECCIÓN

Cuando se usan picas es necesario realizar pozos de inspección para conectar los equipos al sistema de tierra, así como permitir el mantenimiento y conservación de las picas

Los pozos de inspección son pozos donde se ubican las picas a 50 cm de la superficie del terreno desde la sufridera, de donde se ubica la línea de enlace con tierra usando un conductor aislado. Al pozo se le debe añadir una tapa de cemento lo suficientemente resistente, la cual permita transitar sobre ella.

3.3.6. UBICACIÓN DE LAS PICAS EN EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO

Las picas se sitúan por debajo de cada tanque con lo cual se tiene una distancia entre picas de 7 metros. La ubicación sugerida de las picas en el área de almacenamiento se muestra en la Figura 3.12 siguiente.

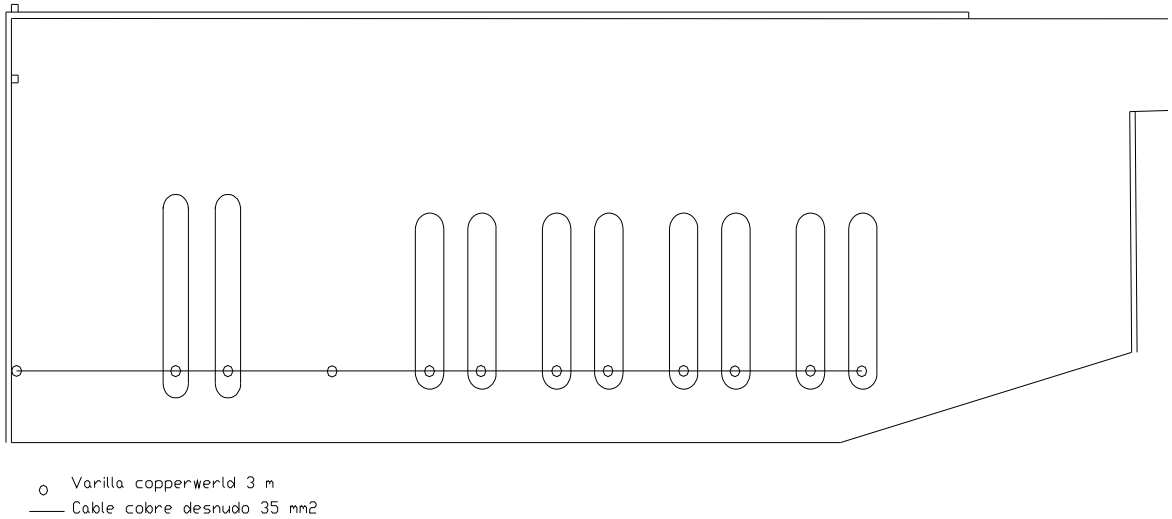


Figura 3.12: Ubicación de picas en el área de almacenamiento

El sistema diseñado de puesta a tierra se debe interconectar al sistema actual de puesta a tierra del terminal con el fin de no crear una diferencia de potencial lo cual seria perjudicial para el equipo eléctrico que se conecte a este sistema de protección.

3.4. DISEÑO DEL EQUIPO DE ILUMINACIÓN PARA EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO

En el área de almacenamiento de GLP se debe disponer de un sistema de iluminación adecuado para contribuir al desarrollo normal de actividades del personal de operaciones del Terminal Oyambaro, para esto es necesario el análisis específico del área antes mencionada para proceder al diseño de la iluminación.

3.4.1. DISEÑO DE ILUMINACIÓN

El flujo luminoso se fija según el tipo de actividad o proceso que se efectúa en un área determinada, para esto Petrocomercial dispone de la norma SI-027 referente a niveles de iluminación para la industria hidrocarburífera, la cual se detalla en la Tabla 3.16 siguiente.

Área de Proceso	
Unidades generales de proceso	Luxes
Bombas, válvulas y manifolds	50
Intercambiadores de calor	30
Plataformas de mantenimiento	50
Plataformas operativas	100
Torres de enfriamiento	100
Hornos	50
Escaleras	50
Vidrios de Inspección	50
Instrumentos en unidades de proceso	100
Caseta de compresores	200
Separadores	100
Área general	20

Tabla 3.16: Niveles de Iluminación para áreas de proceso de terminales de Petrocomercial.

En la selección de la luminaria adecuada se busca una que proporcione el flujo luminoso de acuerdo al área de proceso tal como se especifica en la Tabla 3.16. Para la selección de la luminaria se debe también considerar un factor de mantenimiento. Además, por encontrarse las luminarias próximas a un área de clasificación eléctrica de áreas peligrosas deberán cumplir con los requerimientos necesarios para el trabajo en este lugar.

3.4.2. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE ILUMINACIÓN

En el área de almacenamiento en la cual se cuenta con equipos considerados como instrumentos de medición de proceso de nivel, presión, temperatura y volumen, se requiere un nivel de iluminación equivalente a 100 lx.

3.4.3. CLASIFICACIÓN ELÉCTRICA DE LAS LUMINARIAS

De acuerdo al análisis de áreas peligrosas se dispone que las luminarias al ser ubicadas en un área peligrosa deban también cumplir las especificaciones citadas en la Tabla 3.17.

Especificaciones técnicas requeridas en luminarias		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div. 2	Clase I Zona 2
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “n”	

Tabla 3.17: Especificaciones técnicas de luminarias en el área de almacenamiento

3.4.4. DETERMINACIÓN DE LA LUMINARIA A USAR

Cotejando la información de las Tablas 3.16 y 3.17 se decidió que la luminaria a usar es vapor de sodio de alta presión debido a que este tipo de bombillo alcanza casi todo el espectro visible y es usado comúnmente en iluminación de exteriores por la capacidad de acentuar los elementos iluminados.

Determinación del factor de mantenimiento (LLF).

El factor de mantenimiento toma en cuenta aspectos como decrecimiento de la luminosidad de la lámpara por envejecimiento y opacidad de la lámpara por efecto de suciedad

El factor de mantenimiento es indicado en la Tabla 3.18 siguiente de acuerdo al tipo de lámpara y al mantenimiento que se efectué sobre la misma.

Mantenimiento / Lámpara o Luminaria	Limpio	Medio	Sucio
Incandescente	0.74	0.69	0.64
Mercurio	0.70	0.65	0.60
Vapor de sodio Alta presión	0.77	0.71	0.66
Fluorescente	0.71	0.66	0.61

Tabla 3.18: Factor LLF de acuerdo al tipo de lámpara y mantenimiento [16]

Se considera para las peores circunstancias de mantenimiento por lo que se toma un factor mantenimiento (LLF) de 0.66 que equivale a un mantenimiento sucio con lámparas de vapor de sodio de alta presión.

Una vez que se cuenta con el factor de mantenimiento se aplica el método punto a punto para la selección de la luminaria adecuada.

[16] Manual de selección de iluminación Crouse Hinds

3.4.5. MÉTODO DE CALCULO PUNTO A PUNTO.

Cuando se trata de encontrar un adecuado nivel de iluminación para un área descubierta se usa el método de punto a punto, el cual se basa en la curva fotométrica de la luminaria y toma en cuenta que el nivel de luminosidad se reduce de acuerdo a un factor cos Ø. Las variables que se deben determinar para la aplicación del método se indican en la Figura 3.13.

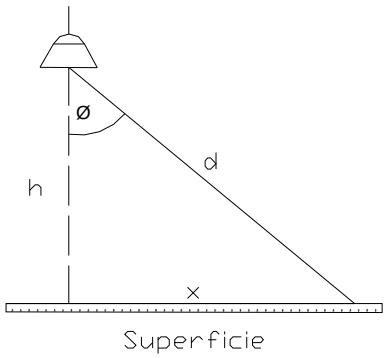


Figura 3.13: Diagrama de variables en el método punto a punto

$$L = \frac{l.\cos Ø}{d^2} * LLF$$ **Ecuación 3.9**[17]

La formula que describe este proceso de iluminación es la de la Ecuación 3.9

Donde

L= Nivel de luminosidad requerido a una distancia d (Candelas pies)

l= Nivel de iluminación al ángulo Ø (candelas)

[17] Referencia: Manual de iluminación Crouise Hinds.

Ø= Angulo comprendido entre la superficie vertical a la cual se ubica la luminaria y la distancia d.

d=Distancia a la cual se desea estimar el nivel de iluminación.

LLF= Factor de mantenimiento.

Ejemplo de cálculo de selección de luminaria

El radar es un instrumento de unidad de proceso que puede va a ser tomado como ejemplo de calculo de iluminación

Datos:

L Requerido = min 100 lx

h=3.7m=12.13 ft

x=4.11m=13.48 ft

Diseño:

$$\theta = \tan^{-1}(\frac{13.48}{12.13}) = 48.01^{o}$$
$$d^2 = x^2 + h^2 = 13.48^2 + 13.12^2 = 319.27\ ft^2$$

En la distribución fotoeléctrica de un modelo de lámpara se encuentra que para 48.1 grados se tiene 4200 candelas. Como la lámpara a usar es de 400 w, se multiplica por un factor de 1.82, obteniéndose un valor total de 7644 candelas de acuerdo la Figura 3.14.

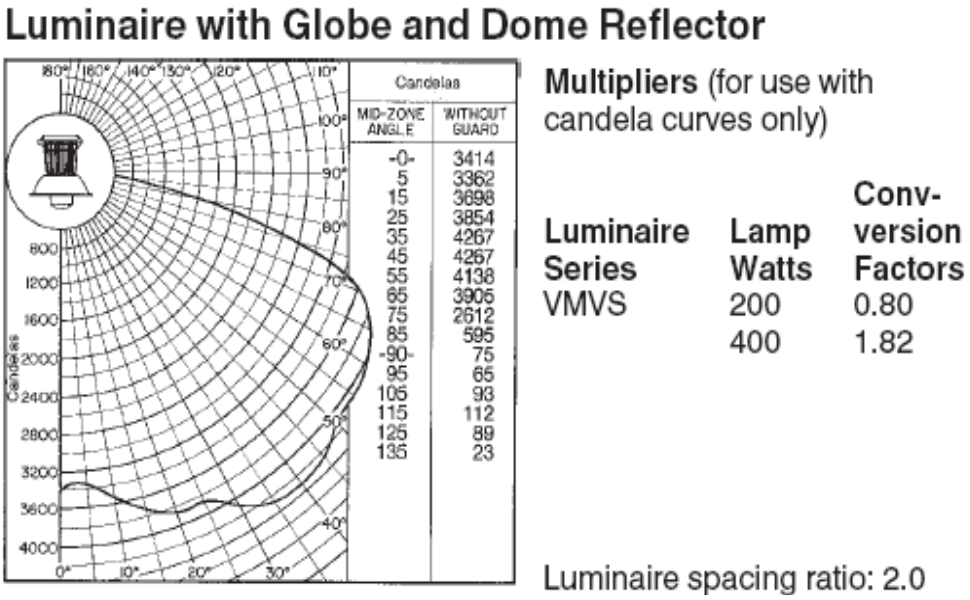


Figura 3.14: Distribución fotoeléctrica luminaria de ejemplo (Ref. Crouise Hinds)

El valor de iluminación en el radar es:

$$L = \frac{l.\cos\theta}{d^2} * LLF = \frac{7644(0.66)}{319.27}.0{,}66 = 10.55\, ftCandelas = 113.55 lx$$

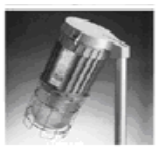
Se cumple con el nivel de iluminación requerido de 100 lx con una luminaria de vapor de sodio de alta presión y una lámpara de 400 watt.

3.4.6. LUMINARIAS A DISTRIBUIRSE EN EL ÁREA DE ALMACENAMIENTO

Las luminarias a distribuirse en el área de almacenamiento se situaran sobre postes de 10 metros de altura, mientras que otras se empotrarán en la pared frontal a cada tanque de acuerdo como indica el Plano 22. Con esta ubicación de luminarias se garantiza en cada uno de los instrumentos un adecuado flujo luminoso de 100 lx.

Luminarias en postes

La luminaria VMVSJ400GP del fabricante Crouise Hinds cumple con los requerimientos de iluminación y trabajo en área Clase I división 1 según la Figura 3.15.



Stanchion Mount 25° Angle	1½	200	VMVSJ200GP	VMVSJ200GR305	VMVSJ200GRD4
	1½	250	VMVSJ250GP✓	VMVSJ250GR305✓	VMVSJ250GRD4✓
	1½	400	VMVSJ400GP✓	VMVSJ400GR305✓	VMVSJ400GRD4✓

200-400W VMV High Wattage Series
Champ® H.I.D. Luminaires

- Cl. I, Div 2, Groups A, B, C, D
- Restricted Breathing Cl. I, Div 2 & Zone 2 (Suffix S826)
- Certified for IEC Zone 2 (Suffix S826TB)
- Cl. II Groups E, F, G, Cl. III & Simultaneous Presence (with Glass Refractor)
- Marine (with Globe or Glass Refractor) & Wet Locations
- 3, 3R, 4, 4X; IP66

200-400W VMV High Wattage Series
Champ® H.I.D. Luminaires

Temperature Performance Data

Lamp Watts	Ambient Temp C	Optics	Class I (Gas/Vapors)				Class II (Dust) and Class III	Simultaneous Presence Gas and Dust Present in the Same Area		Supply Wire Temp C
			Non Restricted Breathing		Restricted Breathing			Non Restricted Breathing	Restricted Breathing	
					Ex nR				Ex nR	
			Standard Product		Option S826(TB)		Standard Product	Standard Product	Option S826	
			Division 2		Zone 2 or Division 2		Standard Product	Class I, Division 2 and Class II	Class I, Zone 2 or Division 2 and Class II	
		G303	X	–	X	–	–	–	–	
		GR305	–	X	–	X	X	X	X	
		GRD4	X	–	–	–	–	–	–	
High Pressure Sodium										
200	40		325 C	325 C	T3	T4	T3C	T1/T3C	T3C	75
	55		325 C	325 C	T3	T4	–	–	–	75
	65		325 C	325 C	T3	–	–	–	–	85
250	40		350 C	350 C	T3	T4	T3C	T1/T3C	T3C	75
	55		350 C	350 C	T3	T4	–	–	–	85
	65		350 C	350 C	T3	–	–	–	–	–
400	40		350 C	350 C	T3	T4	T3C	T1/T3C	T3C	85
	55		T1	T1	T3	T4	–	–	–	90

Figura 3.15: Clasificación eléctrica de luminaria seleccionada (Ref. Crouise Hinds).

La luminaria seleccionada tiene como código de pedido VMVSJ400GP y son las que estarán ubicadas en el medio de cada tanque y servirán para iluminar los instrumentos laterales y superiores de los tanques horizontales.

Luminarias empotradas en la pared

Las luminarias VMVS3TW400GP sirven para obtener una adecuada iluminación en los equipos de instrumentación frontales del tanque para lo cual también es necesaria una iluminación de 100 lx como mínimo.

Wall Mount Thru-Feed	¾	200	VMVS2TW200GP	VMVS2TW200GR305
	1		VMVS3TW200GP	VMVS3TW200GR305
	¾	250	VMVS2TW250GP✓	VMVS2TW250GR305✓
	1		VMVS3TW250GP✓	VMVS3TW250GR305✓
	¾	400	VMVS2TW400GP✓	VMVS2TW400GR305✓
	1		VMVS3TW400GP✓	VMVS3TW400GR305✓

Figura 3.16: Luminarias seleccionada para ubicación en muro (Ref. Crouise Hinds)

Con el tipo de luminaria de la Figura 3.16 anterior se obtiene 50 lx es por esto que se usaran 2 luminarias para iluminar los instrumentos ubicados en la parte frontal del tanque.

3.4.7. PLANO SISTEMA DE ILUMINACIÓN

El Plano 22 indica la distribución de luminarias con el fin de obtener una adecuada iluminación en la sección de almacenamiento de GLP.

Plano 22: Distribución de luminarias en el área de almacenamiento.

3.4.8. ESPECIFICACIÓN DE FOTOCELDAS

Para que el sistema de iluminación funcione con un sistema autónomo se deberá instalar en cada luminaria, o para un grupo, una fotocelda capaz de que active el sistema cuando exista un déficit de iluminación en el área.

Para esto se usará la fotocelda EVIH20 para uso en áreas peligrosas y con un rango de voltaje de 120 V según se indica en la Figura 3.17.

Photocell in EIH enclosure for use in Class I, Division 1, Groups B, C, and D; Class II, Division 1, Groups E, F, and G; and Class III locations

Catalog #	Voltage Range
EV2IH20	120V, 50/60 Hz
EV2IH22	208-240V, 50/60 Hz
EV2IH27	277V, 50/60 Hz

Figura 3.17: Fotoceldas a usar en las luminarias (Ref.Crouise Hinds).

3.4.9. ESPECIFICACIÓN DE BALASTOS

El balasto a usar es de código VMSVS400/MT para uso con lámpara de vapor de sodio de alta presión de 400 watt cuyo diagrama de conexión se dispone en la Figura 3.18.

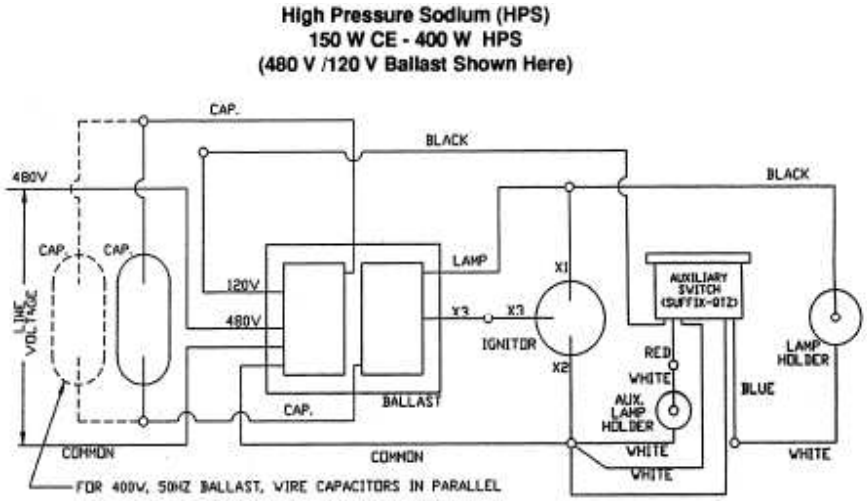


Figura 3.18: Balastro para luminarias de vapor de sodio de alta presión (Ref.Crouise Hinds).

Los balastros deberán encontrarse en un área segura debido a que estos no poseen una clasificación eléctrica para trabajo en áreas peligrosas. Por otro lado no se especifican los capacitores debido a que el terminal posee un sistema integrado de corrección activa de factor de potencia.

Concluido el presente capítulo en el que se estableció las consideraciones necesarias de los equipos para el trabajo en el área de almacenamiento. Se continuara con el siguiente capítulo donde se seleccionarán los equipos que conformarán el sistema SCADA.

CAPÍTULO 4.

DISEÑO DEL SISTEMA SCADA PARA EL TERMINAL DE GLP DE OYAMBARO

El diseño del sistema de control y adquisición de datos del terminal de GLP de Oyambaro deberá permitir una administración de información eficiente al momento de monitorizar el contenido y la actividad de los tanques de almacenamiento de GLP, así como el área donde se encuentran. Esto permitirá a supervisores, operadores y administradores un análisis en el tiempo casi real de los parámetros que se maneja en el proceso del almacenamiento.

Las funciones del sistema SCADA diseñado son las siguientes:

- **Adquisición de Datos**

Se adquiere datos de nivel, presión y temperatura de cada tanque horizontal de almacenamiento mediante la medición, procesamiento y visualización de dichas variables con una precisión apta para custodia y transferencia. Además se provee la adquisición de información de sensores de fuga, llama y fuego para el aseguramiento del área de almacenamiento.

- **Control**

A través del sistema de actuadores se posibilita un control remoto y local de cada uno de los actuadores previstos, a fin de posibilitar un adecuado almacenamiento de GLP en los tanques horizontales.

- **Supervisión**

A través de pantallas en la HMI Intouch se visualiza el área de almacenamiento, se representa la evolución de la variables medidas en los tanques de almacenamiento, se controla los actuadores ubicados en las líneas de entrada y salida de los tanques, se registra las alarmas generadas, se entrega históricos en tiempo real de las variables y se provee de mensajes de ayuda para el operador.

Además se proporciona al sistema SCADA de las siguientes funciones avanzadas.

- **Operaciones de fábrica**

Monitorización del movimiento de producto, protección frente a fugas y sobrellenado (alarmas de nivel alto-alto/bajo-bajo).

- **Gestión corporativa**

Cálculos de inventario de producto, control de pérdidas de producto, transferencia de custodia legal.

Los sistemas que se agrupan en el sistema SCADA son:

a) Sistema de medición de nivel.
b) Sistema de alarmas.
c) Sistema de actuadores.

4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL

Este sistema busca proporcionar el nivel en cada tanque presurizado con precisión de custodia y transferencia. Para esto se debe implantar un sistema que permita la medición precisa de la variable nivel, así como variables de presión y temperatura distribuyendo su arquitectura de acuerdo a la Figura 4.1 de la forma siguiente:

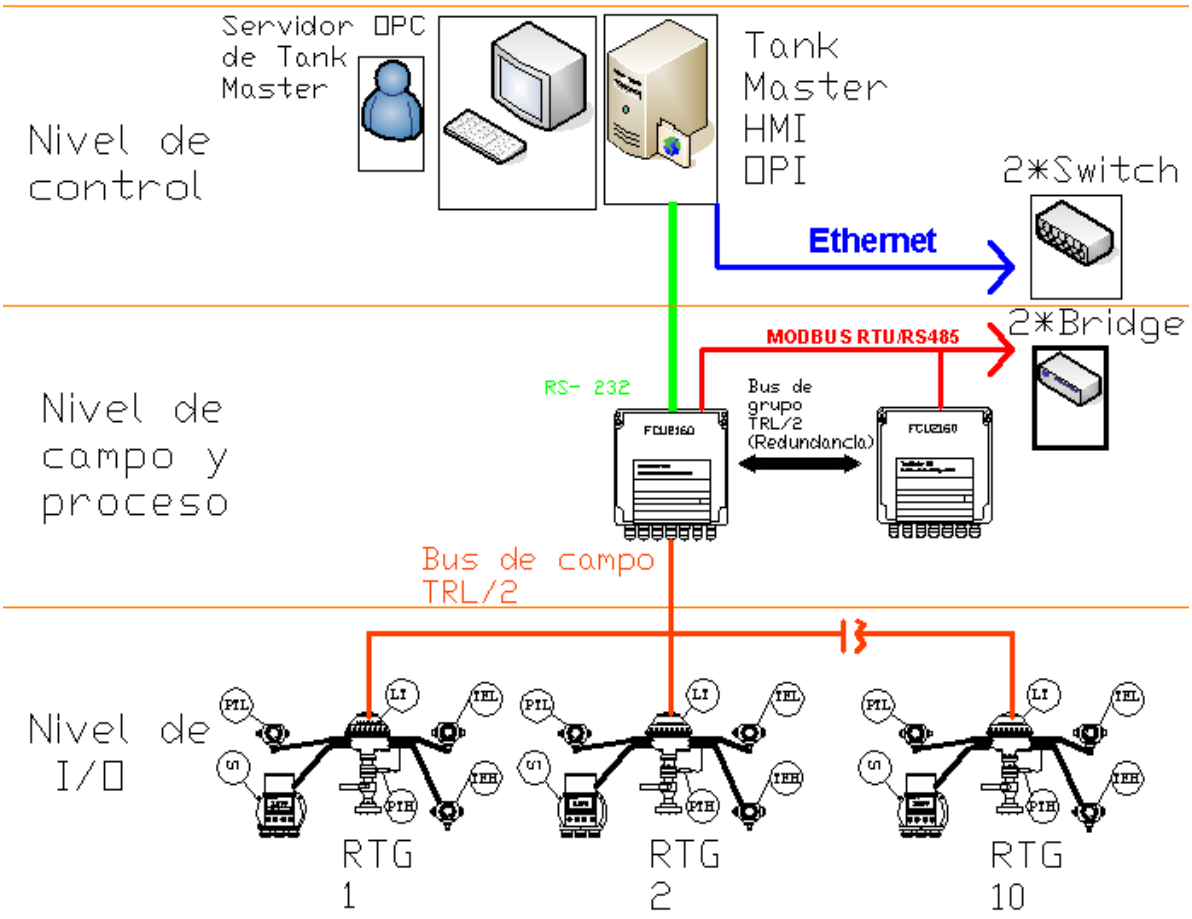


Figura 4.1: Arquitectura del sistema de medición.

En el nivel de I/O del sistema de medición las unidades RTGs inteligentes (LT) son las que asocian a los sensores de presión, temperatura ubicada en cada tanque y es esta unidad la que trasmite toda la información proveniente de los sensores a un bus de campo digital TRL/2.

En el nivel de campo del sistema de medición, la unidad que asocia a las 10 RTGs que se ubican en cada tanque es la unidad de comunicación de campo FCU. Esta unidad es además un concentrador de datos que continuamente está obteniendo información de cada RTG y la almacena en una base de datos interna.

En el nivel de control del sistema de medición se ubica un computador OPI el cual debe mostrar la información de cada unidad ubicada en campo. En este computador se contendrá y operará el software propietario Tank Master, el cual además se usa para la obtención de la custodia y transferencia de medición conectándose vía RS - 232 con unidad de comunicación de campo FCU 2160. La información de este computador podrá ser trasmitida a los computadores de operaciones y de alarmas vía OPC con la ayuda del I/O server “OPC Link” del software Intouch el cual opera en estos dos últimos computadores.

4.2. SISTEMA DE ALARMAS

El sistema de alarmas será el que alerte al personal sobre posibles situaciones de riesgo y será el que cuide para esas situaciones de riesgo no se presenten en el área de almacenamiento como:

a) Fuga de producto.
b) Existencia de fuego.
c) Exceso de temperatura.

Y posibles situaciones de riesgo en los tanques de almacenamiento como es:

a) Sobre llenado.
b) Sobre presión.

La arquitectura del sistema de alarmas se grafica en la Figura 4.2 de la forma siguiente.

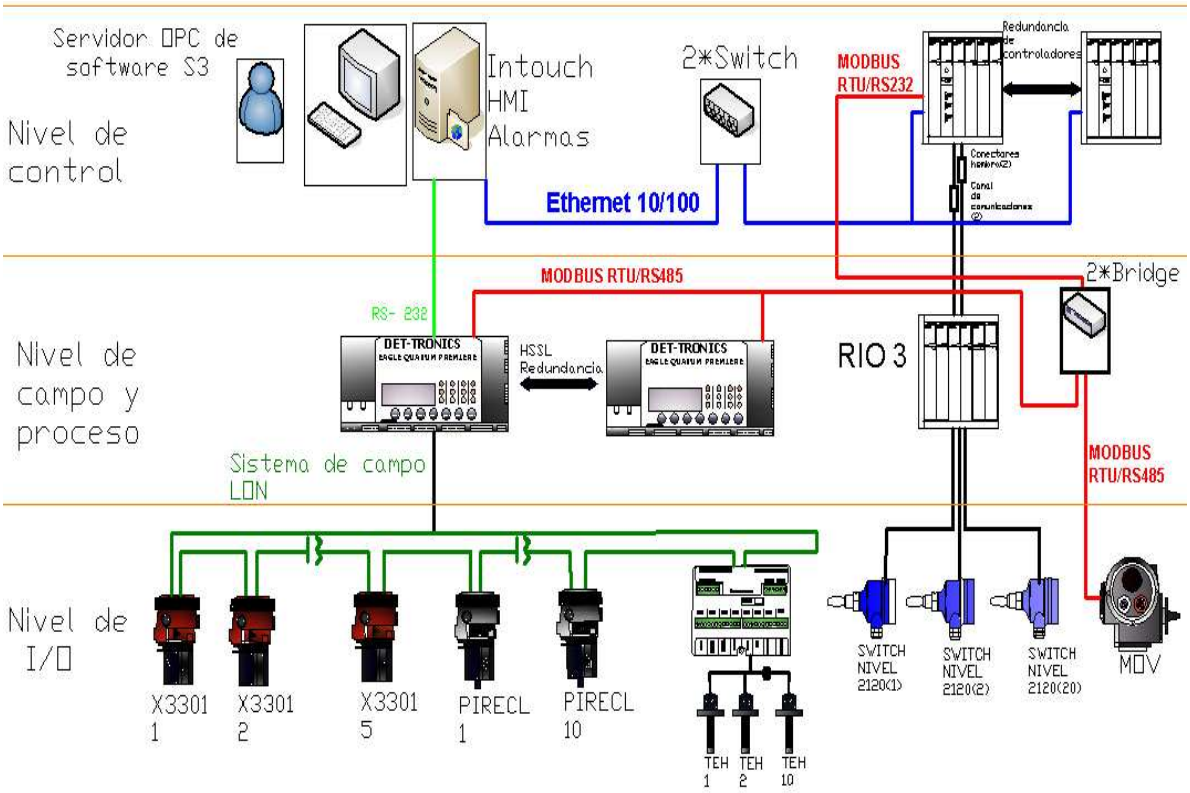


Figura 4.2: Arquitectura del sistema de alarmas.

En el nivel de I/O del sistema de alarmas se encuentran sensores de llama, fuga y sobre temperatura ubicados para el control y supervisión del área de almacenamiento. Además al sistema de alarma se añade el uso de switchs de nivel alto y bajo para el control del llenado de tanques. Los switchs de nivel se enlazaran con el sistema de adquisición remota de datos a través de la ubicación de un tercer RIO de comunicación, mientras que los demás detectores usan un sistema de comunicación LON para la recolección de información.

En el nivel de campo del sistema de alarmas se ubica un control para el manejo de la red LON del sistema Det-Tronics mientras que el manejo de la información proveniente de los sistemas de detección de nivel se maneja a través de un enlace de RIO3 que se interconecta con el PLC principal de la planta.

En el nivel de control del sistema de alarmas se ubica un computador provisto del

sistema Det-Tronics el cual configura y muestra la información de cada sensor ubicado en campo. Este computador contendrá el software propietario S3 que enlazara la información de los sensores via OPC con el software Intouch predeterminado para visualización de alarmas. Además, a este nivel de control se añade la ubicación del PLC principal el cual almacena la información discreta proporcionada desde el campo y operará los actuadores en caso de presentarse una alarma.

4.3. SISTEMA DE ACTUADORES.

El sistema de actuadores y válvulas de control será el que permita la entrada o salida de producto a cada tanque de almacenamiento, así como al área donde se encuentran ubicados estos tanques presurizados, en concordancia con las operaciones que se realiza en el Terminal. Su arquitectura es como se muestra en la Figura 4.3.

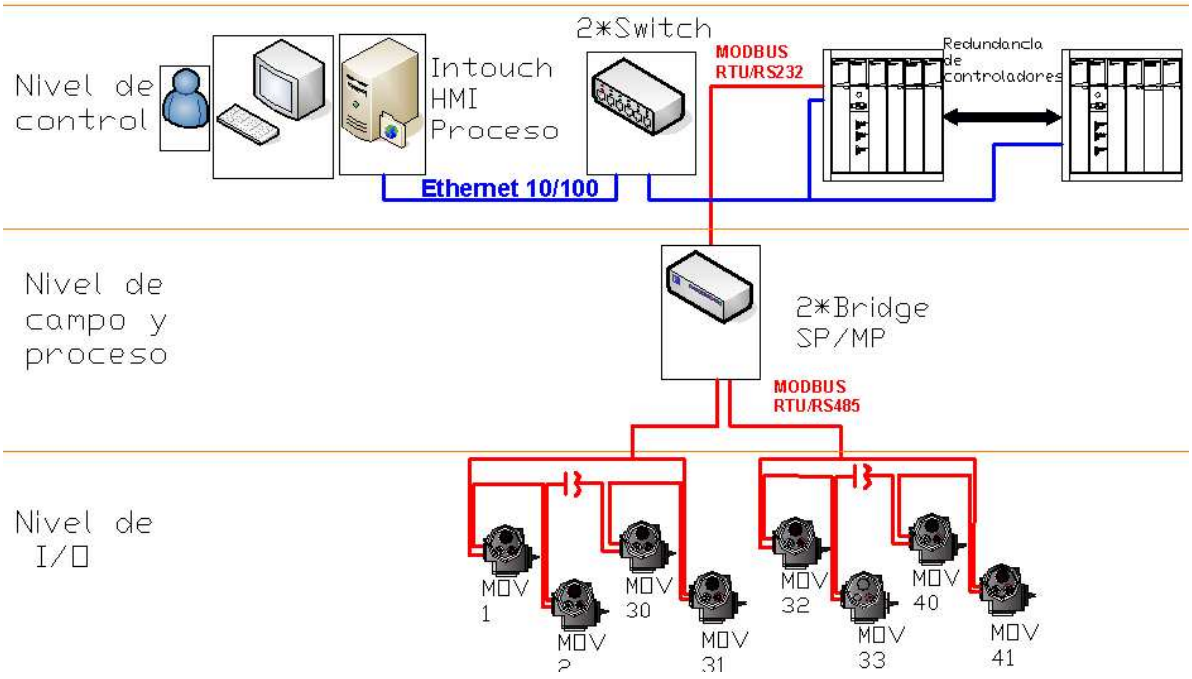


Figura 4.3: Arquitectura del sistema de actuadores.

En el nivel de I/O del sistema de actuadores se encuentran las válvulas de shut-off con sus respectivos actuadores eléctricos, que se manejan con el protocolo MODBUS RTU sobre una red RS-485. Para cada actuador se usará tendido de red doble para redundancia.

En el nivel de campo del sistema de actuadores se tiene dos puentes los cuales poseen 3 puertos configurables como master RS- 485. A cada puerto de salida se puede conectar hasta 31 esclavos. La entrada de este puente se debe configurar como esclavo RS-232 y será la que se conecte al PLC que es en todo momento master. El uso del puente multiplexor adicional es para la conexión de los sistemas redundantes, y este sistema provendrá del PLC stand by.

En el nivel de control del sistema de actuadores se ubica al PLC principal y al PLC stand by los cuales se encargan del manejo de los dispositivos de campo MODBUS RTU a través de su salida de Master MODBUS RTU RS-232. Además se cuenta con el computador de proceso HMI cargado con el software Intouch desde el cual el operador actuará sobre los actuadores de las válvulas shutt-off a fin de emplear un adecuado almacenamiento en los tanques horizontales.

Una vez descrito los sistemas de monitoreo, alarmas y actuadores se sugiere disponer el sistema SCADA mostrado en la Figura 4.4.

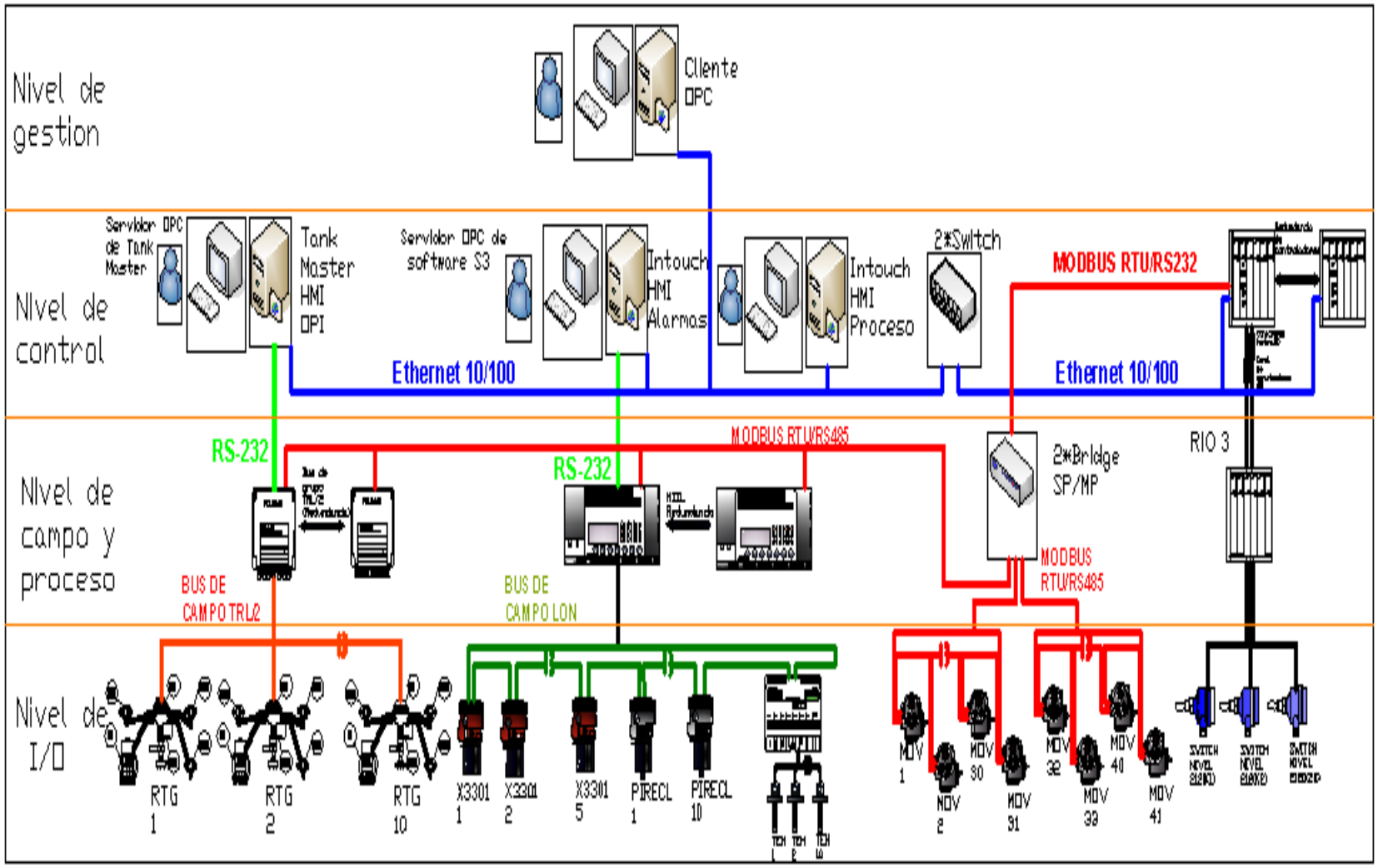


Figura 4.4: Diseño del sistema SCADA a disponer en el Terminal de GLP de Oyambaro.

En el sistema SCADA dispuesto en la Figura 4.4 se observa que se agrupan los sistemas de alarmas, medición y de actuadores. Además los controladores de los sistemas TRL/2 y LON ubicados en el nivel de campo y proceso se conectan al puente para de esta manera llegar al PLC con la información de los controladores. Una vez que el PLC almacena toda la información proveniente del campo y de los controladores, esta información podrá ser trasmitida a través del modulo ethernet 10 / 100 incorporado en el PLC .Esta información será la que se trasmita a computadores de proceso, alarma y de operación de información (OPI). Además, para el desarrollo del sistema de adquisición y control se incorpora en el nivel de gestión un computador OPC para visualización y entrega de información (OPI) para realizar el aforo en cada uno de los tanques de almacenamiento de GLP y proveer esta información al personal de movimiento de producto de Petrocomercial (MOPRO), y al personal de la dirección nacional de hidrocarburos (DNH).

La selección de cada uno de los sistemas se describe a continuación así como las consideraciones que se tomaron en cuenta para el desarrollo de los sistemas individuales que tienen como resultado el sistema general presentado anteriormente.

4.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS

El gran valor económico involucrado cuando se maneja y almacena hidrocarburos de gran valor comercial crea la necesidad de contar con equipos de medición más fiables y eficientes al momento de la realización del aforo del producto. Es por esto que se debe incorporar sistemas de medición más precisos que garanticen una fiable custodia y transferencia de información y así crear un concepto de confianza y credibilidad en la medición de la cantidad de producto.

El sistema deberá contar con un error mínimo establecido por la API MPMS 3.3., el cual establece la precisión que necesitan los sistemas automáticos de medición.

Las características de Precisión de los sistemas ATGs para sistemas de Custodia y Transferencia se detallan a continuación:

a) Los sistemas automáticos de medición (ATGs) requieren una tolerancia en la medición de ±1 mm, previo a la instalación.
b) Una vez que se instala el sistema se permite una tolerancia de ±3 mm incluyendo efectos de instalación y condiciones de operación.
c) En caso de necesitar una lectura remota se permitirá una tolerancia de ± 1mm.

4.4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN POR RADAR

La medición por radar es un sistema no intrusivo y prácticamente necesario para la medición en sistemas ATGs (Sistemas automáticos de medición) y se basa en la técnica de modulación en Frecuencia de Onda Continua (FMCW) expuesto en la Figura 4.5.

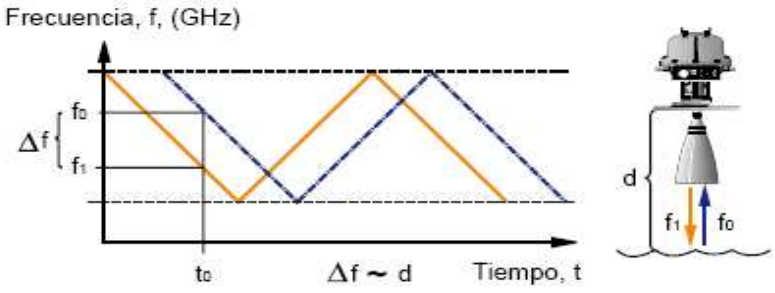


Figura 4.5: Comparación entre la señal emitida y recibida en el radar basada en la técnica FMCW (Ref. Tank Radar).

Este método es el utilizado por los medidores de nivel por radar de alta precisión, que además dispone el uso de pines de referencia los cuales se encuentran a una distancia conocida y sirven para la calibración de la medición. Con este objetivo se debe respetar el sistema dispuesto en la Figura 4.6 respecto a la ubicación de accesorios tales como la ubicación del plato reflectivo así como la distancia entre los pines de referencia.

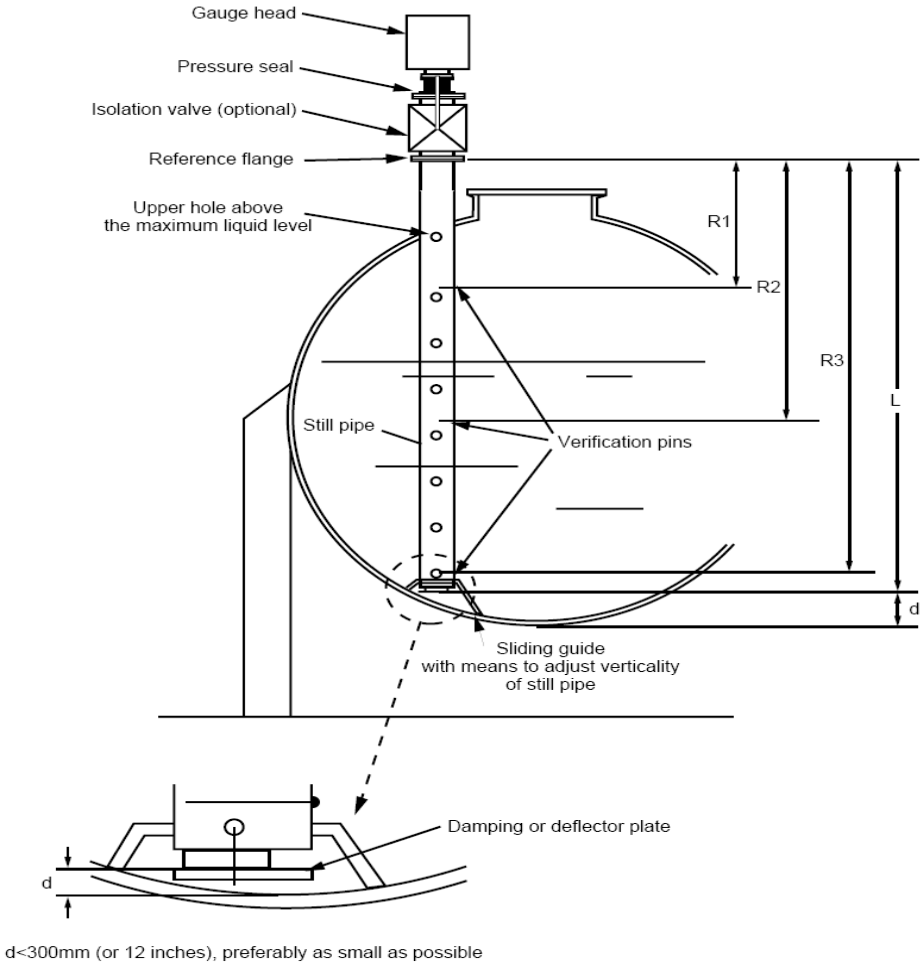


Figura 4.6: Disposición de los equipos para la medición por radar (Ref. API MPMS 3.3).

De la Figura 4.6 se observa que:

(d) Distancia entre el plato reflector y el fondo del tanque.

(L) Distancia entre el plato y la referencia del dispositivo ATG y

(R1), (R2), y (R3) Distancia entre la brida de referencia y pines de referencia los cuales deberán estar ubicados para cubrir el rango total (Ref. API MPMS 3.3).

En los sistemas ATG la precisión total está dada por el propio error del instrumento, la instalación del dispositivo y efectos de cambio en las condiciones de operación.

La tecnología de radar supera a los tradicionales sistemas mecánicos en cuanto a precisión, confiabilidad y seguridad para la medición de nivel.

En tanques presurizados que contienen GLP, donde la atmósfera existente sobre el líquido contiene vapores, los cuales reducen la velocidad de la señal del radar y consecuentemente afectan a la medición, se necesita lograr mediciones de precisión adecuada para custodia y transferencia. Para esto es necesario realizar corrección por la influencia del vapor. Para poder realizarla, es imprescindible conocer la temperatura y la presión real de ese vapor.

Para que la medición de nivel por radar en tanques de GLP sea exitosa, se deberá considerar lo siguiente:

a) Medición precisa de temperatura y presión
b) Corrección por reducción en la velocidad de la onda de radar
c) Verificación de la medición

4.4.1.1. Medición de temperatura y de presión

Todo sistema de medición de nivel en tanques de GLP necesita conocer la temperatura y la presión para calcular correcciones.

La medición de temperatura se realiza tanto en la sección vapor como en la sección líquida durante el almacenamiento del GLP. La temperatura del líquido se obtiene por medio de un sensor que se encuentren por debajo del nivel del líquido. La temperatura del vapor estará dada por el sensor ubicado más arriba, normalmente no cubierto por el líquido.

La presión será medida por un sensor. De no ser así, un operador deberá entrar datos al sistema o bien, utilizar valores por defecto dependientes del tipo de gas almacenado[18].

4.4.1.2. Corrección y métodos de cálculo[19]

Tanto el aire como otros gases tienen un efecto sobre la propagación de las microondas. Por ejemplo, aire a presión normal reducirá la velocidad de propagación en 343 ppm (un 0.0343%) comparada con la propagación en el vacío. Los vapores de hidrocarburos tienen un efecto ligeramente superior al del aire en la propagación de las microondas. En cambio, en tanques con gas presurizado, como el GLP, la lectura de nivel es afectada por la reducción en la velocidad de la onda de radar al pasar a través de un medio parcialmente vaporizado y a alta presión.

Para compensar este fenómeno, las consideraciones técnicas aplicables son las siguientes:

a) La corrección para un gas conocido es estrictamente proporcional a su densidad y prácticamente independiente de su temperatura
b) La mayoría de los hidrocarburos tienen prácticamente la misma proporcionalidad entre la corrección y la densidad (dentro del 10%) y un factor por defecto de 550 ppm por cada Kg/m3 de densidad puede ser utilizado.
c) Ciertos gases con estructura polar (agua, alcohol, amoníaco) requieren una corrección significativamente mayor que puede ser medida por el sistema de verificación si se desconociera. A pesar de esto, la proporcionalidad con la densidad es todavía válida, pero será necesario usar un factor diferente al mencionado en el punto anterior.

[18] ROSEMOUNT, Radares%20LPG.
[19] ROSEMOUNT, Rex_techn_Ed3_RevG_703010_Sp_web.pdf

Dependiendo de las diferentes disponibilidades de medición, existen diferentes métodos de cálculo para determinar la densidad del gas existiendo los casos siguientes:

a) La presión y la temperatura del gas son medidas y se dispone de datos del gas.
b) La presión y la temperatura del gas son medidas, pero no se dispone de datos del gas.
c) La presión del gas es medida junto con la temperatura del gas y del líquido son parámetros medidas. El gas consiste en una mezcla de dos gases conocidos, pero la relación de mezcla no necesita ser conocida.
d) La temperatura del líquido es medida, y se dispone de datos del gas
e) Sin corrección, se utiliza en tanques refrigerados con presión prácticamente atmosférica.

4.4.1.3. Verificación

El sistema de medición a través de radares debe poseer la característica distintiva de poder verificar su medición, midiendo contra pines de verificación instalados a distancias conocidas en el caño guía. Esto permitirá verificar la medición a diferentes distancias del medidor de radar, a lo largo del caño guía y comprobando el rango total de medición.

Se pueden colocar hasta tres pines de referencia en el cañon guía (still pipe). La posición de los pines es conocida, por lo que el operador podrá verificar el funcionamiento del radar comparándola con la medición de verificación que realiza el radar.

4.4.2. CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL

De acuerdo a la API Std 2510 se dispone el uso de un sistema fiable de medición de nivel y el sistema debe cumplir los requerimientos exigidos por la API MPMS 3.3, para medición automática de nivel.

El sistema de medición debe ser capaz de trabajar en un área peligrosa de acuerdo a la clasificación asignada de la API 500 o API 505, además de cumplir especificaciones de condiciones de trabajo expuesta en la Tabla 4.1 siguiente.

Especificaciones técnicas del sistema medidor de nivel		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div 1	Clase I Zona 0
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “ia”	
Presión de trabajo	250 psig	
Temperatura de trabajo	10-30 ℃	
Precisión	±3mm como máximo	
Verificación de medición	Si	
Corrección de medición	Si	

Tabla 4.1: Especificaciones técnicas necesarias del sistema de medición de nivel de los tanques.

4.4.3. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL APTA PARA CUSTODIA Y TRANSFERENCIA

Un sistema que cumple con las especificaciones técnicas de la Tabla 4.1 anterior es el sistema de medición de la firma Rosemount Tank Radar Rex. Sistema que permite obtener una precisión de ± 0.5 mm antes de la instalación del equipo y llegar

a una precisión máxima de ± 2 mm, tomando en cuenta errores de instalación y calibración, usando el software de los radares que permite realizar correcciones de medición superando la precisión requerida por la API MPMS 3.3.

Este sistema se conforma con la ubicación de un medidor de nivel apto para custodia y transferencia, además de medidores de presión y temperatura para calibración de medición. Dichos dispositivos envían sus datos a una unidad inteligente incorporada en la cabeza de cada radar de medición de nivel (RTG).

El sistema Tank Radar Rex para el manejo de información incorpora el bus TRL/2 que se divide en dos partes:

a) Bus de grupo
b) Bus de campo

Ambos buses funcionan del mismo modo con las mismas especificaciones técnicas. No obstante, el bus de grupo se define como el "Group TRL/2" entre un computador provisto del software TankMaster y las unidades de comunicación de campo (FCU), mientras que los buses de campo conectan los RTG con las FCU teniendo las características siguientes de la Tabla 4.2.

Datos técnicos del bus de campo TRL/2	
Numero de unidades	Máximo 8 RTG por bus de campo
Cable	Par trenzado y apantallado
Área del cable	Mínino AWG 20 (0.5 mm^2)
Longitud del cable	Máximo 4 Km
Tipo de modulación	FSK (Modulacion por desplazamiento de frecuencia), Half Duplex

Tabla 4.2: Datos técnicos del bus de campo TRL/2 (Ref. ROSEMOUNT, Tank Radar)

Cada Unidad de Comunicación de Campo recoge continuamente los datos de hasta cuatro Buses de campo TRL/2 y almacena los valores en una memoria intermedia.

Cuando llega una consulta a la Unidad de Comunicación de Campo desde el TankMaster o desde un computador de planta a través del bus de grupo, la FCU puede enviar rápidamente los datos de forma directa desde la base de datos.

Cada RTG tiene una dirección individual en el bus de campo y el número total máximo recomendado de RTGs en un bus de campo es de 8 (el número máximo de RTG por FCU es 32), según se indica en la Figura 4.7 siguiente.

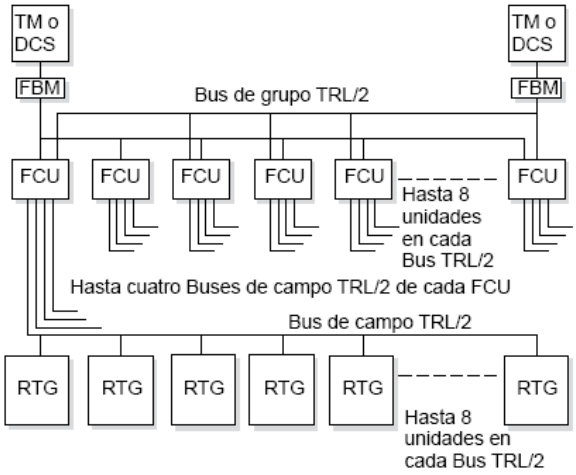


Figura 4.7: Topología Física del bus TRL/2 (Ref. Rosemount).

4.4.4. SELECCIÓN DE LA CABEZA DEL MEDIDOR DE NIVEL

El medidor a seleccionar es el radar Rex RTG 3960 y su descripción de solicitud es la RTG 3960 TH-A B R S O 2 R O 1 C E 1 3 R S el cual cuenta de las siguientes características:

a) Equipo con medición y precisión de custodia y transferencia (± 0,5mm),
b) Certificado para trabajo en áreas peligrosas provisto por la ATEX
c) Certificado de precisión provisto por la OIML(Organización Internacional de Metrología Legal)

d) Alimentación de 120 a 240 VAC con dos entradas analógicas intrínsicamente seguras.
e) Dos entradas analógicas, siendo una entrada con funciones Hart maestro
f) Comunicación Standard TRL/2 MODBUS
g) Caja de conexiones integrada tipo NPT
h) Sello metrológico externo comprobable desde el exterior y exigido por las autoridades fiscales en algunos países.
i) Certificado de prueba y entrega con impresión de rango de medición.
j) 3 entradas de temperatura directamente conectadas al medidor.
k) Soporte para unidad de display remota
l) Tag de identificación de la unidad en acero inoxidable

El medidor presenta las siguientes características de trabajo y operación en áreas peligrosas EEx d [ia] IIB T6 clase1 Div1, grupos C y D. El medidor RTG 3960 es el adecuado para la medición del nivel de gas licuado de petróleo en tanques de almacenamiento de GLP. Para garantizar una correcta medición, el cono del radar deberá encontrarse dentro del tubo tranquilizador del tanque, a fin de permitir al medidor obtener un eco de intensidad suficiente para operar incluso en condiciones de ebullición de la superficie. Es por esto que se deberá seleccionar la antena de medición mas adecuada de acuerdo al proceso que se maneja.

4.4.5. SELECCIÓN DE LA ANTENA DEL RADAR

La antena de radar a solicitar es la 60 A 1A Q R O 2 4B que soporta hasta 365 psi con un tamaño de tubo de antena de 4 plg y sello de cuarzo, con 1 clavija de referencia y juego reflector, además se solicita un trasmisor de vapor integrado para medición de la sección. Todo el equipo será instalado a través de una brida tipo ANSI 300 de 6 plg MAWP 20 bar, 90ºC de acuerdo como se indica en la Figura 4.8.

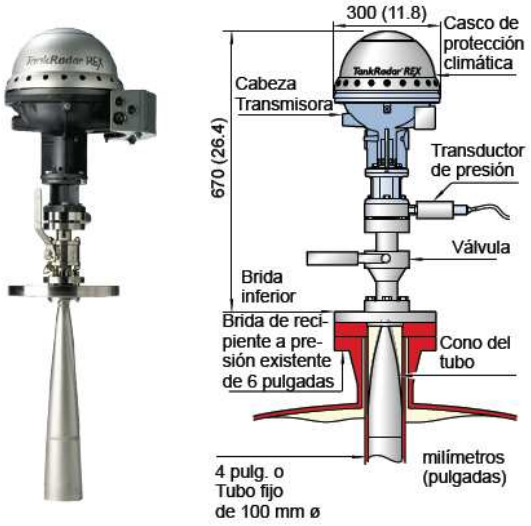


Figura 4.8: Cabeza y antena de radar RTG 60 seleccionado (Ref. Rosemount)

4.4.6. UBICACIÓN DEL RADAR Y ACCESORIOS

El radar se ubicará en la parte superior del tanque, como se indica en la Figura 4.9, superior a la brida de conexión tipo ANSI 300 de 6 plg.

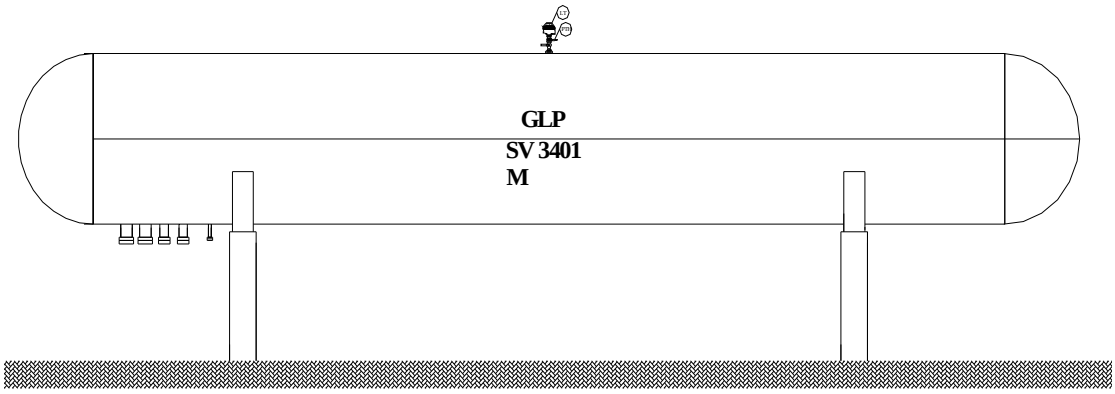


Figura 4.9: Ubicación del radar medidor de nivel

En el cañon guía se debe introducir las clavijas de referencia para la verificación de la medición con el tanque en funcionamiento. De estas clavijas el fabricante entrega una clavija y un plato reflectivo los cuales se deberán instalar de acuerdo a la Figura 4.9.

4.4.7. MEDICIÓN DE PRESIÓN

Se contará con dos sensores de presión para medir la presión de vapor y la presión del líquido, parámetros necesarios para el aforo de producto. El sensor de presión de vapor utilizado será el sugerido por la firma Rosemount con el fin de mantener la custodia y transferencia de medición. El sensor de presión de vapor Druck PTX 621 está integrado en la cabeza del radar de acuerdo como se indica en la Figura 4.10 manteniendo las especificaciones de trabajo en zonas peligrosas del radar. Su solicitud de pedido está considerada en aquella de la antena del radar.

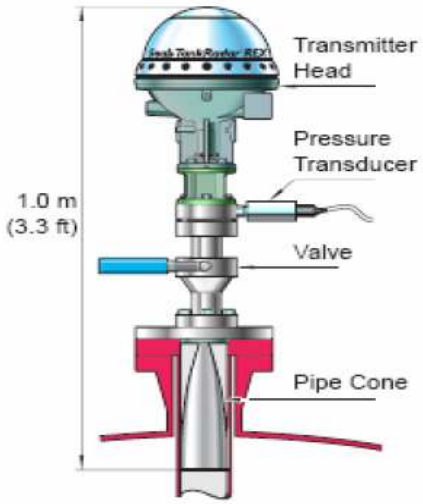


Figura 4.10: Radar medidor de nivel RTG 3960 Rex con medidor de presión de vapor incorporado (Ref. Rosemount)

El sensor de presión para la fase líquida ayudará al cálculo de la densidad del producto, así como para la realización del inventario de producto por parte del

departamento de MOPRO de Petrocomercial. Este sensor se deberá ubicar de acuerdo a un análisis mecánico de instalación, sugiriendo como ubicación cualquier punto por abajo de la altura del switch de nivel bajo de alarma, esto porque el tanque no dispone de una salida de conexión para la instalación de este sensor. El sensor a seleccionar es el sensor-trasmisor de presión hidrostática Rosemount 3051S 1 CG 4A 2 CG * A 2A I1 L4 Q4 con salida de 4 a 20 mA y con un rango de presión entre -14.7 y 300 psi para ser empotrado según el resultado de un análisis mecánico de instalación. El sensor se indica en la Figura 4.11.

Figura 4.11: Sensor-transmisor de presión Rosemount 3051S (Ref. Rosemount).

El sensor de presión de liquido se lo ubicará a la altura del switch de alarma de nivel bajo, sin intención de indicar que esa sea su posición final.

4.4.8. MEDICIÓN DE TEMPERATURA

La temperatura del producto es un parámetro importante para la medición precisa de inventario para transferencia de custodia en los tanques de almacenamiento de líquido a granel. La limitación de entradas directas del tanque para empotrar los sensores de temperatura hace que se use una única entrada con la ubicación de dos sensores de temperatura localizados en un pozo termométrico.

El número de sensores de temperatura es determinado por la API MPMS 550 sección 3 correspondiente al manual de instalación de instrumentos para refinerías. Esta recomienda ubicar un sensor de temperatura por cada 3 metros de altura del tanque. La altura máxima de los tanques cilíndricos es 4 metros por lo que se deberá instalar dos sensores de temperatura para la medición simultánea de la temperatura del vapor y del líquido.

Los sensores de temperatura a instalar son sensores puntuales de temperatura Rosemount tipo PT 100 y su descripción de solicitud es SST 1 -3000*[20]-B-080*[21]-4-3 -2-P-1-1-1[22] del cual se cuenta con dos sensores de temperatura PT 100 de 3 hilos cada uno, para una precisión de temperatura 1/6 DIN con salida en cables y conexión tipo NPT para un rango de temperatura de -50 a 400 ºC.

El pozo de temperatura para los sensores de temperatura es el SSTW 3000-A 3-1 con lo cual se tiene el espesor suficiente para que entre el sensor de temperatura dentro del pozo.

4.4.8.1. Ubicación sensores de temperatura

El sensor será ubicado en la entrada superior del tanque de conexión de 1 plg, del cual se extiende el pozo térmico con los sensores ubicados en su interior teniendo el sistema que se indica en la Figura 4.12.

[20] Longitud personalizada en mm mayor a la citada por el fabricante.

[21] De acuerdo a longitud del sensor principal podrá variar este valor.

[22] Solicitar al fabricante la salida en conexión NPT

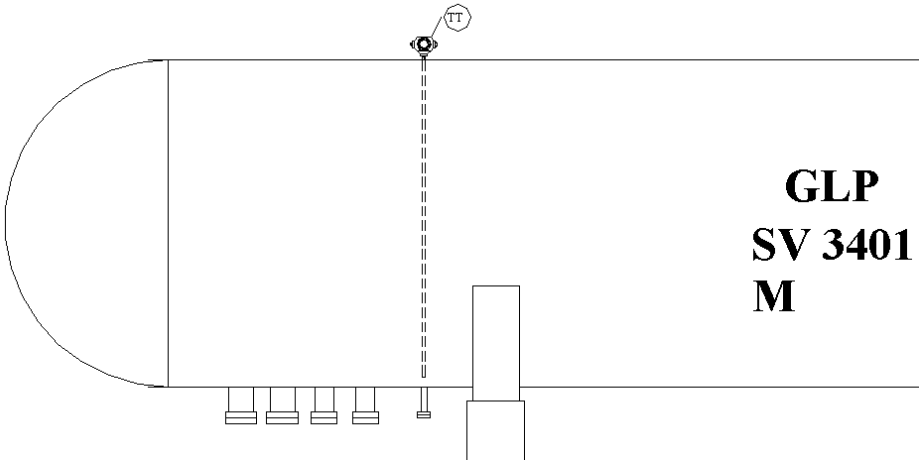


Figura 4.12: Ubicación de los sensores de temperatura en el pozo termométrico**.**

4.4.9. EQUIPO DE VISUALIZACIÓN DE DATOS DE CAMPO

Para el aforo y control de las variables medidas se sugiere conectar un dispositivo de visualización de campo el cual muestre las variables de temperatura, presión y nivel que se miden en cada tanque de almacenamiento.

La unidad de visualización que se instale debe cumplir con las características que se indica en la Tabla 4.3 siguiente para trabajo en áreas peligrosas.

Especificaciones técnicas de visualizadores de campo		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div 2	Clase I Zona 2
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “n”	

Tabla 4.3: Especificaciones de trabajo para visualizadores de campo

Un visualizador de campo que cumple los requerimientos de trabajo en áreas peligrosas es la unidad de display remota 40 (RDU 40) que es resistente para uso al aire libre en zonas con peligro de explosión. Si existen menos de seis elementos de temperatura por tanque, la RDU 40 es la solución más rentable para la visualización de los datos. Se muestra en la Figura 4.13.

Figura 4.13: Vizualizador de variables de campo RDU (Ref. Rosemount).

4.4.10. SELECCIÓN UNIDAD DE COMUNICACIÓN DE CAMPO

La utilización de una unidad de comunicación de campo (FCU) ayuda a la comunicación con los dispositivos de medición ubicados en el campo, este dispositivo siempre se encuentra preguntando los datos medidos a todos los dispositivos ubicados en campo, almacenando sus valores en su memoria interna

La unidad de comunicación de campo que se usará es la FCU 2160 con solicitud de código de pedido FCU 2160- 60 1 G1 G1 F1 F1 F1 F1 S R 0 S en el cual se cuenta con alimentación de 115 Vca de dos buses de grupo y cuatro buses de campo con funciones de redundancia en las unidades.

Basado en el plano de instalación PC-FCU con RS-232 [23] en la comunicación Rs-232 entre FCU y PC se usa un conector Db9 y la distancia será de un máximo de 30 m, además para la comunicación RS232 en cada unidad se entregan dos puentes de conexión. Estos puentes se conectan a X5 y X6 para la comunicación del bus de grupo RS-232C según la Figura 4.14 siguiente.

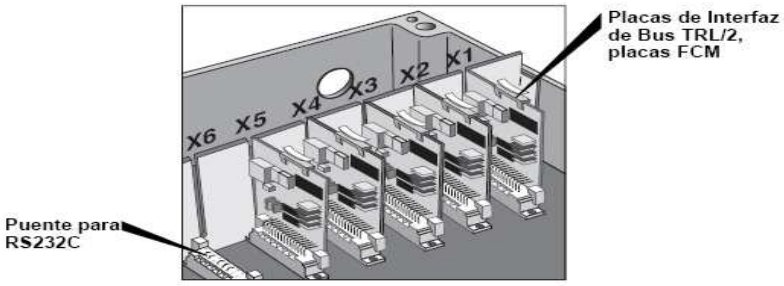


Figura 4.14: Puentes para comunicación Rs-232 (Ref. Rosemount).

Los puertos de comunicación de la unidad de comunicación de campo tiene seis conexiones para placas de interfaz de comunicación: de X1 a X6. Las conexiones se pueden configurar individualmente como puertos de Group Bus o Field Bus. Puede haber un máximo de cuatro Buses de Grupo al mismo tiempo. La configuración máxima puede ser de 2+4, 3+3 o 4+2 buses de cada tipo. No obstante, las conexiones X5 y X6 no se configuran nunca como puertos de Field Bus, y las conexiones X1 y X2 no se configuran nunca como puertos de Group Bus.

La Unidad de Comunicación de Campo se entrega de serie con seis placas de interfaz FCM para cuatro puertos de Field Bus y dos puertos de Group Bus.

La Tabla 4.4 siguiente muestra las configuraciones máximas de una FCU ampliada:

[23] Planos 9240 002-905 y 9240 002-731de la Rosemount.

Puertos	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Alternativa 4 + 2	Bus de campo	Bus de campo	Bus de campo	Bus de campo	Bus de Grupo	Bus de Grupo
Alternativa 3+3	Bus de campo	Bus de campo	Bus de campo	Bus de Grupo	Bus de Grupo	Bus de Grupo
Alternativa 2 + 4	Bus de campo	Bus de campo	Bus de Grupo	Bus de Grupo	Bus de Grupo	Bus de Grupo

Tabla 4.4: Configuración de la unidad de comunicación de campo (Ref. Tank Radar)

Por lo tanto para el proyecto de Oyambaro se escogerá la alternativa 4+2 de manera que los puertos X5, X6 se los usara como buses de Grupo, mientras que a los puertos X1,X2,X3,X4 como buses de campo.

Al puerto X1 no se le conectara RTGs del proyecto de ampliación debido a que en este puerto están conectados 3 RTGs correspondientes a la medición de nivel en esferas. Por lo cual en el puerto X2 y X3 se conectará los 10 RTGs correspondientes al proyecto de ampliación.

4.4.10.1. Redundancia de unidades de comunicación de campo

Con objeto de reducir el riesgo de fallo de comunicación entre el TankMaster/sistema DCS y las unidades conectadas al bus de campo TRL/2, se propone emplear la técnica de redundancia de esta forma se conseguirá que maestros diferentes, como el PC de TankMaster y las unidades DCS, soliciten continuamente datos a las FCU.

La utilización de FCU redundantes significa conectar dos FCU en paralelo a los Buses de campo, una de las FCU se configurará como FCU principal y estará en estado activo, mientras que la otra FCU estará en estado de reserva. La FCU de reserva escucha la comunicación el Bus de campo. Si la comunicación en el Bus de campo se detiene durante un determinado tiempo, la FCU de reserva asume la comunicación y la reanuda, enviando un mensaje al sistema TankMaster (o DCS)

indicando que la FCU primaria ha fallado y que la FCU de reserva ha asumido la comunicación. El esquema redundante se indica en la Figura 4.15.

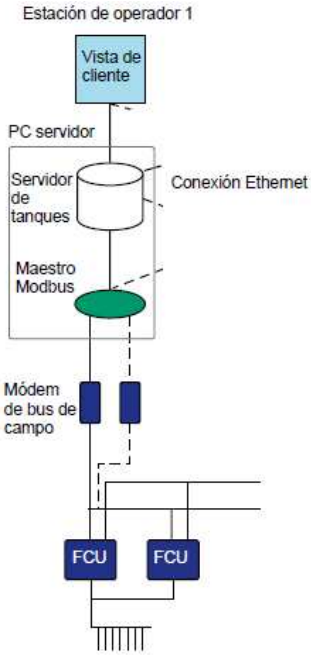


Figura 4.15: Redundancia para unidades de comunicación de campo (Ref. Rosemount).

4.4.11. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Para la visualización y calibración de los medidores así como sus parámetros medidos se empleará el software propietario TankMaster que posee funciones de custodia y transferencia. La solicitud de pedido es la TM 20 S N C B 0 0 00 con la cual se adquiere una licencia con llave de hardware para 20 tanques con comunicación Host + office link y funciones de gestión de lotes para la transferencia y custodia con manutención de red activada.

4.4.12. CONEXIÓN DE EQUIPOS DE CAMPO

Los equipos de campo se integrarán a las cabezas de transmisión de cada radar de tal forma que se mantenga la seguridad intrínseca. Con este objetivo el cableado se lo realizará de la siguiente forma.

Cableado de equipos de campo

Un ejemplo de cableado se indica en la Figura 4.16. La Caja de Conexiones integrada en la cabeza del radar posee tomas para conexiones intrínsecas (X12) y no intrínsecas (X11).

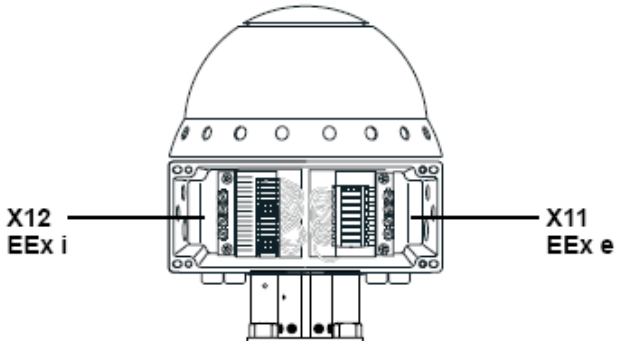


Figura 4.16: Cabeza del radar con caja de conexión integrada (Ref. Rosemount)

a) ***Lado intrínsecamente seguro*** - EEx i. El terminal X12 se utiliza para las siguientes conexiones intrínsecamente seguras: medición de presión, temperatura y vizualizador de campo, según la descripción de conexiones intrínsecamente seguras siguiente:

1 ← Entrada analógica 1 + / HART.

2 ← Entrada analógica 1 - / HART.

3 ← Entrada analógica 2 +.

4 ← Entrada analógica 2 -.

5 ← Señal RDU.

6 ← Alimentación RDU.

7 ← Puesta a tierra RDU.

8 ← T1 (Sensor de temperatura).

9 ← T2 (Sensor de temperatura).

10 ← T3 (Sensor de temperatura).

11 ← T4 (Sensor de temperatura).

12 ← T5 (Sensor de temperatura).

13 ← T6 (Sensor de temperatura).

b) Lado no intrínsecamente seguro - EEx e. El terminal X11 se utiliza para conexión del equipo al bus TRL/2 y a la alimentación según las conexiones de descripción siguiente:

1 ← Alimentación eléctrica L, L1+

2 ← Alimentación eléctrica N, L2-

3 ← Bus TRL/2, Bus

4 ← Bus TRL/2, Bus -

c) Conexión del Bus de campo TRL/2 Modbus.

El transmisor RTG se conecta a una unidad de comunicación de Campo (FCU), según se indica en la Figura 4.17.

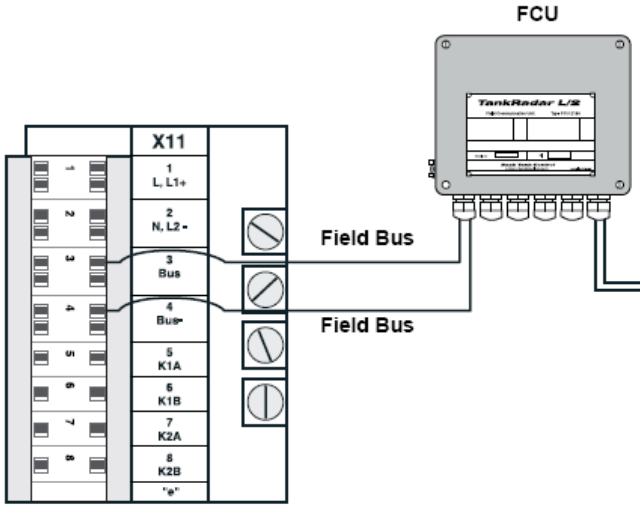


Figura 4.17: Conexión del bus de campo TRL/2 a la FCU (Ref. Rosemount)

El bus de campo TRL/2 se debe conectar con un único par de cables trenzados blindados en pares siendo la longitud máxima del cable de 4 km. Por recomendación del fabricante nunca se deberá usar cable de área menor a un AWG 20.

El cable que se sugiere usar es el Belden 9873 el cual es un cable blindado y apantallando con un total de dos pares y recubrimiento de PVC como se indica en la Figura 4.18 siguiente.

Figura 4.18: Cable de conexión bus TRL/2 (Ref. Belden)

4.4.13. DIAGRAMA DE LAZO SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS

La conexión de los equipos que conforman el sistema de medición se indica en el plano 23, en el cual se empleó la simbología que se muestra en la Tabla 4.5.

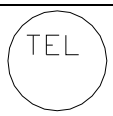
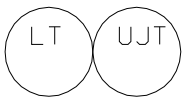
Símbolo	Función del equipo	Descripción
	Sensor-Trasmisor de presión bajo para sección liquida.	Instrumento de medición de campo de presión hidrostático Rosemount 3051 S.
	Sensor-Trasmisor de presión alto para sección vapor.	Instrumento de medición de campo de presión de vapor Druck PTX 621.
	Indicador de campo multivariable	Vizualizador de campo RDU para medición en campo de presión, nivel temperatura.
	Elemento sensor de temperatura alta.	Sensor de temperatura Pt100 para sección vapor.
	Elemento sensor de temperatura baja.	Sensor de temperatura Pt100 para sección liquida.
	Elemento trasmisor de nivel incorporado con unidad multivariable de sacaneo.	Unidad inteligente incorporada en la cabeza del radar RTG.
	Controlador multivariable.	Unidad de comunicación de campo FCU para manejo y almacenamiento de información de unidades trasmisoras

Tabla 4.5 Simbología de instrumentación en sistemas de medición y adquisición de datos.

Plano 23: Diagrama de lazo sistema de medición de nivel.

4.5. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALARMAS

El diseño del sistema de alarmas considera los equipos necesarios para el cuidado del área de almacenamiento donde operan los tanques presurizados cilíndricos así como también para el cuidado de llenado de cada tanque de GLP, es por esto el diseño del sistema de alarmas se divide en las etapas siguientes:

a) Selección de equipos para monitoreo del área de almacenamiento.
b) Selección de equipos para el monitoreo de llenado de tanques.

4.5.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA MONITOREO DEL ÁREA DE ALMACENAMIENTO

La selección de los equipos a ubicarse en esta área se basan en la norma API Std 2510A correspondiente al diseño y construcción de instalaciones de GLP con la que se contempla el uso de sistemas de detección de fuego y fuga para instalaciones de GLP, a la norma anterior se suma la norma SHI-022 correspondiente a la disposición de sistemas automáticos de detección y alarma de incendios de Petrocomercial la cual indica el tipo de sensor a usar dependiendo del área de proceso la cual se indica en la Tabla 4.6.

Tipo de Instalación	Tipo de detector		
	Calor	Humo	Llama
Plan de Procesos	Si		Si
Estación de Generación Eléctrica		Si	Si
Estaciones de Bombeo	Si		Si
Islas de Carga	Si		Si
Instalaciones Portuarias	Si		Si
Estaciones de Flujo (Patio de Bombas)	Si		Si
Tanques de Almacenamiento (Líquidos Inflamables)	Si		Si

Tipo de Instalación	Tipo de detector		
	Calor	Humo	Llama
Salas de Control		Si	
Salas de Computo/Almacenamiento de datos			
Centros de Distribución de Potencia eléctrica (Subestaciones Eléctricas)		Si	
Centros de control de motores		Si	
Cuartos de interruptores		Si	
Laboratorios	Si	Si	
Bodegas a) Madera y papel b) Plásticos c) Alimentos d)Metales e) Liquido y gases inflamables	 Si 	 Si Si Si Si	 Si Si
Talleres de Pinturas	Si		
Salas de Reproducción/ Archivo Documentos		Si	

Tabla 4.6: Detectores según el tipo de instalación (Ref. SHI-022).

De acuerdo a la tabla anterior los sistemas de detección a usarse en el terminal de GLP de Oyambaro son de calor, fuga y llama.

4.5.2. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE VAPOR HIDROCARBURO

Se debe instalar un fiable detector de vapor hidrocarburo para la vigilancia del área donde se almacena GLP en los taques cilíndricos.

Para la vigilancia de fugas se proveerá de un único sistema de detección siendo este el que alarma al personal y activa a un segundo sistema con el fin de evitar falsas alarmas debiéndose de administrar de la manera siguiente:

a) El sistema primario de detección de fugas no activa ningún sistema automático de aspersión de agua.
b) El sistema de detección deberá proveer de suficientes sensores capaz de que se pueda detectar fugas desde dos puntos distintos, siendo el número de detectores una variable que dependa del caso en que nos encontremos.

4.5.3. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE CALOR

Se debe instalar sensores térmicos los cuales censen altas temperaturas en un área sensible como es el del almacenamiento del GLP, además el sistema de monitoreo deberá estar conformado por un solo detector debido a la fiabilidad que existe en dispositivos de calor debiendo administrar la alarma de la siguiente manera:

Se debe activar automáticamente un sistema sonoro el cual alerte al personal acompañado del cierre de válvulas y aspersión de agua sobre los tanques de GLP.

Para que la detección de calor sea efectivo el sensor se debe ubicar al lado de equipos los cuales generen calor y los sensores se deben activar una vez que se alcance la Temperatura de inflamación de la mezcla siendo esta temperatura la determinada debido a que es la temperatura más baja a la cual el producto del petróleo se vaporiza rápidamente en cantidad suficiente para formar una mezcla aire-vapor sobre su superficie, produciendo un “flasheo” o explosión suave cuando se incendia por una flama pequeña[24].

La selección de la temperatura de inflamación se la hace de acuerdo a la clase de material con el cual se cuenta y se muestra en la Figura 4.19.

[24] PEMEX, PROTECCIÓN DE ÁREAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTODE PRODUCTOS INFLAMABLES YCOMBUSTIBLES NRF-015 PEMEX-2003.

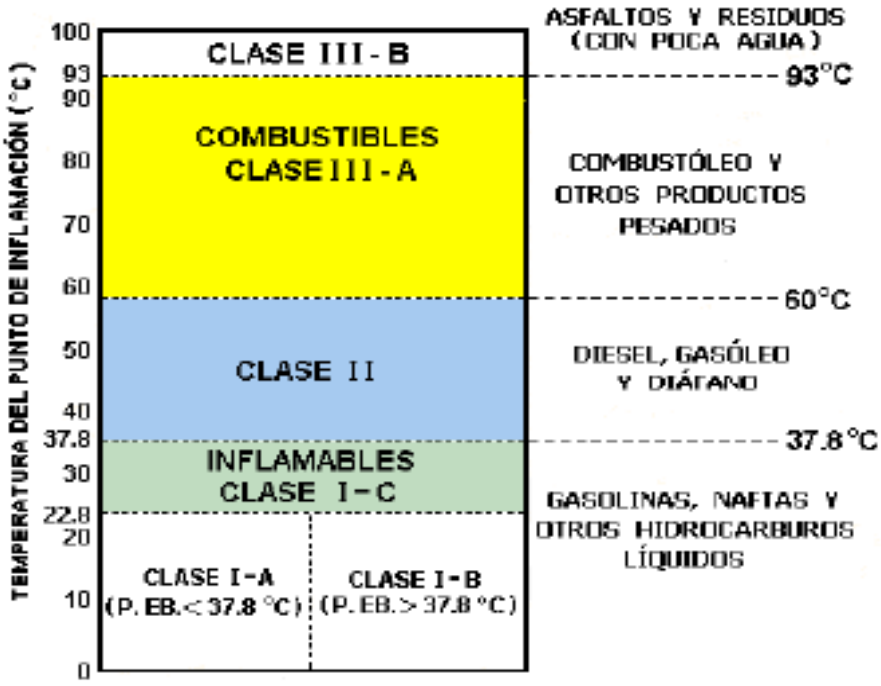


Figura 4.19: Visualización entre temperatura de inflamación y el tipo de material a usar (Ref. PEMEX NRF-015 PEMEX-2003 Fig. 1)

4.5.4. CONSIDERACIONES DE LOS DETECTORES DE LLAMA

Se debe instalar sensores de llama los cuales determinen la presencia de fuego en el área de almacenamiento de GLP, el sistema que determine la presencia de llama deberá ser único siendo este el que alarme al personal y se administre de la siguiente manera:

Se debe activar automáticamente un sistema sonoro el cual alerte al personal acompañado de aspersión de agua sobre los tanques de GLP.

4.5.5. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE DETECCIÓN

El sistema de detección va a ser un sistema independiente del sistema de monitoreo y control pero tiene la posibilidad de operar sobre estos sistemas además de sistemas de control y aspersión contra incendios en caso existir una emergencia.

Petrocomercial utiliza el sistema de detección de la firma Det-Tronics. Es por esto para la selección de equipos se usarán los equipos provistos por esta firma.

El sistema de detección Det-Tronics incorpora el controlador EQP3000 (Eagle Quantum Premiere) el cual es el encargado de la comunicación, configuración y monitoreo de las variables de los instrumentos que son parte de este sistema de detección.

Este sistema de detección usa el tipo de comunicación LON (Laid out as a loop) con lo cual se tiene un soporte en la lectura y escritura de la información desde el controlador hacia sus respectivos esclavos y su topología consiste en empezar y terminar en el controlador de acuerdo a la Figura 4.20.

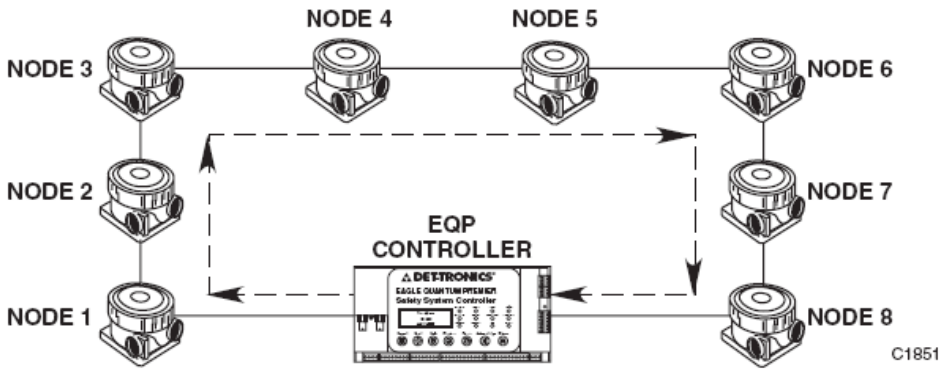


Figura 4.20: Sistema de comunicación LON

Esta forma de comunicación permite que en caso de romperse el anillo se pueda seguir recibiendo la información desde los dispositivos excluyendo a lo que se encuentren fuera según la Figura 4.21.

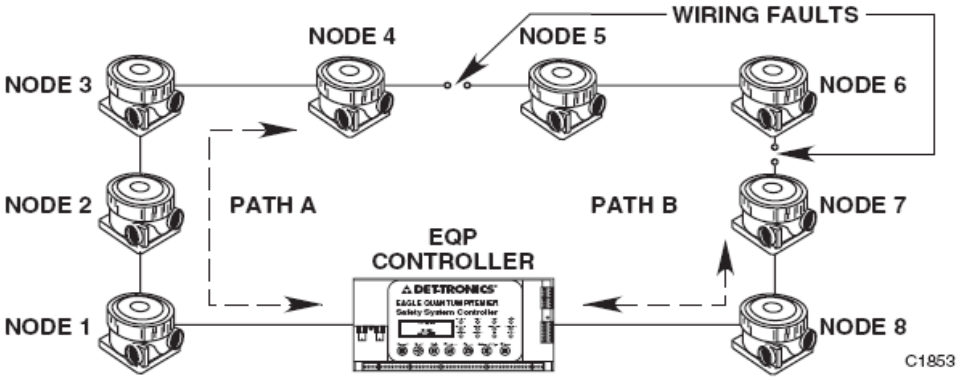


Figura 4.21: Comunicación LON durante fallas

El sistema Det-Tronics presenta dentro de su sistema de comunicación las características mostradas en la Tabla 4.7.

Características del sistema LON	
Numero máximo de dispositivos de campo	256
Longitud máxima del lazo	10000 metros
Velocidad máxima	78.5 Kbps
Comunicación redundante	Si
Aprobación de NFPA	Si

Tabla 4.7: Características del sistema LON

4.5.5.1. Selección del controlador

El controlador a seleccionar es el Eagle Quantum Premier EQ3001. La solicitud de pedido es la EQ3001DNSW con lo cual se adquiere un controlador para empotrar sobre rail din, con tarjeta de de comunicación serial para efectuar redundancia entre controladores y por ultimo se cuenta con las certificaciones de aprobaciones del equipo el controlador se lo visualiza en la Figura 4.22.

Figura 4.22: Controlador sistema de alarmas para monitoreo de área de almacenamiento (Ref. Det-Tronics).

El controlador EQP se comunica vía serial con un computador este ultimo deberá contar con un puerto serial disponible el cual servirá solo para configuración del equipo maestro y detectores. Es por esto que además se usara un cable para comunicación serial hembra – hembra.

Para efecto de comunicación y análisis de estatus de los sensores a los cuales comanda el controlador EQP se cuenta con un puerto RS 485 con el cual se comunica a través de protocolo MODBUS RTU pudiéndose configurar como maestro y esclavo.

4.5.5.2. Redundancia de controladores

Con motivos de contar con un sistema más fiable se ubicará dos controladores los cuales se encuentren en redundancia para esto se hará uso de dos módulos de terminación para línea LON de código de pedido 008982-001 y lógicamente dos controladores EQP 3001 debiéndose realizar jumpeos en P25 y P26 y ubicar entre los puntos 2 y 3 esto para junto a las borneras de conexión de cada controlador.

Para la comunicación y función en redundancia entre controladores se usa el protocolo RS-232 de alta velocidad para lo cual será indispensable usar el cable serial de alta velocidad de solicitud de pedido 008981-001 y conectar al puerto serial

13 (HSSL) ubicado en el tarjeta serial de cada controlador.

4.5.5.3. Ubicación de controladores de detección

Los controladores se instalaran en el cuarto de control para lo cual no se necesita que este posea una clasificación eléctrica de áreas peligrosas pero sus salidas si poseen las seguridades necesarias para salir hacia áreas consideradas como peligrosas.

4.5.5.4. Sistema interfase con el operador

El sistema Det-Tronics para transferir valores de los tags vía OPC necesita del software propietario para lo cual se usara la solicitud de pedido 007800-003 del software Det-Tronics Safety System Software S^3 con el cual se maneja hasta 60 nodos con el drive OPC pero sin desarrollador gráfico debido a que se usa otro tipo de visualizador de alarmas.

A través del software se puede configurar cada dispositivo de campo, así como programar, simular y monitorear el controlador.

4.5.5.5. Requerimientos del sistemas de Detección de campo

Los sistemas de detección deberán cumplir los requerimientos de la Tabla 4.8 siguiente, además de garantizar de un fiable sistema de medición.

Especificaciones técnicas sensores		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div. 2	Clase I Zona 2
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3

Especificaciones técnicas sensores		
Característica	**NEC**	**IEC**
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “n”	

Tabla 4.8: Especificaciones técnicas de equipo de alarmas

4.5.5.6. Selección del detector de llama

El detector que cumple con las características señaladas en la Tabla 4.8 es el detector multiespectro para llama X3301 de la firma Det-Tronics presentado en la Figura 4.23.

Figura 4.23: Detector de llama X3301(Ref. Det-Tronics).

El detector de llama a usar es el X3301S4N14W1 con lo cual el material es dispuesto en acero inoxidable, 4 conexiones ¾ NPT, salida para EQP en comunicación tipo LON, certificados de aprobación para trabajo áreas peligrosas y con protección a prueba de explosión con seguridad aumentada con lo cual trabaja en áreas Clase I Div 2.

El X3301 deberá venir configurado con el código 001 para sensibilidad mediana con lo se alcanza una distancia de censado de 30.5m.

4.5.5.6.1. Consideración en los detectores de llama

Los sensores deberán ubicarse a por lo menos 1m de distancia de las luminarias de 400 watt, y a 0.5m de sistemas de comunicación con el fin de no generar falsas alarmas.

4.5.5.6.2. Ubicación detectores de llama

Los sensores X3301 se ubicarán en la pared frontal a los tanques de almacenamiento a 6.4 m de altura, considerando como posibles fuente de ignición a los actuadores de las válvulas shut off. El detector debe formar un ángulo menor a 10 °o 20 °

La ubicación en la cual se ubicaran los sensores de llama se indica en las figuras 4.24 y 4.25 siguiente.

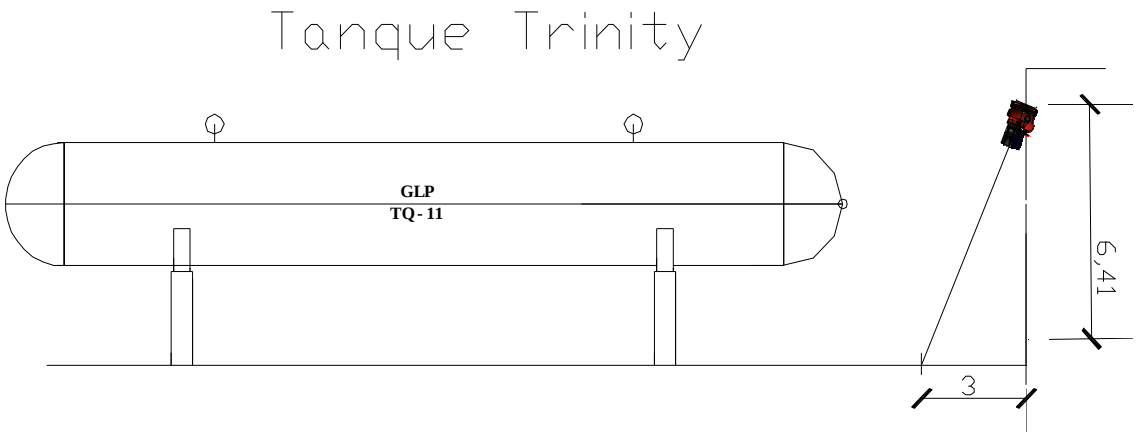


Figura 4.24: Vista lateral de ubicación de los sensores de llama X3301

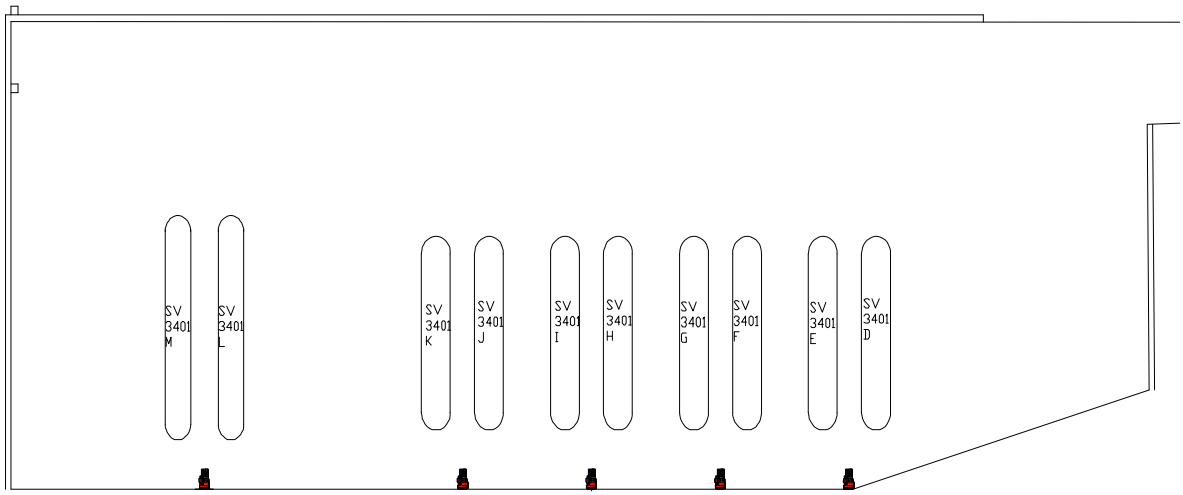


Figura 4.25: Vista superior de ubicación de los sensores de llama X3301

4.5.5.7. Selección de detectores de Fuga

El detector que cumple con las características señaladas en la Tabla 4.8 es el detector infrarrojo de gases hidrocarburos PIRECL de la firma Det- tronics presentado en la Figura 4.26.

Infrared Hydrocarbon Gas Detector
PointWatch Eclipse™
Model PIRECL

FM & CSA: Class I, Div. 1, Groups B, C & D (T4) with intrinsically safe output for HART communication in accordance with control drawing 007283-001.
Class I, Div. 2, Groups A, B, C & D (T4). Performance verified in accordance with FM 6310/6320, ANSI/ISA 12.13.01, and CSA C22.2 No. 152.

CENELEC: CE 0539 II 2 G
EEx de [ib] IIC T4-T5
DEMKO 01 ATEX 129485X.
(Performance verified in accordance with EN 61779-1 and EN 61779-4).
T5 (Tamb –40°C to +40°C)
T4 (Tamb –40°C to +75°C)
IP67.
-- OR --
CE 0539 II 2 G
EEx d [ib] IIC T4-T5
DEMKO 01 ATEX 129485X.
T5 (Tamb –40°C to +40°C)
T4 (Tamb –40°C to +75°C)
IP67.

Figura 4.26: Detector de fuga Pirecl (Ref. Det-Tronics).

El detector de gas a usar es el PIRECL-B4A2W con lo se tiene conexión al equipo de ¾ NPT, sin tarjeta de salidas de rele, protección al ambiente sin filtro hidrofobico debido a que este mejora la respuesta del equipo facilitando la detección de gases y evitando la entrada de agua y basura haciéndole optimo para el uso en lugares a la intemperie, además se trabajara en comunicación tipo LON y se contara con certificados de aprobación para trabajo áreas peligrosas y con protección a prueba de explosión con seguridad aumentada con lo cual trabaja en áreas Clase I Div 1.

4.5.5.7.1. Ubicación detectores de fuga

El GLP por ser un compuesto más pesado que el aire tiende a ubicarse al nivel del piso por lo que el sensor de fuga deberá estar ubicado lo más cerca del piso, por recomendación del fabricante se sugiere ubicar los sensores entre 2 a 4 centímetros del piso.

La orientación del equipo debe ser horizontal y el alcance máximo de detección de cada sensor es de 80 m^2 por lo que se usara un total de 10 sensores para cubrir el área donde se ubicaran válvulas y actuadores ubicados esto en el piso y a nivel perpendicular del inicio del casquete de la semiesfera de los tanques según la Figura 4.27.

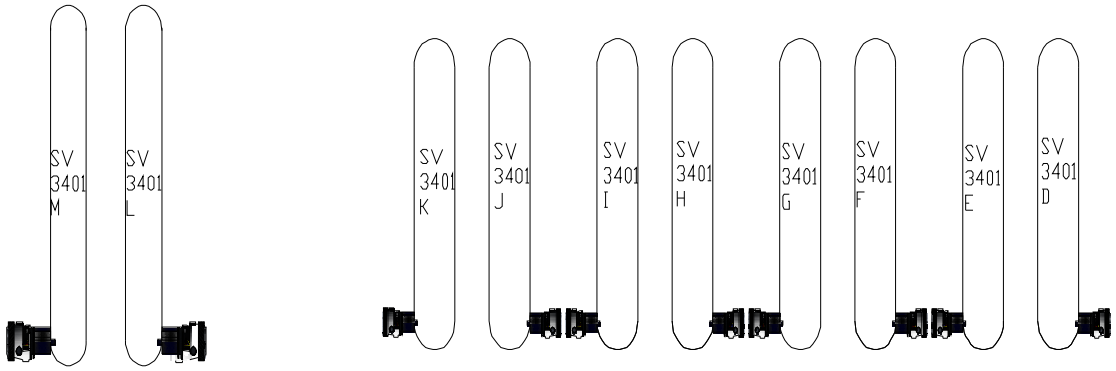


Figura 4.27: Vista Superior de ubicación de sensores de fuga PIRECL

Para ubica el sensor lo mas cerca del piso se podrá usar el accesorio para montaje en una superficie plana de solicitud de pedido 007939-001 y mostrado en la Figura 4.28

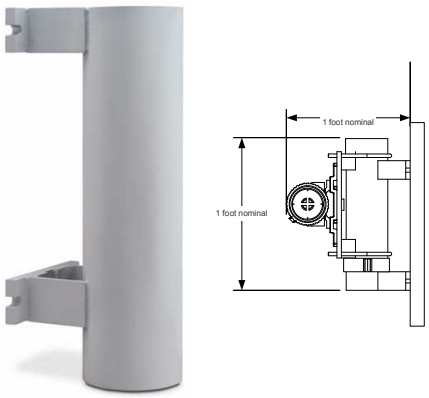


Figura 4.28: Accesorio de montaje de sensor de fuga PIRECL (Ref. Det-Tronics).

Con este sistema la ubicación será de la manera como se indica en la Figura 4.29 siguiente y la posición del sensor horizontal.

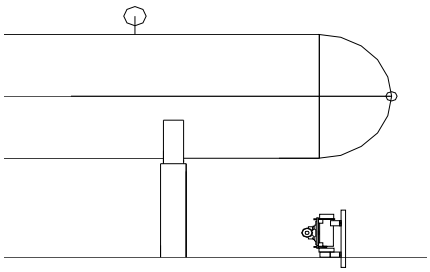


Figura 4.29: Ubicación de sensor de fuga PIRECL

4.5.5.8. Selección sistema de detección de calor

El sistema de detección de calor deberá ser acoplado al sistema de detección de fuga y llama. Para que el controlador principal del sistema de detección de monitoreo del área de almacenamiento pueda recibir la información proveniente de los detectores de calor se deberá incorporar el modulo EQ3740IPM el cual es un modulo para entradas y salidas digitales independientes según como se indica la Figura 4.30.

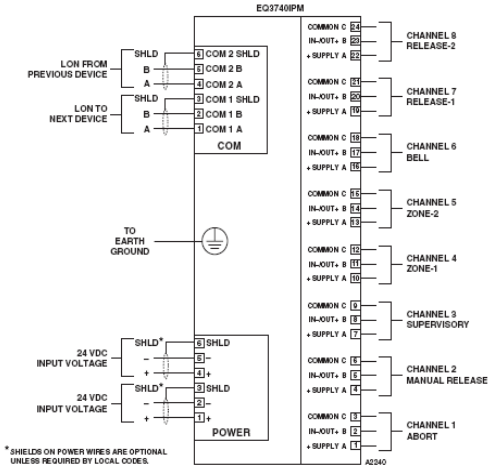


Figura 4.30: Modulo EQ3740IPM para entradas digitales de sensores de calor (Ref. Det-tronics)

Este sistema es capaz de enlazarse al sistema LON permitiendo dentro de sus canales 4 y 5 la conexión de hasta 15 sensores de campo de 2 hilos.

El modulo de entradas digitales deberá ser ubicado en un compartimiento que cumpla con las normas EN50021 con una protección contra agentes externos mínima IP54 y será montado en un rail din.

4.5.5.8.1. Certificación del modulo receptor de señales de los detectores de calor (EQ3740IPM).

El equipo que recepta y maneja a los sensores de calor es el EQP3740IPM con el cual se dispone el trabajo en zonas consideradas como clase 1 div 2 y 2 para grupos de atmósferas en GLP según se indica en la Figura 4.31.

CERTIFICATION—
FM / CSA: Class I, Div. 2, Groups A, B, C, D (T4).
Class I, Zone 2, Group IIC (T4).

Special conditions for safe use:
Electronic assembly must be installed in a suitable NRTL labled NEMA rated enclosure.

CENELEC/CE: ATEX/EMC Directive Compliant.
CE 0539 Ex II 3 G
EEx nC IIC T4
DEMKO 03 ATEX 136206U
T4 (Tamb = –40°C to +85°C).

Figura 4.31: Certificación del modulo EQP3740IPM (Ref. Det-Tronics).

4.5.5.8.2. Selección sensores de calor

El sensor a usar es el 000120-100 de tipo biometálico con lo cual se tiene un sensor Clase I División 1 para grupo D de 100 ºF (38 ºC), el cual es un sistema que se activa al alcanzar la Temperatura de inflamación de 38 ºC el cual corresponde a mezclas clase I grupo D.

El sensor cumple las características para trabajo en zona 1 y aplica la técnica de protección a prueba de explosiones según como se indica en la Figura 4.32.

Figura 4.32: Detector de calor marca Det-Tronics (Ref. Det-Tronics).

4.5.5.8.3. Conexión de los sensores de calor al equipo de entradas digitales

Los sensores de calor se conectar al modulo EQ3740IPM de acuerdo como se indica en la Figura 4.33.

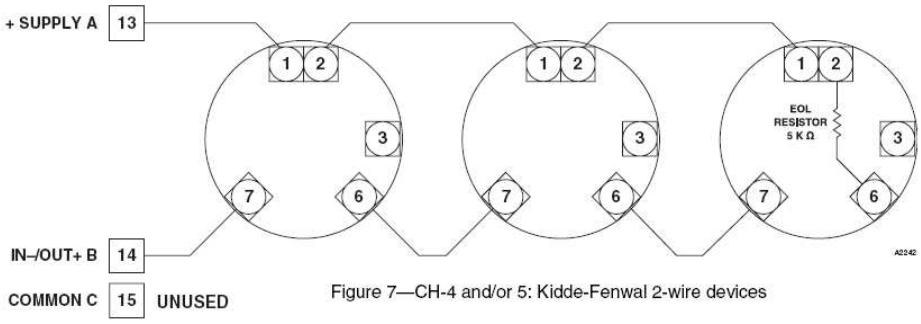


Figura 4.33: Conexión de sensores de calor (Ref. Det-Tronics).

Al momento de usar la conexión descrita en la Figura 4.33 anterior no se deberá integrar mas de 15 sensores en un solo lazo, y la longitud de cable no debe sobrepasar los 50 ohmios para esto se puede usar cable #18 AWG (Belden 8719) de la Figura 4.34 y en el ultimo equipo del lazo se usara una resistencia de fin de línea de 5KΩ.

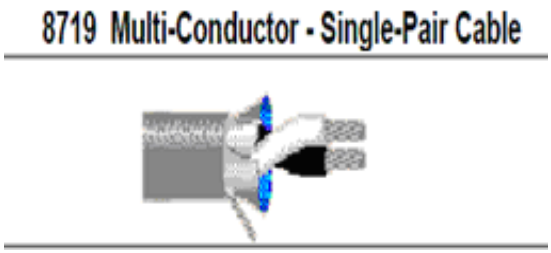


Figura 4.34: Cable 2*16 AWG para detectores de calor (Ref. Belden).

4.5.5.8.4. Ubicación de sensores de calor

Los sensores de calor se deberán ubicar al lado de equipos que puedan producir un exceso de temperatura. En el área de almacenamiento se cuenta con motores para accionar las válvulas de shut off que en caso de falla podrían provocar una sobre temperatura alrededor del área donde los actuadores operan, es por esto que se sugiere usar un sensor de temperatura por cada tanque de almacenamiento y se ubique en una posición intermedia a los 4 actuadores de cada tanque. En total se usaran 10 sensores de calor para el área de almacenamiento en tanques cilíndricos.

4.5.5.9. Dirección de los dispositivos de campo

Todos los equipos los cuales son parte del sistema LON recibirán una dirección de nodo los cuales se configuran de un dip-switch ubicada en parte interior de cada equipo y ubicadas de la siguiente manera:

a) Direcciones de controladores EQP en redundancia EQP direcciones de 1 y 2
b) Direcciones de detectores de campo seleccionable entre 5 y 250.

La dirección es seteada en de forma binaria de acuerdo como se indica en la Figura 4.35.

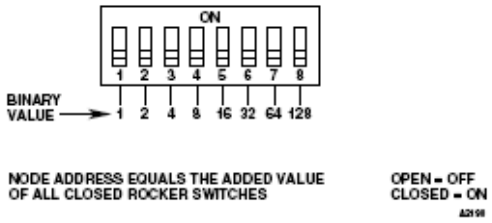


Figura 4.35: Switch de seteo de dirección de los equipos de detección (Ref.Det-Tronics)

4.5.5.10. Cableado sistema de comunicación LON

Para la conexión de los equipos al sistema de comunicación LON, se usara un cable apantallado de 2 hilos de un calibre mayor a 16 AWG con recubrimiento de PVC o de teflón.

Un cable que cumple con las especificaciones es el Belden 8719 (2x16 AWG) de la Figura 4.36 el cual es recubierto de PVC y nos permite extender este sistema a 2000 metros del controlador principal, además el cable se encuentra aprobado por la norma UL1685 resiste a las pruebas de llama de la UL .

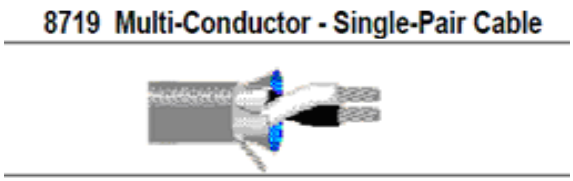


Figura 4.36: Cable Belden 8719 (2*16 AWG) para comunicación sistema LON (Ref. Belden)

4.5.5.11. Alimentación de equipos sistema LON

La alimentación de los equipos del sistema de detección se la realizara unificando el lazo LON, considerando que a cada equipo se contara con un mínimo de voltaje de

18 Vdc por lo cual se deberá garantizar nunca entregar un voltaje inferior al permitido.

4.5.5.12. Diagrama de Lazo sistema de alarmas para monitoreo de área de almacenamiento

La conexión de los equipos que conforman el sistema de LON se indica en el plano 24, en el cual se empleo la simbología que se muestra en la Tabla 4.9.

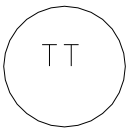
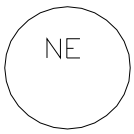
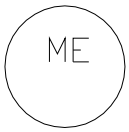
Símbolo	Función del equipo	Descripción
	Sensores de calor biometálicos 000120-100.	Instrumento de campo de detección de temperatura alta para alarma.
	Modulo de entradas digitales EQ3740IPM.	Instrumento de campo trasmisor de temperatura.
	Detectores de fuga PIRECL-B4A2W.	Instrumento de campo para detección de fuga de gas[25].
	Detectores de llama X3301S4N14W1.	Instrumento de campo para detección de llama[26]
	Controlador de sistemas de detección EQ3001DNSW	Instrumento controlador de dispositivos multivariable en un lugar inaccesible al operador.

Tabla 4.9: Simbología de instrumentación de sistema de detección

[25] Se hace uso de las letras de uso opcional de la ISA 5.1 (N para detectores de fuga)
[26] Se hace uso de las letras de uso opcional de la ISA 5.1(M para detectores de llama)

Plano 24: Diagrama de lazo sistema de detección.

4.5.6. SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL MONITOREO DE LLENADO DE TANQUES

De acuerdo a la API Std 2510 se dispone el uso de detectores de nivel alto y bajo en tanques de almacenamiento de GLP, con lo cual se podrá dar al operador el tiempo suficiente para detener el flujo de suministro de GLP en caso de existir sobrellenado del tanque.

Además se debe disponer de un sensor de nivel bajo. Considerando que en tanques de almacenamiento existe la presencia de un colchón de agua el cual contiene agua y sedimentos, el objetivo de este sensor es no permitir el despacho de producto de mala calidad.

El sensor que se use debe ser capaz de trabajar en un área peligrosa de acuerdo a la clasificación asignada de la API 500 además de cumplir especificaciones de condiciones de trabajo expuesta en la Tabla 4.10.

Especificaciones técnicas de sensores de nivel		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div 1	Clase I Zona 0
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “ia”	
Presión de trabajo	250 psig	
Temperatura de trabajo	10-30 ºC	
Densidad	0.545 gr/cm3	

Tabla 4.10: Especificaciones de técnicas necesarias de los de sensores de nivel de los tanques.

4.5.6.1. Selección del sensor

Un sensor que cumple con la especificaciones requeridas de la Tabla 4.10 es el sensor de nivel Liquiphant FDL 30 de la firma Endress Hauser para lo cual se dispone el uso del sensor FDL 30- 0 GN2 A 7 4 del cual se tiene un sensor de nivel con aprobación intrínseca para áreas Clase I Div 1 grupo D, con conexión para tubo roscado de 1 plg tipo NPT y en material de acero inoxidable con una conexión eléctrica a 2 hilos tipo NPT de ½ plg y se muestra en la Figura 4.37.

Figura 4.37: Sensor de nivel compacto Liquiphant FDL 30 (Ref. Endress Hauser).

4.5.6.2. Ubicación del sensor

Los sensores se ubicaran en la parte superior e inferior del tanque donde el fabricante del tanque ha dispuesto la ubicación de estos dispositivos. La Figura 4.38 muestra la ubicación de los sensores de nivel.

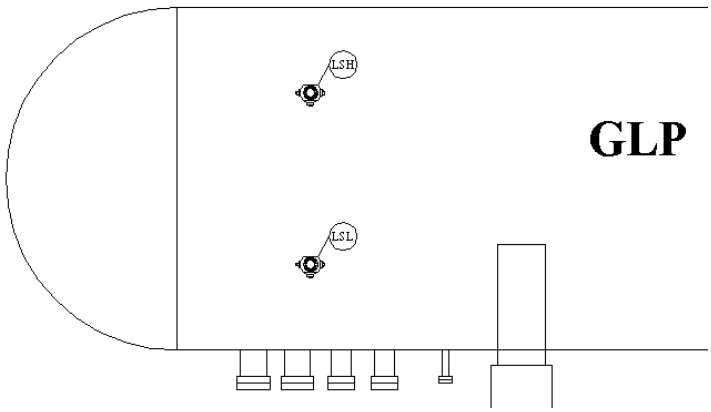


Figura 4.38: Ubicación de sensores de nivel.

4.5.6.3. Selección de Barreras de seguridad

De acuerdo al modo de protección seleccionado en áreas peligrosas para conservar la seguridad intrínseca se debe conectar barreras aisladas las cuales mantengan la seguridad necesaria de acuerdo al área en el cual operan los sensores, las barreras de seguridad permite la interconexión directa con las entradas del PLC y la conexión se la hace desde una zona segura hasta un área con clasificación de acuerdo como se indica en la Figura 4.39.

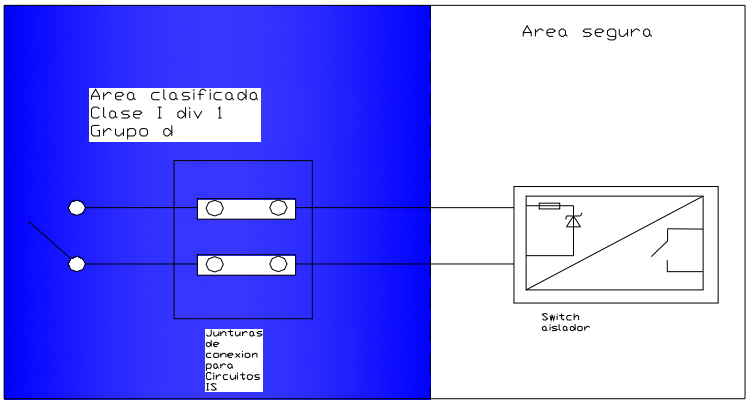


Figura 4.39: Ejemplo de conexión para switch de un área segura a una con clasificación.

La conformación de este tipo de sistemas hace que la barrera incluso se pueda situar en un área con clasificación tomando en cuenta que el sistema de recepción del dato se deberá situar en un área segura siempre y cuando este sistema de recepción no puede trabajar en un área con clasificación como se indica en la Figura 4.40.

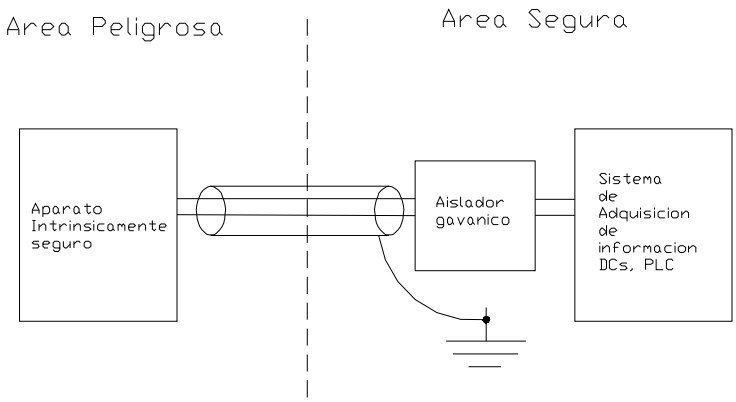


Figura 4.40: Distribución típica de conexión con aparatos intrínsicamente seguros

Las barreras que se debe usar para la recepción de la información proveniente de los switchs de nivel serán para entradas digitales discretas.

Una barrera que cumple con las especificaciones requeridas es la barrera de aislamiento galvánico KFD2-SR2-EX2.W de la marca Pepperl+Fuchs la cual dispone de dos canales para la conexión de los sensores de nivel alto y bajo de un mismo tanque y se indica en la Figura 4.41.

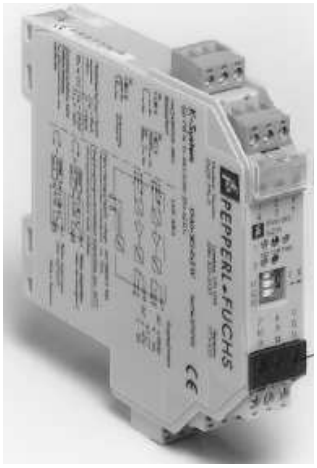


Figura 4.41: Barrera de aislamiento galvánico de señales discretas (Ref. Pepperl+Fuchs).

4.5.6.4. Cableado sistema detectores de nivel

Para el cableado del equipo se requiere instalar un cable el cual provea menos de 25 ohmios por línea esto por recomendación del fabricante del sensor de nivel. El cable a usar para el cableado de los detectores de nivel es el Belden 9873 el cual cuenta con recubrimiento de PVC y posee una resistencia de 10 Ω en 300 m. El cable seleccionado se muestra en la Figura 4.42.

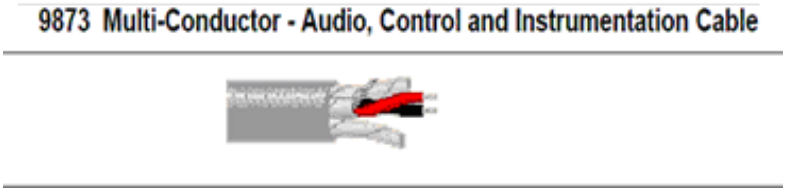


Figura 4.42: Cable para conexión de sensores de nivel 2*20 AWG (Ref Belden).

4.5.6.5. Sistema de transmisión de datos de sensores de nivel

Se debe escoger un medio el cual envié la información proveniente de los sensores discretos de nivel alto y bajo. De acuerdo con lo anterior el sistema que se escoge es el provisto por la firma Telemecanique con su PLC quantum y sistema de adquisición remota de datos a través de RIOs de comunicación. Este sistema es el usado actualmente en el Terminal de GLP de Oyambaro siendo el que mejor se adapta a las necesidades de la planta.

4.5.6.5.1. Sistema remoto de adquisición de datos RIOs

El sistema en general puede extenderse hasta un total de 4.5 Km sin repetidores y manejar hasta 31 unidades remotas para su implementación usa los módulos siguientes:

a) Para el manejo de las unidades remotas desde la unidad central la cabeza de RIO 140 CRP 932 00.

b) Para el manejo de las variables desde el sistema remoto los enlaces de RIO 140 CRA 932 00.
c) Conector a la salida del RIO52-0401-00F.
d) Accesorio Tap MA-0185-100 con un terminador de línea 52-0422-000 esto la ultima unidad remota de datos.
e) Accesorio TAP MA-0185-100 para enlazar desde el río 2 al río 3 sin terminador de línea.

El sistema de adquisición de datos a través de Ríos de comunicación se describe en la Figura 4.43.

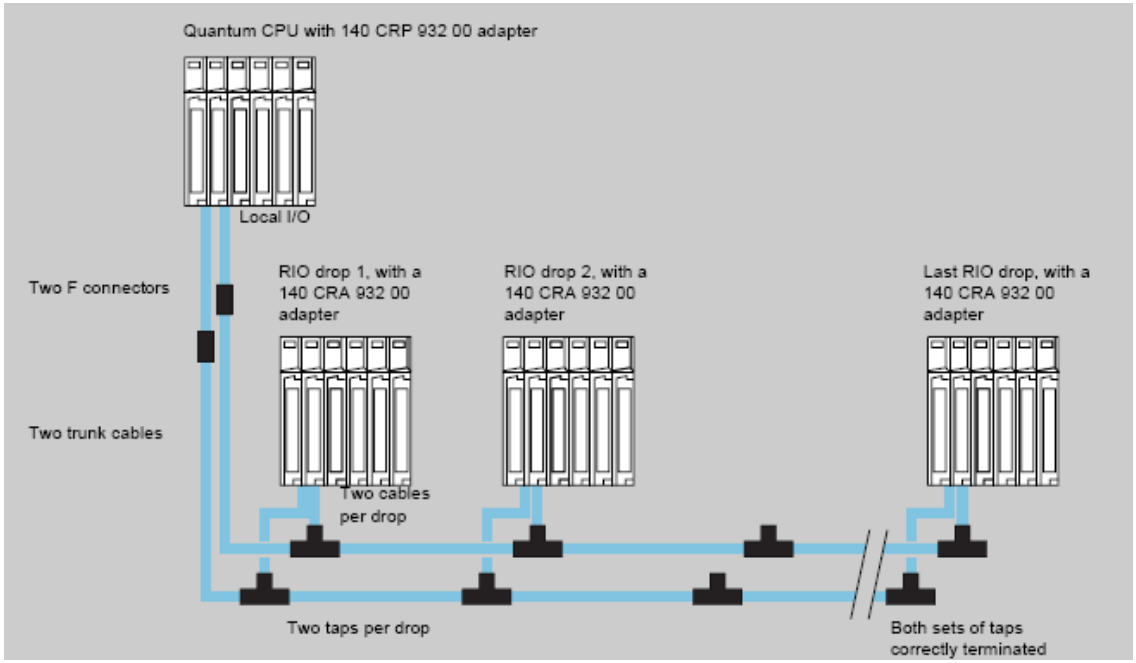


Figura 4.43: Sistema de adquisición de datos RIO con redundancia en cableado (Ref. Schneider Electric).

4.5.6.5.2. Unidad de adquisición de entradas digitales

Para adquirir los datos proveniente de los sensores se usará un módulo el cual sea capaz de recibir hasta 20 entradas digitales que junto con las barreras para garantizar la seguridad intrínseca hace posible el diseño de un sistema seguro.

El modulo que se usara es el 140 DDI 353 10 y se acoplara en el backplane de 6 slots

4.5.6.5.3. Cableado sistema remoto de datos

Para el cableado del sistema remoto de datos se usa cable coaxial catv en el cual se usa cable RG11 para la línea principal de datos y cable RG6 para los enlaces de los ríos de comunicación de acuerdo como aconseja el fabricante telemecanique.

4.5.6.6. Diagrama de Lazo sistema de alarmas para monitoreo de área de almacenamiento

La conexión de los equipos que conforman el sistema de detección de nivel alto y bajo de cada tanque de almacenamiento así como la conformación de un río de comunicación “Tres” se muestra en el plano 25, en el cual se empleo la simbología que se representa en el Tabla 4.11. La simbología de las barreras galvánicas de aislamiento servirá solo para la representación en los diagramas de lazo y su simbología es propia del fabricante.

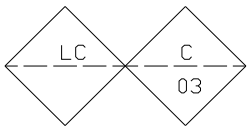
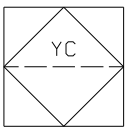
Símbolo	Función del Equipo	Descripción
	Sensores de nivel de sección liquida.	Instrumento de campo de detección de nivel alto.
	Sensores de nivel de sección vapor.	Instrumento de campo de detección de nivel bajo.
	Sistema de adquisición de datos remotos de las unidades de detección de nivel.	Unidad de comunicación a través de ríos de comunicación y adquisición de datos discretos.
	Controlador Ciego (PLC).	Controlador lógico programable ubicado en un lugar inaccesible al operador.

Tabla 4.11: Simbología sistema de alarmas para monitoreo de llenado de tanques.

Plano 25: Diagrama de lazo sistema de adquisición I/O.

4.6. DISEÑO DEL SISTEMA DE ACTUADORES

Para el diseño del sistema de actuadores primero se hace un análisis de interconexión con el fin de acoplar el sistema de almacenamiento de los diez tanques presurizados al sistema actual del Terminal de Oyambaro.

4.6.1. CONSIDERACIONES DE INTERCONEXIÓN PARA EL SISTEMA DE AMPLIACIÓN

Las consideraciones de interconexión son consideradas y dispuestas con el objetivo de ampliar la capacidad de almacenamiento y despacho de GLP en el terminal para lo cual es necesario ubicar un nuevo sistema de válvulas y tubería.

En el diseño de interconexión no se hace un prediseño ni simulación hidrostático de tuberías, solo se busca los actuadores adecuados para la operación de las válvulas nuevas y existentes que vienen a formar parte del nuevo sistema de tuberías del Terminal. Al momento los ocho tanques de acero de los andes se encuentran dotados de válvulas de shut off tipo bola según se muestra en la Figura 4.44 siguiente.

Figura 4.44: Válvulas de Shutt-Off dotadas en tanques de almacenamiento

Cada tanque de almacenamiento “Acero de los Andes” tiene 2 válvulas de 6 plg para entrada y salida de GLP líquido, y 2 válvulas de 4 plg para entrada y salida de GLP vapor siendo todas las válvulas tipo bola ANSI 300. La disposición de las válvulas nuevas son consideradas y situadas en concordancia con el personal de mantenimiento del Terminal con el fin de conservar los procesos que se manejan dentro de la planta con lo cual se considera que las válvulas se ubiquen en las áreas siguientes, que para una mejor identificación se ha descrito por línea entrecortada al sistema nuevo y con letras de la “a” a la “g” al sistema de tubería y, con números del 1 al 5 al sistema de válvulas, de la siguiente manera:

Manifold de Distribución

En el Manifold de Distribución es necesaria la salida de tres líneas de tubería y la ubicación de una válvula de Shut Off para lo siguiente:

Líneas de tubería en el Manifold

a) **Línea de descarga de GLP desde islas de carga.-** Esta línea permite que la descarga del producto desde la islas de carga sea dirigida a las esferas o a las salchichas para esto se deberá bloquear la tubería actual ubicada a la salida de la válvula MOV SV 3401-1.
b) **Retorno GLP vapor relicuado en fase liquida.-** Esta línea retornara todo el producto relicuado desde la unidad de relicuefacción pasando por las bombas P-3503.
c) **Salidas de bombas para trasvasije.-** Esta línea servirá para destinar producto GLP liquido a cualquiera de los tanques cilíndricos (salchichas) a fin de realizar un trasvasije entre cualquiera de los tanques del terminal y se dispondrá desde cualquier punto ubicado a la salida de las bombas P3502 A-B.

Válvula de control en el Manifold

1. **Ubicación válvula MOV SV 3401-4.-** La ubicación de una válvula de bola de 6” ANSI 300 RF permite la dirección de GLP en fase liquida hacia la línea de entrada de producto de los tanques horizontales cuando se este recibiendo desde el poliducto o desde las islas de carga.

El sistema de tubería y válvulas del Manifold de Distribución se describe en la Figura 4.45.

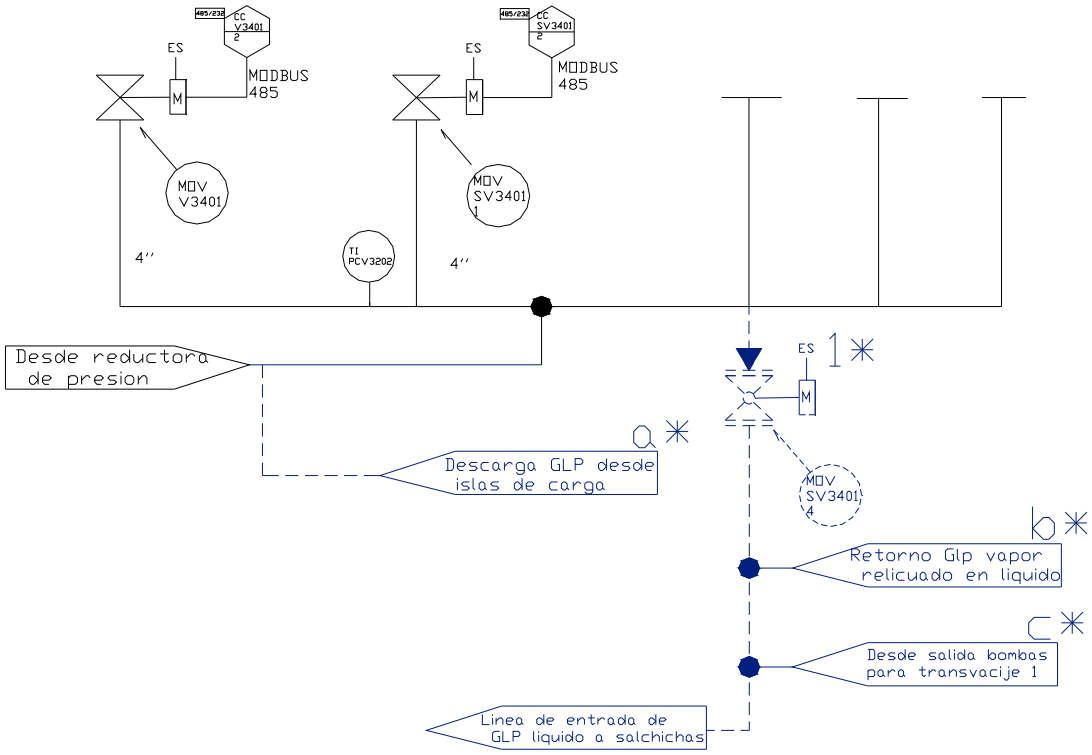


Figura 4.45: Sistema de tubería y válvulas sugerido en el Manifold de Distribución

Unidad de Almacenamiento

Para el almacenamiento en los tanques horizontales es necesaria la distribución de cuatro líneas de tubería dos de ellas para GLP líquido y dos más para GLP en fase

vapor, a parte se debe ubicar válvulas Shut-Off nuevas en los tanques de “Acero Trinity”. La ubicación de líneas y válvulas a destruirse en el área de almacenamiento se la hace de la manera siguiente[27]:

Líneas de tubería en unidad de almacenamiento

d) **Línea de entrada de GLP liquido hacia tanques cilíndricos.-** Esta línea sirve para trasportar el producto que va a ser almacenado en los cilindros horizontales para lo cual se deberá operar cualquiera de las válvulas de entrada de GLP.
e) **Línea de salida de GLP liquido hacia succión de bombas P3501 y P3502** Esta línea transporta el GLP liquido desde un tanque cilíndrico y se interconecta con la succión de las bombas P 3501 y P3502 para el despacho y trasvasije de producto para lo cual se deberá operar la válvula de salida de producto.
f) **Línea de entrada de GLP vapor.-** Esta línea de vapor evita la sobre presión de tanqueros mientras se carga producto en los auto tanques para lo cual esta línea se interconecta a la línea de retorno de vapor de las esferas que se dirige a la unidad de relicuefacción y tiene conexión con las islas de carga.
g) **Línea de salida de GLP vapor.-** Esta línea de vapor sirve para el relicuado de producto vapor de los tanques a fin de disminuir la presión interna del tanque siendo la conexión de esta tubería a la entrada de la Unidad de Relicuefacción.

El sistema de tubería de la unidad de almacenamiento se describe en la Figura 4.46.

[27] Se usan las válvulas del tanque L y M para motivos de diseño pero estas representan a las válvulas de los diez tanques presurizados

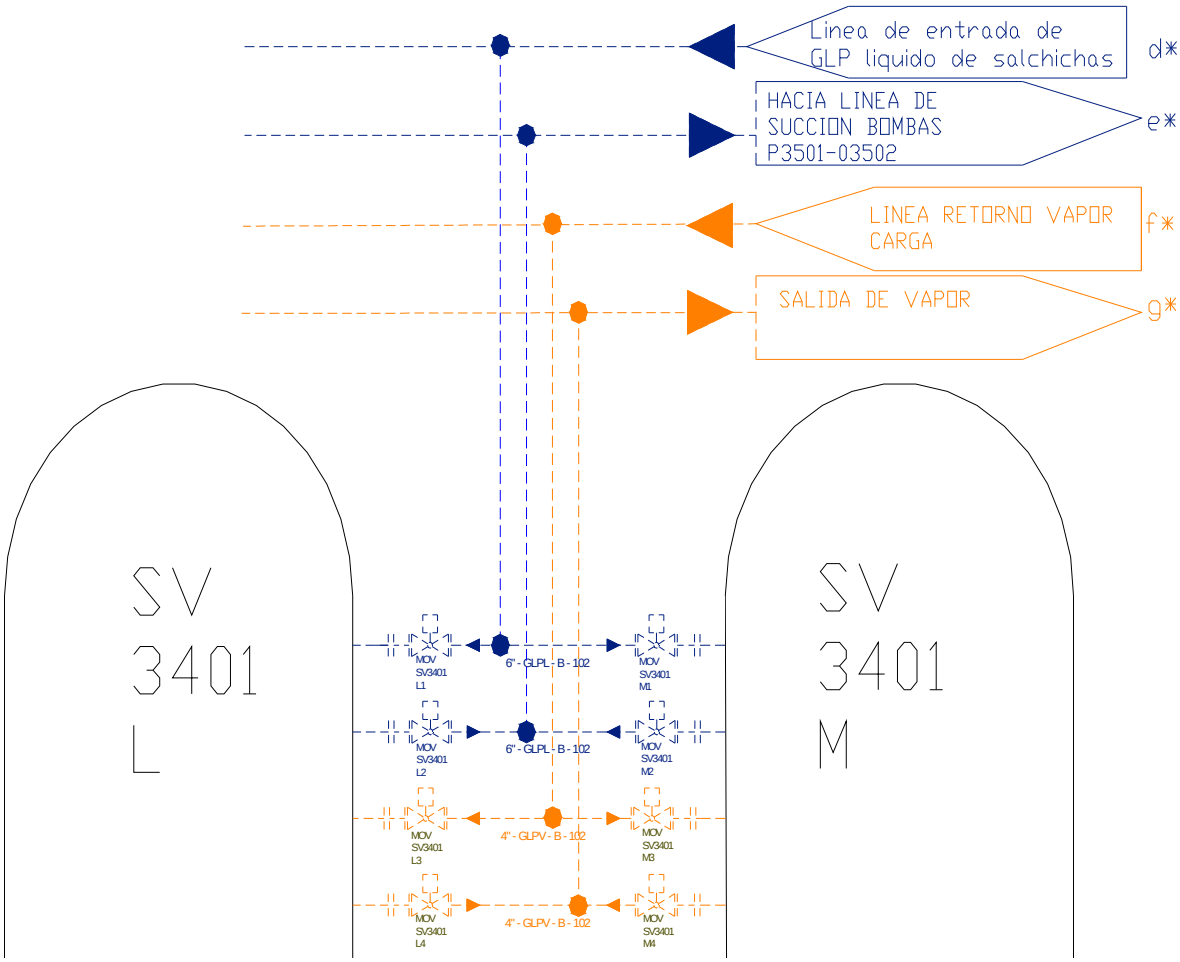


Figura 4.46: Líneas de interconexión en la sección de almacenamiento de GLP.

Válvulas de control

2. Ubicación válvula MOV SV 3401- 1.- La ubicación de una válvula de bola de 6” ANSI 300 RF permite la entrada de producto al tanque de almacenamiento cilíndrico.
3. Ubicación válvula MOV SV 3401- 2- La ubicación de una válvula de bola de 6” ANSI 300 RF permite la salida de producto del tanque de almacenamiento cilíndrico.

4. Ubicación válvula MOV SV 3401- 3- La ubicación de una válvula de bola de 4” ANSI 300 RF permite el retorno de vapor al tanque de almacenamiento cilíndrico.
5. Ubicación válvula MOV SV 3401- 4- La ubicación de una válvula de bola de 4” ANSI 300 RF permite la salida de vapor del tanque de almacenamiento cilíndrico para el relicuado de vapores.

El sistema de válvulas de la unidad de almacenamiento se describe en la Figura 4.47.

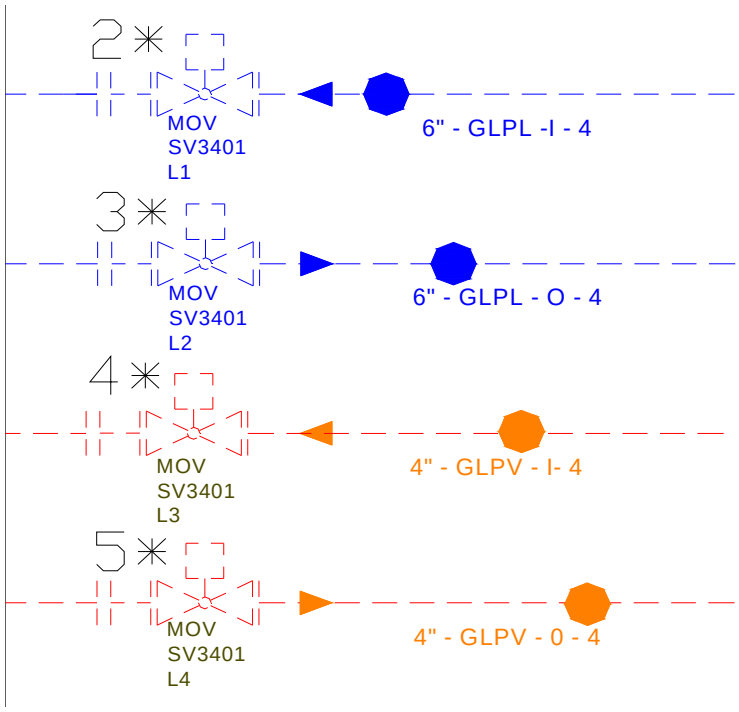


Figura 4.47: Ubicación de válvulas de control en tanques de almacenamiento.

4.6.2. ESPECIFICACIÓN DEL ACTUADOR.

La dimensión o especificación del actuador implica seleccionar a aquel actuador que proporcione el par requerido para mover el elemento de cierre con el fin de abrir, cerrar o modular el flujo a través de la carrera de una válvula.

El actuador debe satisfacer los requerimientos específicos dependiendo del tipo de válvula que se use (bola, disco, mariposa), y la máxima presión diferencial, además de otros factores como son velocidad de operación. En la dimensión del actuador se incluye un factor de servicio indicado en la siguiente Tabla 4.12 siguiente la cual se suma al valor del par calculado[28].

Factor de servicio	
10 o mas ciclos por día	1
Factor mínimo para automatización	1.2
Menos de 10 ciclos por día	1.5
Servicio de fluidos sucios o mezclas	1.5
Sin especificarse	1.75
Cierre de emergencia	2

Tabla 4.12: Factor de servicio para dimensión de actuadores (Ref PEMEX Selec. Actuadores).

La determinación del par necesario provee el fabricante de la válvula para lo cual se sigue los siguientes pasos en la determinación del par necesario.

4.6.2.1. Obtención del Bore diameter at SEAT.-

El tamaño de las válvulas deben ser identificadas por un tamaño nominal de tal manera que se obtenga el Full bore de diseño de la válvula, para esto se debe identificar: el tamaño nominal de la válvula, y la clase de la válvula. Para esto se basa en la Tabla 4.13 especificada por la API en el artículo API-Spec-6D

[28] Ref. Selección de actuadores PEMEX

Tamaño Bore nominal y Diámetros de bola para válvulas completamente abiertas				
Tamaño nominal válvula (in)	**Clase de Presión**			
	150 a 600	**900**	**1500**	**2500**
2	2	2	2	1.75
2.5	2.5	2.5	2.5	2.125
3	3	3	3	2.5
4	4	4	4	3.5
6	6	6	5.75	5.25
8	8	8	7.625	7.125
10	10	10	9.5	8.875
12	12	12	11.375	10.5
14	13.25	12.75	12.5	-
16	15.25	14.75	14.25	-
18	17.25	16.75	-	-
20	19.25	18.625	-	-
22	21.25	20.625	-	-
24	23.25	22.5	-	-

Tabla 4.13: Tabla de obtención de full bore de diseño de las válvulas (Ref. API-Spec-6D Tabla 4)

La clase de las válvulas existentes son 300 por lo que se encuentra en la columna entre 150 y 600 de la Tabla 4.13, por lo que se mantiene los diámetros de las válvulas.

En los tanques horizontales se tiene: 2 válvulas de 4in para salida y retorno de vapor de GLP, y 2 válvulas de 6in para entrada y salida de GLP liquido.

Basándonos en la Tabla 4.13, se tiene que para las válvulas de vapor el full bore es 4 in, mientras que para las válvulas a emplearse en la sección liquida el full bore 6 in.

4.6.2.2. Tipo de válvula y servicio

En los tanques horizontales y en el Manifold de Distribución se instalaran válvulas de bola tanto en secciones de vapor y líquido.

4.6.2.3. Torque requerido a emplear por el actuador

Este es un valor el cual es indicado directamente por el fabricante de cada válvula en el cual el diseñador se basa para encontrar el torque necesario que debe ejercer el actuador en cada operación de apertura y cierre de la válvula.

Debido a que no se cuenta con esta información necesaria y la cual debería ser provista por parte del fabricante de las válvulas en sus correspondientes manuales, se tomara este dato del fabricante W-M-K[29] debido a que este nos indica las expresiones de torque de una válvula de bola para cada uno de los tamaños comprendidos entre 2 y 12 in

La presión de operación y la formula a emplear para el calculo del torque en cada una de las válvulas de diseño se muestra en la Tabla 4.14.

Válvula	Diámetro (plg)	Clase	Máxima Presión (psi)	Servicio	Torque (in-lbs)
MOV SV 3401-4	6	300	P=125	Liquido	1661+(5*P)=2286
MOV SV 3401-L1	6	300	P=120	Liquido	1661+(5*P)=2261
MOV SV 3401-L2	6	300	P=120	Liquido	1661+(5*P)=2261
MOV SV 3401-L3	4	300	ΔP =50	Vapor	(1540+1.99*P)*1.6=2623
MOV SV 3401-L4	4	300	ΔP =50	Vapor	(1540+1.99*P)*1.6=2623

Tabla 4.14: Especificación del torque para las válvulas de diseño

[29] Ver anexos 2

El factor de servicio adicional se usa solo en válvulas para servicio de líquido, en las cuales se toma un 20 % adicional al valor del par calculado considerando el factor mínimo de automatización. Los torques de diseño de cada actuador se indica en la Tabla 4.15.

Válvula	Valor de Torque Final (in-lbs)	Torque (ft-lbs)
MOV SV 3401-4	2743.2	228.6
MOV SV 3401- 1	2713.2	226.1
MOV SV 3401- 2	2713.2	226.1
MOV SV 3401- 3	2623.2	218.6
MOV SV 3401- 4	2623.2	218.6

Tabla 4.15: Valores de torque a emplear por cada actuador en cada válvula de diseño

4.6.2.4. Selección de actuadores

Las válvulas de bola son de cuarto de vuelta por lo que se deberá usar un actuador que actué en 90 grados y cumpla las especificaciones para trabajo en áreas peligrosas según la Tabla 4.16.

Especificaciones técnicas de actuadores		
Característica	**NEC**	**IEC**
Área de trabajo	Clase I Div 2	Clase I Zona 2
Determinación del grupo	II A	D
Temperatura de superficie de equipos	T2A	T3
Protección contra agentes externos	IP 65	Nema 7
Técnica de protección	Mínimo tipo “n”	

Tabla 4.16: Especificaciones técnicas de actuadores

El modelo de actuadores IQT de la marca Rotork provee las especificaciones técnicas necesarias y su selección de modelo se lo hace en referencia a la Tabla 4.17.

Actuador	IQT125	IQT250	IQT500	IQT1000	IQT2000
Par					
Max Nm Min Nm	125 50	250 100	500 200	1000 400	2000 800
Max Ft lbs Min Ft lbs	92 37	185 74	369 148	738 295	1476 590

Tabla 4.17: Gama de actuadores IQT conforme al torque (Ref. Rotork IQT).

El actuador IQT500 es el que provee del torque necesario en todas las válvulas con un ajuste del par al 60% del valor nominal. El actuador a solicitar es IQT 500- 0 0 0 – 0 0 1 con lo cual se adquiere un equipo de contactos básicos (NO y NC[30]), alimentación eléctrica trifásica, velocidad única y alimentación interna de 120 VAC para circuitos de control. El actuador seleccionado se muestra en la Figura 4.48.

Figura 4.48: Actuador IQT Rotork (Ref. Rotork)

[30] NO Valvula Abierta, NC Valvula cerrada

4.6.2.5. Pedido de tuercas de Arrastre para actuadores IQT

La tuerca de arrastre es la permite acoplar el actuador con la válvula y se suministra ciega para ser mecanizada por el fabricante de la válvula de acuerdo con las dimensiones del eje de la válvula y se muestra en la Figura 4.50.

Figura 4.50: Tuerca de arrastre para actuador IQT (Ref. Rotork)

4.6.2.6. Comunicación de actuadores

En cada actuador se usa una tarjeta adicional incorporada y compatible con el protocolo MODBUS RTU, el cual nos permite comunicarnos a través de 2 hilos con cada actuador, desde un maestro RTU.

El protocolo para comunicación a ser usado es RTU (Unidad Terminal Remota), en donde se tiene a un PLC que actúa como maestro y los actuadores como esclavos. Estos últimos solo envían un mensaje de respuesta ante un llamado de un sistema master, por lo que nunca se encontrara una colisión o interrupción de datos. La comunicación entre maestro y esclavo es Half Duplex, y esto significa que el maestro trasmite durante la mitad del tiempo y la otra mitad se dedica a recibir el mensaje.

La interfaz eléctrica que usan los esclavos es RS-485 sobre la cual se trasmite el protocolo serial MODBUS RTU. La interfaz eléctrica es la que restringe a 31 actuadores por red, es por esto que se usará un puente de tres maestros RTU con interfaz RS-485 para los esclavos MODBUS RTU.

4.6.2.7. Selección de puente entre PLC y actuadores.

El puente 5102-MBS3-MBM para expansión serial MODBUS de la firma Prolinx y Figura 4.51 nos permite tener hasta tres puertos que se pueden configurar como maestros e interfaz eléctrica RS485. Mientras que al otro lado el puente puede salir con un puerto simple esclavo e interfaz RS232 para conexión directa al PLC.

Figura 4.51: Puente de expansión serial MODBUS (Ref. Prolinx)

4.6.2.8. Velocidad de comunicación en actuadores

La velocidad de comunicación es un aspecto que depende de la distancia de la línea de comunicación. El parámetro velocidad es configurable en cada actuador y puede variar entre 300 y 115K baud, según se muestra en la Tabla 4.18.

Tasa de datos (Kbaud)	0.3	0.6	1.2	2.4	4.8	9.6	19.2	38.4	57.6	115.2
Máxima distancia de cableado (Km)	24	12	12	6	3	1.5	1.2	1	0.750	0.5

Tabla 4.18: Relación entre velocidad de comunicación y distancia (Ref Rotork IQT)

La velocidad a elegir para la comunicación en el nivel de actuadores es de 9600 baudios con lo cual se cubre la distancia de comunicación entre el PLC y los esclavos que es aproximadamente 1100 metros.

4.6.2.9. Topología de comunicación de actuadores

La topología a usar a nivel de actuadores es tipo bus y la interfaz eléctrica de que se usará es RS-485 con el cual se pueden formar un grupo de comunicación de hasta 31 esclavos por unidad de salida MODBUS del puente.

4.6.2.9.1. Redundancia de comunicación

El módulo MODBUS RTU de canal doble que se puede ubicar en cada actuador permite la redundancia del sistema de comunicación según se indica en la Figura 4.52 siguiente.

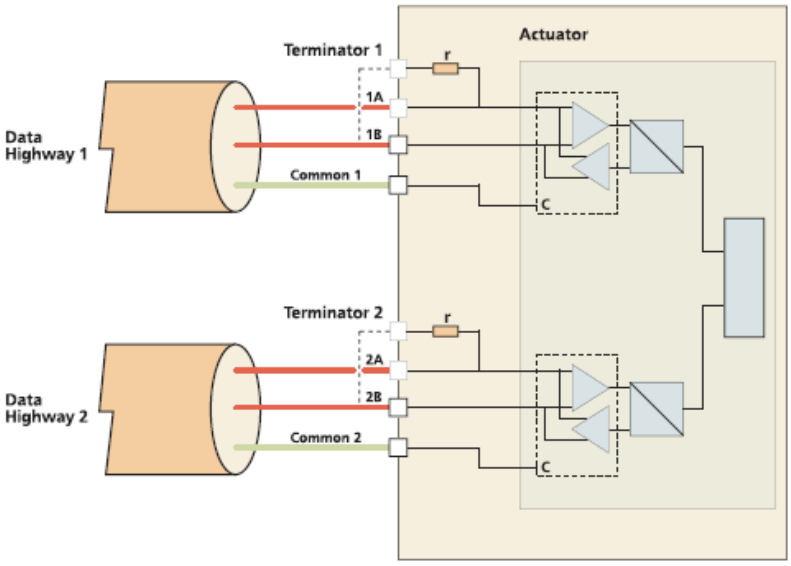


Figura 4.52: Tarjeta MODBUS RTU de canal doble de actuadores (Ref. Rotork)

A través del uso de dos puentes multiplexores conectados a cada terminal de comunicación (Data Highway 1 / 2) de cada actuador, se pude mantener la redundancia en la comunicación y permitir que la información viaje por un medio físico diferente.

4.6.2.9.2. Cableado comunicación MODBUS

Para la comunicación del sistema MODBUS se deberá usar un cable de 3 hilos trenzado con recubrimiento de PVC. El cable que cumple con estas características es el Belden 8770 de la Figura 4.53 siguiente.

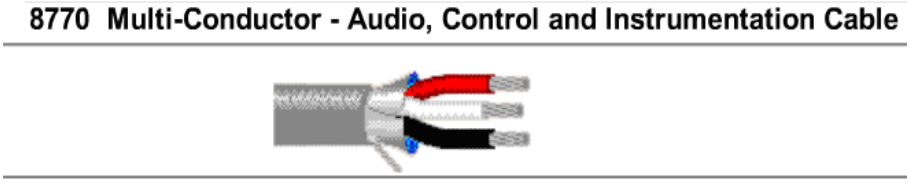


Figura 4.53: Cable de comunicación para actuadores 3 * 18 AWG (Ref. Belden)**.**

4.6.2.9.3. Barreras de comunicación

Con el fin de mantener la seguridad intrínseca para la comunicación del sistemas de actuadores se conectara barreras de voltaje las cuales permitan extender la comunicación a las áreas consideradas como peligrosas Clase I Div 2.

Las barreras las cuales nos proveen de este tipo de aislamiento es la Z955 de la firma Pepperl+Fuchs. Estas barreras irán conectadas a cada una de los canales de comunicación MODBUS que sale del puente multiplexor, el diagrama de conexión de la barrera se muestra en la Figura 4.54 siguiente.

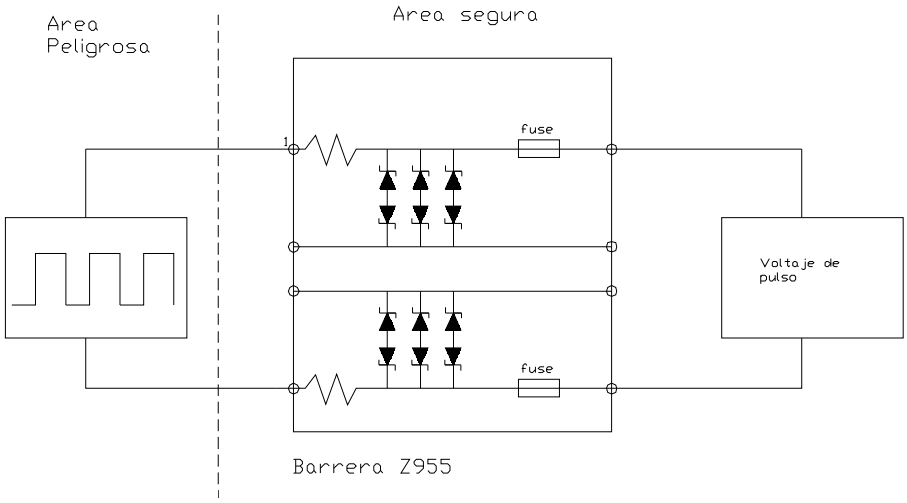


Figura 4.54: Conexión de barrera de comunicación digital Z955 (Ref. Pepperl+Fuchs).

Las barreas permiten el paso de un voltaje máximo de ± 4.7 V dc con lo cual se protege a un voltaje mayor a la de la comunicación RS 485 de ± 1.5 V dc.

4.6.3. DIAGRAMA DE LAZO SISTEMA DE ACTUADORES PARA MONITOREO DE LLENADO DE TANQUES

La conexión de los equipos que conforman el sistema de actuadores para la ampliación de la capacidad de almacenamiento y despacho se indica en el plano 26, en el cual se empleó la simbología que se muestra en la Tabla 4.18. La simbología de las barreras zener de aislamiento y del puente servirá solo en la representación de diagramas de lazo y su simbología es propia del fabricante.

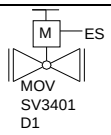
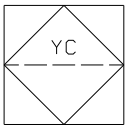
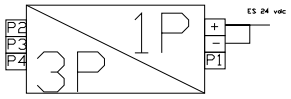
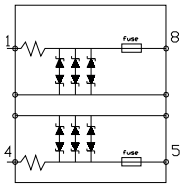
Símbolo	Función del equipo	Descripción
	Válvula motorizada ubicada en tanque presurizado D	Válvula de bola con actuador eléctrico y volante manual.
	Cabeza de actuador motorizado	Instrumento de campo de actuador motorizado.
	Controlador Ciego (PLC)	Controlador lógico programable ubicado en un lugar inaccesible al operador
	Puente de 1 a tres puertos	Puente para comunicación MODBUS RS-485
	Barrera zener	Barrera zener para comunicación hacia área peligrosa

Tabla 4.18: Simbología del sistema de actuadores

Plano 26: Diagrama de lazo sistema de actuadores.

4.7. INTEGRACION DE LOS SISTEMAS DE ALARMA Y MEDICIÓN

Debido a que el PLC necesita la información de los controladores de los sistemas de alarma y medición, deberá posibilitarse que esta información se dirija al PLC. Los controladores de alarma y medición poseen una salida MODBUS RTU la cual va al puerto 4 del puente y a través de una salida esclavo MODBUS RTU del mismo puente se conecta a los puertos COM1 de cada PLC. Permitiendo de esta manera que al PLC llegue toda la información de las variables del área de almacenamiento.

El plano 27 muestra el diagrama de conexión de los sistemas de medición y alarmas al PLC.

Plano 27: Diagrama de lazo de integración de los sistemas de medición y alarmas.

4.8. DIAGRAMAS PI&D DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES PRESURIZADOS

Los diagrama de proceso e instrumentación PI&D del área de almacenamiento cilíndrico se muestra en el plano 28 y 29 en los cual se muestra los diez tanques cilíndricos y la instrumentación de los mismos.

La representación del PI&D muestra que los sensores de temperatura, presión y nivel trasmiten con una señal eléctrica sus parámetros medidos a un dispositivo multivariable de transmisión de datos (UJT). El UJT trasmite la información de todos los parámetros medidos al controlador de parámetros de medición (YUC-M) que se conecta a un PLC. El PLC (YC) recoge la información de todos los parámetros y a través de un computador de proceso (CC-P) será comandado por un operador que manda una acción de apertura o cierre de una determinada válvula que permita la operación carga, descarga, trasvasije o relicuado de vapores de un tanque.

Además se tiene la computadora de alarmas (CC-A) la cual extrae los parámetros medidos del computador de medición (CC-A) vía OPC para la identificación de sobre presión, nivel alto y nivel bajo.

Plano 28: PI&D Área de almacenamiento en tanques cilíndricos.

Plano 29: PI&D Tanques SV3401 D y SV3401 E.

4.9. UBICACIÓN DEL ARMARIO DE CONEXION

En los diagramas de lazo del sistema SCADA se indica la utilización de un armario de conexión del cual se distribuyen todas las conexiones antes de llegar a cada uno de los instrumentos que conforman la nueva área de almacenamiento.

La ubicación de este tablero se sugiere que se sitúe de acuerdo como se indica en la Figura 4.55.

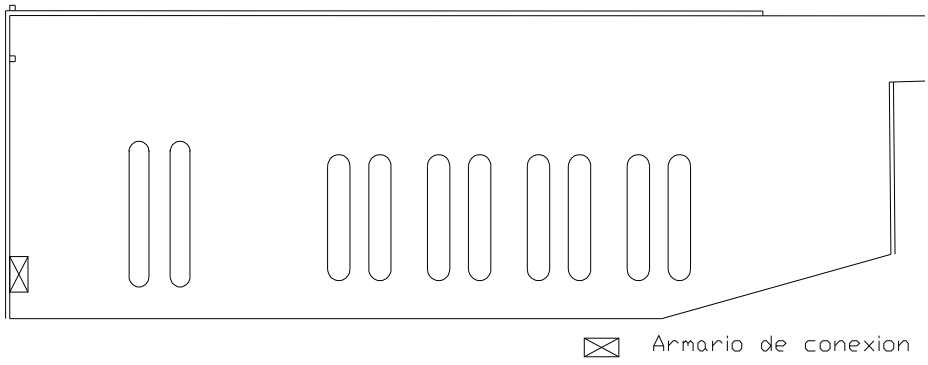


Figura 4.55: Ubicación del armario de conexión

Esta ubicación es la escogida debido a que se encuentra dentro de un área segura pero no se descarta la posibilidad de que el tablero provea de una protección contra incendios quedando esta opción a criterio de Petrocomercial. Con lo que si debe contar el armario es de protección contra agentes externos y debe ser mínimo IP64 y que las dimensiones sean de 2*2*0.4 de acuerdo como se usa actualmente en el Terminal Oyambaro y se muestra en la Figura 4 56.

Figura 4.56: Sugerencia de armario de conexión.

4.10. REQUERIMIENTOS COMPUTADOR DE OPERACIÓN DE INFORMACIÓN OPI

Como parte del diseño SCADA se sugiere la ubicación de un computador de operación de información (OPI) para la gestión de información de los parámetros medidos en cada uno de los tanques. El software que se almacenara en este computador es el Tank Master con el cual se realiza las correcciones de medición para que el sistema sea apto para custodia y transferencia de medición. Es por esto que el computador (CC-M) deberá responder a las demandas requeridas del software Tank Master las cuales se describen a continuación.

a) Sistema operativo: Windows95/98/NT 4.0.
b) Hardware:

Procesador: Intel Pentium o procesador compatible 350 MHz.

Espacio libre en el disco duro: 4 GB.

Memoria interna (RAM): 120 MB.

Dos puertos RS-232.

Monitor de 17 pulgadas o mayor.

Tarjeta gráfica: 1024*768, 65536 colores.

Un computador que cumple con las características requeridas es el IBM-X336 (xeon 3.8 Ghz) de 1gb de ram, 2 puertos PCI con total compatibilidad para Windows NT 4.0. Adicional es necesario instalar el sistema operativo Windows NT 4.0 para lo cual se solicitara una licencia de este sistema operativo.

Concluido el presente capítulo en que se seleccionó los equipos que conforman el sistema SCADA se continuará con el siguiente capítulo en el que se desarrollará la interfaz hombre máquina (HMI) del área de almacenamiento.

CAPÍTULO 5.

DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (HMI).

Para el desarrollo de la HMI para el Terminal Oyambaro se utilizó la plataforma Intouch 8.0 de la firma Wonderware la cual se comunicará con los sistemas “Tank Master” y “S3” vía OPC link cuando se necesite un valor de los programas, a través de “MBENET” cuando se requiera información del PLC y vía un “ACCESS NAME” cuando se necesite extraer el dato almacenado en el Intouch de otro computador.

El área de almacenamiento cuenta con cinco pantallas en total, las cuales muestran variables de presión, temperatura, y el nivel de los diez tanques presurizados y el estado de 40 actuadores. Además se incluye pantallas de alarmas e históricos de eventos correspondientes a esta área.

5.1. DESARROLLO DE LAS PANTALLAS

Las pantallas que se desarrollaron proporcionan una idea inicial de lo que conformaría el sistema de almacenamiento en general, esto debido a que no se cuenta con los equipos que conforman el sistema de ampliación, pero servirá de guía para la conformación del sistema futuro de almacenamiento

5.1.1. PANTALLA INICIAL DEL ÁREA DE ALMACENAMIENTO

La pantalla que se indica en la Figura 5.1 muestra la ubicación de los diez tanques presurizados hacia el operador. Se detalla la nomenclatura de cada uno de los tanques del área de almacenamiento, con un clic sobre alguna de las figuras se accede a la visualización de parámetros del tanque seleccionado. Además, en esta pantalla se incluye botones para el acceso a pantallas de históricos y alarmas

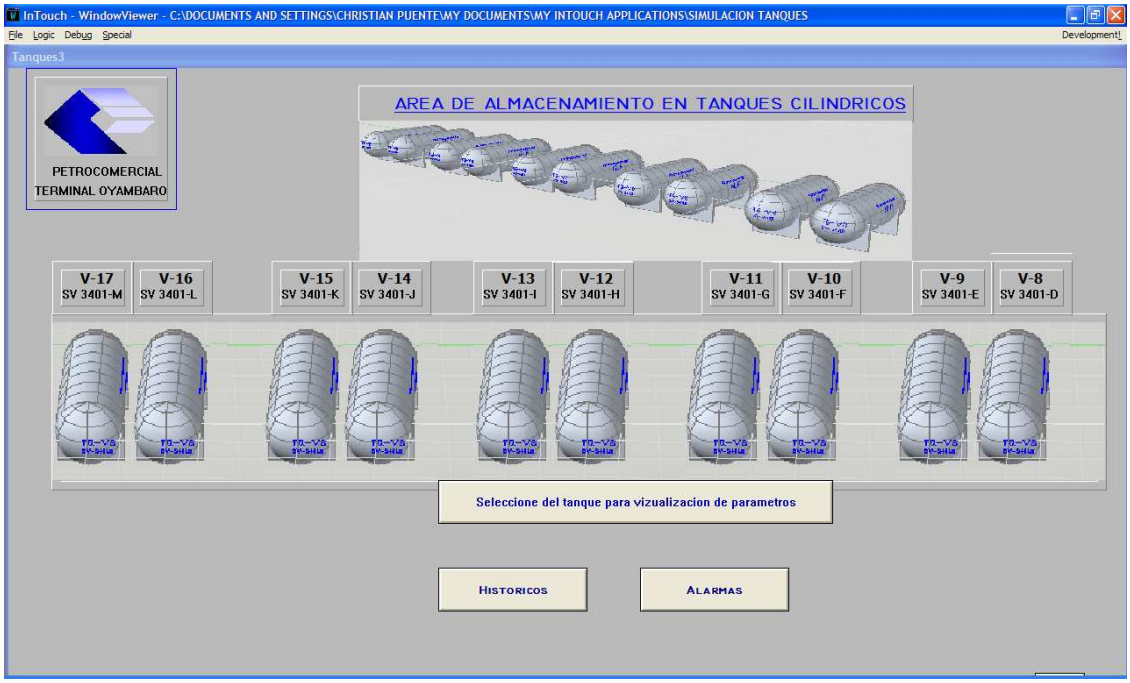


Figura 5.1: Pantalla inicial del nueva área de almacenamiento.

5.1.2. PANTALLA PARÁMETROS DE MEDICIÓN

Esta pantalla permite la visualización directa de cada una de las variables de medición como es presión superior, presión inferior, temperatura superior, temperatura inferior, nivel y los estados de cada uno de los actuadores para labores de operación según se muestra en la Figura 5.2.

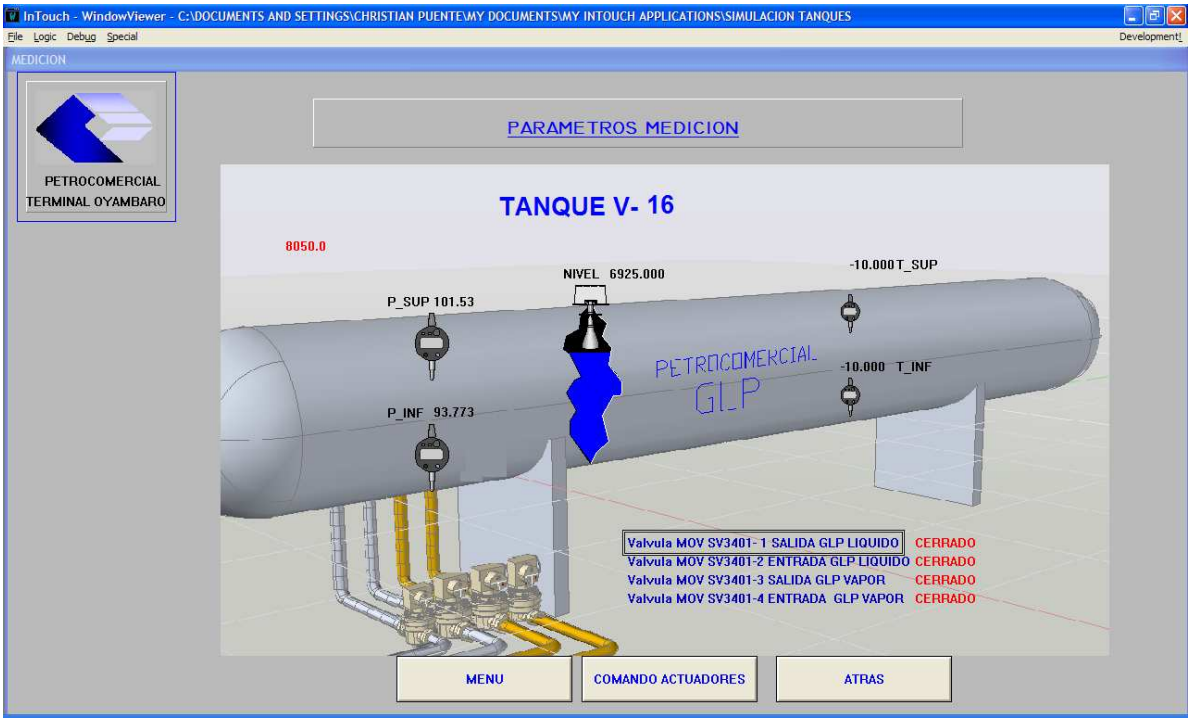


Figura 5.2: Pantalla de parámetros de medición para tanques.

Esta pantalla además permite el paso a la pantalla de comando de actuadores y se pude volver al menú inicial.

5.1.3. PANTALLA COMANDO DE ACTUADORES

La pantalla de comando de actuadores de la Figura 5.3 muestra los 4 actuadores que se ubican en las líneas de tubería de cada tanque.

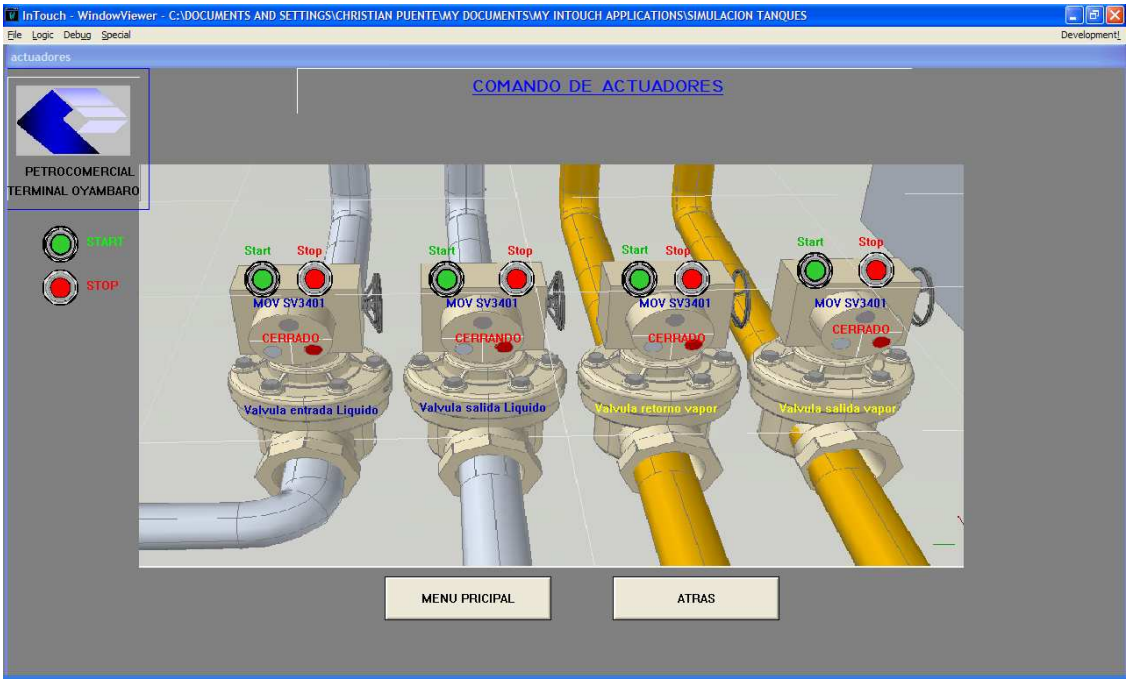


Figura 5.3 Pantalla de comando de actuadores.

5.2. PRUEBAS DEL HMI

Para la visualización de los parámetros se recurre a la simulación puesto que ninguno de los equipos del nuevo sistema existe en la actualidad. A pesar de esta realidad, se ha procurado diseñar pruebas que demuestren que se podrán medir los parámetros de las tres esferas con las que actualmente cuenta el Terminal.

5.2.1. CONEXIÓN AL PLC DE LA PLANTA

5.2.1.1. Configuración Computador de visualización

Los datos de presión inferior y temperatura de producto son datos que deben llegar al PLC. Para esto se configura el I/O server MBENET de la forma como se indica en la Figura 5.4.

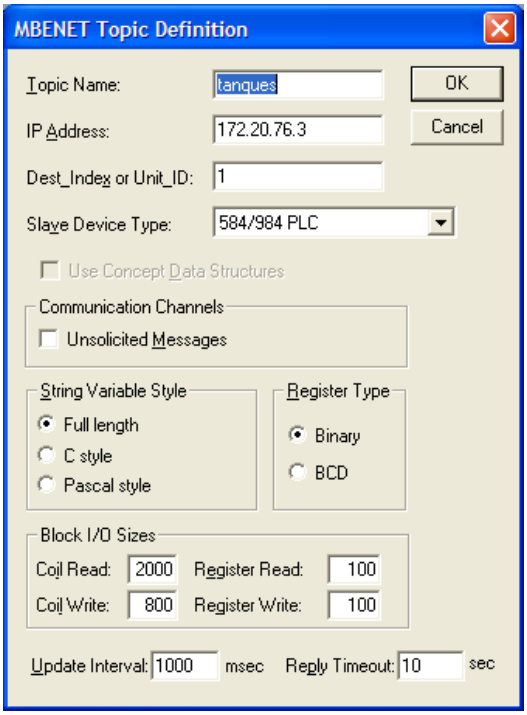


Figura 5.4: Configuración del I/O Server Mbenet

En la Figura 5.4 anterior se observa que como nombre de tópico se emplea "tanques". La dirección IP escogida es la del PLC quantum del terminal la cual es única. Además, para completar la configuración de parámetros del HMI se debe definir un "Access Name" en el Intouch como se indica en la Figura 5.5.

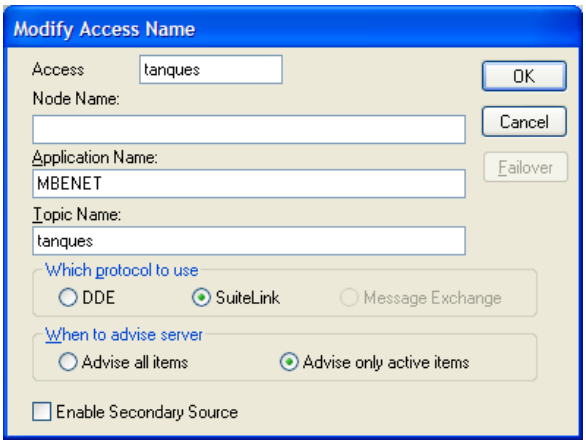


Figura 5.5: Configuración del Access name dentro del Intouch

Por ultimo se debe configurar la dirección de la máquina de visualización de parámetros la cual se debe encontrar en la misma red del PLC. Para este fin la máquina se configura de la manera que se indica en la Figura 5.6 siguiente.

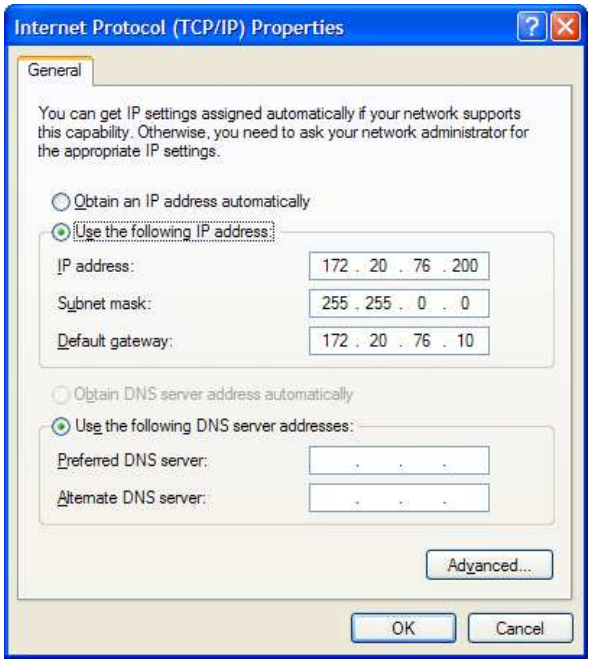


Figura 5.6: Configuración de maquina de visualización.

5.2.2. ADQUISICIÓN DE DATOS DE NIVEL Y PRESIÓN SUPERIOR

Los valores de nivel y presión superior son parámetros que se extraen del programa WINOPI y no del PLC. Para esto se debe extraer este dato de la máquina de alarmas donde ya se almacenaron estos datos. La configuración para la solicitud de pedido de estos datos se hace a través de un “Access Name” denominado “enlace”. El nombre del nodo es el del computador de alarmas. La configuración del “Access Name” para traer datos desde otro computador es como se indica en la Figura 5.7.

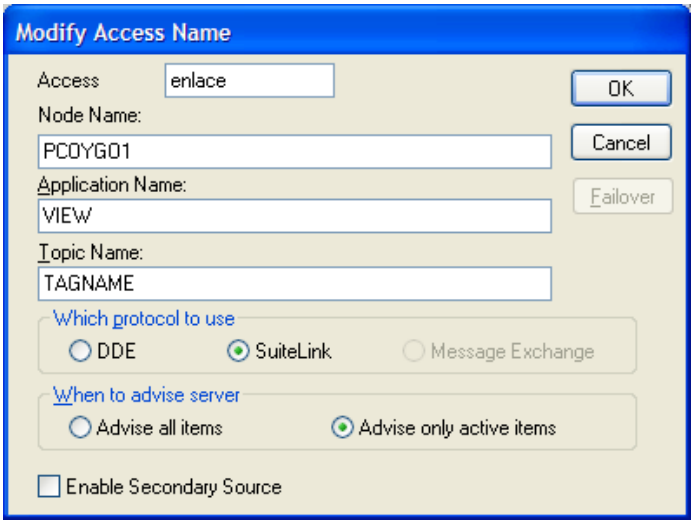


Figura 5.7: Configuración Access Name para extraer datos de otro computador.

5.2.2.1. Características de los tags de visualización de las esferas de almacenamiento

La configuración de los tags se realizó como se indica en la Tabla 5.1 en lo que respecta al nombre y tipo de tag. La dirección y el rango se configuran según el caso lo amerite.

Tag	Parámetro	Tipo	Access name	Dirección	Rango	
Tanque V7						
PT072	Presión inferior	I/O real	tanques	30032	0	213.35
TT071	temperatura inferior	I/O real	tanques	30031	-10	60
Tank07L	Nivel	Tagname	enlace			
Tank07VP	Presión superior	Tagname	enlace			
Tanque V6						
PT067	Presión inferior	I/O real	tanques	30026	0	250
TT066	temperatura inferior	I/O real	tanques	30025	-10	60
Tank06L	Nivel	Tagname	enlace			
Tank06VP	Presión superior	Tagname	enlace			

Tag	Parámetro	Tipo	Access name	Dirección	Rango	
Tanque V5						
PT062	Presión inferior	I/O real	tanques	30021	0	213.35
TT061	temperatura inferior	I/O real	tanques	30020	-10	60
Tank05L	Nivel	Tagname	enlace			
Tank05VP	Presión superior	Tagname	enlace			

Tabla 5.1: Tags de parámetros de lectura de esferas de almacenamiento.

Los parámetros de las esferas V5 , V6 y V7 existentes e instrumentados del Terminal, se visualizarán en los tanques cilíndricos V15 , V16 y V17 los cuales no están instrumentados como que se indica a continuación:

a) Parámetros de esfera V7 en tanque cilíndrico V17
b) Parámetros de esfera V6 en tanque cilíndrico V16
c) Parámetros de esfera V5 en tanque cilíndrico V15

5.2.3. RESULTADOS DE VISUALIZACIÓN DE DATOS

Los datos que se muestran en el HMI diseñado son idénticos a los mostrados en las computadoras de proceso y alarmas, esto porque los parámetros se obtienen del mismo lugar donde se almacenan. Pero el objetivo es demostrar la funcionalidad del software y el dato que se incorpore solo dependerá de la dirección donde se lo ubique una vez que se instalen los nuevos equipos.

Por ejemplo la variable “Tank07L” correspondiente al tag de medición del parámetro nivel de la esfera “V7”, se almacena en el tag indirecto “NIVEL” del tanque cilíndrico “V17”. Generándose la igualación del dato cada vez que se efectúa un clic sobre cualquiera de los tanques de la pantalla inicial del área de almacenamiento. La programación de la función “Action Script” se muestra en la Figura 5.8 siguiente.

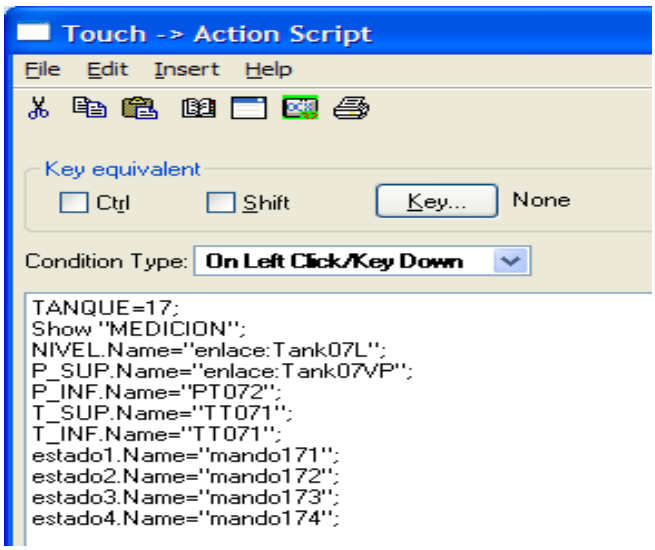


Figura 5.8: Programación de la fusión “Action Script ” del tanque V17.

5.2.4. ESTIMACIÓN DE TAGS PARA EL PROYECTO DE AMPLIACIÓN

Para la visualización de parámetros de la nueva área de almacenamiento es necesario estimar los tags necesarios. La estimación de los tags se indica en Tabla 5.2.

Parámetro	**Cantidad por tanque**	**Total**
Presión Superior	1	10
Presión Inferior	1	10
Nivel	1	10
Temperatura Superior	1	10
Temperatura Inferior	1	10
Abrir válvula	1	10
Cerrar Válvula	1	10
Estado abierto válvula	1	10
Estado cerrado válvula	1	10
Estado de moviendo	1	10
Memorias	9	90
Tags válvula manifold		
Abrir válvula	1	1
Cerrar Válvula	1	1
Estado abierto válvula	1	1
Estado cerrado válvula	1	1
Estado de movimiento	1	1
	TOTAL	**195**

Tabla 5.2: Estimación de tags del área de almacenamiento.

En total se necesitan 195 tags para el área de almacenamiento y el terminal dispone de un software de 1000 tags. Considerando que el terminal actualmente usa 800 y siempre es necesario tener una cantidad adicional de tags de reserva se solicita una ampliación de tags a 3000, costo que se considera en el presupuesto global del proyecto.

5.3. PRESUPUESTO GLOBAL DE EQUIPOS DEL PROYECTO

El presupuesto del proyecto se obtiene a través de la solicitud de proformas a proveedores o representantes locales y son los que se exponen en Tabla 5.3.

Concluido el presente capítulo en que se desarrollo la interfaz hombre máquina (HMI) del área de almacenamiento, y finalmente es presentado el presupuesto del proyecto. En el siguiente capítulo se citan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

Descripción de los Equipos que se planea adquirir (en dólares norteamericanos)

Equipo	Código de Pedido	Fabricante	Costo/Unidad Neto	Cantidad	Costo/Total	Representante Consultado
Sistema de medición						
Cabeza de Medición de nivel	RTG 3960 TH-ABRSO2RO1CE13RS	Rosemount	$18,888.78	10	$188,887.80	DIGITEC
Antena de radar	60 A 1A Q R O 2 4B	Rosemount	$0.00	10	$0.00	DIGITEC
Medidor de presión hidrostática	3051S 1 CG 4A 2 CG * A 2A I1 L4	Rosemount	$2,618.78	10	$26,187.80	DIGITEC
Sensores de temperatura puntuales	SST 1 -3000-B-080-4-3 -2-P-1-1-1	Rosemount	$1,409.63	10	$14,096.30	DIGITEC
Pozo de temperatura	SSTW 3000-A 3-1	Rosemount	$1,915.21	10	$19,152.10	DIGITEC
Vizualizador de campo	RDU 40	Rosemount	$638.02	10	$6,380.20	DIGITEC
Unidad de comunicación de campo	FCU 2160- 60 1 G1 G1 F1 F1 F1 F1 S R 0 S	Rosemount	$4,898.66	2	$9,797.32	DIGITEC
Software de ingeniería sistema de medición	TM 20 S N C B 0 0 00	Rosemount	$34,066.19	1	$34,066.19	DIGITEC
Cable de conexión bus TRL/2 (2*20 AWG)	Belden 9873	Belden	$1.80	1200	$2,160.00	MARTEL cablecom
Sistema de alarmas						
Controlado de alarmas	EQ3001DNSW	Det-Tronics	$8,596.90	2	$17,193.80	EnergyPetrol
Módulos de terminación para redundancia	008982-001	Det-Tronics	$250.00	2	$500.00	EnergyPetrol
Cable serial HSSL	008981-001	Det-Tronics	$60.00	1	$60.00	EnergyPetrol
Software de ingeniería de sistema de alarmas	007800-003	Det-Tronics	$4,936.00	1	$4,936.00	EnergyPetrol
Detector de llama	X3301S4N14W1	Det-Tronics	$4,171.70	5	$20,858.50	EnergyPetrol
Detector de Fuga	PIRECL-B4A2W	Det-Tronics	$4,000.00	10	$40,000.00	EnergyPetrol
Accesorio para montaje detectores de fuga	007939-001	Det-Tronics	$70.00	10	$700.00	EnergyPetrol
Modulo de entradas digitales	EQ3740IPM	Det-Tronics	$1,741.40	1	$1,741.40	EnergyPetrol
Sensores de calor biometálicos	000120-100	Det-Tronics	$100.00	10	$1,000.00	EnergyPetrol
Cable de conexión sistema LON (2*16AWG) blindado)	Belden 8719	Belden	$1.70	1200	$2,040.00	MARTEL cablecom
Sensores de vibración de detección de nivel	FDL 30- 0 GN2 A 7 4	Endress-Hauser	$5,000.00	20	$100,000.00	INSETEC

Barreras de aislamiento galvánico de canal doble	KFD2-SR2-EX2.W	Pepperl+fuchs	$252.40	10	$2,524.00	SEIN
Cableado de sensores de nivel (2*20 AWG)	Belden 9873	Belden	$1.80	300	$540.00	MARTEL Cablecom
Enlace de RIO	RIO 140 CRA 932 00.	Telemecanique	$1,158.02	1	$1,158.02	ELSYSTEC
Fuentes de alimentación 8A	140CPS22400	Telemecanique	$745.76	2	$1,491.52	ELSYSTEC
Modulo de entradas digitales	140DDI35310	Telemecanique	$435.19	1	$435.19	ELSYSTEC
Accesorio RIO3	Tap MA-0185-100 con terminador 52-0422-000	Telemecanique	$10.30	2	$20.60	ELSYSTEC
Accesorio RIO3	TAP MA-0185-100	Telemecanique	$8.80	2	$17.60	ELSYSTEC
Backplane de 6 slots	6 slots	Telemecanique	$60.00	1	$60.00	ELSYSTEC
Cable coaxial	RG11		$1.40	100	$140.00	ELSYSTEC
Sistema de actuadores						
Válvulas bola shut off	ANSI 300 6 plg	Fisher	$2,482.70	5	$12,413.50	SEIN
Válvulas bola shut off	ANSI 300 4 plg	Fisher	$992.00	4	$3,968.00	SEIN
Actuador de válvulas 1/4 de vuelta	IQT 500- 0 0 0 – 0 0 1	Rotork	$4,940.00	41	$202,540.00	DIGITEC
Tuercas de arrastre	F10/FA10	Rotork	$220.00	41	$9,020.00	DIGITEC
Puente Multiplexor	5102-MBS3-MBM	Prolinx	$2,387.10	2	$4,774.20	ELSYSTEC
Cableado modbus (3*18 AWG)	Belden 8770	Belden	$2.20	1200	$2,640.00	MARTEL cablecom
Barrera zener	Z955	Pepperl+fuchs	$220.00	4	$880.00	SEIN
Sistema de iluminación						
Luminarias en postes Vapor sodio 400w	VMVSJ400GP	Crouise Hinds	$533.66	10	$5,336.60	DIPRELSA
Luminarias en pared Vapor sodio 400w	VMVS3TW400GP	Crouise Hinds	$533.66	20	$10,673.20	DIPRELSA
Fotocelda	EVIH20	Crouise Hinds	$200.00	30	$6,000.00	DIPRELSA
Balastros	VMSVS400/MT	Crouise Hinds	$1,295.00	30	$38,850.00	DIPRELSA

Sistema OPI						
CPU	IBM X-3250(Xeon Quad Core 2,13 GHz)	IBM	$2,034.00	1	$2,034.00	
	1 x INTEL QUAD CORE XEON 2,13 GHz					
	1 GB de RAM					
	2 bahias para discos SAS/ SATA					
	2 puertos de RED 10/100/1000					
	kit de rack 1U					
	Controladora SAS / SATA RAID 1					
	lights out management					
	2 slots PCI-E					
	Teclado y mouse IBM					
Monitor	Monitor LCD de 19 "	Samsung	$320.00	1	$320.00	
Software operativo	Windows NT 4.0	Windows	$314.00	1	$314.00	
Sistema puesta a tierra						
Picas	30 cm		$5.60	12	$67.20	KIWY
Cable rígido desnudo	2 AWG		$6.70	100	$670.00	Com. Mejía
Sistema de relevo						
Valvulas Ffire	4L6 serie 200	Anderson Greenwood	$4,315.00	10	$43,150.00	SEIN
Valvulas Ffire	2H3 serie 400	Anderson Greenwood	$4,746.50	10	$47,465.00	SEIN
Sistema HMI						
Ampliacion Tags HMI	Windows viewer de 3000 tags	Wonderware	$3,500.00	1	$3,500.00	ELSYSTEC
			Subtotal		890,760.04	
			Iva 12%		$106,891.20	
			TOTAL		**$997,651.24**	

Tabla 5.3: Presupuesto global del proyecto.

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Luego de haber concluido el proyecto y analizados los resultados obtenidos es posible extraer las conclusiones que se listan a continuación:

- Los objetivos planteados al inicio de este trabajo se han cumplido, ya que se entrega a Petrocomercial el diseño del sistema SCADA de la nueva área de almacenamiento.

- La implementación de este diseño posibilitará el uso de un sistema adicional para el calculó de producto despachado a granel. Esto debido a la incorporación de la custodia y transferencia en la medición de nivel de los tanques de almacenamiento de GLP, siendo que es así como en otros países se realiza esta labor.

- La implementación de este proyecto mejorará la eficiencia en las labores de aforo de producto que el personal de MOPRO mantiene diariamente en el Terminal. Se puede hacer esta afirmación debido a que con el sistema de medición automático que se incluye en el diseño se reducirá a solo pocos minutos el reporte de capacidad operativa que posee la planta, y esta información podrá ser vista en el computador de operación de información OPI.

- La implementación de este proyecto repotenciará el sector hidrocarburífero estatal, en razón de que se amplia la capacidad operativa del Terminal Oyambaro junto con el sistema de gestión de inventarios que controla de mejor manera el despacho de gas a distribuidoras.

- Es posible concluir que la base teórica que se ha generado en el presente proyecto, se puede aplicar a la realización de proyectos similares en áreas peligrosas. Igualmente, al haberse realizado el diseño sujeto a normas que guían prácticas, métodos, técnicas, sistemas, procedimientos y selección de equipos garantiza la idoneidad de los diseños así obtenidos.

- A pesar del costo en que se deberá incurrir para la implementación de este proyecto, se puede concluir que el beneficio de un buen servicio de distribución de gas al país justificará con creces el gasto incurrido.

6.2. RECOMENDACIONES

La experiencia adquirida durante la ejecución de este trabajo ha permitido identificar las recomendaciones que se listan a continuación:

- Se recomienda el uso de protocolos no propietarios o, en todo caso, de un mismo proveedor para la implementación de sistemas de monitoreo y control. Debido a que Petrocomercial emplea protocolos propietarios dentro de sus sistemas se dificultó la realización del presente trabajo.

- Se recomienda utilizar otros métodos de protección, adicionales al método intrínsico elegido para la comunicación de los equipos, debido a que con el método intrínseco no será posible alimentar actuadores, luminarias y unidades RTGs.

- Se recomienda considerar emplear la arquitectura del sistema de actuadores propuesto en el presente proyecto, pues actualmente en el terminal los actuadores no son comandados por el PLC, sino que se lo hace desde un computador de proceso, lo cual no es recomendable o por lo menos riesgoso.

- Adicional al sistema diseñado se recomienda realizar un análisis hidrostático de proceso y tuberías. En base a los resultados se determinará si existirá un correcto flujo de producto de acuerdo a lo planificado.

- Se recomienda el uso de normas para la ejecución de proyectos debido a que en estas se presentan los procedimientos, ecuaciones y descripciones generales para la ejecución de un determinado proyecto, sea esto para las fases de diseño, implementación o mantenimiento.

- Se recomienda se haga conocer a estudiantes y profesores sobre el contenido de normas utilizadas en la realización del presente proyecto, sobre todo lo referente a trabajar con áreas peligrosas.

BIBLIOGRAFÍA

- Manual de Oyambaro de GLP.
- SAMPEDRO Pozo y TITO Fernando. Comportamiento de gas natural en equipos de producción, Pág. 19 Tesis T-GMP/0102.
- API, Diseño y construcción de instalaciones de GLP, API Std 2510.
- API, Clasificación eléctrica de áreas peligrosas según NEC, API 500.
- API, Clasificación eléctrica de áreas peligrosas según CEC, API 505.
- API, Transferencia automática de medida, API MPMS 3,3.
- API, Selección de material válvulas API 526.
- API 540 Características de Instalaciones hidrocarburíferas.
- ISA, Simbología de instrumentación, ISA 5,1.
- ISA, Simbología de diagrama de lazo, ISA 5,4.
- ISA, Simbología de equipos de proceso, ISA 5,3.
- NFPA, Propiedades químicas de elementos Nfpa 497.
- NFPA, Diseño de equipos de relevo, Nfpa 58.
- API, Selección de material válvulas API 526.
- PETROCOMERCIAL, Datos producto GLP, http://www.petrocomercial.com/PRESENTACION%20GLP/Fuentes/flash/OBRA%20MECANICA%20TERMINALES.swf
- Pepperl+fuchs, Manual de productos, http://www.pepperl-fuchs.com/cps/rde/xchg/global/hs.xsl/index.htm?rdeLocale=en&countrysiteid=21.
- Belden, Manual de productos e-catalogo, https://edeskv2.belden.com/Products/.
- PEMEX, Clasificación eléctrica de áreas peligrosas, NFR-015-PEMEX-2003
- Diseño de puestas a tierra Editorial Paraninfo.
- Crouse Hinds, Manual de selección de iluminación Sección 3L, http://www.crouse-hinds.com/.
- Rosemount, Manual de productos,

http://www.emersonprocess.com/Rosemount/.

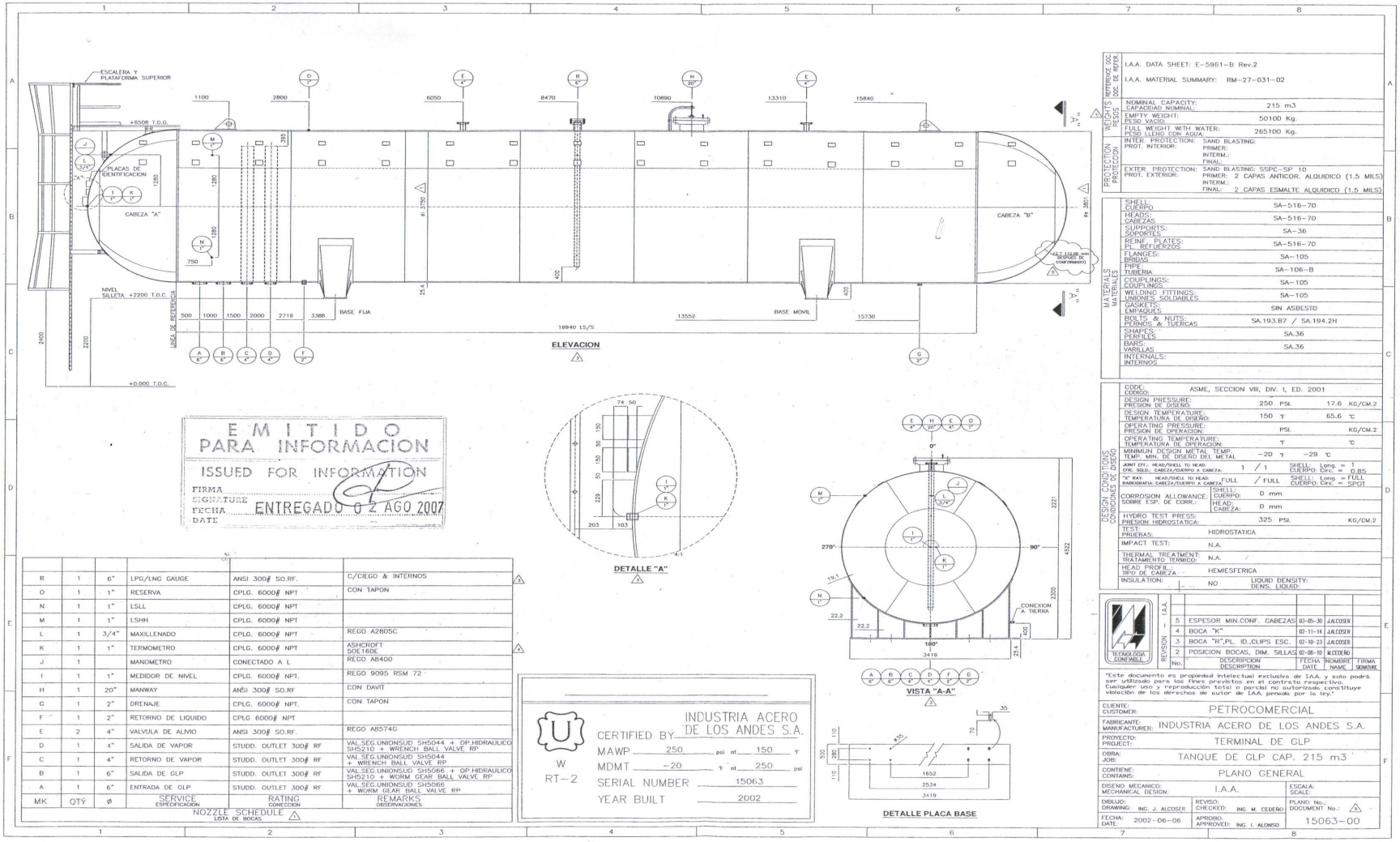
- Det-tronics, Manual de productos. http://www.detronics.com/utcfs/Templates/Pages/Template-46/1,8060,pageId=2494&siteId=462,00.html.
- Prosoft, Manual de productos, http://www.prosoft-technology.com/.
- Anderson Greenwood, Pilot Operated Pressure Relief Valves (200/400/500/700/800) ANGMC-0243-US.
- Sistema operativo Windows NT 4.0, http://www.computerhope.com/winnt.htm.
- Computador OPI, http://articulo.mercadolibre.com.ec/MEC-3795154-servidor-ibm-x-336-xeon-38-ghz-_JM.

PLANOS ANEXOS

Plano 30: Simbología del PI&D.

Plano 31: Simbología del PI&D 2.

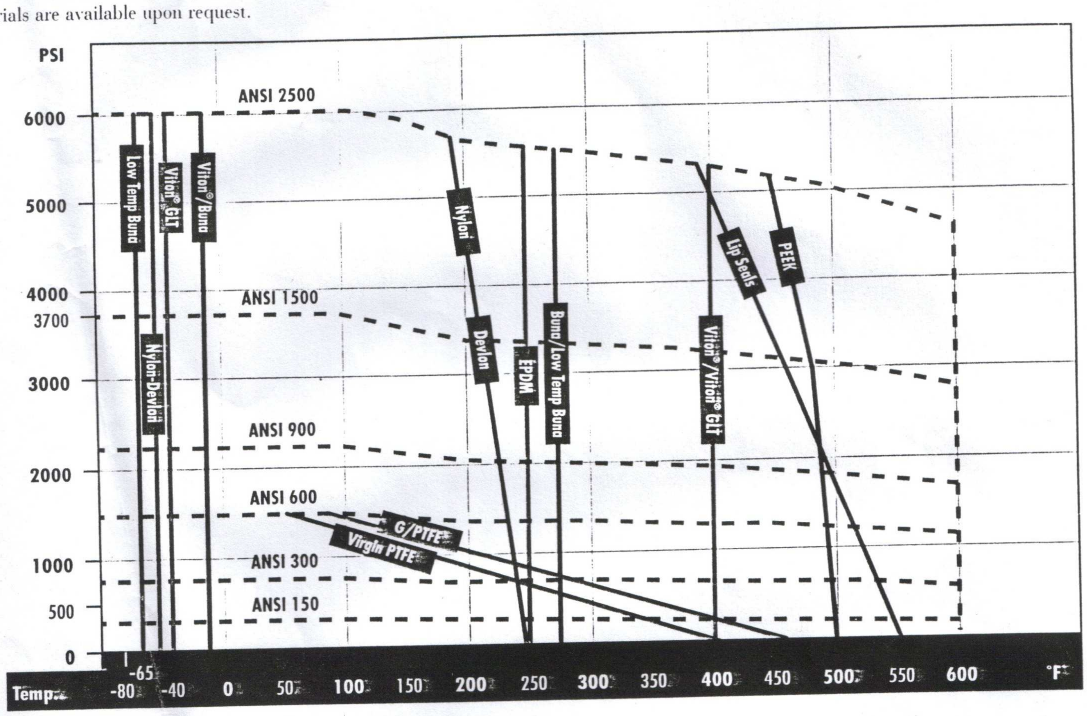
ANEXOS



Anexo 1: Plano de tanques de “Acero de los Andes”.

Series 5700/6700 ▪ Pressure Temperature Chart

The chart below depicts pressure and temperature ratings for common plastics and elastomers used in PBV® ball valves. Other materials are available upon request.



Ball Valve Stem Torques (in.-lbs.)

To calculate torque at any pressure use the formula located under Class for each valve size.
Example: An 8" Class 600 at 1100 psi = 4471 + (9.1 x 1100) = 14,481 in.-lbs.

Seat	G/PTFE	G/PTFE	G/PTFE	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon	Nylon
Valve Size	Cl.150-300 Stem Torque Formula	Cl.150 Stem Torque	Cl. 300 Stem Torque	Cl. 600 Stem Torque Formula	Cl. 600 Stem Torque	Cl. 900 Stem Torque Formula	Cl. 900 Stem Torque	Cl. 1500 Stem Torque Formula	Cl. 1500 Stem Torque	Cl. 2500 Stem Torque Formula	Cl. 2500 Stem Torque
	MOP (psi)	285	740	MOP (psi)	1480	2220	2220	3705	3705	6170	6170
2	500 + 0.51 *ΔP	650	880	640 + 0.62 *ΔP	1,560	700 + 0.61 *ΔP	2,050	849 + 0.61 *ΔP	3,110	792 + 0.39 *ΔP	3,200
3	1105 + 1.13 *ΔP	1,430	1,940	1333 + 1.47 *ΔP	3,510	1427 + 1.35 *ΔP	4,420	1705 + 1.14 *ΔP	5,930	1510 + 0.84 *ΔP	6,690
4	1540 + 1.99 *ΔP	2,110	3,010	1839 + 2.47 *ΔP	5,490	1985 + 2.26 *ΔP	7,000	2423 + 2.08 *ΔP	10,130	2345 + 1.35 *ΔP	10,670
6	1630 + 3.9 *ΔP	2,740	4,520	2069 + 4.4 *ΔP	8,580	2760 + 4.1 *ΔP	11,860	4612 + 5.1 *ΔP	23,510	5442 + 4.2 *ΔP	31,360
8	3600 + 8.0 *ΔP	5,880	9,520	4471 + 9.1 *ΔP	17,940	4162 + 7.8 *ΔP	21,480	6588 + 8.4 *ΔP	37,710	8463 + 8.6 *ΔP	61,530
10	4280 + 13 *ΔP	7,990	13,900	5452 + 14 *ΔP	26,170	6094 + 14 *ΔP	37,170	6193 + 16 *ΔP	65,470	10003 + 16 *ΔP	108,720
12	5275 + 20 *ΔP	10,980	20,080	7444 + 22 *ΔP	40,000	6800 + 24 *ΔP	60,080	9558 + 23 *ΔP	94,770	18889 + 24 *ΔP	166,970
14	6600 + 26 *ΔP	14,010	25,840	8624 + 33 *ΔP	57,460	12436 + 37 *ΔP	94,580	15278 + 35 *ΔP	144,950	—	—
16	8660 + 34 *ΔP	18,350	33,820	11074 + 42 *ΔP	73,230	16700 + 55 *ΔP	138,800	—	—	—	—
18	13175 + 56 *ΔP	29,140	54,620	18050 + 68 *ΔP	118,690	—	—	—	—	—	—
20	16860 + 84 *ΔP	40,800	79,020	18659 + 100 *ΔP	166,660	—	—	—	—	—	—
24	22480 + 121 *ΔP	56,970	112,020	30326 + 164 *ΔP	273,050	—	—	—	—	—	—

Torque values are for new valves with clean water.
No additional safety factors have been added.
For powered actuators, it is recommended to add an additional 25% minimum.
For dirty service, add an additional 25% minimum.
For dry gas service, add 50% minimum.

To prevent stem side loading and eliminate potential stem galling, the following tolerances for mounting actuators are recommended.
Actuator mounting bracket flanges must be parallel within .010".
The max allowed runout on the stem coupling bores are .008".

Anexo 2: Tabla de calculo de torque en válvulas para servicio vapor tipo bola.

W-K-M DynaSeal® 370D4 Trunnion Ball Valves

Class 150 through 2500 & 5000# MOP

Ball Valve Torque Chart

Class	Valve Port Size in. (mm)	Pressure (P) (psig)	Torque Expressions Break Torque (in-lbs)	Torque Expressions Run Torque (in-lbs)	Break Torque @ Max. P (in-lbs)	Run Torque @ Max. P (in-lbs)	Reseat Torque @ Max. P (in-lbs)
150	2 (50)	0 - 285	213 + (0.24 x P)	107 + (0.12 x P)	281	141	211
300		286 - 740	213 + (0.41 x P)	107 + (0.20 x P)	516	255	387
600		741 - 1480	213 + (0.52 x P)	107 + (0.26 x P)	983	492	737
900		1481 - 2220	213 + (0.56 x P)	107 + (0.27 x P)	1456	706	1092
1500		2221 - 3705	213 + (0.58 x P)	107 + (0.29 x P)	2362	1181	1772
2500		3706 - 6170	213 + (0.59 x P)	107 + (0.29 x P)	3853	1896	2890
150	3 (75)	0 - 285	383 + (0.44 x P)	191 + (0.22 x P)	508	254	381
300		286 - 740	383 + (1.03 x P)	191 + (0.52 x P)	1145	576	859
600		741 - 1480	383 + (1.21 x P)	191 + (0.61 x P)	2174	1094	1631
900		1481 - 2220	383 + (1.28 x P)	191 + (0.65 x P)	3225	1634	2419
1500		2221 - 3705	383 + (1.23 x P)	191 + (0.61 x P)	4940	2451	3705
		3706 - 6170	383 + (1.23 x P)	191 + (0.62 x P)	7972	4016	5979
150	4 (100)	0 - 285	822 + (0.94 x P)	411 + (0.47 x P)	1090	545	818
300		286 - 740	822 + (1.92 x P)	411 + (0.96 x P)	2243	1121	1682
600		741 - 1480	822 + (2.23 x P)	411 + (1.12 x P)	4122	2069	3092
900		1481 - 2220	822 + (2.33 x P)	411 + (1.17 x P)	5995	3008	4496
1500		2221 - 3705	822 + (1.97 x P)	411 + (0.99 x P)	8121	4079	6091
2500		3706 - 6170	822 + (2.01 x P)	411 + (1.00 x P)	13224	6581	9918
150	6 (150)	0 - 285	1661 + (7.50 x P)	1026 + (2.18 x P)	3670	1636	2753
300		286 - 740	1661 + (5.00 x P)	1026 + (1.30 x P)	5361	1988	4021
600		741 - 1480	1661 + (5.00 x P)	1026 + (1.23 x P)	9061	2846	6796
900		1481 - 2220	1661 + (5.80 x P)	1026 + (1.58 x P)	14537	4534	10903
1500		2221 - 3705	1661 + (5.69 x P)	1026 + (1.75 x P)	22742	7510	17057
150	8 (200)	0 - 285	2899 + (13.92 x P)	1834 + (3.13 x P)	6866	2726	5150
300		286 - 740	2899 + (11.71 x P)	1834 + (2.15 x P)	11564	3425	8673
600		741 - 1480	2899 + (10.15 x P)	1834 + (1.89 x P)	17921	4631	13441
900		1481 - 2220	2899 + (9.78 x P)	1834 + (1.78 x P)	24611	5786	18458
	10 (250)	0 - 285	2916 + (26.43 x P)	2041 + (12.28 x P)	10449	5541	7837
		286 - 740	2916 + (18.02 x P)	2041 + (5.67 x P)	16251	6237	12188
		741 - 1480	2916 + (14.82 x P)	2041 + (3.55 x P)	24850	7295	18638
		1481 - 2220	2916 + (14.82 x P)	2041 + (2.69 x P)	35816	8013	26862
	12 (300)	0 - 285	5728 + (36.46 x P)	4421 + (5.20 x P)	16119	5903	12089
		286 - 740	5728 + (19.43 x P)	4421 + (2.45 x P)	20106	6232	15080
		741 - 1480	5728 + (17.31 x P)	4421 + (1.92 x P)	31347	7263	23510
		1481 - 2220	5728 + (15.23 x P)	4421 + (1.68 x P)	39539	8151	29654

The above values are new valve torque values, where **P** is the maximum operating pressure (psig) of the valve.
The above torque values do not contain service factors.
Soaking effects and/or particle matter in the valve may cause an increase in the torque.
For intermediate pressure use the torque expressions for the stated pressure range.
For example, an intermediate pressure of 1000 psig uses the torque equations that correspond to the 751-1500 psig pressure range.
The reseat torque is taken as **0.75** times the break torque.
For power operation, multiply all of the above values by a factor of **1.25** or customer specified factor whichever is larger.
For operating temperatures between -20°F to -50°F multiply these values by **1.20**.
Actuator selection should be made on customer experience and appropriate service factors.

Anexo 3: Tabla de cálculo de torque en válvulas para servicio líquido tipo bola.