

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**SISTEMA DE SUPERVISIÓN PARA LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DEL TERMINAL EL BEATERIO DE
PETROCOMERCIAL.**

MARÍA PAMELA GÓMEZ ROCA

QUITO-ECUADOR

2005

Sangolquí, diciembre del 2005

LEGALIZACIÓN

Autor

María Pamela Gómez Roca

Tcrn. Ing. Xavier Martínez
Decano de la Facultad
de Ingeniería Electrónica

Ab. Jorge Carvajal
Secretario Académico
de la Facultad de Ingeniería
Electrónica

Sangolquí, diciembre del 2005

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto fue desarrollado por María Pamela Gómez Roca, bajo nuestra supervisión.

Ing. Hugo Ortiz
DIRECTOR

Ing. Evelio Granizo
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios, a mi madre, a mi hermana Jeannethe, a mi hermana Verónica, a Mantenimiento Eléctrico de Terminales de Petrocomercial, en especial al Ing. Francisco de la Torre, al Director y Codirector de tesis, y a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

A mi madre por la paciencia, el amor, comprensión y todas las noches de desvelo que estuvo a mi lado. A mi hermana Jeannethe por la ayuda incondicional, y todas aquellas cosas que me dio muchas veces sin haberlas pedido.

PRÓLOGO

El presente proyecto titulado “Diseño y simulación de un sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento del terminal El Beaterio de Petrocomercial”, tiene como objetivo diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

El proyecto engloba todas las variables del proceso de almacenamiento de los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 Y TB-1013, mediante la medición de nivel y el resto de variables que intervienen en dicho proceso, también se realiza los respectivos cálculos para obtener un volumen estándar a 60° F, densidad, temperatura y nivel de agua.

El diseño cumple con las recomendaciones para áreas peligrosas en todas las conexiones eléctricas, teniéndose seguridad contra posibles explosiones por encontrarse siempre expuestos a la presencia de combustibles y vapores combustibles. La configuración del sistema de medición de nivel incluye el desarrollo de la interfase hombre máquina, que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

Los resultados obtenidos no solo son del diseño y la simulación sino que se pudo implementar el proyecto dándole un valor agregado al objetivo planteado en primera instancia, obteniéndose un sistema preciso y confiable, de fácil manejo para el operador, y que permite obtener en tiempo real todos los valores requeridos para llevar un control del combustible en cada tanque.

En los primeros dos capítulos se analizan los objetivos del Proyecto y la situación actual de los sistemas de medición de Tanques de almacenamiento de derivados de combustibles en el Terminal.

Posteriormente se analizan diferentes tipos de sistemas de medición de Tanques de Almacenamiento y se determina la alternativa más conveniente para los intereses de Petrocomercial.

En el capítulo Cuatro se describe el diseño del hardware que incluye: instalaciones eléctricas de fuerza y comunicación de los dispositivos cumpliendo las normas para instalaciones en áreas clasificadas y conexión de los equipos.

La configuración del sistema de medición de nivel se detalla en el capítulo cinco en el que además se incluye el desarrollo de la interfase hombre maquina que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

En el capítulo Seis se analizan los resultados obtenidos del Sistema y finalmente se redactan las conclusiones y las recomendaciones que se realizan a fin de obtener los mejores resultados en la utilización del sistema desarrollado.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN	I
AGRADEIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
PRÓLOGO	IV
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	2
1.4. OBJETIVOS.....	3
1.4.1. <i>Objetivo General</i>	3
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	4
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN	5
2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	5
2.1.1. <i>Tanques de almacenamiento de combustible</i>	5
2.1.2. <i>Características de los tanques a ser automatizados</i>	9
2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN	10
2.2.1. <i>Volumen Bruto Observado (GOV)</i>	10
2.2.2. <i>Volumen Bruto Estándar (GSV)</i>	10
2.2.3. <i>Volumen Neto Estándar (NSV)</i>	10
2.2.4. <i>Volumen Total Calculado (TCV)</i>	11
2.2.5. <i>Volumen Total Observado (TOV)</i>	11
2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN	11
2.3.1. <i>Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F</i>	14
2.3.2. <i>Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F</i>	16
2.3.3. <i>Tablas de conversión de nivel a volumen</i>	16
2.3.4. <i>Medición de agua libre</i>	17
CAPÍTULO 3: ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	18
3.1. AREAS CLASIFICADAS1	18
3.1.1. <i>Áreas Clase 1</i>	20
3.1.1.1. <i>Áreas clase 1 división 1</i>	22
3.1.1.2. <i>Áreas clase 1 división 2</i>	22
3.1.2. <i>Clasificación por Grupos</i>	22
3.1.3. <i>Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio</i>	23
3.2. HARDWARE.....	24

3.2.1. <i>Determinación de los tipos de elementos necesarios</i>	24
3.2.2. <i>Presentación de alternativas</i>	25
3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	25
3.2.2.2. Actuadores	30
3.2.3. <i>Selección del hardware</i>	32
3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	32
3.2.3.2. Actuadores	34
3.3. SOFTWARE	35
3.3.1. <i>Determinación de alternativas</i>	35
3.3.1.1. LOOKOUT	36
3.3.1.2. IN TOUCH.....	36
3.3.2. <i>Selección</i>	37
CAPÍTULO 4: DISEÑO DE HARDWARE.....	38
4.1. INSTALACIONES DE FUERZA	38
4.1.1. <i>Bandejas Portables</i>	38
4.1.2. <i>Conexiones de alimentación para los radares y actuadores</i>	42
4.1.2.1. Radares.....	42
4.1.2.2. Actuadores	45
4.1.3. <i>Protecciones</i>	46
4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes.....	47
4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje	48
4.1.3.3. Protección a tierra.....	49
4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES	50
4.2.1. <i>Antena</i>	51
4.2.2. <i>Sensores de Temperatura</i>	53
4.2.3. <i>Transmisor de Presión</i>	54
4.2.4. <i>Sensor de Nivel de Agua</i>	56
4.2.5. <i>Display</i>	57
4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN	58
4.3.1. Radares	58
4.3.2. Actuadores	63
CAPÍTULO 5: DISEÑO DE SOFTWARE.....	65
5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR	65
5.1.1. <i>Introducción</i>	65
5.1.1.1. WinSetup.....	66
5.1.1.2. WinOpi.....	68
5.1.2. <i>Configuración</i>	69
5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación.....	70
5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización.....	73
5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)	78

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos.....	83
5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques.....	87
5.1.2.6. Calibración.....	91
5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH	92
5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION.....	94
5.3.1. Programación en IN TOUCH	95
CAPÍTULO 6: PRUEBAS Y RESULTADOS	105
6.1. PRUEBAS.....	105
6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN	105
6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN.....	106
6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN	106
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS	107
6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN.....	107
6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN	107
6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	116
ANEXOS	117
INDICES DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto consiste en el diseño y la simulación del sistema de supervisión de los tanques de almacenamiento de combustible del Terminal de Productos Limpios El Beaterio, para la empresa Petrocomercial, filial de Petroecuador. El Terminal se encarga del ingreso, almacenamiento y despacho del combustible, en donde los tanques necesitan de un sistema que permita controlar el nivel del combustible de una forma exacta y permanente, obteniéndose de esta manera el control de ingreso y salida del combustible.

Actualmente el Terminal trabaja con un sistema de medición obsoleto e impreciso que depende del control humano, por lo que es preciso realizar cálculos y correcciones posteriores. Es por tanto necesario automatizar dicho sistema para obtener directamente un informe claro y detallado de las mediciones en cada uno de estos tanques, guardando la información para tener históricos de los tanques. Al automatizar el sistema de medición de nivel, se pretende facilitar el control del volumen de combustible que sale e ingresa.

Por ser el terminal El Beaterio un punto importante para el abastecimiento de combustibles para Quito, es necesario llevar un buen control de todos los ingresos y salidas de combustible sin pérdidas. Esto se consigue con un sistema de medición de nivel confiable, que engloba de forma correcta todos los parámetros del proceso. Para obtener el volumen de los tanques con una tecnología vigente, de una forma rápida y sencilla.

1.2. ANTECEDENTES

En el Terminal El Beaterio de Petrocomercial se almacena, despacha y comercializa combustibles para la ciudad de Quito y sus alrededores, con el siguiente procedimiento: se recibe desde la Refinería de Esmeraldas los distintos tipos de combustibles, a continuación se los analiza para verificar su calidad, y luego se los vende a las diferentes comercializadoras y gasolineras.

La medición del volumen de combustible en los tanques de almacenamiento del Terminal El Beaterio, se la realiza en forma manual mediante el siguiente proceso: se mide el nivel del combustible con una cinta de aforamiento con una crema reactiva, la misma que cambia de color al contacto con el combustible. Al analizar este método se concluye que es impreciso y obsoleto, porque al transformar este dato de nivel a volumen; se pierde exactitud.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la actualidad los tanques de almacenamiento de combustible del terminal El Beaterio de Petrocomercial, se encuentran operando con un método caduco, porque depende totalmente del control humano, que a más de ser impreciso no engloba todas las variables del proceso de medición,

tales como: la temperatura a la que se encuentra el combustible, el nivel de agua y sedimento en el fondo del tanque, y la presión del combustible.

Las variables del proceso de medición son de vital importancia para el cálculo de volumen del combustible, el cual se debe corregir de acuerdo a una norma API en donde la medición del combustible debe ser a una temperatura estándar y a partir de ello se corrige los valores acorde a la temperatura medida, por lo que se acarrea una serie de errores desde el momento de la toma de datos hasta que estos sean calculados. Lo que provoca pérdida de exactitud, que se verá reflejado en una diferencia de volumen del combustible entrante con el saliente; produciendo pérdidas de combustible y a su vez de dinero.

Con la tecnología vigente es posible realizar el control del volumen de combustible de una forma sencilla y confiable, obteniendo no sólo el nivel sino a partir de éste el volumen corregido. Además es posible obtener gráficamente las señales del proceso y un informe detallado de todo lo que sucede en cada uno de los tanques de almacenamiento.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal El Beaterio de Petrocomercial, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio detallado de la situación actual de los tanques de almacenamiento y su sistema de medición volumétrica
- Analizar y seleccionar las alternativas tecnológicas viables para el sistema de supervisión, considerando factores inherentes de seguridad
- Especificar los componentes de instrumentación del sistema
- Diseñar el hardware asociado al sistema de supervisión
- Implementar interfaces HMI que permitan administrar de manera remota todos los datos del proceso
- Realizar el levantamiento de los respectivos planos del diseño
- Efectuar pruebas de funcionamiento y puesta a punto del software

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN

2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

2.1.1. Tanques de almacenamiento de combustible

Los tanques se destinan para almacenar productos líquidos derivados de petróleo, clasificándolos por las siguientes características: tipo de producto a almacenarse, capacidad de almacenamiento, forma del tanque, presión de almacenamiento y la temperatura. Por lo tanto, los tanques de almacenamiento son de cuatro tipos:

- Tanques de techo fijo
- Tanques de techo fijo con flotante interior
- Tanques de techo flotante
- Esferas de alta presión

Todos los tanques a ser automatizados en este proyecto son de techo fijo y constan de: un fondo plano, un cuerpo cilíndrico y un techo; los cuales se construyen mediante chapas soldadas adecuadamente curvadas para el caso del cuerpo, mientras el fondo se construye en forma plana con una capacidad de flexión para que pueda tomar una forma ligeramente cóncava.

Las partes principales de los tanques de almacenamiento se indican en la Figura 2.1:

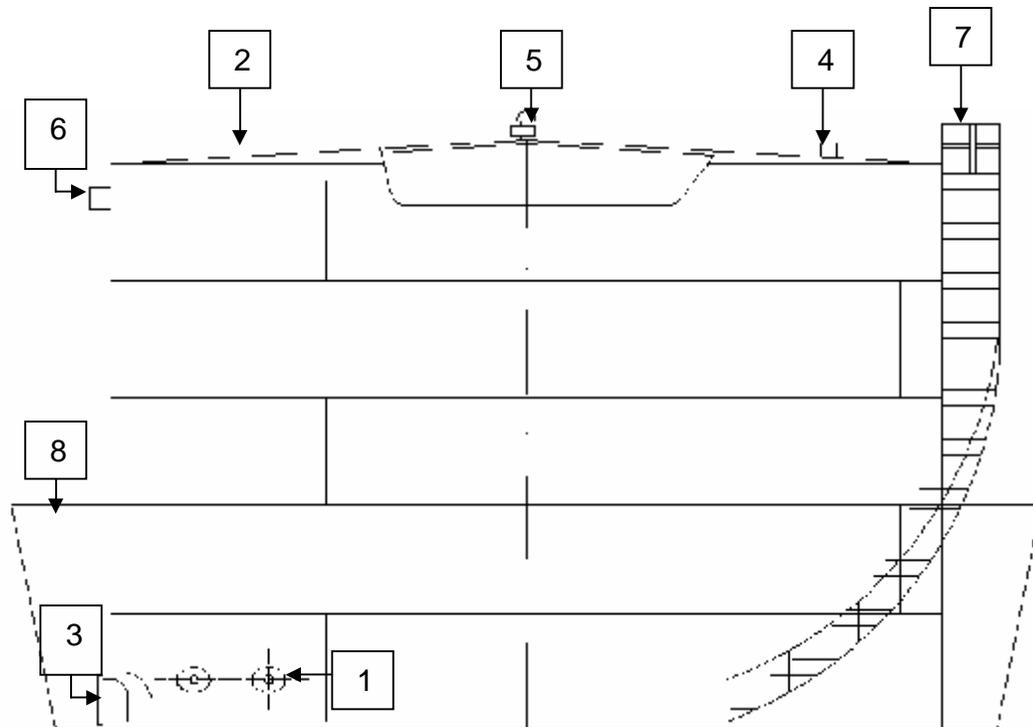


Figura 2.1. Elementos del tanque de almacenamiento de combustible

En donde se tiene:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo
2. Manhole
3. Puerta de limpieza a nivel
4. Escotilla de Aforo
5. Válvula de Relevo
6. Cámara de espuma
7. Escalinata
8. Dique

A continuación se describe cada una de las partes:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo.

Estas válvulas permiten la entrada y salida del producto, las cuales tienen un diámetro que se escoge de acuerdo al tanque y sus características. Además, las bocas de entrada y salida están generalmente situadas en la base del tanque, aproximadamente a medio metro del fondo, a fin de dejar un volumen muerto en el que se pueden acumular los depósitos indeseables, o bien para que el volumen de hidrocarburo descansa sobre una capa de agua. Entre el tanque y las válvulas se colocan válvulas de seguridad para evitar sobre presiones.

La entrada no se hace en la parte superior del tanque para evitar que cuando ingrese el producto remueva el fondo o cree cargas electrostáticas.

2. Manhole o entrada de hombre. Esta entrada se realiza para: facilitar el ingreso del personal de mantenimiento al tanque, realizar el proceso de desgasificación colocando un ventilador o un aspirador y que el resto de vapores salgan del tanque al dejarlas abiertas. Existen dos tipos: manhole de cuerpo y manhole de techo, las cuales se construyen en forma normalizada.

3. Puertas de limpieza a nivel. Estas puertas de limpieza se encuentran en la base del tanque y sirven para la limpieza de: sedimentos, lodos y agua que se acumulan en el fondo del tanque.

- 4. Escotilla de aforo.** Permite medir en forma manual el nivel del combustible existente en el tanque. Mediante la medición de la altura desde el extremo superior de la escotilla hasta una placa horizontal colocada en el fondo del tanque, esta altura se encuentra calibrada.
- 5. Válvula de relevo o respirador.** Esta válvula se encuentra en la parte central del techo, la cual posee un mecanismo que regula la presión de vapor en el interior del tanque, y a su vez permite ingresar aire fresco al mismo; reduciendo la presión en el interior del tanque.
- 6. Cámara de espuma.** Este sistema inyecta espuma al tanque en caso de que se produzca un incendio en el interior del mismo, logrando terminar con la combustión del derivado de petróleo.
- 7. Escalinata.** La escalinata debe ser diseñada acorde a las recomendaciones API, para que mantenga las normas de seguridad requeridas, tomando en cuenta consideraciones tales como: peldaños, pasamanos, estructura y material a ser utilizado.
- 8. Dique.** Se encuentra alrededor del tanque y su función es contener el combustible en su interior. Se diseña de acuerdo al volumen del tanque para que al momento de derramarse el producto contenido en el tanque se quede en el interior del dique.

2.1.2. Características de los tanques a ser automatizados

El Terminal El Beaterio posee 17 tanques de almacenamiento y 3 esferas de alta presión, siendo automatizados los cinco tanques de almacenamiento de combustible, que se muestran en la Tabla 2.1 con sus respectivas características:

Tabla 2.1. Características de los tanques de almacenamiento

TANQUE	PRODUCTO	ALTURA TOTAL (m)	DIAMETRO (m)	ALTURA DE AFORO (m)	VOLUMEN LLENADO (gls)	VOLUMEN OPERATIVO (gls)	VOLUMEN NO OPERATIVO (gls)
1008	Eco – 85	9.400	8.096	9.398	123948	121248	2700
1009	Diesel 1	11.249	11.347	11.258	292547	87647	4900
1010	Diesel 2	14.375	38.468	14.375	4606584	4485584	121000
1011	Diesel 2	14.345	22.366	14.345	1493618	1456118	37500
1013	Diesel 2	13.136	18.295	13.136	900834	874958	25876

En donde, el volumen operativo es la capacidad máxima de llenado del tanque en condiciones de operación y el volumen no operativo es el valor mínimo de combustible hasta donde se puede extraer producto del tanque; porque bajo este valor se extraería agua, sedimento y aire.

Además, cada uno de los tanques de acuerdo a sus características tiene sus válvulas de entrada y salida, las mismas que son accionadas automáticamente por medio de actuadores eléctricos. En la Tabla 2.2 se indica las características de las válvulas de entrada y salida.

Tabla 2.2. Características de las válvulas de entrada y de salida de los tanques de almacenamiento

TANQUE	VALVULA DE ENTRADA			VALVULA DE SALIDA		
	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN
1008	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1009	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1010	10	BOLA	AUTOMATICA	10	BOLA	AUTOMATICA
1011	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA
1013	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA

2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN

2.2.1. Volumen Bruto Observado (GOV)

Es el volumen total del combustible con sedimentos y agua, excluyendo el agua libre a una presión y temperatura observada.

2.2.2. Volumen Bruto Estándar (GSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo excluyendo sedimentos, agua y agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.3. Volumen Neto Estándar (NSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo con sedimentos y agua, y con el valor de agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.4. Volumen Total Calculado (TCV)

Es el volumen bruto estándar más el nivel de agua libre.

2.2.5. Volumen Total Observado (TOV)

Es el volumen bruto observado más el nivel de agua libre.

2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN

Actualmente el proceso de medición de nivel utilizado en el terminal El Beaterio, es el de aforamiento manual que se basa en la norma API Capítulo 3 sección 1B del Manual de estándares de medición para petróleo siendo su procedimiento el siguiente:

1. Conectar la seguridad de descarga electrostática en el tanque.
2. Verificar la altura de aforamiento que posee cada tanque en una placa, este valor sirve para preveer la longitud de cinta a introducir en el tanque.
3. Realizar una medición indirecta para conocer en forma aproximada el nivel de combustible, esta medición se realiza introduciendo la cinta de medición con su plomada, mostrada en la Figura 2.2, hasta una profundidad tal que la plomada tope ligeramente el líquido, llamando a esta práctica “romper el espejo”, siendo el espejo el reflejo de la luz en el nivel del líquido. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina, restando a la altura de referencia del tanque el valor de lectura de la cinta, con este valor se conoce aproximadamente donde colocar la pasta reactiva para realizar la medición directa.

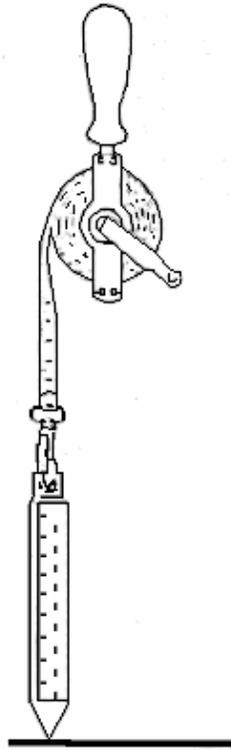


Figura 2.2. Cinta de medición de nivel para tanques de almacenamiento

4. Realizar la medición directa colocando la pasta reactiva en un rango comprendido entre: veinte milímetros menos y veinte milímetros más del valor indirecto. Para lo cual se introduce la cinta metálica por la escotilla de aforo hasta que tope la placa del fondo del tanque. La precisión de este método depende de la destreza del operario, para determinar cuando la plomada llega al fondo sin que ésta se doble, luego se recoge la cinta y se observa un cambio de color en la pasta reactiva. El límite entre la zona que reaccionó con el combustible y la que no lo hizo, determinará de manera directa el nivel del líquido en el tanque, donde la pasta haya reaccionado será el nivel medido del combustible. Este proceso se deberá realizar tres veces consecutivas según recomendación API capítulo 3 sección 1B, en donde si dos medidas consecutivas se repiten se registrará este valor sin tomar la última, si las tres mediciones son diferentes se promediarán para obtener el valor final.

5. Realizar la medición de temperatura promedio del producto determinando el número de mediciones y los niveles a los cuales se deben realizar las mismas, según la Tabla 2.3. Para lo cual se utiliza un termómetro certificado que se introduce cuidadosamente por la escotilla de aforo hasta el nivel calculado, y de acuerdo al producto se especifica el tiempo mínimo de espera, según la Tabla 2.4.

Tabla 2.3. Número mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Nivel del líquido	Número mínimo de medidas	Niveles de Medidas
Más de 15 pies (Más de cinco metros)	3	3 debajo del tope de la superficie del líquido; mitad de líquido: 3 sobre el fondo del líquido.
De 10 a 15 pies	2	3 debajo de la superficie del líquido y 3 sobre el fondo del líquido.
Menos de 10 pies (menos de tres metros)	1	Mitad del líquido.

Tabla 2.4. Tiempo mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Contenido del Tanque	Tiempo mínimo de Inmersión
Gasolina o nafta, kerosén, gasoleo y diesel	5 minutos
Petróleo crudo a 10° API o más	5 minutos
Petróleo crudo 13 ° API y 16 ° API	10 minutos
Petróleo crudo de ° API o menos	15 minutos
Combustibles residuales y lubricantes	10 minutos

6. Tomar muestra del combustible con un aparato llamado “toma muestras” que es un frasco metálico, que se introduce en el tanque y se toma la muestra corrida desde la parte baja del tanque hasta donde llegue el combustible.

7. Obtener la gravedad API y la temperatura API colocando la muestra en el termo-densímetro. Realizar la corrección de la gravedad API a 60° F.
8. Una vez obtenida la gravedad API a 60° F y la temperatura se obtiene con la ayuda de la Tabla 6B el factor de corrección de volumen a 60° F.
9. Encontrar el valor equivalente de volumen con el valor de nivel en las tablas de calibración de los tanques. Estas tablas se las realiza al momento de la construcción del tanque, estableciendo una relación de nivel a volumen. Obtenido el volumen se deberá multiplicarlo por el factor de corrección, para obtener así el volumen a 60° F.

2.3.1. Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F

Gravedad API o densidad relativa es “el medio usado por la industria petrolera para expresar la densidad de los líquidos del petróleo. La gravedad API es medida por un instrumento llamado densímetro”¹. Por lo tanto la gravedad API a 60° F es:

$$G_{API60^{\circ}F} = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa } 60^{\circ}F / 60^{\circ}F} - 131.5 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

El termo-densímetro tiene una escala graduada en grados API y además posee un termómetro como se muestra en la Figura 2.3, con ello al momento de tomar la muestra del combustible se obtiene la gravedad API y la temperatura a la que se encuentra la misma. Para cada tipo de combustible se tendrá un valor típico de gravedad API como se muestra en la Figura 2.4.

1. Tomado del manual de definiciones API Capítulo 12 Manual of Petroleum measurement Estándar (MPMS) Ver Anexo C de Normas

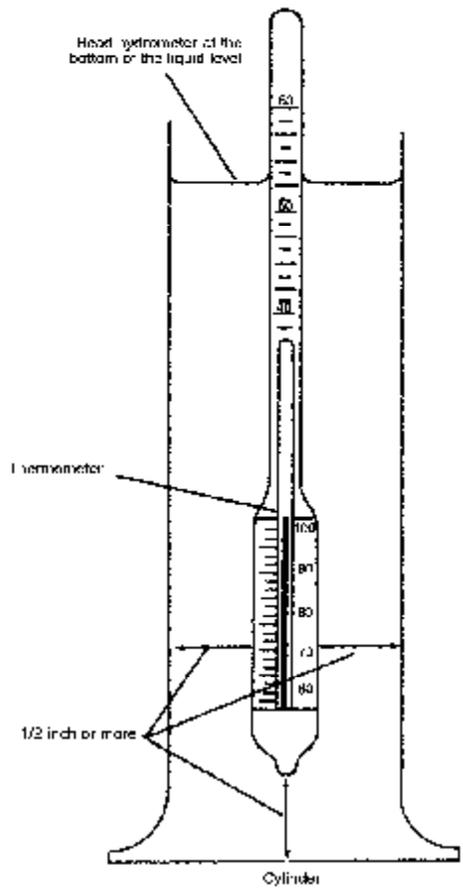


Figura 2.3. Densímetro listo para una lectura

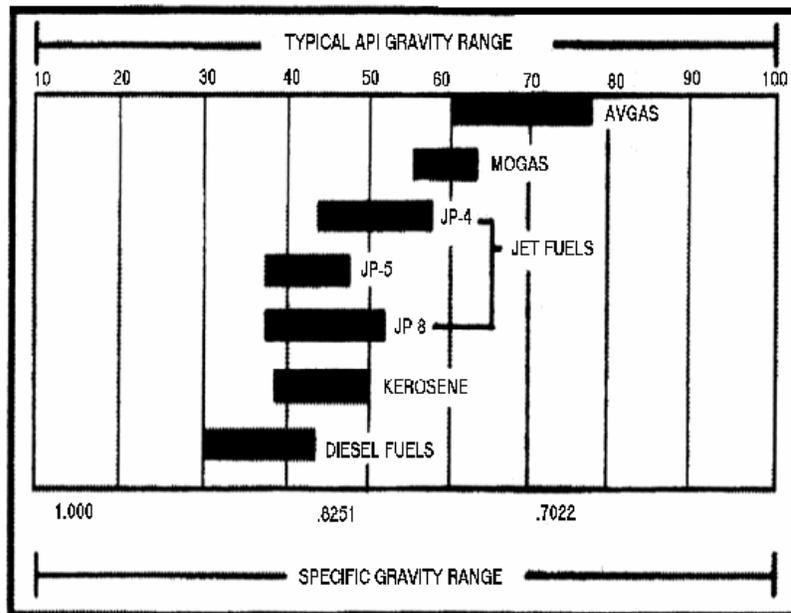


Figura 2.4. Rangos típicos de gravedades API corregidas a 60 ° F

La Tabla 5B muestra los valores de la gravedad API a 60 ° F correspondientes a una lectura del densímetro API a cierta temperatura; para luego convertirla a 60 ° F, y los incrementos usados en esta tabla para determinar la gravedad API son 0,5° F y 0,5° API. La Tabla 5B se muestra en el Anexo A de Tablas.

Los rangos de temperatura de la Tabla 5B se muestran en la Tabla 2.5:

Tabla 2.5. Rangos de temperatura

° API	° F
0 a 40	0 a 300
40 a 50	0 a 250
50 a 85	0 a 200

2.3.2. Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F

Una vez obtenido el valor de la gravedad API a 60° F y la temperatura, se busca el factor de corrección de volumen en la Tabla 6B, en donde los factores de la corrección del volumen de esta tabla son el resultado de una serie de cálculos y los incrementos usados en esta tabla para determinar el factor es de 0.5° F para la temperatura y 0.5° API para la gravedad. La Tabla 6B se muestra en el Anexo A de Tablas.

2.3.3. Tablas de conversión de nivel a volumen

Estas tablas se realizan y calibran al momento del diseño y construcción de cada tanque, respectivamente. Estas tablas muestran la cantidad de volumen de combustible para un valor de nivel que se encuentra en el tanque.

2.3.4. Medición de agua libre

El procedimiento de la medición de agua libre es indispensable, debido a que el valor obtenido se verá reflejado en una disminución en el volumen de combustible total del tanque, porque la medición se realiza con la misma cinta de medición pero con una pasta reactiva al agua. El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Utilizar una pasta reactiva al agua para aplicarla en la plomada, y en una parte suficientemente extensa de la cinta.
2. Bajar lentamente la plomada hasta que se haya detenido ligeramente.
3. Leer la cinta en ese momento de acuerdo al siguiente análisis: si coincide con la profundidad de referencia de la placa del tanque, la plomada está tocando el fondo del tanque, entonces se usará el método directo de aforo para determinar el agua libre. Caso contrario si la lectura es menor a la profundidad de referencia, porque la plomada se quedo en algún residuo o sedimento del tanque, se aplicará el método indirecto de aforo para detectar el agua libre del fondo.
4. Después que la plomada haya estado de 5 a 6 segundos en una posición de acuerdo al tipo de combustible, se recogerá lentamente la cinta. Si la prueba resulta satisfactoria el nivel quedará registrado por el cambio en la coloración de la pasta ya sea: en la plomada, en la cinta, o por la eliminación de la pasta hasta el nivel de contacto del agua con el petróleo o derivado.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para realizar la selección de los equipos del sistema de medición de nivel, es necesario determinar la clasificación de las áreas peligrosas en el terminal El Beaterio, lo que permite escoger cada uno de los elementos que cumplan las normas internacionales, de esta manera se evitará correr riesgos en aquellos sitios donde se encuentra el combustible. Además se siguió la norma API Capítulo 3 que indica la medición automática de nivel para tanques, adjunta en Anexo C de Normas.

3.1. AREAS CLASIFICADAS¹

Las áreas clasificadas son aquellos sitios donde pueden existir peligros de incendio o explosión debido a la presencia de gases, vapores o líquidos inflamables, polvo combustible, fibras o partículas en suspensión que pueden incendiarse. El concepto de área clasificada ha sido definido de acuerdo con normas internacionales reconocidas (API, NEC, NFPA) como una herramienta para determinar las características de los equipos e instalaciones eléctricas a ubicar en dichas áreas. Sin embargo, aprovechando esta herramienta, se puede tomar el concepto como una guía para establecer restricciones en trabajos que se lleven a cabo en áreas clasificadas.

1. Tomado del manual NEC (National Electrical Code) Capítulo 5

Las áreas se clasifican de acuerdo con las propiedades relacionadas con la inflamabilidad de los gases, vapores, líquidos, fibras o polvos presentes en el ambiente, los cuales pueden formar mezclas explosivas o inflamables al combinarse con el oxígeno (O₂) del aire.

Las clasificaciones de áreas peligrosas se deben determinar muy cuidadosamente, basándose en la experiencia y la comprensión detallada del uso eléctrico en las diferentes clases de localizaciones. Las áreas peligrosas pueden ser identificadas y delineadas de forma diagramada, definiendo los límites y el grado de los peligros implicados. En todos los casos, la clasificación se debe basar cuidadosamente en el tipo de gas implicado, si los vapores son más pesados o livianos que el aire, y los factores similares peculiares a la sustancia peligrosa en particular.

La clasificación considera que todas las fuentes de los peligros como gas, vapor, polvos y fibras, tienen diversas temperaturas de ignición y producen diversas presiones al estallar. Por lo tanto, el equipo eléctrico debe construirse e instalarse de tal manera que sea seguro cuando se está utilizando en la presencia de mezclas explosivas. La fuente del peligro debe ser evaluada en términos de las características que estén implicadas con la explosión o el fuego, como se indica a continuación:

- El punto de estallido de un líquido es la temperatura mínima a la cual el líquido dará el vapor suficiente, para formar una mezcla inflamable con aire en la superficie del líquido o dentro del recipiente usado.
- La temperatura de ignición de una sustancia es la temperatura más baja que iniciará la explosión o causará la combustión por si misma.

- Límites explosivos se clasifican en mínimos y máximos: cuando son inflamables los gases o los vapores se mezclan con aire u oxígeno, produciendo una concentración mínima del gas o del vapor, debajo de los cuales la propagación de la llama no ocurre sobre contacto con una fuente de ignición. También, hay una concentración máxima sobre la cual la propagación no ocurre, esta línea límite de mezcla es conocida como los límites explosivos (o inflamables) más bajos y superiores, que son expresados generalmente en porcentaje del gas o del vapor en aire por volumen.

Las áreas peligrosas se clasifican como se indica en la Tabla 3.1.:

Tabla 3.1. Tabla de clasificación de las áreas peligrosas

CLASE	DIVISION
1	1
2	2
3	

3.1.1. Áreas Clase 1

Son lugares con presencia de gases o vapores inflamables en cantidades suficientes, para producir mezclas con el oxígeno del aire capaces de generar incendios o explosiones. Las localizaciones más comunes de la clase 1 son donde un cierto proceso implica el uso de un líquido altamente volátil e inflamable, tal como: gasolina, nafta de petróleo, benceno, éter, acetona, o gases inflamables.

En cualquier localización de la clase 1, una mezcla explosiva de aire y gas inflamable o vapor, pueden estar presentes cuando se causa la explosión por un arco o por una chispa. Para evitar el peligro de explosión todo aparato eléctrico que pueda crear arcos o chispas, si es posible debe

guardarse fuera de los cuartos en donde existe la atmósfera peligrosa, o, si no es posible, tal aparato debe ser "de los tipos aprobados para el uso en atmósferas explosivas."

Cuando la mezcla del gas y del aire estalla en el interior, la mezcla ardiente se debe confinar enteramente dentro del recinto, para prevenir la ignición de gases inflamables en el cuarto, por lo tanto es necesario que el recinto sea construido con suficiente fuerza para soportar la alta presión generada por una explosión interna. Además, puesto que los recintos para los aparatos no se pueden hacer absolutamente apretados, cuando ocurre una explosión interna algo del gas ardiente será forzado hacia afuera con cualquier abertura que exista. Todo esto determina que la llama no saldrá con una abertura que sea absolutamente larga en proporción a su ancho.

Un recinto a prueba de explosión para las localizaciones de la clase 1, es capaz de soportar una explosión de un gas o de un vapor específico que pueda ocurrir dentro de ella, y de prevenir la ignición del gas especificado o vapor, alrededor del recinto por las chispas, las explosiones del gas o del vapor dentro. El equipo a prueba de explosión debe proporcionar las siguientes tres cosas:

- Fuerza
- Empalmes que no permitan que la llama o los gases calientes escapen
- Operación ventilada y prevenir la ignición de la atmósfera circundante

Las áreas clase 1 pueden tener dos divisiones: Área clase 1 división 1, área clase 1 división 2.

3.1.1.1. Áreas clase 1 división 1

Son áreas en las cuales durante las operaciones normales o durante labores de mantenimiento hay presencia permanente de gases, vapores o líquidos inflamables, de forma continua o intermitente, en cantidades suficientes para producir incendios y explosiones.

3.1.1.2. Áreas clase 1 división 2

Son consideradas en esta división, aquellas áreas donde se manejan, procesan o almacenan productos inflamables, pero en la que normalmente no existen concentraciones peligrosas, y los productos se encuentran en recipientes o sistemas cerrados; de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal de los equipos de proceso, así como también, donde las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas mediante sistemas de ventilación positiva, y por lo tanto, únicamente la falla de dichos sistemas puede dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable, contiguas a lugares clase 1 división 1 a las que puedan llegar ocasionalmente concentraciones inflamables de gases o vapores, a menos que tal comunicación sea evitada por sistemas de ventilación adecuados, y se hayan previsto dispositivos para evitar la falla de dichos sistemas. En consecuencia, las áreas donde se cumplan las condiciones descritas anteriormente se clasifican como División 2.

3.1.2. Clasificación por Grupos

En general el grupo se refiere a las características explosivas de las mezclas inflamables de gases y vapores, las cuales varían dependiendo del tipo de material envuelto. Así la Clase 1 se divide en los grupos A, B, C y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada. También se considera

como factor importante para clasificar un material en un grupo determinado, la facilidad de atenuación de una explosión de ese material en un espacio cerrado, con el fin de que no incida una explosión en cualquier mezcla inflamable circundante.

A continuación se muestra en la Tabla 3.2 algunos elementos etiquetados según su clase y grupo correspondiente:

Tabla 3.2. Tabla de clasificación por Grupos

Sustancias típicas de Clase I	
Grupo A:	Acetileno.
Grupo B:	Hidrógeno o sustancias con un % mayor de 30% en volumen.
Grupo C:	Ethil, Ether y Etileno.
Grupo D:	Acetona, Ammonia, Benceno, Gasolina.
Sustancias típicas de Clase II	
Grupo E:	Aluminio, Magnesio.
Grupo F:	Carbón, Coque.
Grupo G:	Harina, Granos, Madera, Plásticos y Químicos.
Sustancias típicas de Clase III	
	Fibras naturales o sintéticas

El Grupo del Terminal El Beaterio será el D, por ser clase 1, además porque la gasolina está dentro de este grupo.

3.1.3. Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio

Para el terminal de El Beaterio la clasificación de peligrosidad se da por los tipos de combustibles, y por el vapor existente en los diferentes sectores que se encuentran los derivados de petróleo, así como la cercanía a estos sectores. De tal manera, que la mayoría de los sectores en donde se tendrán

conexiones eléctricas serán clase 1 división 2, es decir en la parte cercana y alrededor del tanque. Solo en la parte más cercana al tanque donde irá el radar será clase 1 división 1, es decir en el manhole de techo. En la Figura 3.1 se demostrará con detalle la clasificación para un tanque, y en el Anexo B plano PB15 se encuentra de forma ampliada la determinación de la clasificación para los tanques del terminal2.

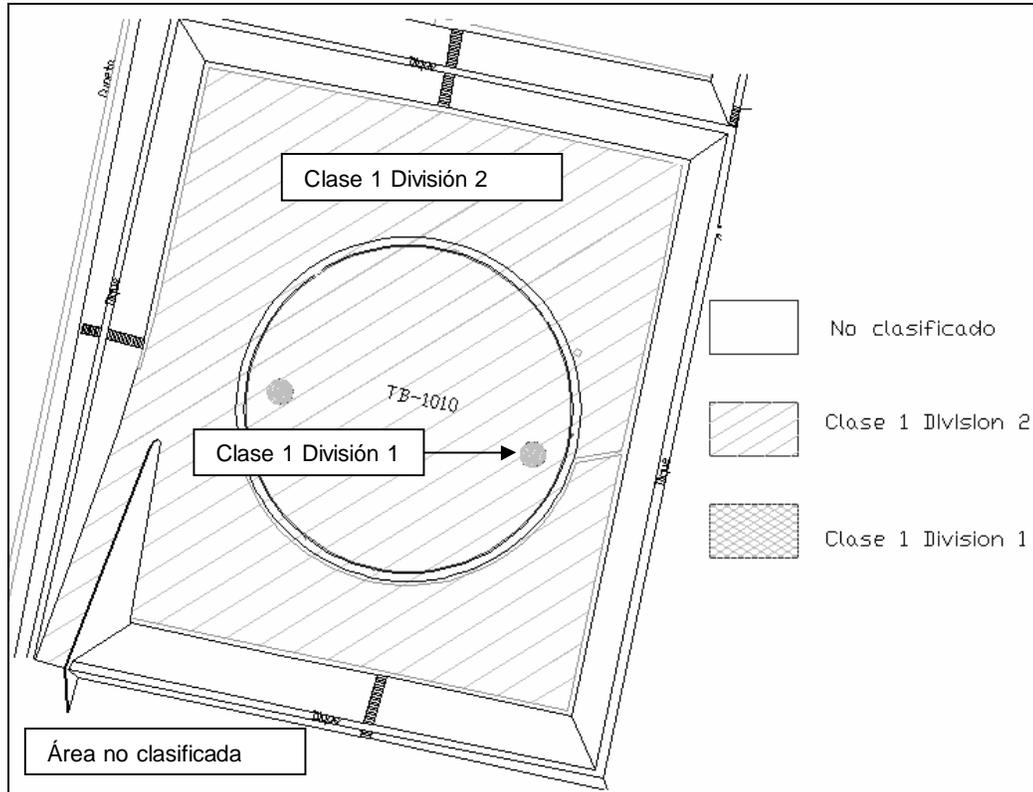


Figura 3.1. División de áreas clasificadas para un tanque de almacenamiento de combustible

3.2. HARDWARE

3.2.1. Determinación de los tipos de elementos necesarios

Los elementos a escogerse para el diseño son los siguientes:

- Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento
- Actuadores

3.2.2. Presentación de alternativas

En esta parte se presenta las diferentes alternativas para cada uno de los elementos necesarios para seleccionar la mejor alternativa.

3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento²

Para medir movimientos y operaciones en tanques de almacenamiento se puede utilizar masa o volumen, en donde el volumen puede ser derivado de la medición de nivel, y la masa se puede medir en forma directa por medio de transmisores de presión que se conectan en la línea por donde llega el producto. La diferencia de estos dos parámetros dará el flujo en la tubería, y con el valor de flujo se puede calcular la cantidad de producto que llega al tanque.

En cualquier industria petrolera la contabilización prolija de su inventario es un requerimiento importante para determinar costos y facturación. Lógicamente siempre se han hecho conversiones de volumen a masa y viceversa, utilizando la temperatura y/o la densidad del producto como factores. Además, desde los albores de la industria del petróleo se han empleado varillas graduadas en litros y anotaciones en cuadernos pero los errores, tanto en las mediciones, como en las conversiones, han provocado pérdidas en muchas operaciones y ganancias en otras. En el caso de grandes terminales y plantas de almacenamiento, que reciben y despachan enormes volúmenes todos los días, pequeños errores en la medición, pueden provocar grandes pérdidas o ganancias.

2. Medición de Nivel en grande tanques – Selección de la mejor alternativa www.schillig.com.ar

Este inconveniente dio origen al desarrollo de sistemas híbridos, o HIMS (Hybrid Inventory Measurement System- Sistema de medida Híbrido de inventario), que esta dotado de lo mejor de ambos mundos (medidores servo o radar y transmisores de presión), en donde estos sistemas pueden brindar una exactitud mayor y lograr una optimización en las conversiones a volumen por medios computacionales.

Los tres tipos de sistemas híbridos de medición e inventario son los indicados en los siguientes puntos:

1. HIMS con Servo³

Este sistema se basa en el principio de medida por desplazamiento con un pequeño desplazador que se coloca en el líquido usando un servo motor. El desplazador se suspende de un alambre que mide sobre una cubierta de un tambor acanalado dentro del instrumento, en donde el tambor se conduce por los imanes del acoplador que son separados totalmente por la cubierta del tambor. Los imanes externos están conectados con el tambor del alambre y los imanes internos están conectados con el motor impulsor, mientras que los imanes dan vuelta, su atracción magnética causa que los imanes externos den también la vuelta, consecuentemente dando vuelta al montaje entero del tambor. El peso del desplazador en el alambre crea un esfuerzo de torsión en los imanes externos que generan el cambio del flujo magnético y estos cambios generados entre el montaje del tambor son detectados por un transductor electromagnético único en el imán interno. El motor impulsor actúa para balancear el voltaje generado por las variaciones del flujo magnético. En la Figura 3.2 se observa un sistema HIMS con servo con su respectivo desplazador, su motor en la parte superior en conjunto con los imanes y transductores para conocer el nivel respectivo.

3. Servo Tank Gauge Datasheet Varec

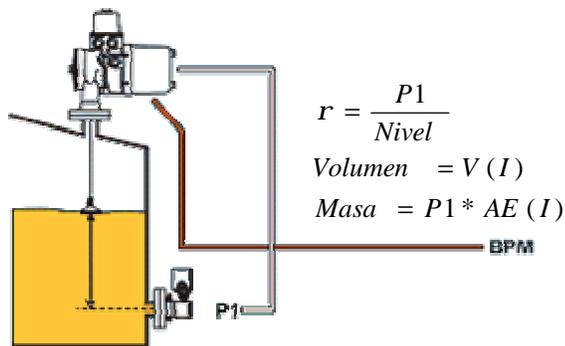


Figura 3.2. Esquema del sistema HIMS con Servo

2. HIMS con Radar

Los radares se basan en la medición de tiempo que toma un pulso al ser enviado desde la antena del radar hasta llegar a la superficie del líquido y retornar al punto de partida. El radar envía también una señal de microonda que de la misma manera irá y retornará para conocer el nivel con una exactitud mayor, esta señal se mezcla con la señal que se está transmitiendo en ese momento, al mezclarse la señal transmitida y recibida el resultado es una señal con una frecuencia baja proporcional a la distancia de la superficie. Los radares proporcionan confiabilidad porque solo la antena entra en contacto con la atmósfera del tanque. Además, este sistema posee un sensor de presión y sensores de temperatura opcionales. En la figura 3.3 se observa un ejemplo del sistema HIMS con radar en la parte superior esta el radar y dentro del tanque la antena.

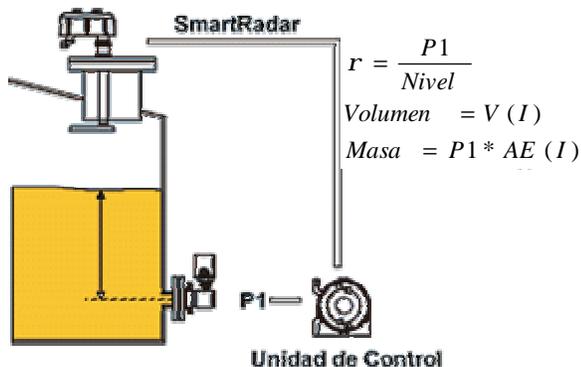


Figura 3.3. Esquema del sistema HIMS con Radar

3. Sistema HTG⁴

Este sistema se basa en la relación existente entre la presión y la altura del tanque, colocando dos sensores uno cerca del fondo y otro a una altura D del primero. La altura D estará en función de la altura del tanque más o menos el 20% de su altura total, y los sensores de presión estarán como se muestra en la Figura 3.4.

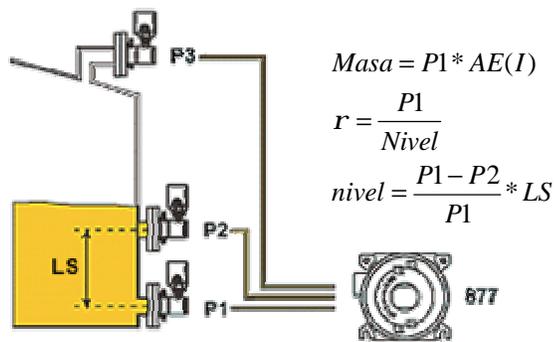


Figura 3.4. Esquema del sistema HTG

La densidad correspondiente al producto se obtiene por medio de los dos transmisores de presión, por lo que se asume que el producto es homogéneo en todo el tanque. A partir de ello se tendrá los siguientes cálculos basándose en la Figura 3.5 y la Ecuación base 3.1:

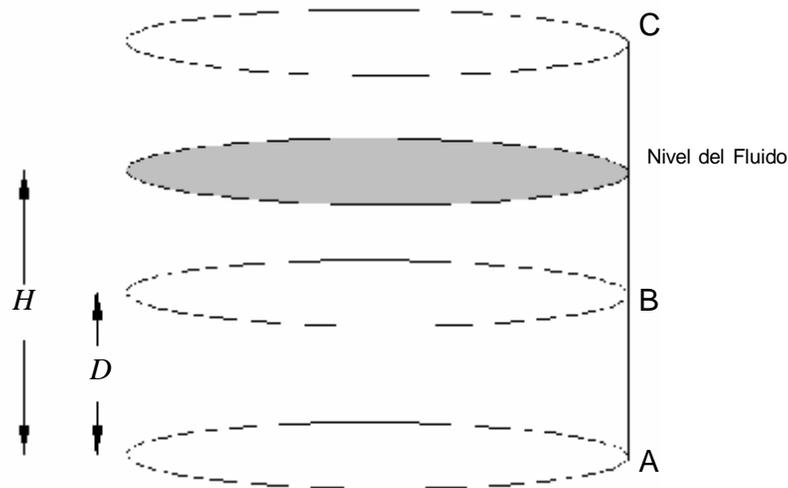


Figura 3.5. Esquema explicativo del sistema HTG

$$\Delta P = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde:

g = constante gravitacional

ρ = densidad del fluido

H = Altura del nivel del fluido

D = distancia entre A y B

P = Presión

La Ecuación 3.1 muestra la relación existente entre la altura y la presión en una columna, considerando el tanque como el de la Figura 3.5. En la Ecuación 3.2 se muestra la presión en el punto A, tomando en cuenta que la presión C esta dada por la presión atmosférica, y la Ecuación 3.3 será la presión sobre el punto B.

$$P_A = rg\Delta H + P_C \quad \text{Ecuación 3.2.}$$

$$P_B = rg(H - D) + P_C \quad \text{Ecuación 3.3.}$$

Restando 3.2 y 3.3 se obtiene:

$$P_A - P_B = rgD \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

La Ecuación 3.2 puede ser escrita así:

$$P_A - P_C = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.5.}$$

Dividiendo la Ecuación 3.4 para la Ecuación 3.5:

$$\frac{P_A - P_B}{P_A - P_C} = \frac{rgD}{rg\Delta H} \quad \text{Ecuación 3.6.}$$

Resolviendo H se obtiene:

$$H = \frac{(P_A - P_C)D}{(P_A - P_B)} \quad \text{Ecuación 3.7.}$$

De esta manera se tiene el nivel al que se encuentra el combustible.

3.2.2.2. Actuadores

Los actuadores son dispositivos capaces de generar una fuerza a partir de líquidos, de energía eléctrica y de gases. El actuador recibe la orden de un regulador o controlador y da una salida necesaria para activar un elemento final de control como son las válvulas. En su definición más amplia es un dispositivo que produce un movimiento lineal o rotativo por medio de la utilización de energía bajo la acción de una fuente de control.

Existen tres tipos de actuadores:

1. **Hidráulicos.** Se emplean cuando se necesita potencia, pero requieren demasiado equipo para el suministro de energía, así como de mantenimiento periódico.

2. Neumáticos. Son de simple posicionamiento, sus aplicaciones son limitadas desde el punto de vista de precisión y mantenimiento.

3. Eléctricos. Son muy utilizados por su facilidad de mantenimiento y su mayor precisión, en la actualidad hay más trabajos físicos que están siendo ejecutados por máquinas.

Por último, es necesario conocer muy bien las características de cada actuador para utilizarlos correctamente de acuerdo a su aplicación específica.

Por lo tanto, los actuadores para válvulas se clasifican según el tipo de energía utilizada para impulsarlos y por el tipo de movimiento requerido, y existen de dos tipos: actuadores eléctricos multi-vueltas y actuadores eléctricos de cuarto de vuelta, los cuales se describen a continuación:

- El actuador multi-vueltas energizado eléctricamente usa un motor eléctrico monofásico o trifásico que moviliza una combinación de engranajes, estos engranajes arrastran una tuerca que encaja en el vástago de la válvula para abrirla o cerrarla.
- Los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta funcionan similarmente a los multi-vuelta con motores trifásicos o monofásicos y engranajes, la diferencia principal estriba en que el elemento operativo final es una caja de engranajes que produce un movimiento de salida de 90°.

En conclusión, como las válvulas de los tanques de almacenamiento de combustible son de bola, se necesitan un tipo de actuador específico para su

apertura y cierre, que en este caso son los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta.

3.2.3. Selección del hardware

3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento

La selección del sistema de medición de nivel a ser elegido entre los tres métodos presentados anteriormente se realizará por las siguientes características: la precisión en la medición y las prestaciones que posee dicho sistema. En la Tabla 3.3 se muestra una comparación entre la precisión en la medición de nivel y el volumen, para cada uno de los sistemas.

Tabla 3.3. Tabla de la precisión de medición de los sistemas

	Servo	Radar	HTG
Nivel	+/- 1 mm	+/- 1 mm	+/- 10/100+ mm
Volumen - GSV	0,06%	0,06%	0,43%

En la Tabla 3.4 se muestran las prestaciones que posee cada sistema como: alarmas de sobrellenado, interfaz producto y agua, densidad, medición de temperatura, chequeo remoto.

Tabla 3.4. Tabla de las prestaciones de los sistemas

	Servo	HTG	Radar
Alarmas de sobrellenado	++	-/--	++
Interfaz agua	S	#	s
Medición Densidad	P	x	+
Perfil de densidad	P	x	+
Chequeo remoto	S	x	s
Medición temperatura	P	x	+
S = Standard			
x = no posible			
p = opcional			
# = sólo con sensor externo			

Como se puede observar en la Tabla 3.3 la precisión del sistema HTG es baja en comparación de los otros dos sistemas, además ofrece menos prestaciones. El sistema HTG depende de los transmisores de presión para el cálculo de nivel, y a su vez los transmisores necesitarán mantenimiento y calibración continua para su óptimo funcionamiento. Además, al tener que colocar el segundo transmisor de presión a cierta distancia del fondo no se tendrá mediciones por debajo de ese valor. Estas limitaciones físicas impiden el máximo aprovechamiento de la capacidad del tanque, por lo que este método es descartado.

El sistema de servo motor tiene unos valores aceptables de exactitud de medición, y posee casi los mismos sistemas complementarios que el sistema tipo radar. Sin embargo, el medidor servo operado no es apto para productos que contaminan el cable de medición, el tambor de medición, o el desplazador. Por lo tanto, para este sistema el producto no se debe cristalizar, depositar residuos pegajosos, o ser demasiado viscoso, porque al ser netamente mecánico cualquier suciedad afectará la exactitud de la medición; además será sensible a las variaciones de temperatura.

Por lo analizado anteriormente el sistema elegido para nuestro diseño será el de tipo radar, por tener una exactitud aceptable y poseer todos los sistemas complementarios, para obtener de una forma versátil todos los datos necesarios que permiten obtener el volumen corregido según la norma API. Además, el sistema de radar no tiene limitaciones mecánicas del equipo, por no estar en contacto directo con el producto.

Una vez seleccionado el método tipo radar quedaría por seleccionar la marca específica, para ello se citará dos marcas de radares: Enraf y Saab Rosemount. Las especificaciones técnicas entre ambas marcas no varían mucho y ambas cumplen con la clasificación de peligrosidad necesaria, es decir clase 1 división 1 y división 2; según sea el sitio. Las diferencias

radican en la parte de software y comunicaciones, notándose superioridad en el radar Saab Rosemount, por lo que es escogido por esta razón. Los sistemas que posee la marca de radar Saab Rosemount son:

- Nivel, temperatura, y medida del nivel de interfaz del agua.
- Presión del vapor y medida hidrostática de la presión.
- Volumen grueso, masa y cálculos observados de la densidad en la galga.
- Cálculos netos del volumen según la norma API (con el software TankMaster).
- El inventario completo, el híbrido y funciones de transferencia de custodia (con el software TankMaster).
- Profibus, Tiway y TRL/2 propietarios para la comunicación.
- Emulación de otros buses del campo para la instalación eficiente de sistemas antiguos entregados por otros vendedores como Enraf.
- Entradas múltiples incorporadas de temperatura, entradas y salidas analógicas, entradas servo para los transmisores de presión y salidas de relay en las galgas del radar.
- Display local de campo.

3.2.3.2. Actuadores

Para seleccionar la marca del actuador se presenta dos opciones de actuadores eléctricos de cuarto de vuelta Rotork y Limitorque.

El actuador rotork IQT es un equipo robusto que posee doble sello de protección y un display para configuración y visualización remota. Además, su comunicación es muy versátil porque solo se cambia una tarjeta interna para obtener el protocolo deseado, también posee un sistema llamado data logger que almacena eventos tales como son: apertura y cierre remoto o

local, datos del actuador, su estado, número de operaciones y gráficos. Con esta información podrá analizar algún daño o mal funcionamiento y reconfigurarlo si es necesario, sin que se detenga el funcionamiento del actuador durante este proceso. Al comparar estas opciones con el actuador limitador que se descarta esta marca por carecer de estas características y por poseer menos facilidades en cuanto a comunicación y visualización de datos almacenados.

3.3. SOFTWARE

3.3.1. Determinación de alternativas

El software debe cumplir con las diferentes necesidades para la aplicación tales como:

- Ser una interfaz gráfica con una visualización amigable que posea símbolos normalizados.
- Comunicarse con varios protocolos como OPC, Ethernet y Modbus, para obtener los datos de los radares y actuadores.
- Debe permitir subir los datos a una base de datos y comunicarse fácilmente con esta.
- Comunicarse en red con otras aplicaciones.
- Poseer un sistema de alarmas y almacenamiento de eventos.
- Registrar datos históricos.
- Tener diferentes niveles de acceso y seguridades.

Entre los posibles programas que cumplen estas características son: IN TOUCH y LOOKOUT.

3.3.1.1. LOOKOUT

Lookout de National Instruments realiza aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) y SCADA, para ambientes industriales automatizados. Lookout posee las siguientes características:

- Para su visualización usa más de 3300 gráficos ya hechos
- Posee OPC cliente servidor, y utiliza cualquier objeto ActiveX
- Se comunica con varios protocolos
- Hecho en los estándares SQL, OPC, y las tecnologías Web de conectividad
- Posee eventos y alarmas distribuidas
- Asegura el ingreso de intrusos ya que no se puede ni cerrar ni minimizar una vez que lo opera un usuario, además activa una seguridad basada en la dirección IP

3.3.1.2. IN TOUCH

InTouch de Wonderware permite realizar aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) para control de procesos, supervisión y aplicaciones SCADA destinadas a la automatización industrial. Posee las siguientes características básicas:

- Gráficos orientados a objetos
- SuiteLink / OPC y comunicación con varios protocolos de comunicación como: modbus, profibus y ethernet.
- Aplicaciones en Red
- Comunicación con base de datos SQL de Microsoft
- Gráficos de Tendencia Históricas y a Tiempo Real
- Alarmas distribuidas no centralizadas

- Seguridad
- Actualización de lecturas/escrituras optimizada
- Generación de Informes Personalizados y Documentación

3.3.2. Selección

El programa IN TOUCH cumple con todos los requerimientos porque puede comunicarse con el programa de los radares Saab Rosemount por medio del estándar OPC, y se comunica también con el protocolo modbus del PLC para recibir así los datos de los actuadores. Además, posee una versatilidad en la programación así como en la visualización lo que facilitaría el monitoreo de los tanques y sus componentes. En cambio, LOOK OUT cumple con los requerimientos pero se selecciona IN TOUCH porque Petrocomercial posee la licencia y el software, lo que significa un ahorro de dinero al no tener que adquirir un nuevo software. Además, porque los operadores se encuentran familiarizados con otras aplicaciones ya existentes que fueron realizadas en IN TOUCH.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE HARDWARE

4.1. INSTALACIONES DE FUERZA

Las instalaciones de fuerza parten desde el Centro de Control de Motores de Despacho, y los cables de fuerza son transportados mediante bandejas portacables de aluminio hasta cada uno de los radares y actuadores, ubicándose dos centros de carga que alimentan a los radares de los tanques: TB-1008 y TB-1009 el primer centro de carga, y TB-1010, TB-1011 y TB-1013 el segundo. A cada uno de los centros de carga se los alimenta con un voltaje de 480 [VAC], y para cada uno de éstos se tienen los respectivos breakers de control y un transformador de 480 [VAC] a 220 [VAC] para alimentar a los radares.

En el plano PB6 correspondiente al Anexo B, se muestra el diagrama unifilar de las conexiones de fuerza.

4.1.1. Bandejas Portacables

Un sistema de bandejas para cables es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios asociados, hechos de metal u otros materiales no combustibles, que forma un sistema estructural rígido, que es utilizado para soportar cables. Los sistemas de bandejas para cable incluyen escaleras, canales ventilados o no ventilados, bandejas de fondo sólido, y otras estructuras similares.

Este sistema se escogió para brindar muchas facilidades en cuanto a instalaciones contrarias a las tuberías tanto externas como enterradas, además facilita la ampliación del conexionado y el reemplazo rápido en el caso de tener algún daño, por último su implementación es sencilla y el tendido del cable se facilita significativamente.

Para realizar la selección del sistema de bandejas portacables y la planificación de la instalación, se debe elegir el material de las mismas, y analizar las condiciones climáticas del lugar en donde serán instaladas. Por esta razón se escogió la colocación de bandejas de aluminio por sus múltiples ventajas relacionadas con diseño, fácil instalación, menor peso, y su costo total sobre la vida útil porque tendrán una durabilidad mayor especialmente en exteriores. Las bandejas de aluminio son más livianas por lo que esto facilitará su transporte y colocación, y los cortes que se deben realizar en el campo son más fáciles porque el aluminio es más fácil cortar, picar, y taladrar, además presentan una excelente resistencia a la corrosión en muchos ambientes químicos y petrolíferos. Estas son las razones por las que se escogió el uso de bandejas de aluminio.

Existen dos tipos de bandeja de aluminio: tipo escalerilla y tipo ducto, estas pueden ser de diferente altura 2, 4 o 6 pulgadas y su ancho puede oscilar entre 6 y 36 pulgadas, las utilizadas en el diseño son las siguientes:

- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 20" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 6" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 9" y alto 6"
- Bandeja tipo ducto longitud 6m, ancho:4" y alto: 2"

Para determinar el ancho de las canaletas se debe realizar un cálculo basándose en la norma NEC artículo 318, el mismo que se encuentra adjunto en el Anexo C de Normas, que explica los tipos permitidos de cables de acuerdo al tipo utilizado y su diámetro respectivo. El ancho de la bandeja no deberá ser

menor a 1.2 veces la suma de todos los diámetros externos de los cables. En la Figura 4.1 se muestra un ejemplo de un sistema de bandejas tipo escalerilla.

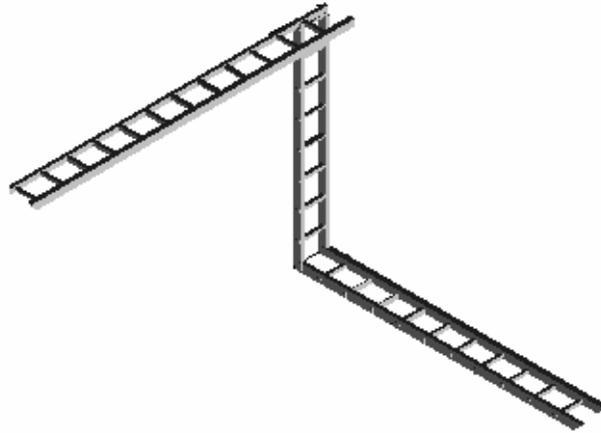


Figura 4.1. Ejemplo de un sistema de bandejas portacables

En la instalación de bandejas portacables se utilizara varios tipos de elementos, entre los que se encuentran:

1. Bandeja tipo escalerilla
2. Bandeja tipo ducto
3. Codo o curva vertical interior 90°
4. Codo o curva vertical exterior 90°
5. Te horizontal 90°
6. Reducción
7. Codo o curva horizontal 90°

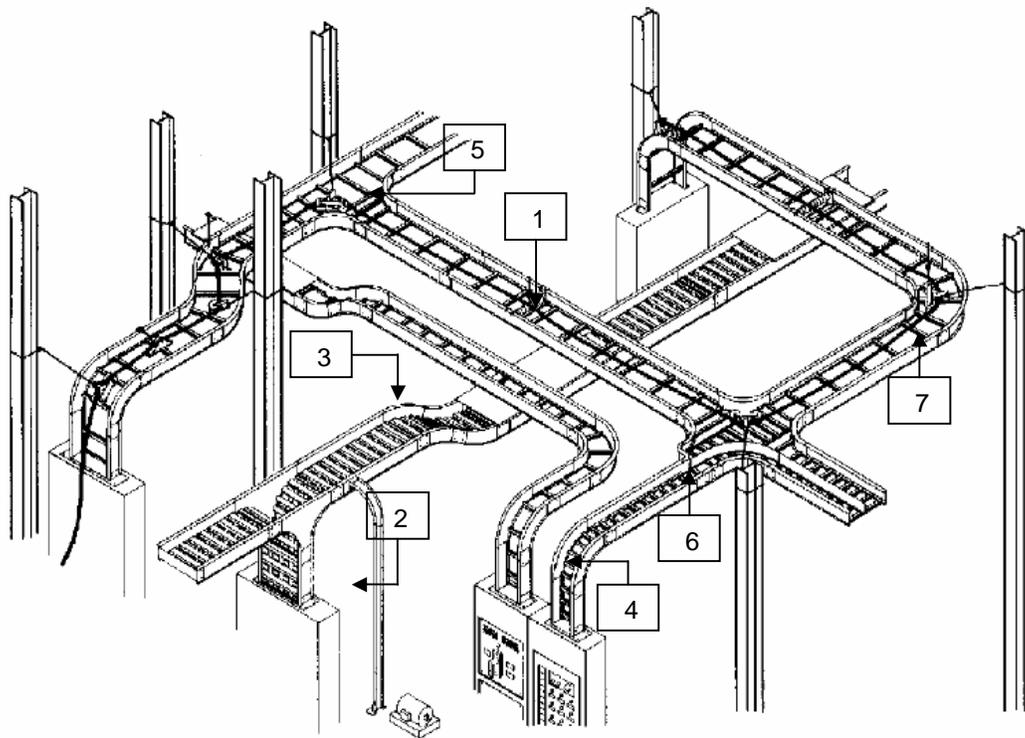


Figura 4.2. Ejemplo de accesorios de un sistema de bandejas

Para instalar las bandejas también se utilizan elementos para que soporten el peso de las mismas, entre los que se cuenta con los siguientes: columnas, ménsulas y sujetadores. La instalación de todo el sistema de bandejas portacables debe cumplir con la norma NEMA VE 2-2000 adjunta en el Anexo C, esta norma explica la forma de transportar, almacenar y realizar el conexionado de las bandejas y sus accesorios. Siguiendo esta norma se realizó la instalación de las bandejas portacables en el terminal El Beaterio.

El plano PB13 en el Anexo B, detalla la instalación de fuerza para los radares, desde el Centro de Control de Motores hasta cada uno de los tanques. Las instalaciones eléctricas, tendido de cables, cables permitidos y puesta a tierra deben cumplir con las normas NEC 318-2.

4.1.2. Conexiones de alimentación para los radares y actuadores

4.1.2.1.

4.1.2.2. Radares

El radar a instalarse en los tanques es el RTG 3930 de la marca Saab, en el cual se concentran todas las señales asociadas al tanque que son: nivel, temperatura, nivel de agua y presión. Este tipo de radar posee una caja de conexión integrada que se encuentra en la cabeza trasmisora, la cual se divide en dos: el conector X12 y el conector X11, los que se muestran en la Figura 4.3.

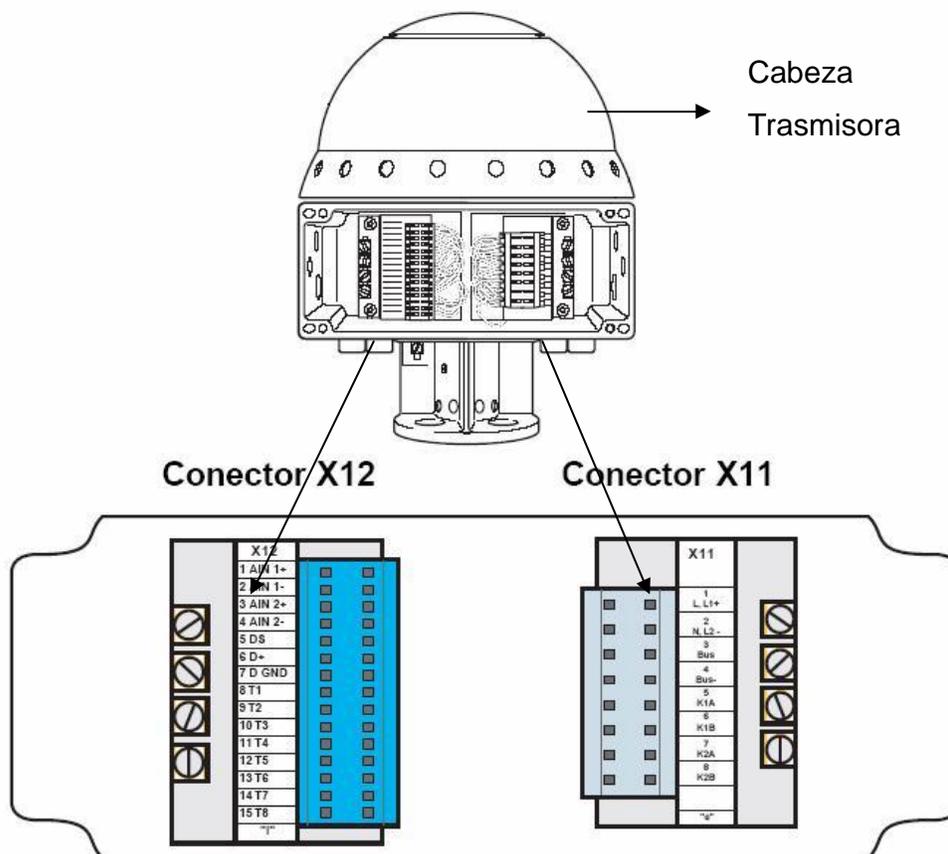


Figura 4.3. Caja de conexiones eléctricas del radar RTG 3930

En donde, el conector X12 se explicará en la Sección 4.2. El conector X11 es una conexión no intrínsecamente segura; esto significa que no posee ninguna seguridad contra antiexplosión y por lo tanto todos los elementos utilizados en la instalación eléctrica deben cumplir los requerimientos del NEC para áreas

clasificadas. Cumpliendo con la sección 501-5 se colocan sellos antiexplosión en los lugares en los que se realizaron las conexiones del conector X11, y todo empalme de cables en áreas clasificadas. Como elemento final de conexión eléctrica se utiliza un acople flexible de bronce que cumple con los requerimientos para áreas clasificadas de acuerdo al NEC 501-4.

En el conector X11 se realizan las conexiones de alimentación eléctrica, Field bus (bus de comunicación de campo Modbus TR2/2) y relés de salidas como se muestra en la Figura 4.4, de la siguiente manera:

1. Suministro de energía L
2. Suministro de energía N
3. FieldBus
4. FieldBus
5. Relé 1A
6. Relé 1B
7. Relé 2A
8. Relé 2B

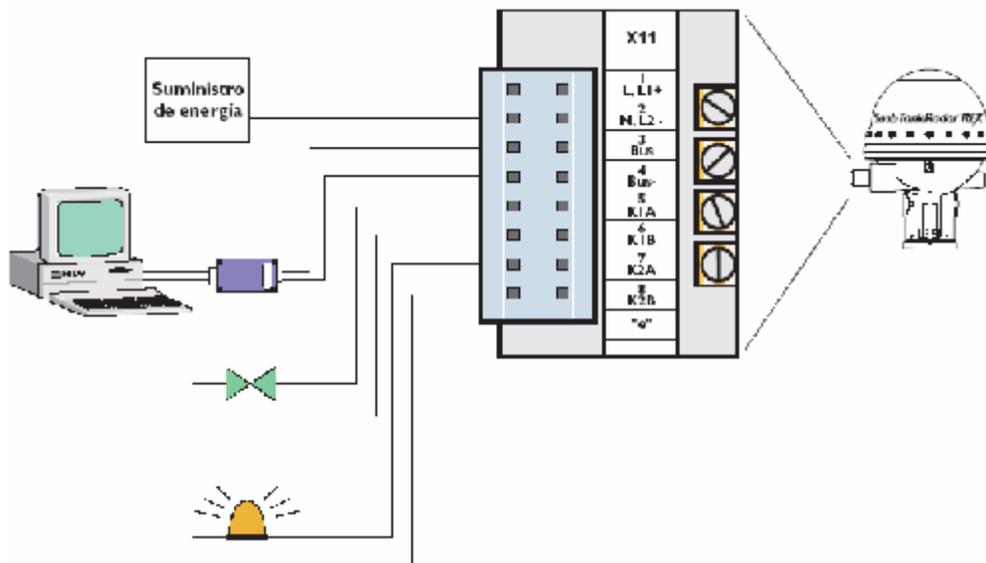


Figura 4.4. Conexiones del conector X11

El suministro de energía se conectará en los terminales 1 y 2 como se muestra en la Figura 4.5. Se puede alimentar con un voltaje que va desde 110 a 220 [VAC] y un transformador rectificador interno automáticamente se adapta al voltaje conectado. La alimentación utilizada para este proyecto es de 220 [VAC] y estas conexiones se detallan en el plano PB8 del conexionado de radares, partiendo del plano de fuerza PB7 que muestra las conexiones desde que se toma la alimentación de 220 [VAC] del MCC. Además se utiliza un breaker trifásico general con protección termo magnética, tomando dos líneas que van a un breaker bifásico y de ahí a un transformador de 480 a 220 [VAC], un breaker para cada radar y permitir que las dos líneas sean enviadas a la placa X11.

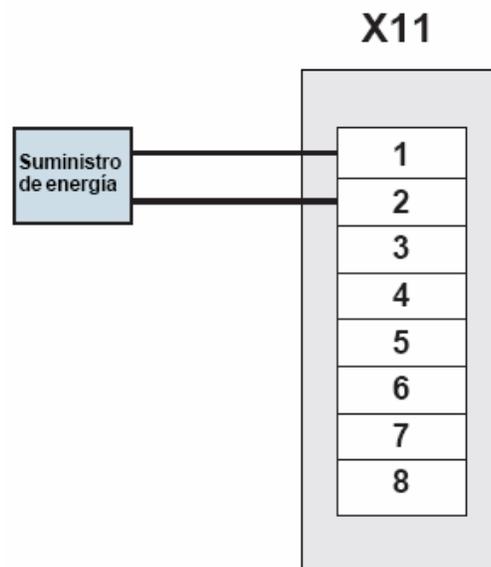


Figura 4.5. Conexionado de alimentación del radar

El fabricante de los radares marca Saab recomienda la utilización de cable para alimentación, de acuerdo a la tabla 4.1, además que muestra la caída de voltaje para distintas longitudes:

Tabla 4.1. Tabla de cables y caída de voltaje para diferentes longitudes

Longitud del Cable	220[VAC]	
	0.75 mm ² (AWG 18 o similar)	1.5 mm ² (AWG 16 o similar)
100 m	1.6 V	0.8 V
200 m	3.2 V	1.6 V
500 m	8 V	14 V

El cable utilizado para el conexionado de fuerza es de la marca Okonite modelo C-L-X tipo MC-HL, que soporta hasta 600 [VAC], y posee 3 conectores 14 AWG para fuerza y 3 de 18 AWG para conexión de tierra, también tiene un recubrimiento metálico flexible para los conductores y una chaqueta de caucho, por esto es resistente a luz del sol y se lo puede usar en exteriores. Además, cumple con la norma NEC 501-5 que permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 2, y la norma NEC 318-2 que es un multiconductor permitido para uso en bandejas portacables. Saab recomienda un conductor AWG 18 o 16, por lo que al colocar el AWG 14 se tendrá una menor caída de voltaje.

El acople flexible de bronce que se encuentra entre el radar y la tubería es de la marca Crouse Hinds del tipo ECLK, y permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 1. La tubería utilizada para la conexión de los radares en los tanques es de tipo conduit rígida de 1" que cumple con la norma ANSI 80.1; para su utilización en áreas clasificadas.

4.1.2.3. Actuadores

Los actuadores IQT de la marca Rotork tienen una opción para seleccionar el voltaje a aplicarse entre 220 y 480 [VAC], por lo que para el diseño se optó por 480 [VAC], ya que este es el voltaje que se obtiene directamente del Centro de Control de Motores. El detalle del conexionado de los actuadores se encuentra en

el plano PB10 y éste parte del plano PB7 que muestra la alimentación principal de 480 [VAC] del MCC. Además, se colocó un breaker trifásico general con protección termo magnética, después se colocará un breaker para cada actuador, y se tomará dos líneas para enviarlas a los terminales 2 y 3 del actuador que son las entradas de alimentación. La Figura 4.6 muestra la bornera de conexiones del actuador, ésta es redonda y va numerada en forma horaria, y en el centro se encuentran los pines de alimentación y el de tierra.

El tipo de cable utilizado para la alimentación de los actuadores será el mismo que para la alimentación de los radares por cumplir por encima de las necesidades en ambos casos y por ser de uso externo y en canaletas.

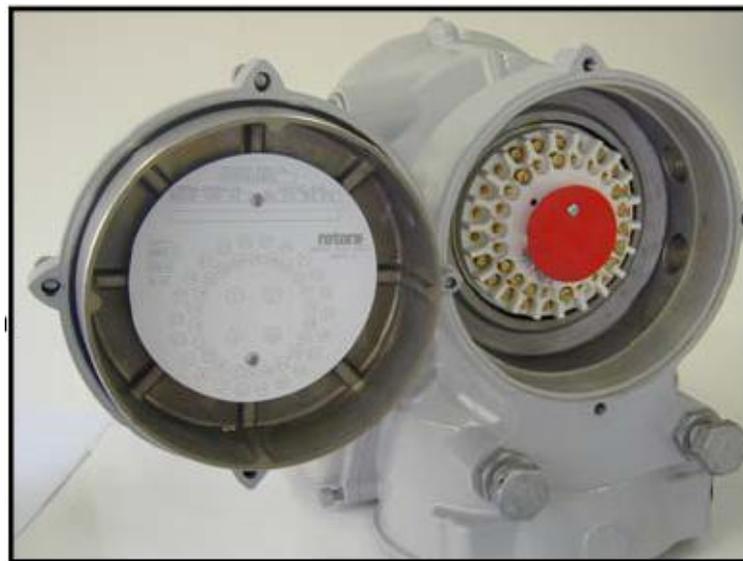


Figura 4.6. Bornera de conexiones del Actuador

4.1.3. Protecciones

Las protecciones son muy importantes en cualquier circuito tanto para prevenir accidentes por cualquier imprevisto y para evitar posibles daños en los equipos por mala calidad de la energía eléctrica, por sobrecargas o cortocircuitos.

Tanto los radares como los actuadores tienen en su interior protecciones, tales como: fusibles de protección para las tarjetas electrónicas y protección contra sobrecargas para el motor de los actuadores, sin embargo se coloca protecciones externas adicionales que tienen como propósito evitar daños producidos por agentes externos a los equipos, tales como: descargas, cortocircuitos entre otros y que se detallan en los siguientes numerales. Además, por tener separación entre los diferentes segmentos de esta manera al dar mantenimiento, solo se desconectará el segmento que se necesita.

4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes

Para proteger los equipos instalados se utiliza breakers termo magnéticos, siendo necesario realizar el análisis de los mismos para dimensionarlos correctamente. La norma utilizada es la IEC947-2.

Los radares están conformados netamente por dispositivos electrónicos, por esta razón se requiere protección contra cortocircuitos con una curva de disparo rápida (2 a 4 veces la corriente nominal). Los datos de placa de los radares indica una potencia máxima de 80 [W], de donde la corriente máxima en condiciones de operación normal se calcula de acuerdo a la ecuación 4.1, en donde el voltaje de alimentación como ya se explicó es de 220 [VAC] y el factor de potencia $\cos f$ es igual a 1 por no poseer ninguna carga inductiva, obteniéndose como resultado una corriente de 0,4 [A], por lo que el breaker escogido tiene una corriente nominal de 1 [A], por ser el de menor valor en el mercado. El breaker adquirido es de la marca Merlin Gerin tipo multi 9 modelo C60N con una curva de disparo tipo B, que dispara el breaker a una corriente entre 3 y 5 veces la corriente nominal.

$$P = V \cdot I \cos f$$

Ecuación 4.1.

Los actuadores están conformados por elementos electrónicos y un motor que realiza la apertura o cierre de la válvula, en donde el dimensionamiento se lo realiza considerando la carga más representativa que en este caso es el motor. Los datos de placa del actuador indican una potencia de 500 [W] y a 480[VAC] de alimentación con un factor de 0,8. Estos datos reemplazando en la Ecuación 4.1 se obtiene un valor de corriente de 0.75 [A], por esta razón se escogió un breaker con una corriente nominal de 1 [A] y con una curva de disparo rápida tipo B: se utilizan elementos de estado sólido para el arranque del motor, porque su corriente de arranque máxima será entre 2 y 3 veces la corriente nominal. El breaker será el mismo que para los radares.

El breaker de alimentación principal se dimensiona haciendo una suma de cargas teniendo en cuenta que son 10 actuadores y 5 radares, sumando sus corrientes nominales de 1 [A] serían 15 [A], por lo que se utiliza un breaker de 16[A].

4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje

Para eliminar los posibles sobrevoltaje se recomienda la instalación de supresores de transientes de voltaje que son varistores de metal oxido (VMO o MOV), que truncan o cortan el voltaje sobre un valor de borde predeterminado. Esencialmente un resistor no-lineal, el supresor de transientes se coloca entre una fase y tierra, el cual a niveles de voltaje normales, la resistencia del limitador es alta, por lo que solo una mínima corriente circula por ésta, y a niveles de voltaje por arriba del límite, la resistencia del limitador de transientes se hace tan pequeña, causando un cortocircuito por desviar a tierra la corriente potencialmente dañina. Los limitadores proporcionan una valiosa protección frente a niveles peligrosos de voltaje.

4.1.3.3. Protección a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la corriente que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones, y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se debe conseguir que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Las disposiciones de puesta a tierra pueden ser utilizadas a la vez o separadamente, por razones de protección o razones funcionales, según las prescripciones de la instalación.

Para el caso del terminal El Beaterio, la puesta a tierra posee un buen sistema de tierras tanto para alto voltaje como para cada tanque, además que el terreno es óptimo para puesta a tierra y no necesita mayor preparación.

La conexión a tierra de los radares se muestra en la Figura 4.7 y ésta se conectará a la tierra que posee cada tanque, en cambio los actuadores estarán conectados a la tierra general, y las bandejas portacables se conectará a la tierra del terminal y su conexión se muestra en la Figura 4.8. Para cada una de las cajas de breakers se colocará una tierra individual, enterrando una varilla copperweld debajo de cada caja.

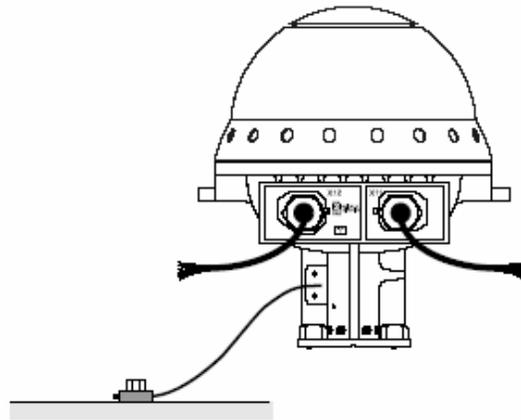


Figura 4.7. Conexión a tierra de los radares

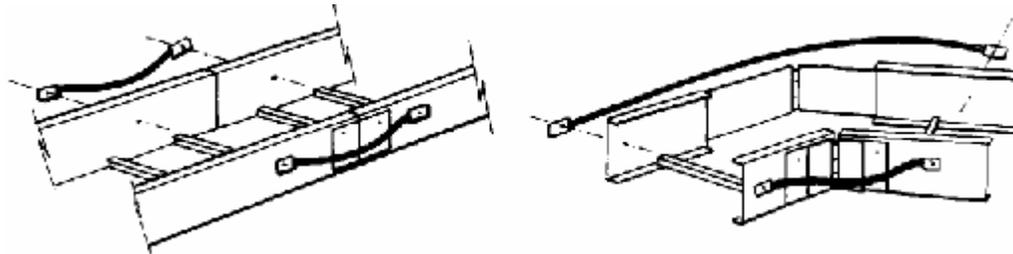


Figura 4.8. Conexión a tierra de las bandejas portacables

4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES

El sistema de radares posee en cada cabeza transmisora la antena que es la encargada de sensar el dato del nivel del combustible y se instala directamente a la cabeza transmisora, además tiene el respectivo conexionado para obtener los datos de temperatura, presión y nivel de agua para cada tanque, para luego enviar los datos al display. La caja de conexiones X12 se muestra en la Figura 4.9, y el conexionado se explica por separado para cada elemento.

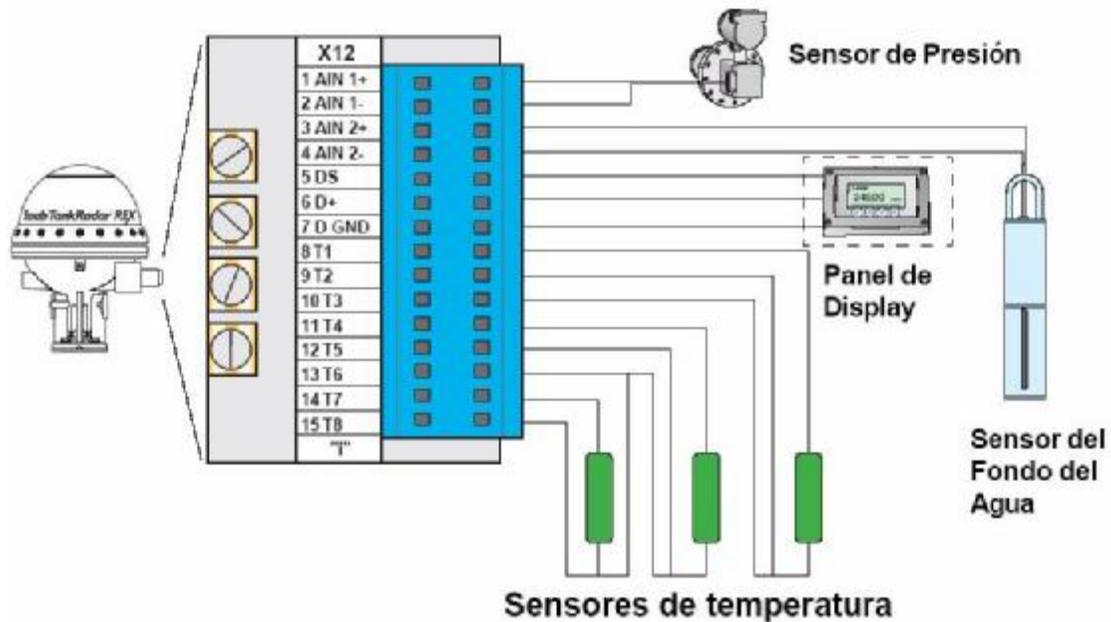


Figura 4.9. Conexiones de la caja X12

Las conexiones son las siguientes:

1. Entrada analógica 1 + /HART
2. Entrada analógica 1 - /HART
3. Entrada analógica 2 +
4. Entrada analógica 2 -
5. Señal de DAU Esclava /Señal de Panel de display
6. Energía de la DAU Esclava /Energía de Panel de display
7. Tierra de la DAU Esclava /Tierra de Panel de display
- 8 a15.T1a T8

4.2.1. Antena

La antena colocada en el radar es una antena parabólica que se muestra en la Figura 4.10. El medidor de antena parabólica RTG 3930 mide el nivel de todo tipo de líquidos y está diseñada para tanques de techo fijo, la cual posee un haz

muy estrecho por lo que es adecuado para tanques estrechos y con estructuras internas. La antena es el único elemento que se encuentra dentro del tanque, y al ser instalado su haz debe ser direccionado 1.5° de ángulo lateral hacia el centro del tanque como se muestra en la Figura 4.11. Generalmente, un dispositivo de inclinación debe ser utilizado para asegurar el ángulo correcto del medidor, y cuando se utiliza el dispositivo de inclinación, está permitido que el plano de la cubierta se incline un máximo de 5.5° alejándose de la pared del tanque, y un máximo de 2.5° hacia la pared del tanque.

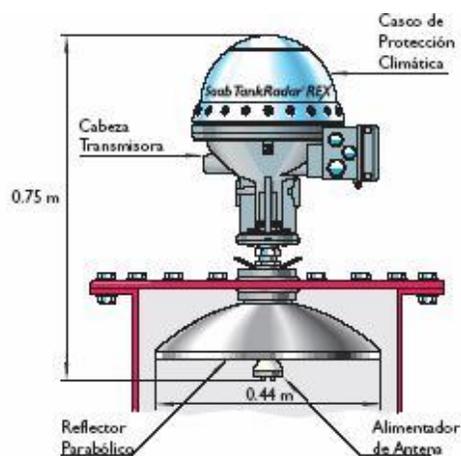


Figura 4.10. Antena parabólica RTG 3930

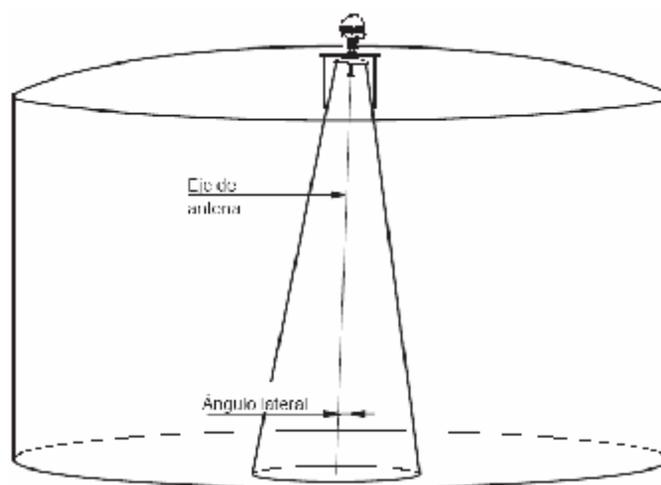


Figura 4.11. Haz de la antena parabólica RTG 3930

4.2.2. Sensores de Temperatura

Los sensores de temperatura se encuentran instalados internamente en una manguera metálica flexible anillada, que son colocados a un costado del radar en el manhole y en la parte inferior tienen una pesa que la mantiene estática, cada sensor es colocado a diferentes alturas dependientes de la altura del tanque. Para determinar las alturas de los sensores de temperatura se sigue la norma API Capítulo 7 Sección 4 adjunta en el Anexo C de Normas y las mismas se muestran en la Tabla 4.2 como sigue:

Tabla 4.2. Tabla de alturas de los sensores de temperatura

Número de Tanque	Posición de los sensores de temperatura (en mm)					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
TB – 1008	0	2500	3750	5000	6250	7500
TB – 1009	0	2500	4000	5500	7000	8500
TB – 1010	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1011	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1013	0	3000	4500	6000	7500	9000

Los sensores de temperatura son tipo RTD (detectores de temperatura por resistencia). Los metales puros tienen un coeficiente de resistencia de temperatura positivo bastante constante, este coeficiente de temperatura es la razón de cambio de resistencia debido al cambio de temperatura. Un coeficiente positivo significa que la resistencia aumenta a medida que aumenta la temperatura, en cambio si el coeficiente es constante significa que el factor de proporcionalidad entre la resistencia y la temperatura es constante, y que la resistencia y la temperatura se graficarán en una línea recta.

Una vez obtenido el valor de resistencia medido éste se conecta directamente a la cabeza transmisora como se indica en la Figura 4.12, de donde

se tiene un cable de conexión para cada sensor y un común para todos, así como un retorno común de corriente, la función del retorno es equilibrar el valor de resistencia por la variación en la resistencia total del sensor producida por el cable de conexión, hasta llegar el sensor a la cabeza transmisora. La cabeza transmisora tomará este valor de resistencia en un puente de Wheatstone, luego de transformar el valor de resistencia en señal eléctrica. Los valores de temperatura obtenidos son promediados considerando el nivel de producto en el tanque y solo se tomará en cuenta para el promedio a aquellos sensores que se encuentren dentro del producto, teniendo en cuenta el nivel del combustible en el tanque.

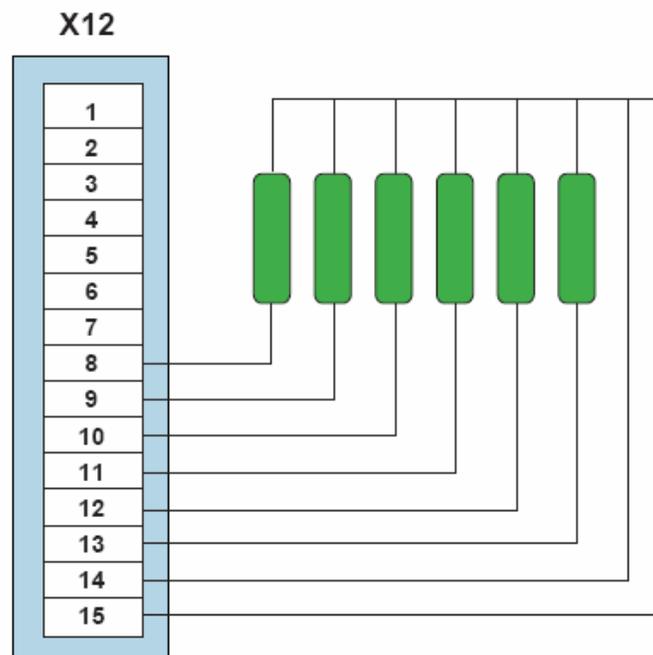


Figura 4.12. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.3. Transmisor de Presión

El transmisor de presión se debe colocar a una altura adecuada de tal manera que únicamente sense la presión del producto, pero no la presión del producto más la del agua del fondo del tanque, y no a una altura muy elevada; porque no se podrá sentir la presión por debajo de este nivel.

Los datos de presión y la altura del tanque permitirán realizar el cálculo de la densidad del líquido, y el conexionado del sensor se muestra en la Figura 4.13, en donde los dos cables irán a los terminales 1 y 2 del módulo X12 del radar.

Para pasar estos cables es necesario la utilización de tubería de 1 pulgada que vaya desde la base del tanque donde se encuentra el sensor hasta el manhole, esto se muestra en el plano PB14 en el Anexo B de planos, en donde la tubería se conectará al radar con un acople flexible de bronce Crouse Hind tipo ECLK para área Clase 1 División 2, y en la base del tanque el sensor se acoplará con manguera flexible a la tubería.

El cable utilizado es de marca Belden tipo 3940 CMG 4c22 que es un cable blindado para comunicaciones de dos pares.

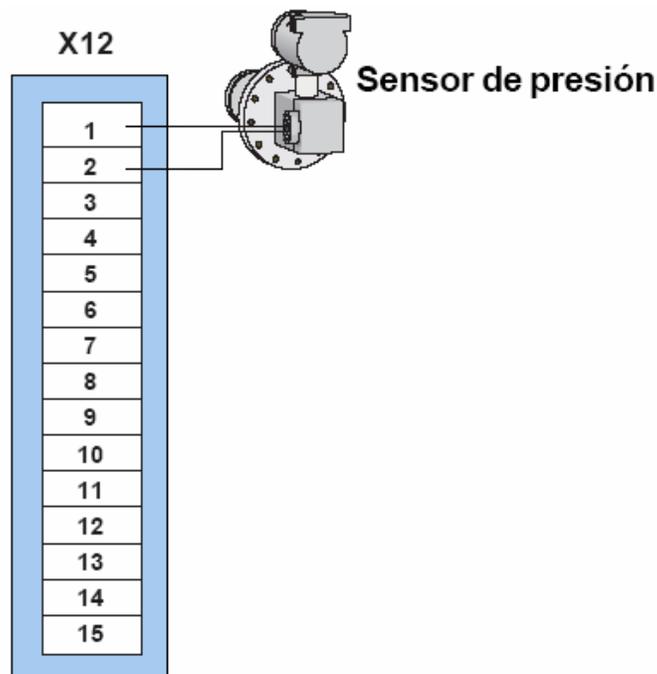


Figura 4.13. Conexiones del transmisor de presión

4.2.4. Sensor de Nivel de Agua

El sensor nivel de agua funciona con el principio capacitivo, el cual dispone de dos placas conductoras en el que el dieléctrico que está entre dichas placas es normalmente el combustible almacenado en el tanque. La capacitancia cambia cuando varía la constante dieléctrica dependiendo de la proporción de agua que se encuentre en el tanque, y se encuentra ubicado al final del tubo donde se encuentran los sensores de temperatura como se muestra en la Figura 4.14. Este sensor debe estar colocado en la base del tanque y correctamente asegurado, para que el movimiento del líquido no le afecte. El sensor envía una señal de salida entre 4 y 20 [mA] y va directamente conectado al radar a los terminales 3 y 4, como se muestra en la Figura 4.15 en el conexionado de la placa X12.

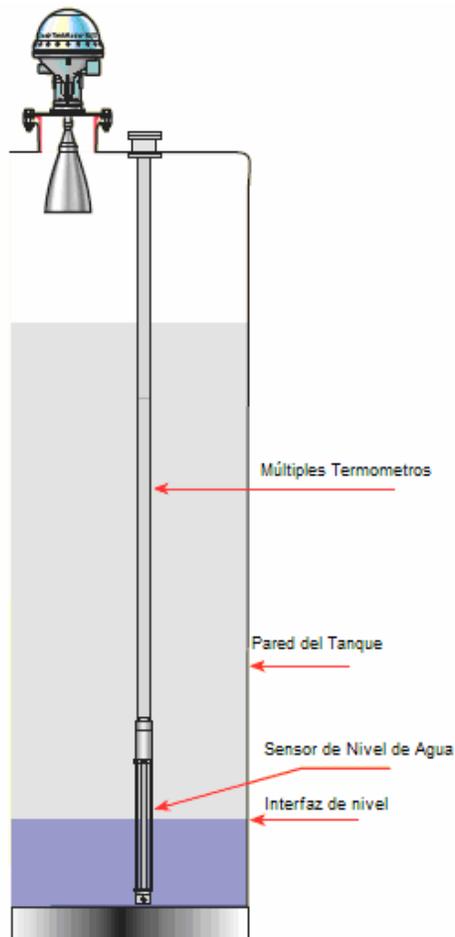


Figura 4.14. Sensor de Nivel de Agua

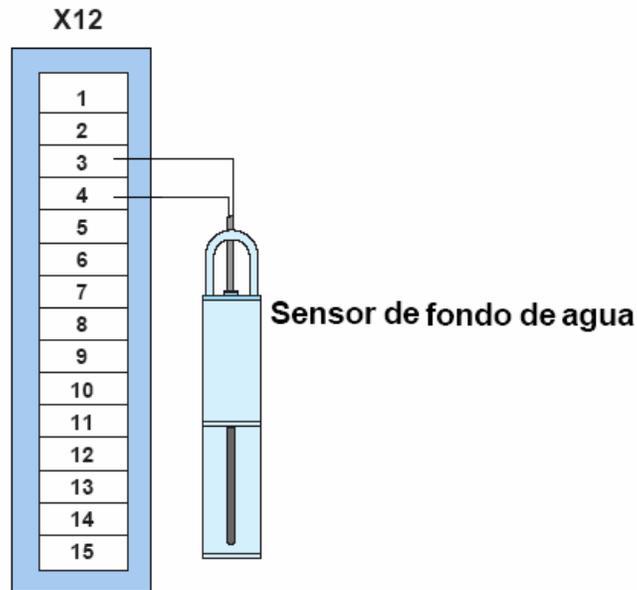


Figura 4.15. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.5. Display

El display RDU 40 se utiliza para visualizar los datos en el campo como se muestra en la Figura 4.16, y el conexionado se muestra en la Figura 4.17 estos tres cables se colocan en la misma tubería que el sensor de presión y utilizando el mismo tipo de cable y acoples. Su implementación se muestra en el plano PB14 en el Anexo B.



Figura 4.16. Display RDU 40

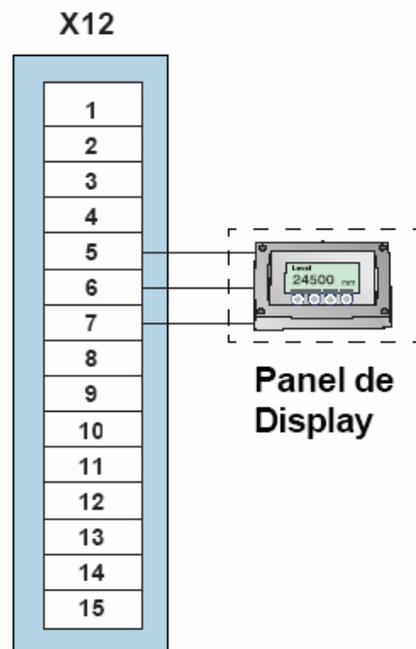


Figura 4.17. Conexiones del display

4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN

4.3.1. Radares

El esquema general de la comunicación de los radares se muestra en la Figura 4.18, en donde las cabezas transmisoras del radar RTG (Radar Tank Gauge) colocadas en el tanque tienen un puerto de comunicación con protocolo Modbus TRL/2 propietario de Saab Rosemount, que es el bus de campo del sistema de medición. Los radares se conectan mediante topología de bus, pudiendo conectarse en un mismo lazo de comunicación hasta un máximo de ocho radares. La información de los tanques se concentra en una unidad de comunicación de campo, FCU (Field Communication Unit), el cual posee también un puerto serial de comunicación para que la información pueda ser ingresada al computador de Planta mediante comunicación RS-232. Por último, para la visualización de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, siendo este software el que provee una interfaz entre el

campo y la estación de control. La Figura 4.18 ilustra el sistema de comunicación de los radares, y el conexionado de la comunicación de los radares y la FCU se muestra en el plano PB8 en el Anexo B.

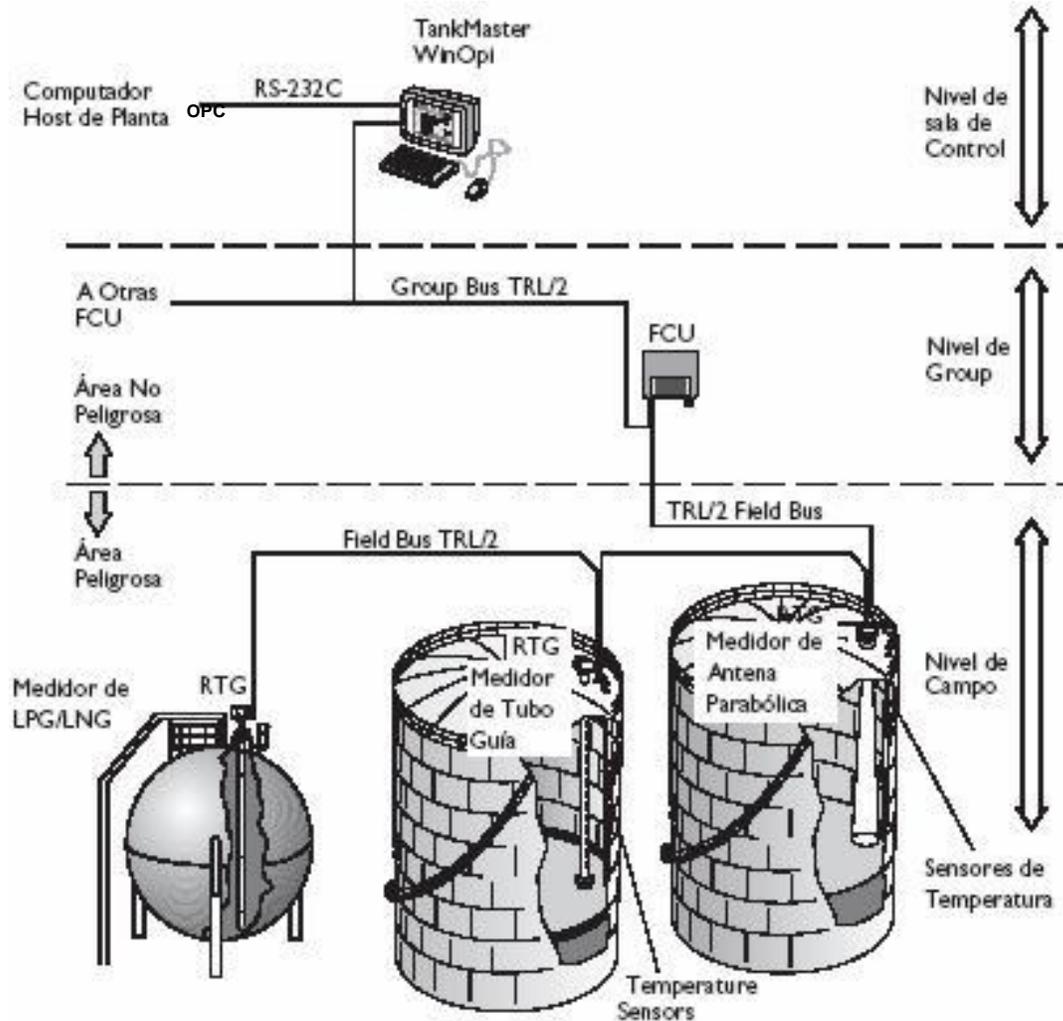


Figura 4.18. Esquema general del sistema de comunicación de los radares

En cada bus TRL/2 se pueden conectar hasta 8 unidades en cada puerto de comunicación de la FCU, que tiene cuatro puertos, y una vez conectado al bus TRL/2, se pueden configurar los transmisores y monitorear la información del tanque. La longitud máxima que soporta el TRL/2 es 4 [Km], siendo esta es una ventaja al momento del cableado, y el cable utilizado es marca Belden tipo 9402 CMG 2PR20, el cual es un cable blindado para comunicaciones de dos pares con

apantallado en cada par de cables y uno que envuelve a todos los cables. Para pasar el cable se usa tubería desde el tanque hasta que llegue a la sala de control, donde se encuentra la FCU. Toda la tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B, que es de 1 pulgada y cumple con norma NEC 501-4 como método de cableado permitido para áreas clasificadas, y la utilización de todos los accesorios necesarios en la instalación de tubería como codos, cajas en forma de T, L y C, además se instalarán sellos antiexplosión según la norma NEC 501-5.

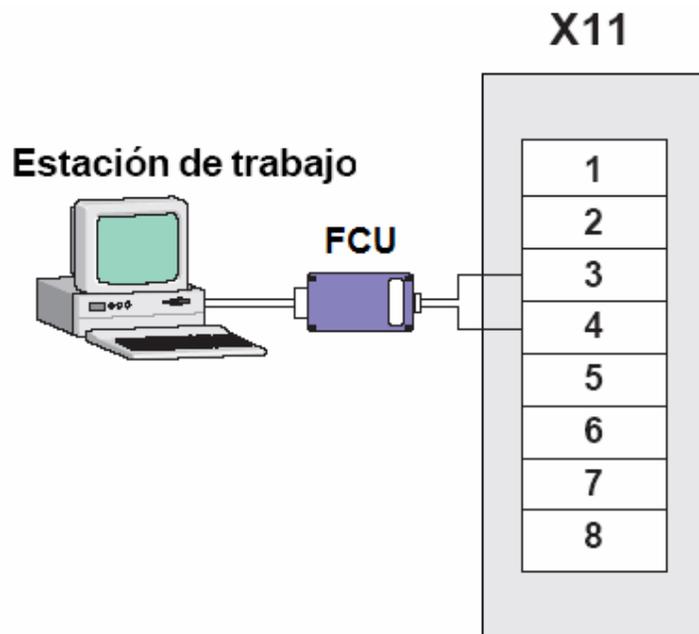


Figura 4.19. Conexión desde el radar a la FCU

La FCU actúa como un portal y un concentrador de información entre el Field Bus y el Group Bus, donde el Field Bus es la conexión de los RTG en topología de bus que va a la FCU, y el Group Bus es la conexión de FCU en topología de bus para luego ir al computador.

Cada FCU puede tener conectados hasta 32 RTG, el cual tiene seis puertos de comunicación del X1 al X6 como se muestra en la Figura 4.20. Los puertos pueden ser configurados individualmente como puertos de Field Bus TRL/2 o Group Bus, puede haber hasta un máximo de cuatro Buses Grupales o Field Bus

al mismo tiempo. La configuración máxima puede ser 2+4, 3+3, o 4+2 buses de cada tipo. Sin embargo, los puertos X5 y X6 nunca son configurados como puertos de Field Bus, mientras que los puertos X1 y X2 no pueden ser configurados como puertos de Group Bus. Como estándar, la FCU es entregada con seis interfaces FCM para cuatro puertos Field Bus y dos puertos de Group Bus como se muestra en la Figura 4.21.

La tabla 4.3 muestra las configuraciones máximas de un FCU extendido.

Tabla 4.3. Configuraciones de la FCU

Conectores	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Alternativa 4+2	FB	FB	FB	FB	GB	GB
Alternativa 3+3	FB	FB	FB	GB	GB	GB
Alternativa 2+4	FB	FB	GB	GB	GB	GB
Puertos	3	4	5	6	1	2

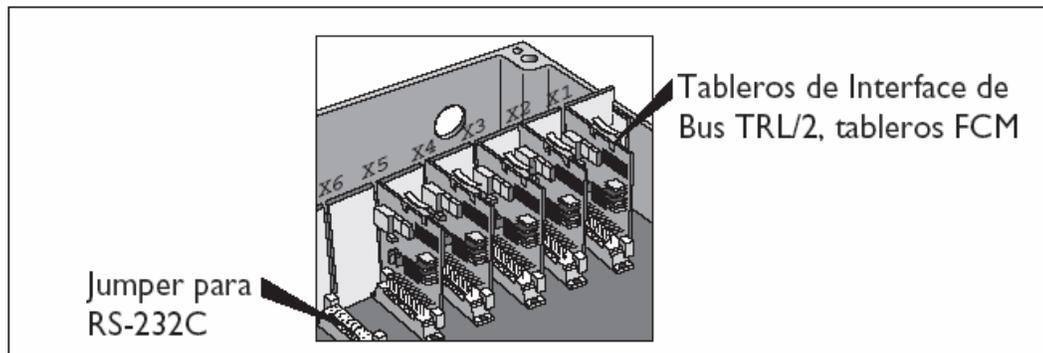


Figura 4.20. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

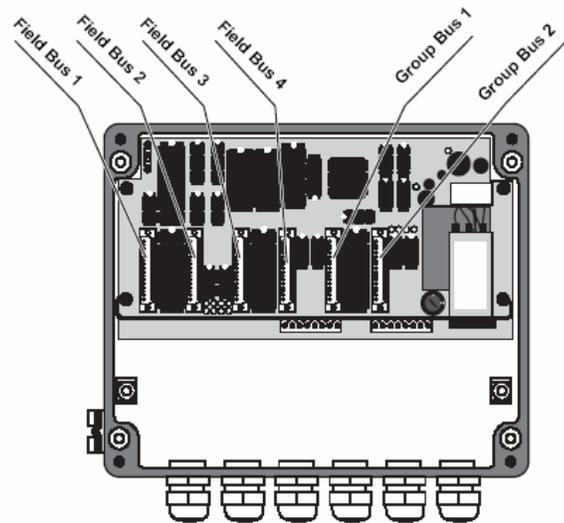


Figura 4.21. Gráfico de la placa interna FCM de la FCU

El FCU va conectada a la PC directamente a través de un puerto RS-232, y llega al puerto serial de la computadora.

La FCU tiene un interruptor para seleccionar el suministro de voltaje, entre 115 [VAC] o 230 [VAC] como se muestra en la Figura 4.22, y se escogió alimentarlo con 115 [VAC].

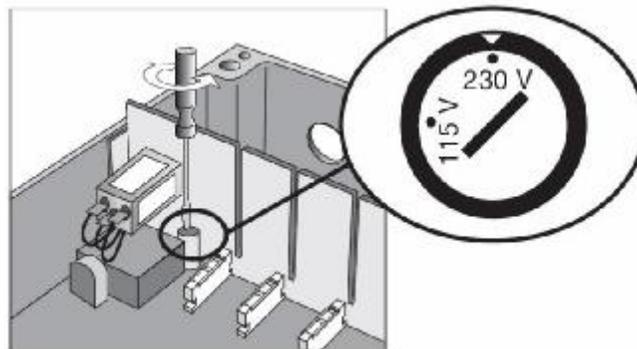


Figura 4.22. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

Para la visualización y configuración de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, esta licencia consta de:

- Licencia para 20 Tanques: El número de tanques puede variar entre 5, 20 y 50 depende de la aplicación

- Inventario de alarmas: Alarmas de nivel, temperatura entre otros
- Host com OPC: Licencia para el uso de comunicación OPC para obtener los datos del software de Saab y utilizarlos en IN TOUCH
- Customization: Esta permite que se pueda configurar los datos en el software Saab, caso contrario solo se podría visualizar.

4.3.2. Actuadores

La comunicación entre los actuadores se la realiza conectando en topología de bus y concentrándolos en un PLC como se muestra en la Figura 4.23, y con un conversor RS-232 a RS-485 para conectar a la PC.

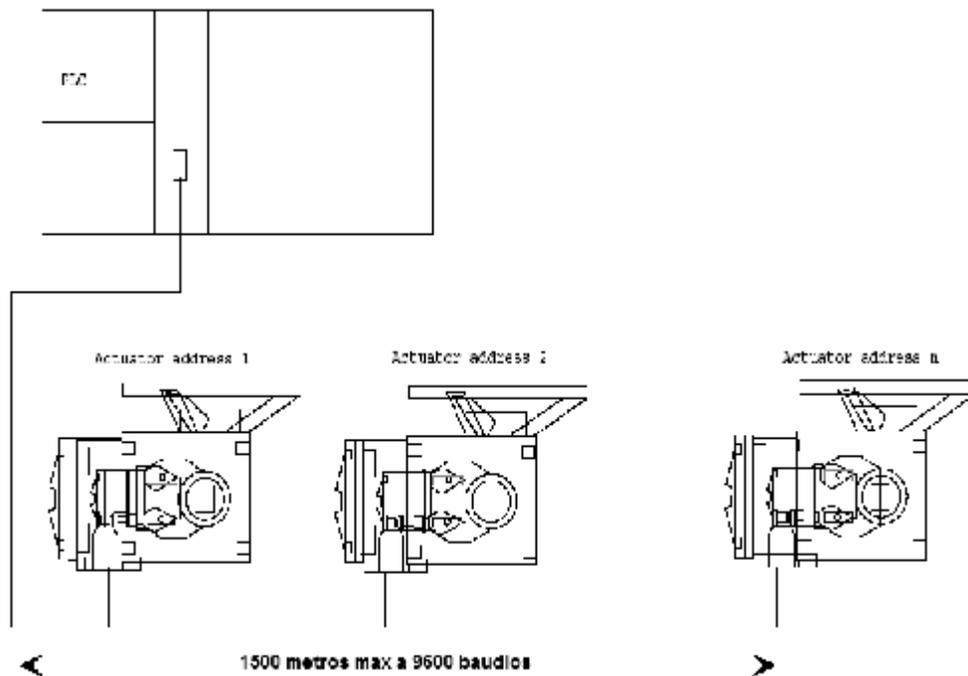


Figura 4.23. Esquema de conexionado de los actuadores al PLC

Para interconectar los actuadores se puede seleccionar comunicación RS-485 de dos hilos o cuatro hilos, para esta aplicación se utiliza una configuración de dos hilos como se muestra en la Figura 4.24, para ello se debe puentear los terminales 24 y 27 y a su vez el 28 y 26, así se tendrá los dos hilos y el Terminal 23 será el común. Estas conexiones se muestran en el plano PB11 en el Anexo B.

El cable utilizado es el mismo que para los radares y el cableado se lo hace por la misma tubería, pero se llega primero al MCC donde está el PLC y luego se partirá para la sala de control. La tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B.

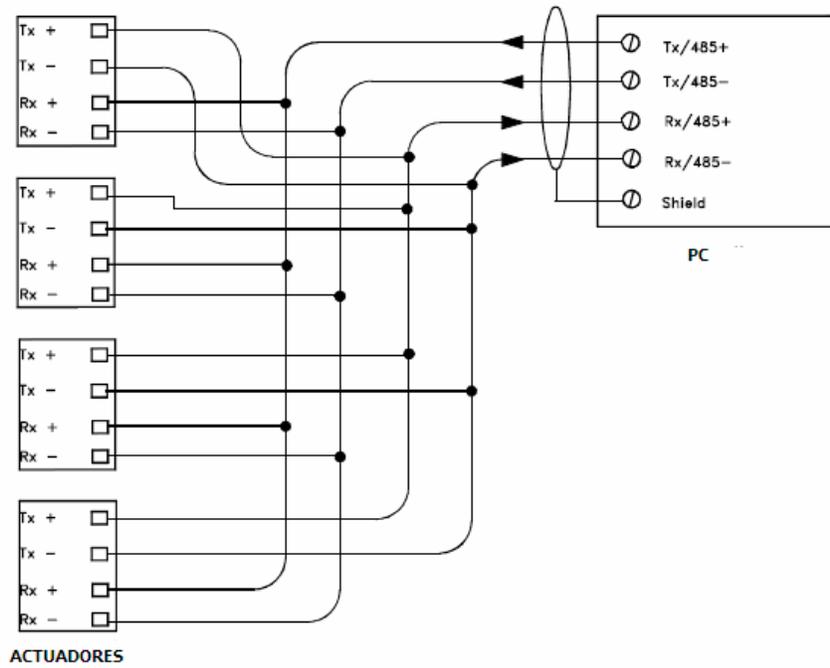


Figura 4.24. Conexionado Actuadores en cuatro hilos RS-485.

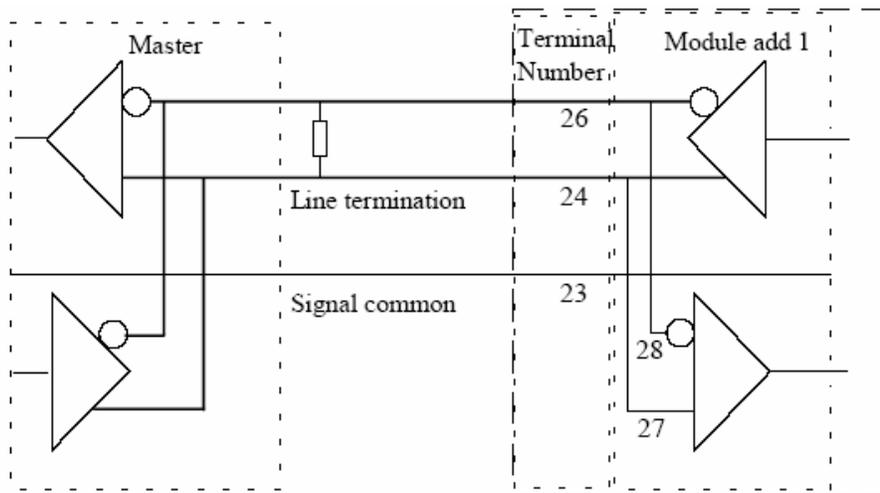


Figura 4.25. Esquema de conexionado de los actuadores

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE SOFTWARE

5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR

Los radares Saab Rosemount tienen un programa propio llamado Saab TankMaster que sirve para configuración y monitoreo de los tanques, este programa consta de algunos elementos y herramientas que serán explicados a continuación.

5.1.1. Introducción

Saab TankMaster es un paquete de software para la instalación y configuración de los equipos de medición de nivel de la marca Saab Rosemount, el paquete ofrece herramientas para la instalación y configuración de dispositivos de medición de nivel, y está diseñado para uso en entorno Windows, que permite usar diversos protocolos, y posee los siguientes módulos de software:

- WinSetup
- Servidor de Tanques
- Servidor de Protocolo Maestro Modbus
- Servidor de Protocolo Esclavo Modbus
- WinOpi

El programa WinSetup es una interfaz gráfica de usuario para la instalación, configuración y servicio de los dispositivos de medición de nivel.

El Servidor de Tanques Saab se comunica con los dispositivos a través del Servidor de Protocolo Maestro, y maneja los datos de configuración de todos los tanques y dispositivos instalados.

El Servidor de Protocolo Maestro Modbus ofrece una interfaz de protocolo Modbus entre la estación de trabajo y los dispositivos conectados, este servidor permite la comunicación con dispositivos TRL/2 como RTG y FCU.

El Servidor de Protocolo Esclavo Modbus permite la opción de comunicar un computador host con la FCU, donde se conecta el bus de comunicación Modbus TRL/2 de los radares.

El programa WinOpi es la interfaz gráfica del operador con el sistema de medición de nivel, el cual tiene funciones de monitores de los datos de los tanques y gestión de alarmas, y almacenamiento de históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

5.1.1.1. WinSetup

El programa WinSetup se comunica con el Servidor de tanques y con los distintos servidores de protocolos, para permitir al usuario configurar los dispositivos conectados y asociarlos a un tanque específico. El cual permite la opción de visualizar los datos medidos en campo y registrar la comunicación con los dispositivos conectados. Además ofrece la interfaz gráfica entre el usuario y el sistema de medición de nivel.

El Servidor de Protocolo Maestro transmite los datos de configuración hacia los respectivos sistemas de medición, luego recoge los datos medidos (nivel, temperatura, presión), y los muestra en una interfaz gráfica.

La ventana principal de TankMaster incluye el Workspace (Espacio de trabajo), que muestra los tanques y dispositivos utilizados en el sistema de medición, una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla, y una barra de herramientas, como se muestra en la Figura 5.1.

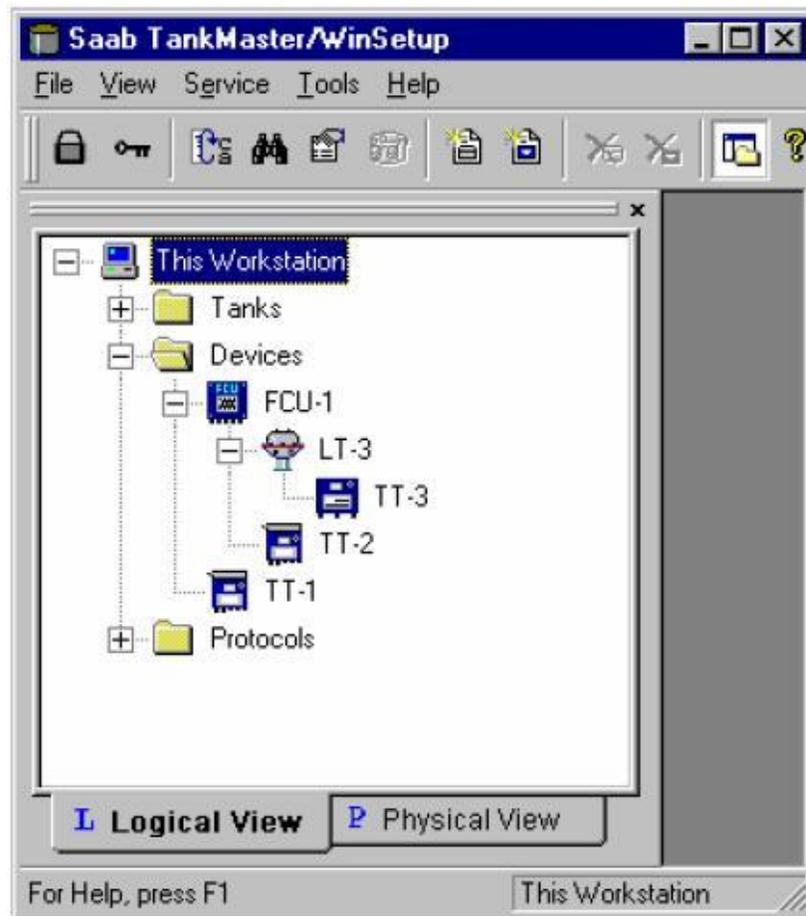


Figura 5.1. Espacio de Trabajo del programa WinSetup

La ventana Workspace muestra los tanques y dispositivos instalados y los protocolos de comunicación disponibles, y ofrece información sobre la configuración de los dispositivos instalados.

El espacio de trabajo le permite realizar las siguientes tareas:

- Instalar y configurar tanques, dispositivos y protocolos
- Retirar tanques, dispositivos y protocolos

- Cambiar propiedades de configuración
- Ver registros de entrada y bases de datos
- Configurar el esquema de la vista de tanques
- Especificar etiquetas para nombres de tanques y dispositivos
- Descargar la configuración de software en un radar
- Ver el registro de comunicación

5.1.1.2. WinOpi

WinOpi es la interfaz del operador con el sistema de medición de nivel, que posee funciones de monitoreo de los datos de los tanques, gestión de alarmas, almacenamiento de registros históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

La ventana principal de WinOpi incluye el Workspace (Espacio de trabajo) muestra los tanques y dispositivos, como se indica en la Figura 5.2, y tiene una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla y una serie de botones en la barra de herramientas.

El espacio de trabajo le permite realizar diversas tareas:

- Crear grupos de tanques
- Crear grupos de alarmas
- Especificar la posición de los sensores de presión para cálculo de densidad.
- Crear Tablas de capacidad de los tanques
- Visualizar las variables de los tanques
- Visualizar datos de inventario
- Ver registros de alarmas y resumen de alarmas
- Crear tablas de productos.

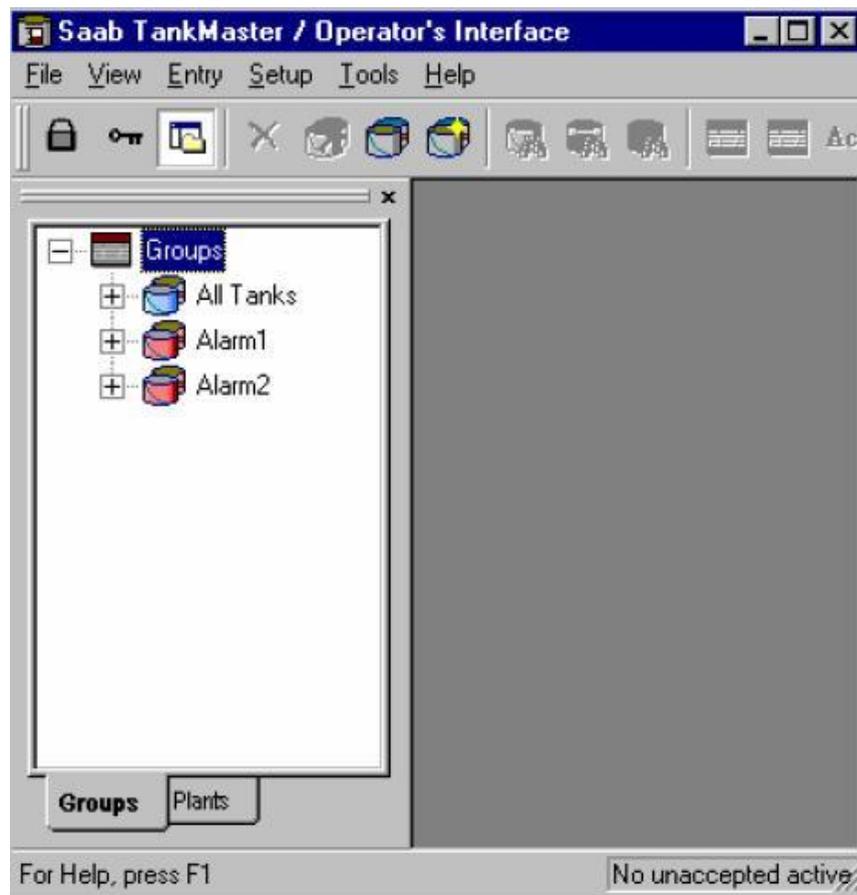


Figura 5.2. Workspace del programa WinOpi

5.1.2. Configuración

La configuración de un sistema radar incluye la configuración de los buses de comunicación tanto para el bus de campo como el computador, configuración de dispositivos y de tanques de almacenamiento. La instalación de dispositivos incluye tareas como las configuraciones de los instrumentos utilizados para la medición en cada tanque, que son: sensor de nivel de producto, transmisor de nivel de agua, sensores de temperatura y transmisor de presión. La instalación de tanques incluye la especificación del tanque, tales como: tipo, volumen, y entre otros; el dispositivo que se debe asociar al tanque y la señal de origen que se debe utilizar para la introducción de los distintos parámetros del tanque.

Antes de empezar a instalar un sistema radar, se deben conocer los dispositivos utilizados y las variables asociadas a la geometría de cada tanque, registrar todas las direcciones de comunicación que se van a utilizar, y medir todas las distancias de los tanques.

Para instalar un sistema de medición de nivel se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Configuración de protocolos de comunicación
2. Determinación de las unidades de medición y visualización.
3. Instalación y configuración de la Unidad de Comunicación de Campo (FCU).
4. Instalación y configuración de dispositivos.
5. Instalación y configuración de tanques.
6. Calibración

5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación

Para la configuración de los protocolos de comunicación se especifica sus parámetros, y se indica si se desea supervisar la comunicación. El Protocolo Maestro se utiliza para la comunicación entre la FCU (maestra) y los dispositivos de campo. En el workspace se ingresa a *MODBUSMASTER* como se muestra en la Figura 5.3, de ahí se desplegará la pantalla mostrada en la Figura 5.4, en la que se deben especificar los parámetros de comunicación como: puerto del computador (COM1), velocidad en baudios, bits de detención, y tipo de módem.

En la Figura 5.5 se muestra la pantalla en la que se coloca el archivo de almacenamiento de los datos adquiridos como: nombre del archivo, tamaño del archivo, y horario de registro, por último en la Figura 5.6 se muestra la pantalla de los datos avanzados para códigos y detección de errores.

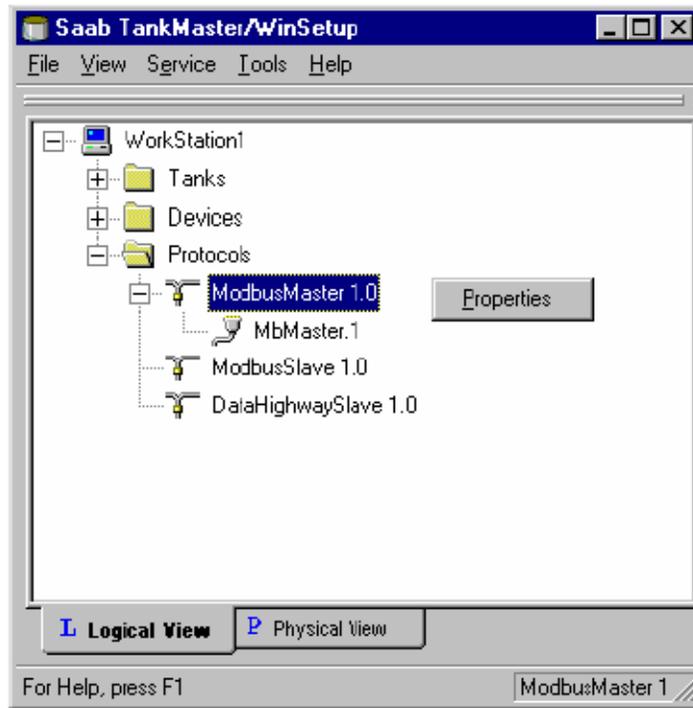


Figura 5.3. Configuración del protocolo de comunicación

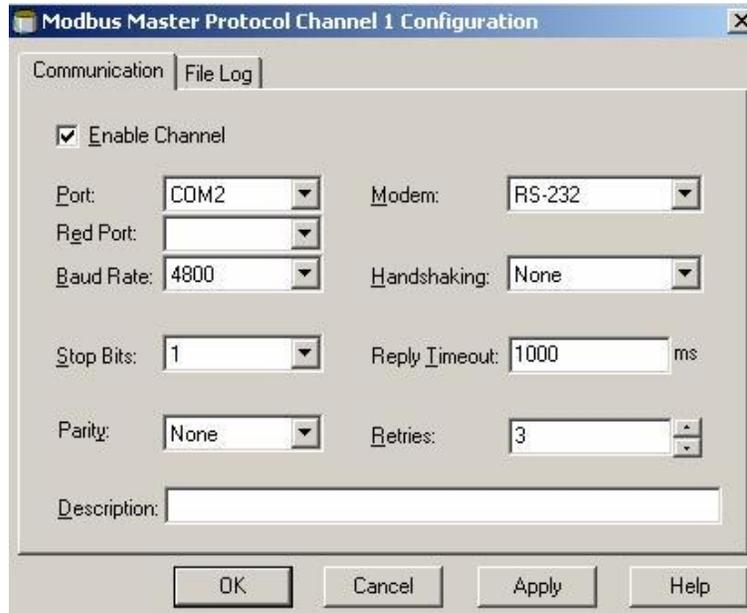


Figura 5.4. Pantalla de configuración de la comunicación Modbus Master

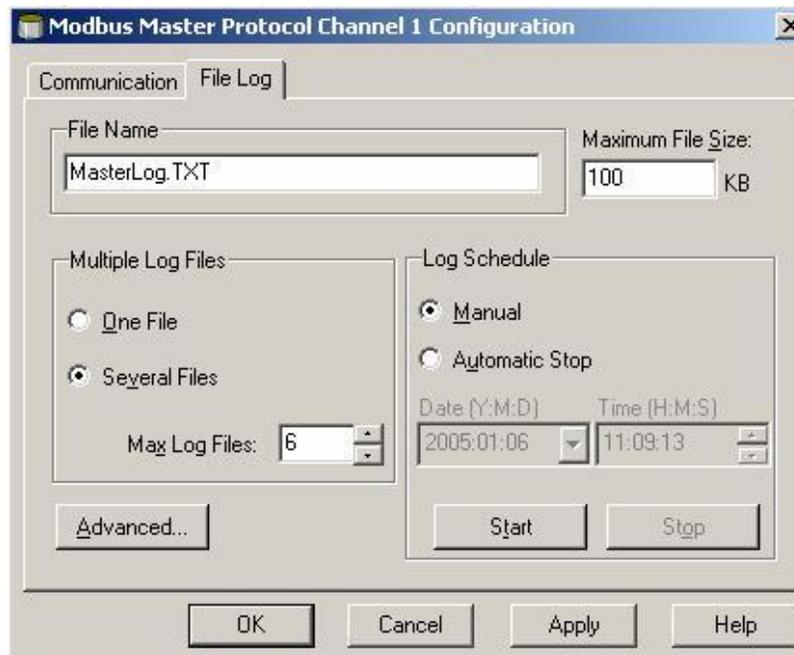


Figura 5.5. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master

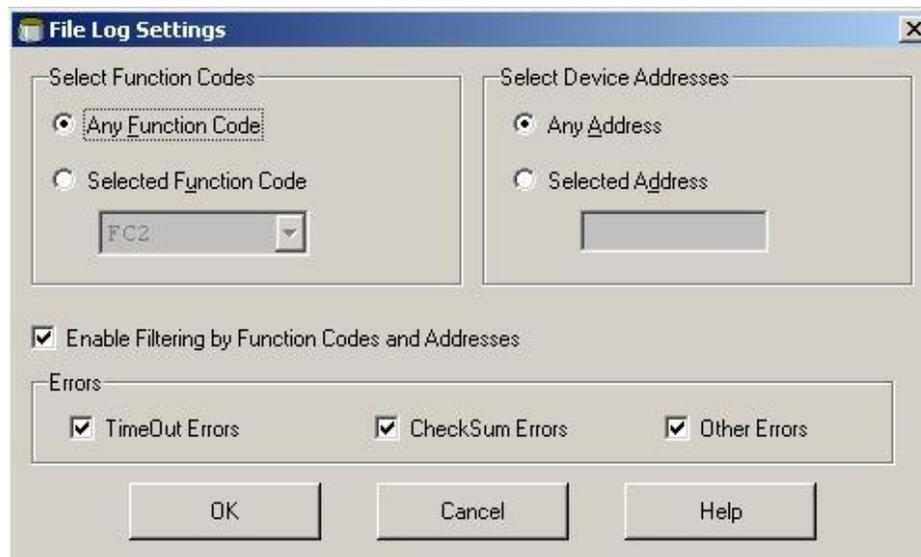


Figura 5.6. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master

Los parámetros para la comunicación del Modbus Master empleados en el proyecto son los siguientes:

Port	COM2
Baud Rate	4800
Stop bits	1

Parity	None
Modem	RS-232
Handshaking	None
Replay Timeout	1000ms
Retries	3
File	MasterLog.TXT
Several Files	Max Log Files: 6
Log Schedule:	Manual
Maximun File Size:	100KB
Advanced	
Any Function Code	
Any address	
Enable filtering by functions codes and address	
Errors: all	

5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización

Se especifican las unidades de medición que se van a utilizar para los cálculos de inventario, los prefijos para las etiquetas de los tanques y dispositivos, y el esquema para la visualización de los datos de los tanques.

El ingreso de las unidades de medida se lo realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.7, en la que se ingresarán valores de temperatura ambiente, densidad de aire, temperatura de referencia y número de alarmas, datos que son necesarios para cálculos de volúmenes y densidades.

Server Preferences

System Setup

System Units

Level/Ullage: m Volume: gal(US)

Temp: deg F Density: kg/m3

Pressure: psi G Weight: kg

Ambient Air Temp Source

Manual Value: 59.7 °F

Auto Device: LT-1007 Source: Temperature Sensor: 5

Value Range Minimum: -100.0 °F Maximum: 300.0 °F

Local Gravity Calculation

Latitude: 0.3

Elevation: 2976.0 m

Manual Value: 9.7711 m/s²

Calculated

Ambient Air Density Calculation

Unit: kg/m3

Manual Value: 1.22 kg/m3

Calculated Base Density: 1.22 kg/m3

Value Range Minimum: 0.00 kg/m3 Maximum: 10.00 kg/m3

Type

Type: Raw

Max Points: 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms: 100

Reference Temperature

Ref Temp: 60.0 °F

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Figura 5.7. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la Figura 5.8 se muestra la pantalla de preferencias para ingresar los prefijos de los dispositivos para las etiquetas de los tanques, y en la pantalla de la Figura 5.9 se ingresa las variables que se desea que aparezcan en la pantalla de visualización de los tanques, tales como: nivel, temperatura, presión entre otros.

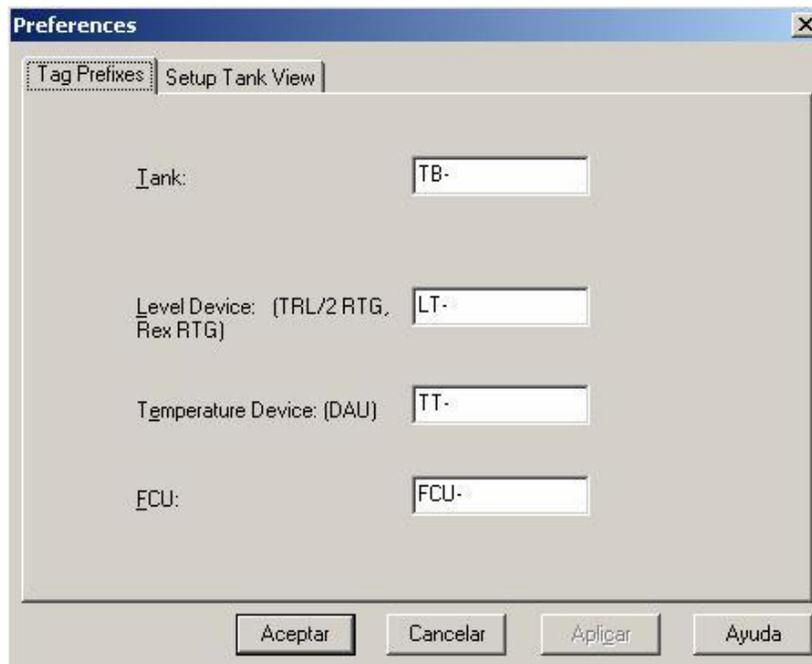


Figura 5.8. Pantalla de configuración de prefijos

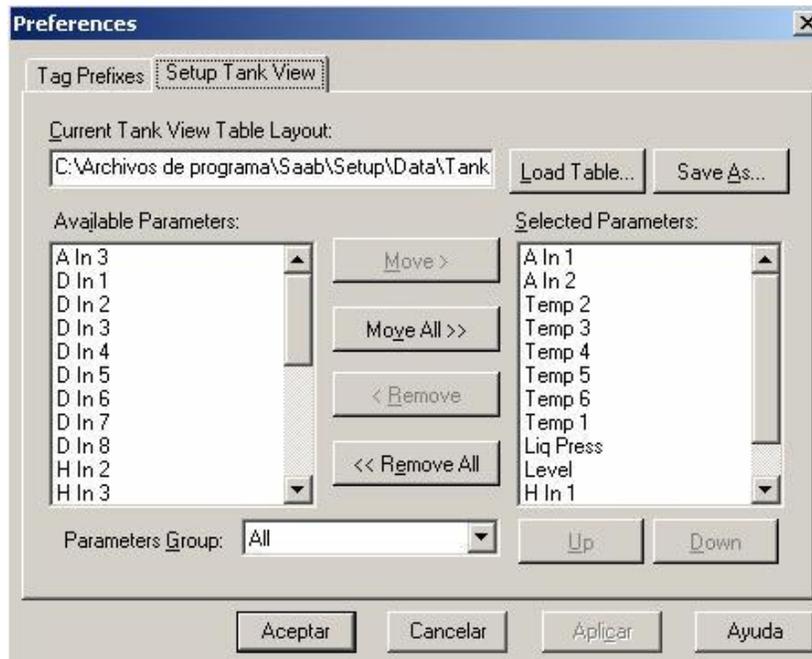


Figura 5.9. Pantalla de configuración de variables visualización para los tanques

La respectiva configuración para las preferencias de setup queda de la siguiente manera:

System Setup**System Units**

Level/Ullage (nivel):	m (metros)
Temperature:	°F
Pressure (Presión):	psiG
Volumen:	gal (US)
Density (densidad):	Kg/m ³
Weight (peso):	Kg

Ambient Air Temp Source

Para la configuración de la temperatura ambiente del aire se configura la temperatura del sensor de nivel número seis del tanque 1007, porque ofrece un valor más aproximado que ingresar este parámetro de manera manual.

Auto	
Device	LT-1007
Source	Temperature
Sensor	5
Value Range	
Minimun	-100 °F
Maximun	300 °F

Local Gravity Calculation

Latitude	0.3
Altitude	2976 m

Ambient Air Density Calculation

Unit	Kg/m ³
Calculated	
Value Range	
Minimun	0,0 Kg/m ³
Maximun	10,0 Kg/m ³

Type

Type Raw
Max Points 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms 100

Reference Temperature (Te

Ref Temp 60 °F

Tag Prefixes

Tank	TK-
Level Device	LT-
Temperature Device	TT-
FCU	FCU-

Setup Tank View (Configuración de los instrumentos relacionados a cada tanque)

Selected parameters

A In 1

A In 2

Temp 1

Temp 2

Temp 3

Temp 4

Temp 5

Temp 6

Liq Press

Level

H In 1

Avg Temp

FWL

5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)

La FCU debe ser instalada y configurada antes que los otros dispositivos, como los RTG y las DAU, y la instalación de la Unidad de Comunicación de Campo incluye los siguientes pasos:

1. Tipo de dispositivo y etiqueta.
2. Configuración de la comunicación
 - Canal de comunicación
 - Dirección
 - Redundancia
3. Configuración de puerto
 - Puerto tipo (FB o GB)
 - Velocidad en baudios
 - Bits de datos
 - Bits de detención
 - Paridad

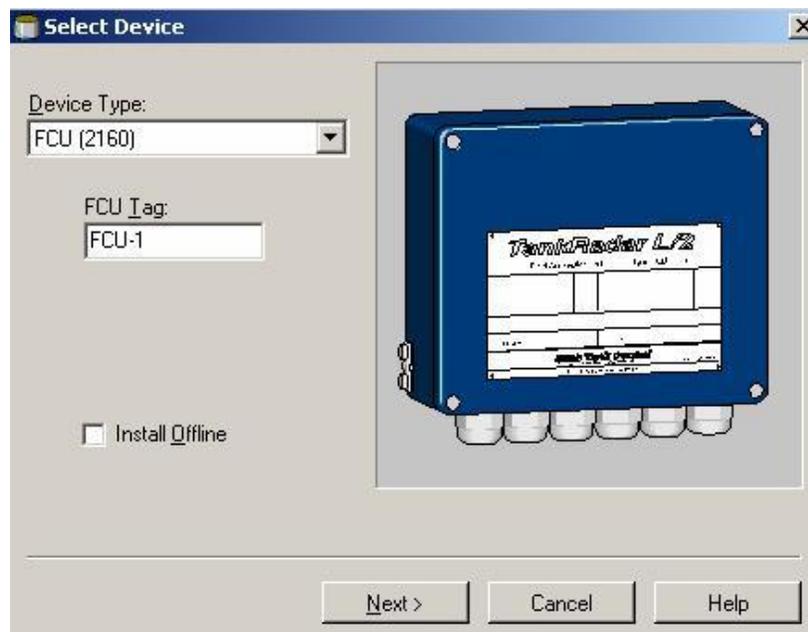


Figura 5.10. Pantalla de configuración de la FCU

La configuración de la FCU se la realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.10, en donde se escoge el tipo de dispositivo, y a continuación se tendrá la pantalla de la Figura 5.11, donde se ingresa la dirección Modbus de la FCU y su Unit ID (es un valor propio de fábrica para cada dispositivo de la marca Saab). A continuación se deberá verificar la comunicación.

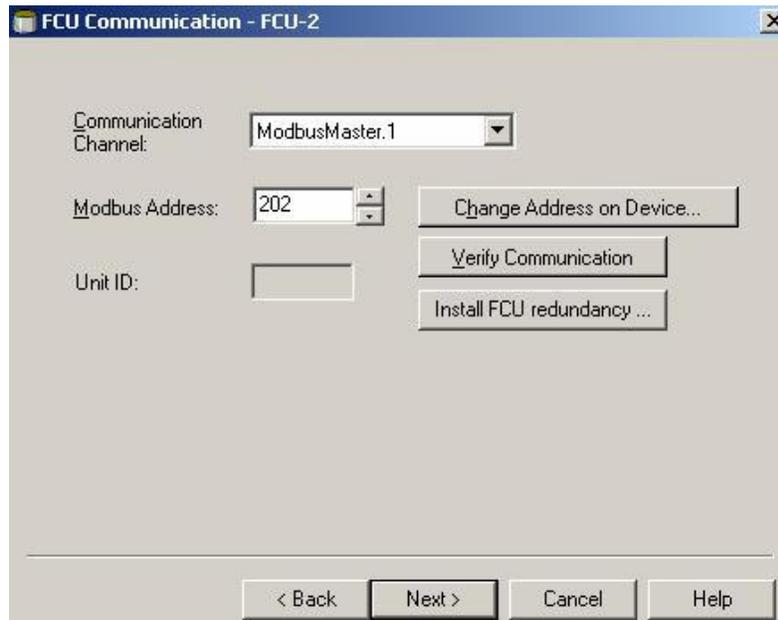


Figura 5.11. Pantalla de configuración de la FCU

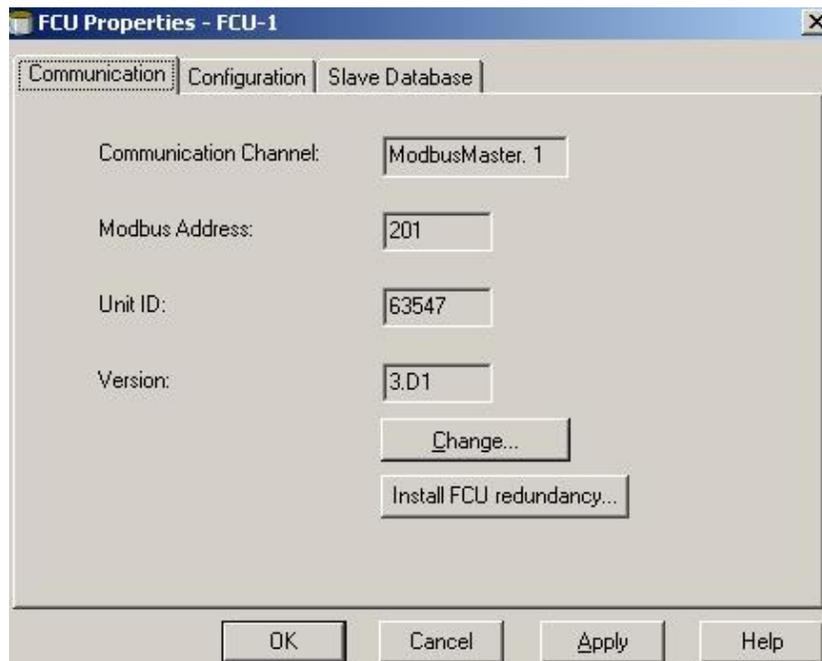


Figura 5.12. Pantalla de configuración de la FCU del Terminal El Beaterio.

Los datos de configuración como dirección, y Unit ID se muestran en la Figura 5.12, en donde la FCU debe ser configurada con una dirección mayor a la 201 por recomendación del fabricante.

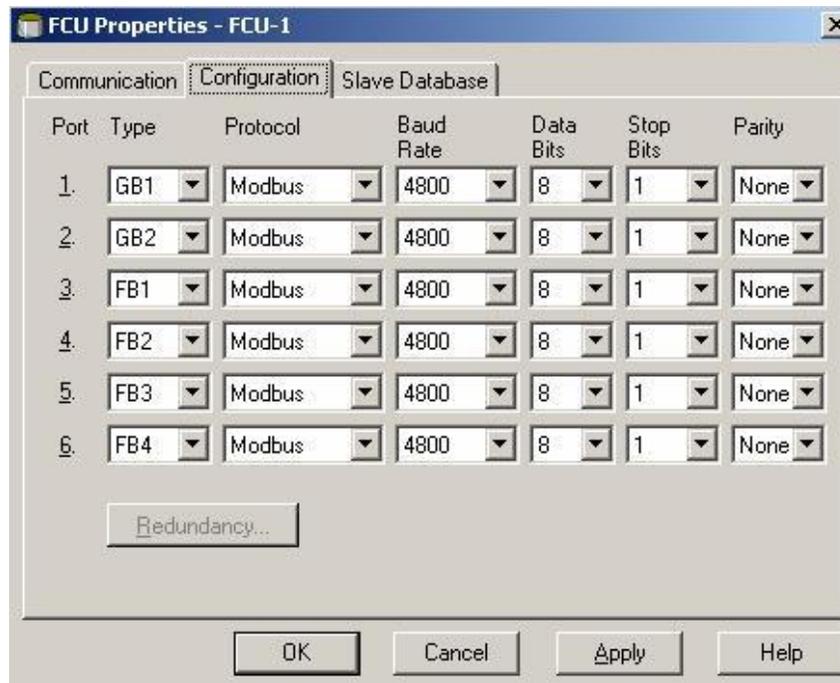


Figura 5.13. Pantalla de propiedades de la FCU

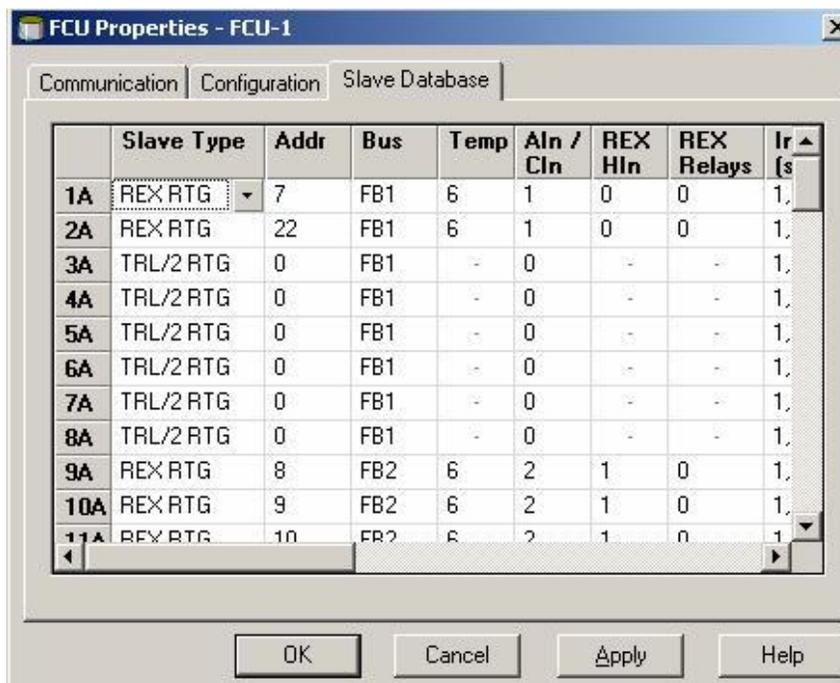


Figura 5.14. Pantalla de propiedades de la FCU

En la pantalla de la Figura 5.13 se configura los puertos a utilizar de acuerdo a las configuraciones de la FCU tipo 2+4, es decir 2 Group Bus y 4 Field Bus con sus respectivos parámetros cada uno, estos se muestran en la Tabla 5.1.

En la pantalla de la Figura 5.14 se tendrá la base de datos esclava, en donde se configuran cada una de las direcciones Modbus de los radares tomando en cuenta que se conectarán máximo 32 RTG, es decir 8 por cada Field Bus, y se tendrá desde la dirección de la 1 a la 32. Por facilidad se coloca la dirección igual al número del tanque para que sea fácil de recordar. Todos los datos se muestran en la Tabla 5.2.

Todos los parámetros de configuración de la FCU se establecen de la siguiente manera:

Communication

Communication Channel	ModbusMaster1
Modbus Address	201
Unit ID	63547
Version	3.D1

Configuration

Tabla 5.1. Tabla de datos de configuración de los puertos de la FCU

Port	Type	Protocol	Baud Rate	Data Bits	Stop Bits	Parity
1	GB1	Modbus	4800	8	1	None
2	GB2	Modbus	4800	8	1	None
3	FB1	Modbus	4800	8	1	None
4	FB2	Modbus	4800	8	1	None
5	FB3	Modbus	4800	8	1	None
6	FB4	Modbus	4800	8	1	None

Slave Database

Tabla 5.2. Tabla de base de datos esclava de la FCU

	Slave Type	Addr	Bus	Temp	Aln/Cln	REX Hin	REX Relays	Int1(s)	Int2(s)	Level Offset
1A	REXRTG	7	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
2A	REXRTG	22	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
3A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
4A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
5A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
6A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
7A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
8A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
9A	REXRTG	8	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
10A	REXRTG	9	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
11A	REXRTG	10	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
12A	REXRTG	11	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
13A	REXRTG	13	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
14A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
15A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
16A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
17A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
18A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
19A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
20A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
21A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
22A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
23A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
24A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
25A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
26A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
27A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
28A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
29A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
30A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
31A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
32A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos

La instalación de un dispositivo incluye los siguientes pasos:

- La comunicación especificando el protocolo y la dirección
- La configuración especificando las distancias de los tanques, las distancias geométricas relacionadas con el transmisor, y los sensores externos (como los sensores de temperatura, nivel de agua) entre otros parámetros en función del tipo de dispositivo instalado.

Los dispositivos a instalar serán los RTG, en la pantalla de la Figura 5.15 se muestra la configuración de la comunicación de un RTG (Radar Tank Gauge), en el que se coloca la dirección Modbus y el unit ID.

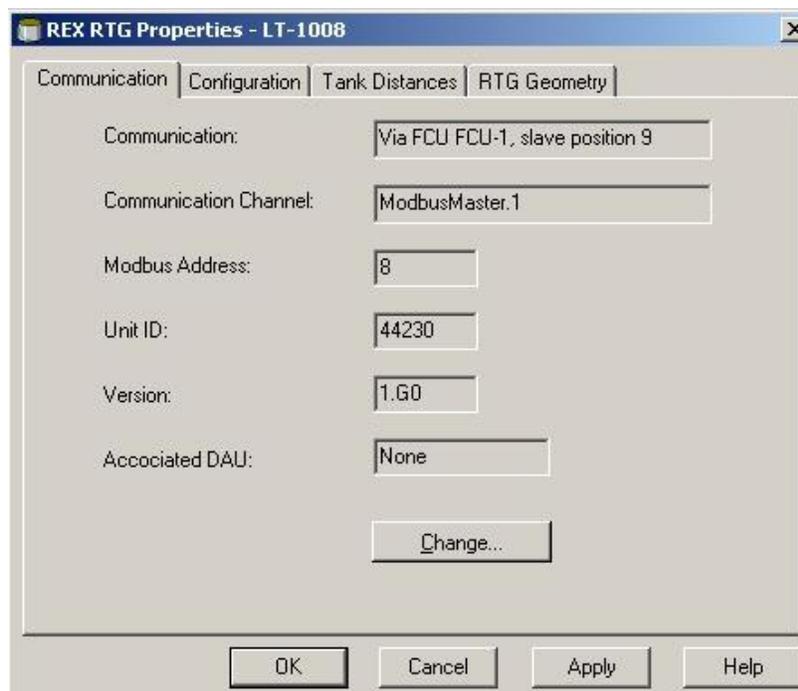


Figura 5.15. Pantalla de configuración de un RTG

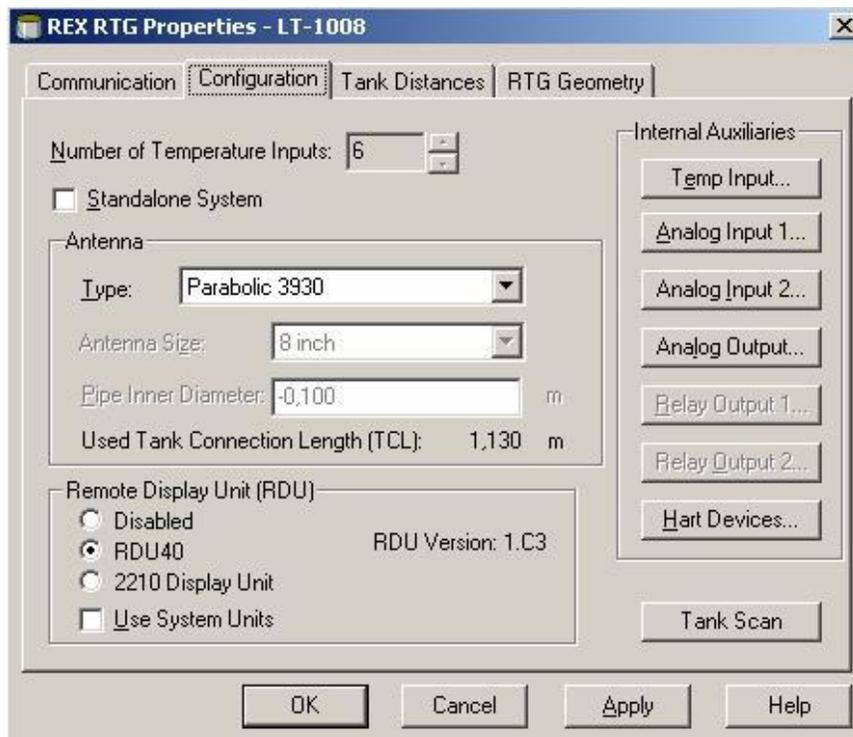


Figura 5.16. Pantalla de configuración de un RTG

La pantalla de la Figura 5.16 es de la configuración del RTG, en donde se coloca el tipo de antena a ser utilizado, el tipo de display de campo y el número de sensores de temperatura. Presionando los botones del extremo derecho se ingresa a nuevas pantallas para configurar las entradas analógicas del transmisor de presión y de nivel de agua, también se ingresa para configurar las entradas de temperatura, y a la altura que están ubicados los sensores de temperatura.

En la Figura 5.17 se muestran las distancias del tanque, que deberán ser tomadas al momento de instalar el radar en el tanque, estas distancias se definen a continuación como se muestran en la Figura 5.18:

- **Altura de Referencia del Tanque (R):** Es la altura desde el punto de medición manual del Tanque (Punto de Referencia del Tanque) hasta el Nivel cero (Dipping Datum Point) situado cerca del fondo del tanque o en el fondo del tanque.

- La Distancia de Referencia del RTG (G): Es la distancia desde el Punto de Referencia del Tanque hasta el Punto de Referencia del RTG, situado en la superficie superior de la brida o en la cubierta de la boca de acceso sobre la que esta instalado el medidor.
- La Distancia del Nivel Mínimo (C): Normalmente (C) es igual a cero, en donde la distancia C se define como la distancia desde el nivel mínimo de la superficie del producto (fondo del tanque) hasta el nivel cero (Dipping Datum Point). Cuando se establece una distancia C, aumenta la amplitud de medición en el fondo del tanque, esto implica también que los niveles inferiores al Nivel cero (Dipping Datum Plate) aparecerán indicados como valores negativos.

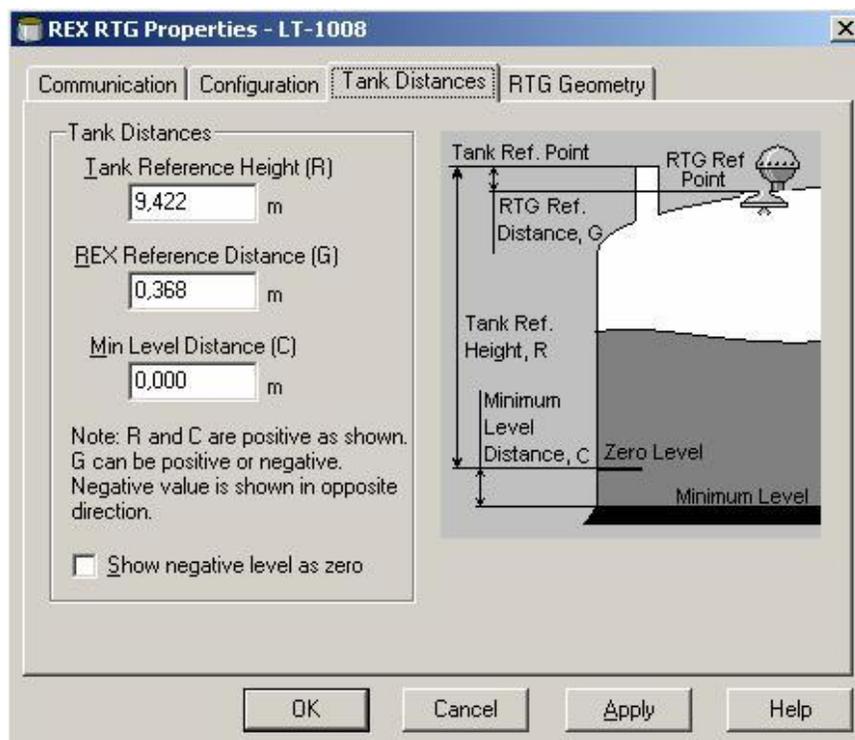


Figura 5.17. Pantalla de configuración de un RTG

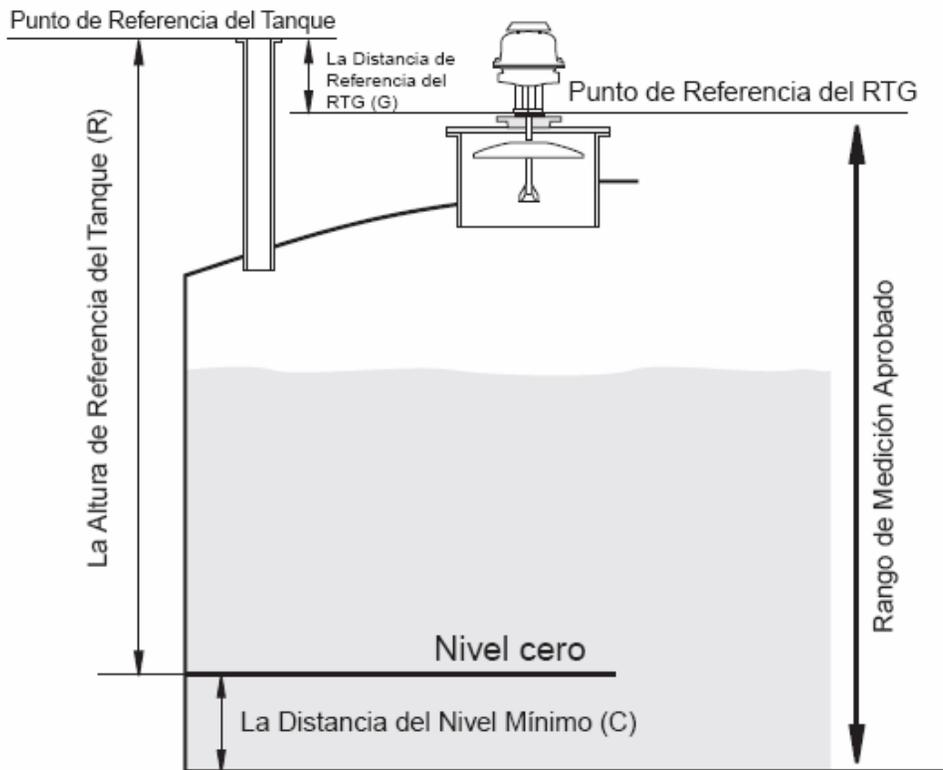


Figura 5.18. Distancias del tanque

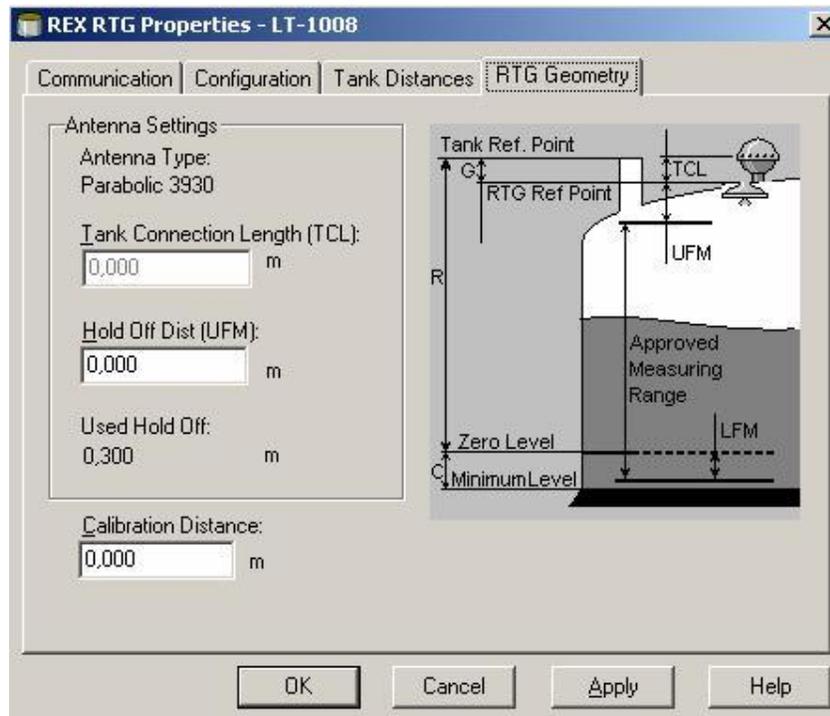


Figura 5.19. Pantalla de configuración de un RTG

En la pantalla mostrada en la Figura 5.19 se configuran las distancias del RTG, siendo el primer valor TCL predeterminado de acuerdo a la antena, y los otros no se colocan para poder utilizar los valores predeterminados, porque estos valores son de los filtros de la microonda de la antena y no es necesario poner nuevos valores.

Al finalizar el proceso de instalación de todos los RTG, se tendrá en el workspace una vista de los RTG instalados como se muestra en la Figura 5.20.

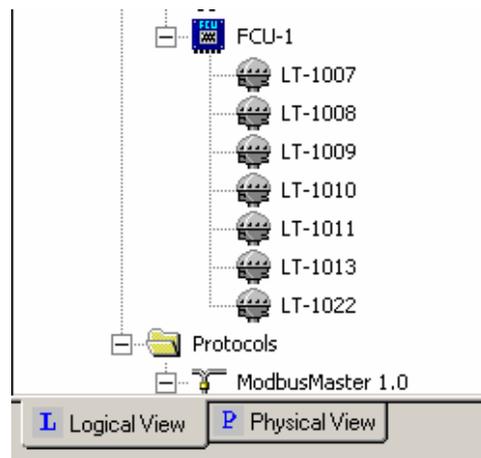


Figura 5.20. Workspace con los RTG instalados

La configuración de todos los RTG y sus datos se muestra en el Anexo D.

5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques

La instalación de un tanque incluye los siguientes pasos:

- Elija el tipo de tanque: cilindro, horizontal, esfera o techo flotante
- Establezca una etiqueta para el tanque.
- Seleccione los dispositivos para asociar al tanque
- En la configuración especifique las señales de origen de nivel de agua libre, presión de vapor y presión del líquido.

- En la configuración se decide si desea desconectar la medición automática en alguna variable, y puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar. También, puede especificar una amplitud de valores para cada variable medida.

En la figura 5.21 se escoge el tipo de tanque a ser seleccionado, por lo que para el diseño de los tanques del Terminal El Beaterio solo serán tanques cilíndricos.

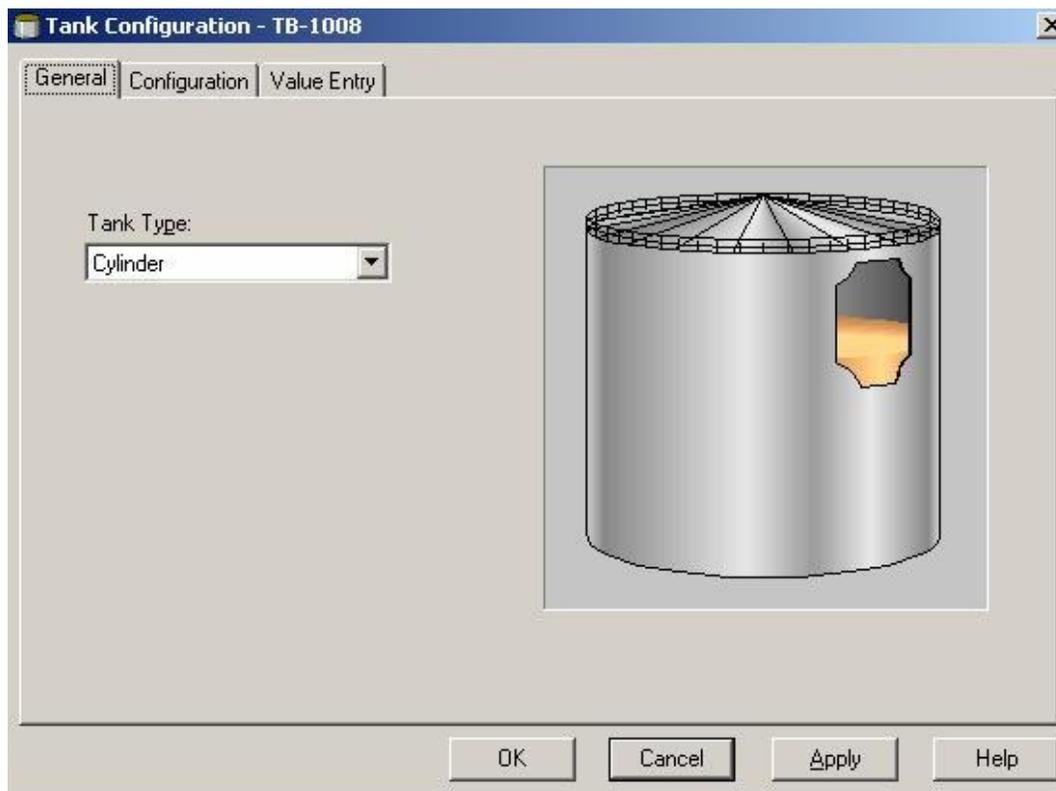


Figura 5.21. Pantalla de configuración de los tanques

Para la configuración se especifican los dispositivos asociados al tanque para nivel de agua y para presión del líquido, esto se muestra en la Figura 5.22, y en la Figura 5.23 se muestra la configuración avanzada de los dispositivos asociados al tanque.

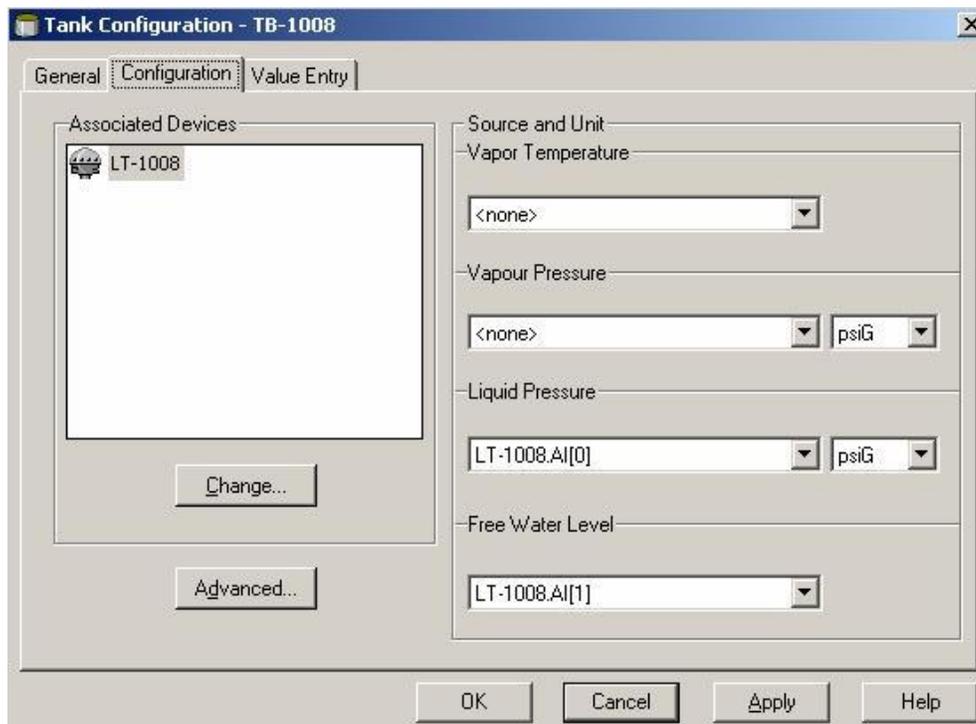


Figura 5.22. Pantalla de configuración de los tanques

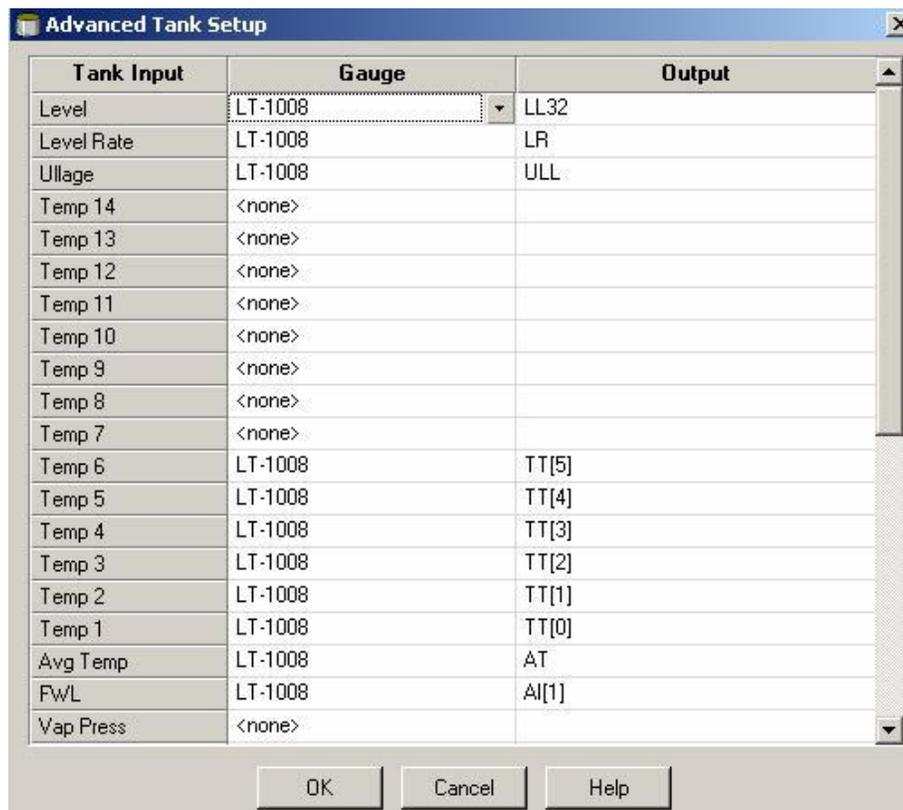


Figura 5.23. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la pantalla de la figura 5.24 se muestra el ingreso de valores, donde se decide si se desea desconectar la medición automática en alguna variable, y además se puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar, también se coloca el rango de valores para cada variable medida.

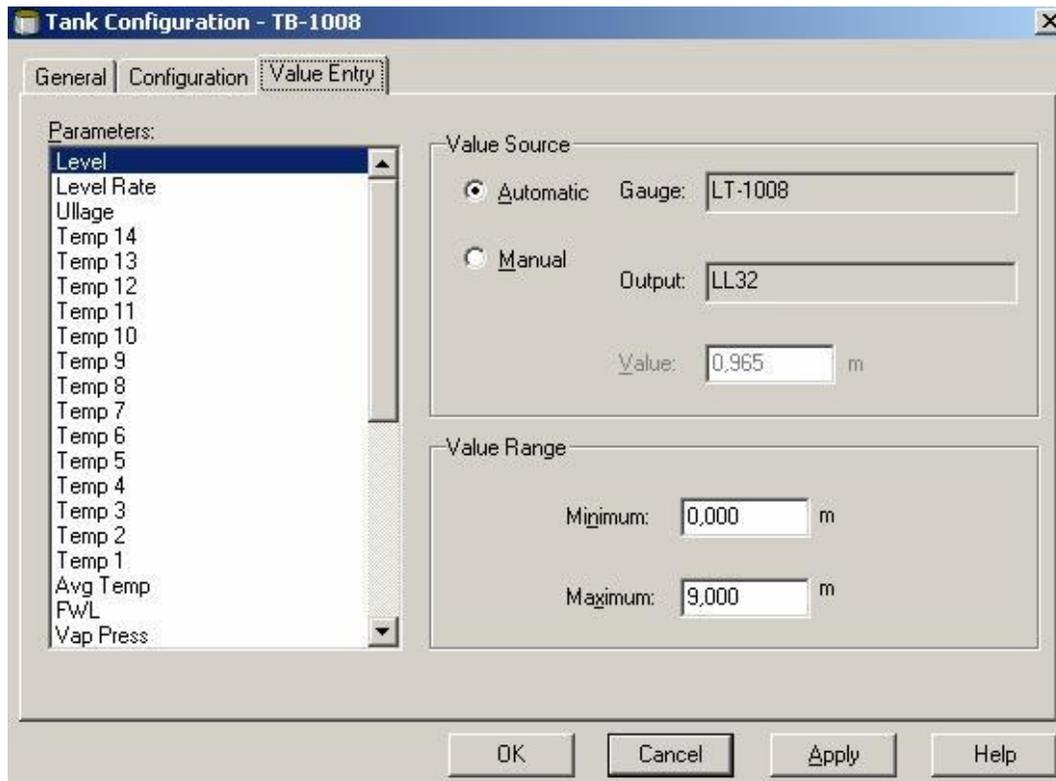


Figura 5.24. Pantalla de configuración de los tanques

Una vez instalados todos los tanques y sus dispositivos asociados se tendrá una vista del workspace como se muestra en la Figura 5.25.

Todas las configuraciones y datos de los tanques instalados y sus dispositivos asociados se encuentran en el anexo D.

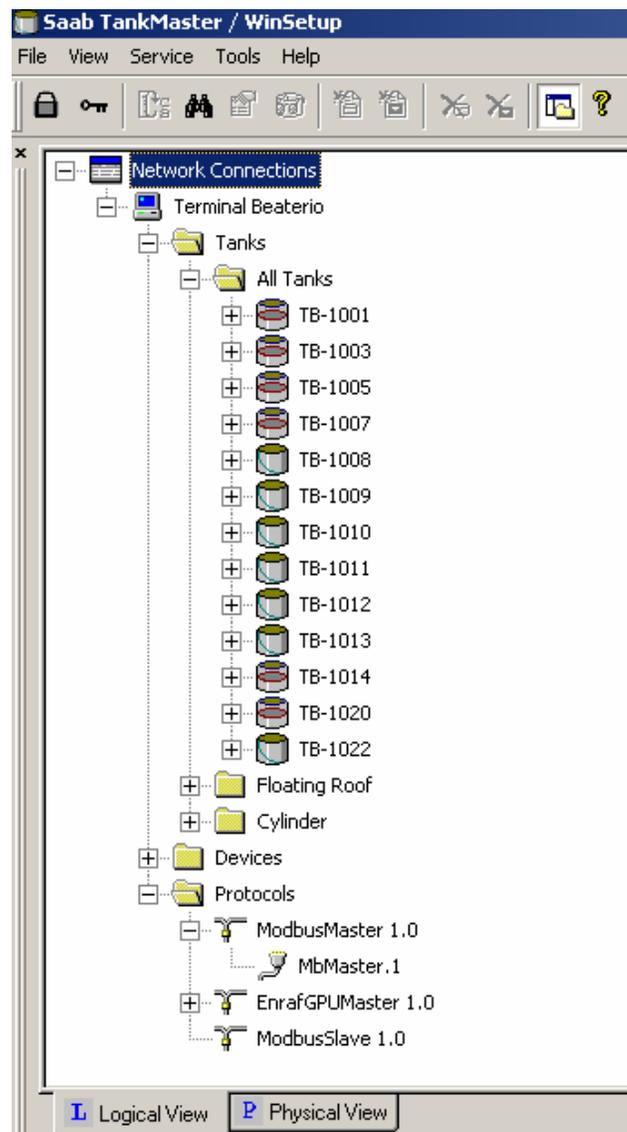


Figura 5.25. Workspace con los tanques instalados

5.1.2.6. Calibración

Ya instalado y configurado todo el sistema será necesario calibrar, para conseguir que los valores medidos por el sistema se encuentren dentro de la precisión que estipula el fabricante, este ajuste debe realizarse una sola vez durante la puesta en servicio final y normalmente no es necesario repetirlo a menos que cambien las condiciones del tanque. Esto se lo realiza haciendo un seguimiento de la medición de los tanques por medio de mediciones manuales del nivel de los tanques, en condiciones de nivel bajo, medio y alto. De esta manera se tendrá el comportamiento del tanque, y estos datos se ingresarán en la parte

de calibración del tanque. Otro parámetro que puede ser variado de acuerdo a la instalación será la Longitud de Conexión del Tanque (TCL), y el valor de calibración que esta en las propiedades del RTG.

5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH

La interfaz usada para transmitir los datos desde el software de Saab hacia el programa IN TOUCH es OPC. OPC, es conectividad abierta vía estándares abiertos para la automatización industrial y los diferentes sistemas de la empresa. OPC asegura su continuidad creando nuevos estándares según las necesidades y adapta estándares existentes para utilizar nueva tecnología.

En 1994 un grupo de vendedores que representaban un amplio espectro de disciplinas del sector industrial formó lo que ahora se conoce como la fundación de OPC. La fundación de OPC se impuso la meta de desarrollar una sola especificación cliente servidor, que cada marca desarrolle su propio software y se pueda compartir datos de una manera rápida, robusta, y se eliminen los esquemas propietarios. Con la adopción de la tecnología OPC, una marca puede centrar sus esfuerzos casi exclusivamente al desarrollo de la interfaz de usuario propia, y realizar el resto de interfaces por medio de OPC.

Tanto el software de Saab Rosemount así como el IN TOUCH permiten la utilización de la tecnología OPC para configurar estas variables y obtener los datos deseados. La configuración se hace desde el servidor que posee el programa IN TOUCH llamado OPC Link, y una vez ahí se ingresa en el menú *Configure* y luego en *Topic definition*, a continuación se desplegará una pantalla que se muestra en la Figura 5.26, en donde se ingresan los siguientes datos:

- Topic Name: el nombre de la variable
- Node Name: el nombre del host de ser necesario

- OPC Server Name: para este caso seria SaabTank Radar.TankServer1. El nombre del servidor OPC lo determina el fabricante Saab Rosemount.
- OPC Path: el nombre de la variable utilizado en el software de Saab.

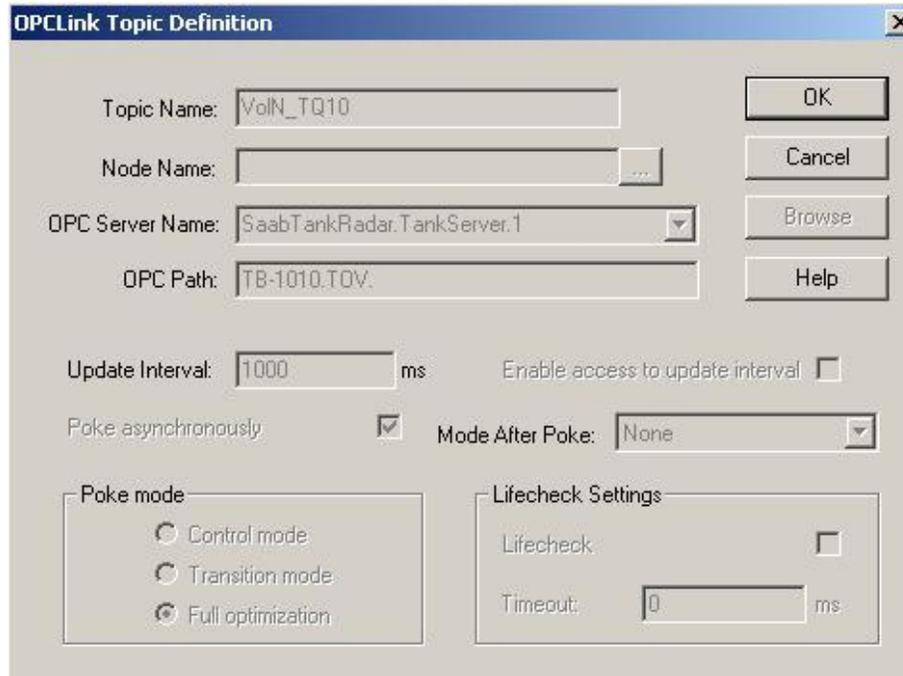


Figura 5.26. Pantalla de configuración del OPCLINK

Una vez realizados los *Topic Definition* (la configuración de las variables desde OPC a Saab Tankmaster) configurados para cada uno de los datos que se va a desde el software de Saab, ahora se configurará estos datos para el programa IN TOUCH. En el menú *Special*, se selecciona la opción *Access name* y se despliega la pantalla que se muestra en la Figura 5.27 donde se ingresa los datos:

- Access: el nombre del acceso a utilizar en In Touch
- Node Name: nombre del host
- Application Name: para este caso OPCLINK
- Topic Name: el nombre que se dio en el OPCLink a la variable

- El protocolo a usar que es SuiteLink. SuiteLink es un protocolo propio de Intouch que es una variable de DDE pero adaptado a las necesidades de Wonderware.

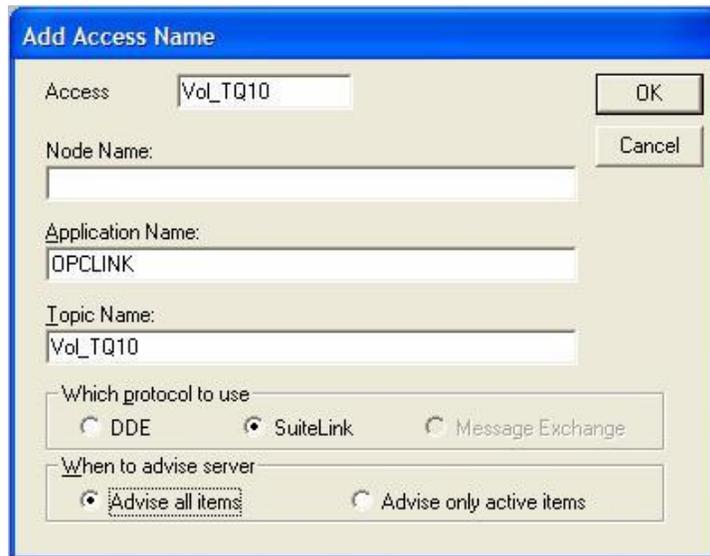


Figura 5.27. Pantalla de configuración de los access name

Ya realizado este paso se ingresa a crear un nuevo tag y se colocan los *Access Name* hechos, como se muestra en la Figura 5.28. Este tag deberá ser de tipo I/O Real y solo de lectura.

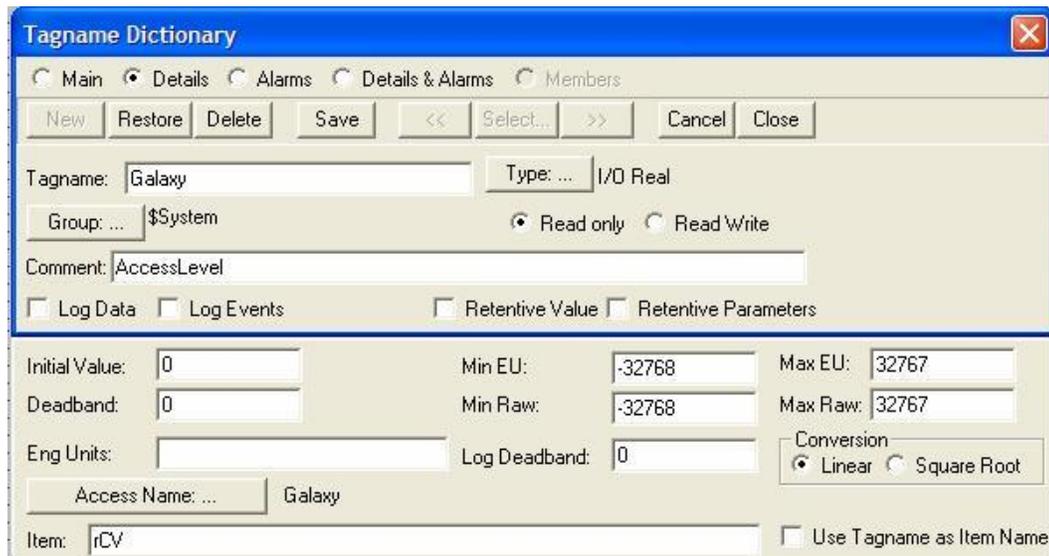


Figura 5.28. Pantalla de configuración de los access name

5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION

El desarrollo de la interfaz de visualización, monitoreo de datos y alarmas se lo realiza en el programa IN TOUCH.

5.3.1. Programación en IN TOUCH

Para la realización de la programación en el software IN TOUCH el primer paso es la creación de los respectivos TAGS, que son las variables a utilizar, y desde el diccionario de tagnames se define los tagnames y sus características. Existen diversos tipos de tagnames según su función o características, y pueden ser:

- Memory son los tags internos de In Touch
- I/O: Registros de enlace con otros programas. Son las variables físicas del sistema.
- INDIREC: tags de tipo indirecto
- Group Var: tags de los grupos de alarmas
- HISTREND: tag asociado a los gráficos históricos
- TagID: información acerca de los tags que están siendo visualizados en una gráfica histórica

De los tres primeros tipos pueden ser:

- Discrete tienen valores de 0 o 1
- Integer tagname de 32 bits con signo su valor va desde -2.147.483.648 hasta 2.147.483.647
- Real es un flotante va entre $\pm 3.4e38$
- Message tagname alfanumérico de hasta 131 caracteres de longitud

Una vez creados los tags se procederá a la programación de cada una de las respectivas pantallas, se muestra la pantalla principal en la Figura 5.29, esta pantalla es la de ingreso al programa en la que se ingresa un nombre de usuario y una clave, el nivel de acceso se dará acorde al usuario.



Figura 5.29. Pantalla principal de la aplicación de In Touch

El primer paso es crear la pantalla en donde se colocan los elementos a programar como la llave de encendido y apagado, luego los botones para ingreso de usuario y clave. La configuración de los usuarios se realiza desde el menú *Special\Security\Configure Users*, y a continuación se desplegará la pantalla de la Figura 5.30, en donde se creará el usuario y su nivel de acceso, que tendrá un valor de entre 1 y 9999 siendo 9999 el que utilizará el administrador del sistema.



Figura 5.30. Pantalla de configuración de usuarios

Una vez ingresado un usuario al programa tendrá los derechos acorde a su nivel de acceso, de esta manera se restringe el acceso a la información. Al estar inactiva la pantalla por más de diez minutos el usuario se desactiva y vuelve a la pantalla inicial para que obligatoriamente se ingrese el usuario y la clave.

Todas las pantalla tienen el mismo encabezado y pie de página, estas dos pantalla de la parte superior e inferior siempre estarán activas. El encabezado muestra fecha, hora, una reseña de alarmas y el usuario que se encuentra actualmente utilizando la aplicación.

El menú inferior posee varios botones como:

- Acceso: La pantalla de ingreso de usuario y clave
- Ir a: Es un menú en el que se muestran las pantallas a las que se pueden ingresar
- Operación: Este botón activará una pantalla de operación de la planta
- Parada de Emergencia: Este botón se lo utilizará para detener toda la operación de las islas de despacho en un momento crítico
- Nivel de Tanques: En esta ventana se observará todos los tanques del terminal y sus niveles respectivamente
- Alarmas: Esta ventana nos muestra las alarmas de los tanques, bombas y válvulas
- Calculadora: Abre la calculadora de Windows
- By Pass Válvulas: Abre una pantalla de configuración de válvulas

En la Figura 5.31 se muestra la pantalla Ir a que permite dirigirse a las diferentes pantallas de la aplicación como son: Acceso, Niveles, Históricos, Operación y Configuración.

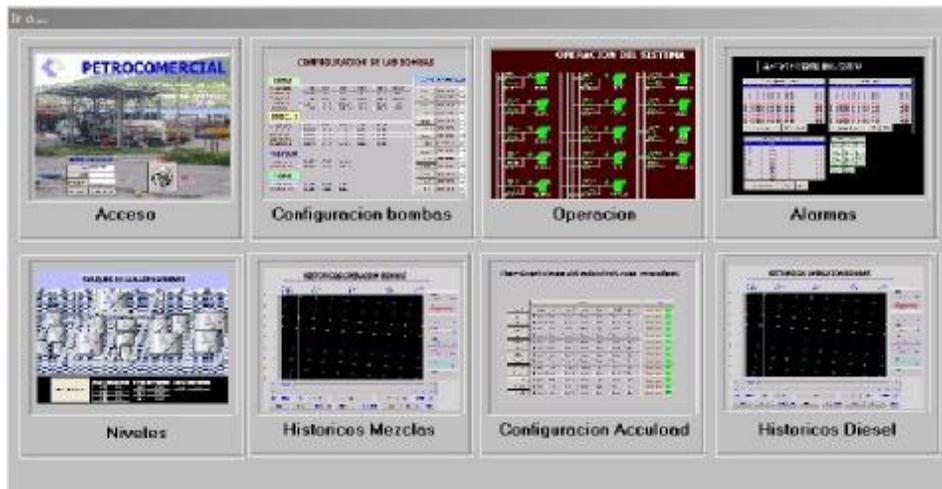


Figura 5.31. Pantalla Ir a

La pantalla de Niveles en la figura 5.32 muestra la ubicación de los respectivos tanques del Beaterio y en la parte inferior indica los niveles de producto. Si estos niveles están intermitentes en color rojo significa que la comunicación tiene una falla y se deberá verificar la misma. El botón Actualizar reinicia las comunicaciones, demora unos pocos segundos y coloca los valores actuales de los niveles. Además se configuró el programa In Touch para que actualice los datos cada 100 milisegundos tiempo suficiente por ser un proceso lento.

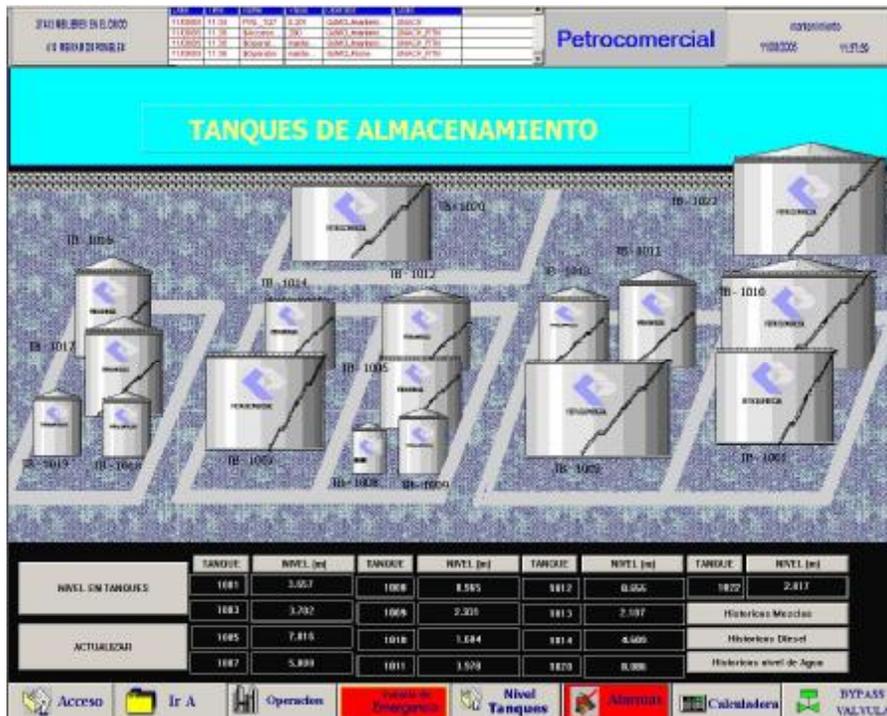


Figura 5.32. Pantalla de los Niveles de los Tanques

Cada tanque que se encuentra en la parte superior al dar un clic se ingresará a una pantalla de datos más específicos del tanque esta pantalla se muestra en la Figura 5.33.

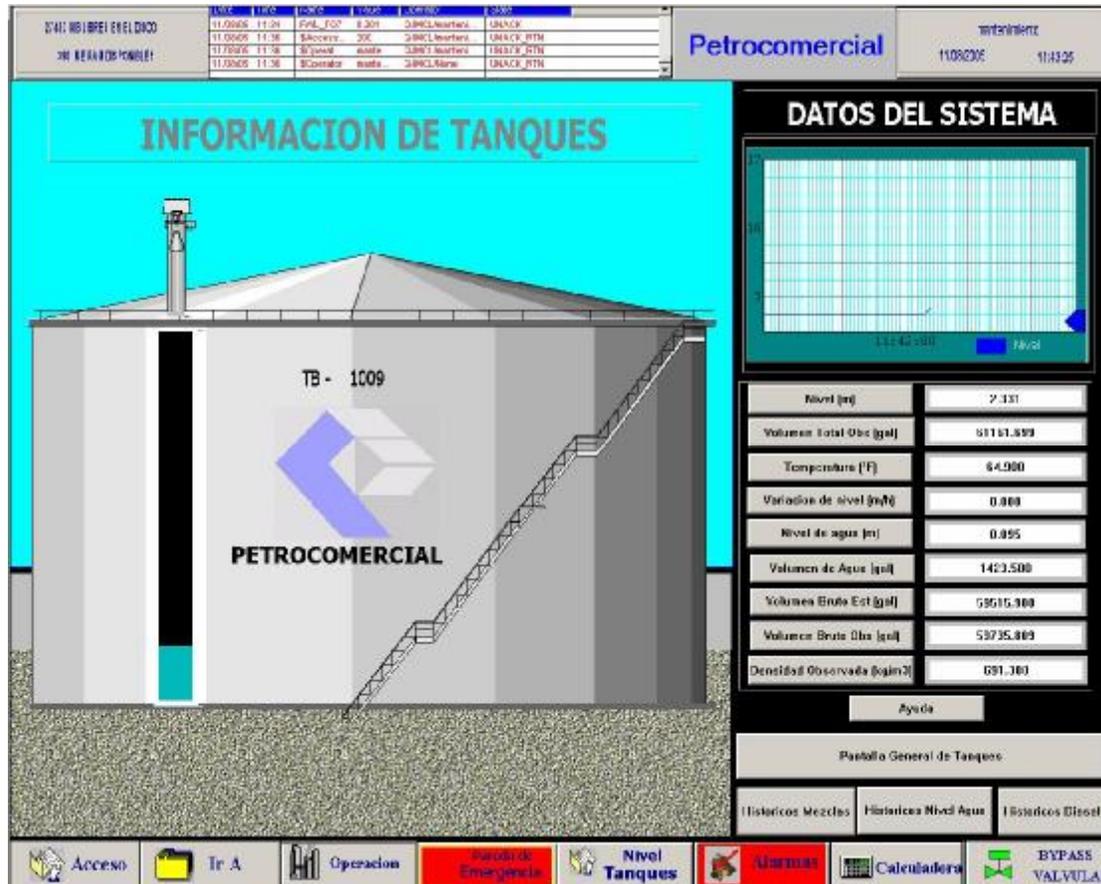


Figura 5.33. Pantalla de los datos de cada tanque

La pantalla de los datos específicos de cada tanque es una pantalla única para todos los tanques, que al momento de presionar en el tanque (de la pantalla general de los tanques) envía la información que debe indicar del respectivo tanque. Estas variables se llaman indirectas ya que son variables generales que toman valores asignados al momento de abrir una ventana, de esta manera se optimizan recursos porque no es necesario crear una pantalla por cada tanque sino que la misma pantalla se acopla para los distintos tanques. Si los datos están en intermitencia indica que los datos mostrados en la pantalla son erróneos, esto se consigue aumentando al nombre de la variable la extensión .Quality que indica si la comunicación de la variable es correcta.

La pantalla muestra los datos del tanque como:

- Nivel: Muestra el valor de nivel en metros de combustible en el tanque.
- Volumen Total Observado: Es el volumen de líquido mas el volumen de agua libre en el tanque.
- Temperatura: Es la temperatura promedio de los sensores inmersos en el combustible.
- Variación de Nivel: La velocidad con la que ingresa o sale el combustible del tanque.
- Nivel de Agua: El nivel en metros de agua libre en el tanque.
- Volumen de Agua: Muestra el volumen calculado acorde al nivel de agua.
- Volumen Bruto Estándar: Es el volumen de combustible sin nivel de agua libre pero corregido a 60 °API.
- Volumen Bruto Observado: Es el volumen de combustible excluyendo el nivel de agua.
- Densidad Observada: Es la densidad calculada a partir del dato de presión del tanque.

En la parte inferior derecha de la pantalla 5.33 se encuentran tres botones de acceso a los registros históricos de los datos de los tanques. Las pantallas de los históricos son:

- Históricos de Diesel: Esta pantalla muestra los valores guardados de los tanques de combustible que tienen diesel, esta pantalla se muestra en la Figura 5.34.
- Históricos de Mezclas: Aquí se muestran el resto de tanques del Terminal.
- Históricos de Nivel de Agua: Muestra los movimientos en los niveles de agua de los tanques y se muestra en la Figura 5.35.

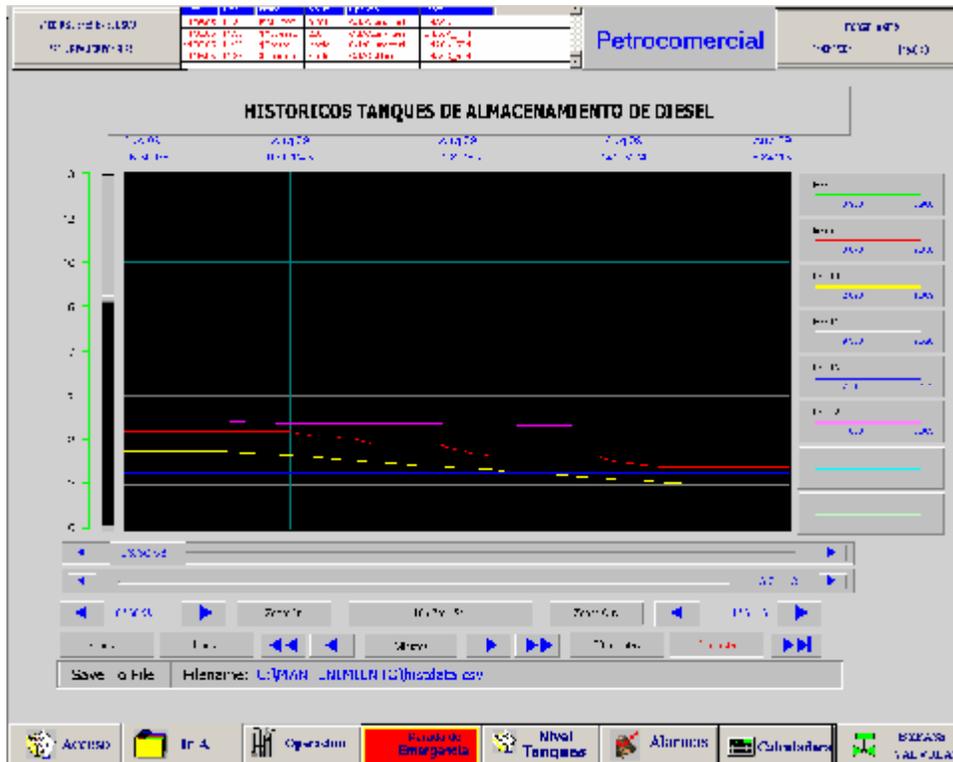


Figura 5.34. Pantalla de los históricos de los tanques

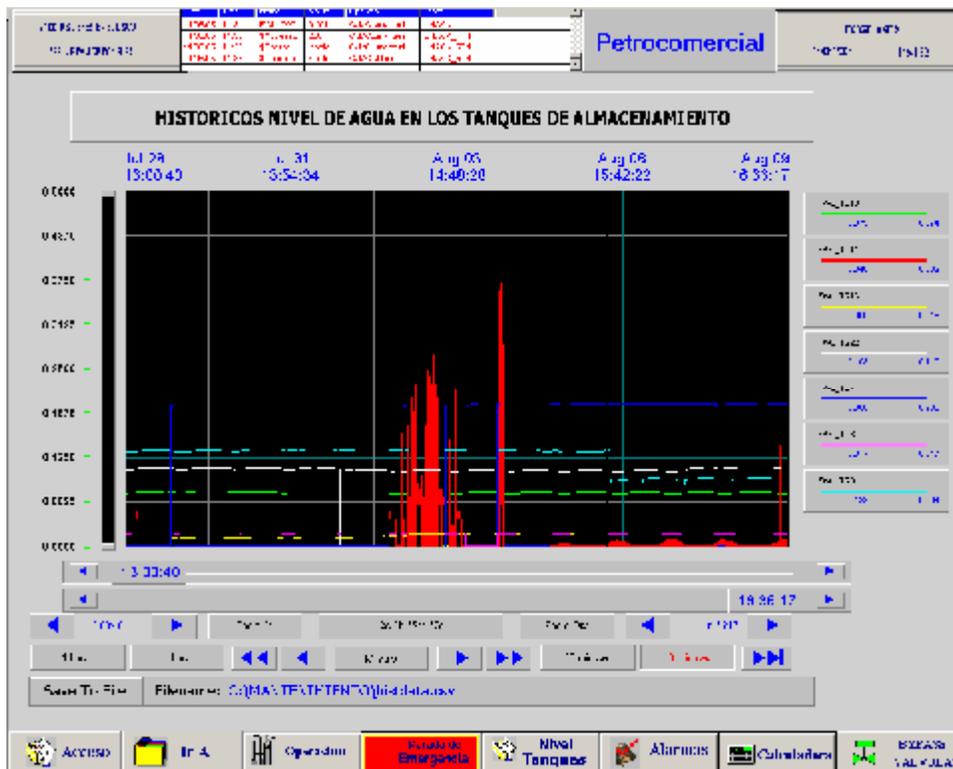


Figura 5.35. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

En la pantalla de datos específicos de los tanques se encuentra un botón de ayuda que muestra una pantalla como se indica en la Figura 5.36. En este se encuentran los conceptos de los diferentes tipos de volúmenes que muestra esta pantalla, y en la pantalla del tanque hay un botón que retorna a la pantalla general de tanques, en donde se puede elegir un nuevo tanque.

Volumen Total Observado	Volumen total con sedimentos e incluido nivel de agua libre.	
Volumen Bruto Observado	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre.	Cerrar
Volumen Bruto Estandar	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre a temperatura estandar.	

Figura 5.36. Pantalla de ayuda

La Figura 5.37 muestra la pantalla de las alarmas de toda la aplicación, indicando el tipo de alarma, la hora en que sucedió, la fecha, el operador y su estado.

The screenshot displays the 'ALARMAS PRESENTES EN EL SISTEMA' (Current Alarms in the System) screen. At the top, there's a header with 'Petrocomercial' and user information 'NEWY FAW' and 'OFFICE'. Below the title, there are four main sections:

- ACTIVADORES:** A table with columns for 'Id', 'Hora', 'Usuario', 'Tipo', 'Estado', 'Fecha', and 'Hora'. It shows a list of active components.
- TABLA DE ALARMA PRESENTE:** A detailed table with columns for 'Tan', 'Hora', 'Fecha', 'Tipo', 'Hora', 'Operador', and 'Estado'. It lists current alarms with their respective details.
- BOMBAS DE DESBURBUJADO:** A table with columns for 'No.', 'Hora', 'Operador', 'Hora', 'Estado', 'Operador', and 'Hora'. It shows the status of degassing pumps.
- PANTALLA DE ALARMA:** A grid of indicators for various pumps (BOMBA 1 to BOMBA 5) and tanks (TANQUE 1 to TANQUE 5), each with a green status icon.

At the bottom, there is a navigation bar with icons for 'Acceso', 'I/A', 'Operación', 'Estado Emergencia', 'Nivel Tanques', 'Alarmas', 'Calculadora', and 'EXFAS CALIBRAN'.

Figura 5.37. Pantalla de alarmas

Para configurar estas alarmas es necesario que se coloque los datos de nivel alto y bajo, además su respectiva prioridad para cada tag, de esta manera cada variable tendrá sus respectivas alarmas, esto se muestra en la Figura 5.38. La prioridad mas alta es igual a 1 y la mas baja será igual a 999, y se tienen alarmas HIHI, HI, LO y LOLO.

The screenshot shows the 'Tagname Dictionary' window with the following configuration details:

- Tagname:** Galaxy
- Type:** I/O Real
- Group:** \$System
- Access:** Read only
- Comment:** AccessLevel
- Initial Value:** 0
- Deadband:** 0
- Min EU:** -32768
- Max EU:** 32767
- Min Raw:** -32768
- Max Raw:** 32767
- Log Deadband:** 0
- Conversion:** Linear
- Access Name:** Galaxy
- Item:** rCV
- ACK Model:** Condition
- Alarm Comment:** (empty)

Alarm Type	Alarm Value	Priority	Alarm Inhibitor	Value	Deadband
<input checked="" type="checkbox"/> LoLo	0.35	1			
<input checked="" type="checkbox"/> Low	0.50	100			
<input checked="" type="checkbox"/> High	19.50	999			0
<input checked="" type="checkbox"/> HiHi	20	1			

Additional alarm settings:

- Minor Deviation:** 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Major Deviation:** 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Rate of Change:** 0, % per: Sec, Min, Hr, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty)

Figura 5.38. Configuración de las alarmas de los tags

Las alarmas que se utiliza para los tanques son:

- Alarmas de Nivel de combustible: Estos niveles se toman de los valores operativos máximos de los tanques para los valores HIHI y LOLO, mientras que para HI y LO se coloca un rango preventivo para que no sobrepase el llenado, ni baje más del nivel operativo. Esta alarma es la más crítica ya que se podría tener un derramamiento de combustible si se supera el nivel superior, y si se baja del valor mínimo se estará bombeando sedimentos o la presión que se ejercería en el tanque al no tener combustible sería peligrosa.

- Alarmas de Nivel de Agua: No es tan crítica pero si importante porque se debe drenar el agua al existir un valor muy alto.
- Alarma de temperatura: Esta alarma indica un mal funcionamiento en el tanque, por ejemplo al tener excesiva presión subirá la temperatura, además se verificará que el combustible no suba mucho la temperatura como sería en el caso de estar incendiándose el tanque.

CAPÍTULO 6

PRUEBAS Y RESULTADOS

6.1. PRUEBAS

Las pruebas realizadas en el sistema de supervisión de los tanques fueron las siguientes:

- **Pruebas de configuración:** Estas pruebas indican si todos los elementos funcionan de forma adecuada individualmente y en conjunto, si los datos son obtenidos del campo y si cada una de las configuraciones son correctas
- **Pruebas de programación:** Estas pruebas son de corrida de la interfaz en IN TOUCH para verificar el funcionamiento de la aplicación
- **Pruebas de operación:** Se realizan en campo y tienen como propósito comprobar que los datos medidos por los instrumentos instalados cumplan con la precisión requerida.

6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN

La configuración del sistema de radares se comprobó al momento de la instalación de cada uno de los elementos del sistema en el programa de Saab Rosemount, porque éste programa permite su instalación previa verificación de la comunicación con cada uno de los elementos. Además, no permite configurar

ningún elemento que no esta conectado y funcionando. Los elementos se comprobaron en el siguiente orden:

- La FCU: Su comunicación con la PC y su comunicación con los cinco RTG de los respectivos tanques.
- Los RTG: Su comunicación con la FCU y cada uno de los elementos que conforman el sistema de medición de nivel como: display, sensor de presión, sensor de nivel de agua, sensores de temperatura y la antena del radar.
- Los tanques: Se asocia al tanque con su respectivo RTG y se verifica los datos propios del tanque.

La comprobación de una configuración exitosa será la obtención de todos los datos de los tanques, esto se observa en el programa WinOpi.

6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN

A la aplicación desarrollada en IN TOUCH se realizaron pruebas de corrida verificando su funcionamiento y la adquisición de los datos de los tanques, comprobando pantalla por pantalla el ingreso, salida y visualización de los datos. Se comprobó también el funcionamiento de las respectivas alarmas.

6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN

Las pruebas de operación son mediciones realizadas en campo con el fin de comprobar la precisión de los instrumentos y comparar los valores obtenidos por los radares con los de aforamiento manual. Las mediciones se realizaron para el nivel del combustible y para el nivel de agua, y para la temperatura y presión no se realizaron mediciones de campo por venir los instrumentos con un certificado de calibración de fábrica que garantiza la precisión en la medición de las variables respectivas.

6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De las pruebas realizadas se obtuvo los siguientes resultados:

6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN

El resultado de la instalación y configuración fue óptimo, lo que se puede verificar en el programa WinOpi al momento de visualizar todos los datos de los radares. También se comprobó los datos de cada tanque y se verificó los datos calculados por el programa, lo que determina que la configuración fue satisfactoria; ya que los datos al ser mostrados quiere decir que la FCU, los RTG y los tanques funcionan tanto individualmente como en conjunto.

6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN

Al realizar las corridas de la aplicación se comprobó que las pantallas funcionan correctamente y se analizaron cada una de estas pantallas.



Figura 6.1. Pantalla de los Niveles de los Tanques

La Figura 6.1 indica la pantalla general de los tanques que esta funcionando correctamente, mostrando los valores de los niveles de combustible y cada uno

de los botones muestra la pantalla deseada, además al presionar sobre cada tanque desplegará una pantalla con los datos del tanque presionado, como se muestra en la Figura 6.2. Esta pantalla muestra todos los datos correctamente y cada botón lleva a la pantalla deseada.

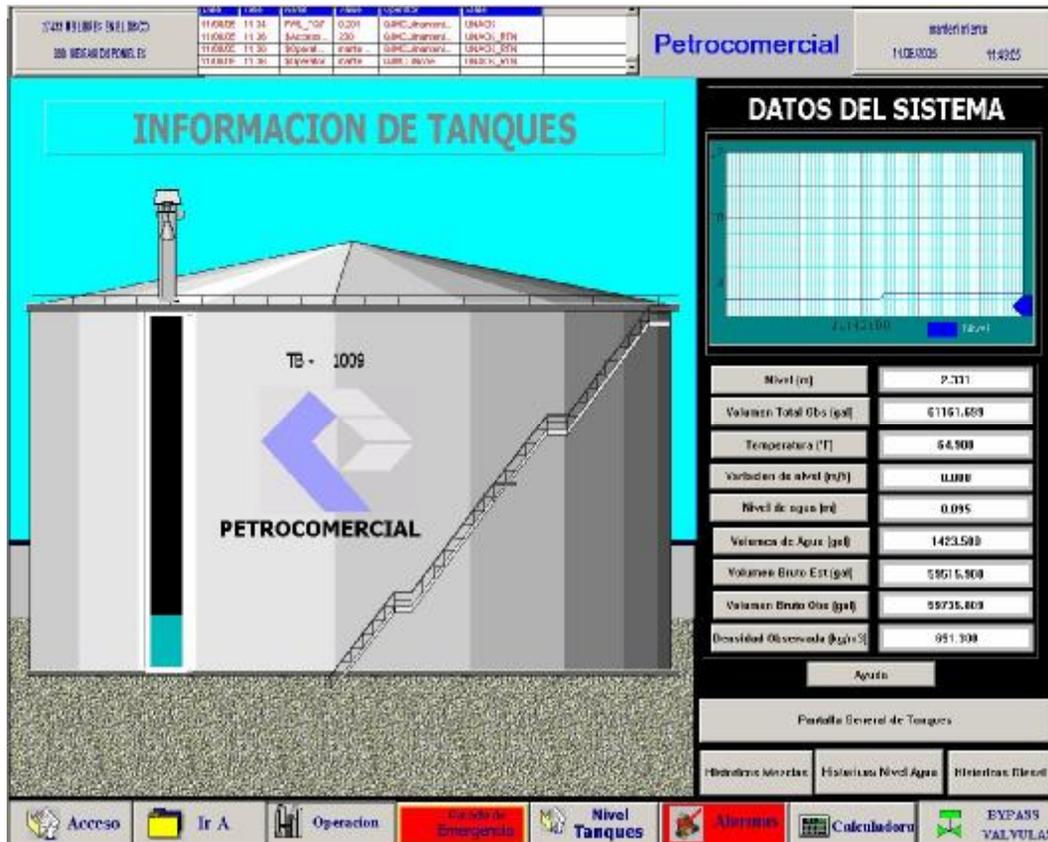


Figura 6.2. Pantalla de los datos de cada tanque

En las Figuras 6.3 y 6.4 se presentan las pantallas de los datos históricos que funcionan correctamente, estos datos corresponden al nivel de combustible, nivel de agua de cada uno de los tanques, y cada una de las herramientas de visualización.

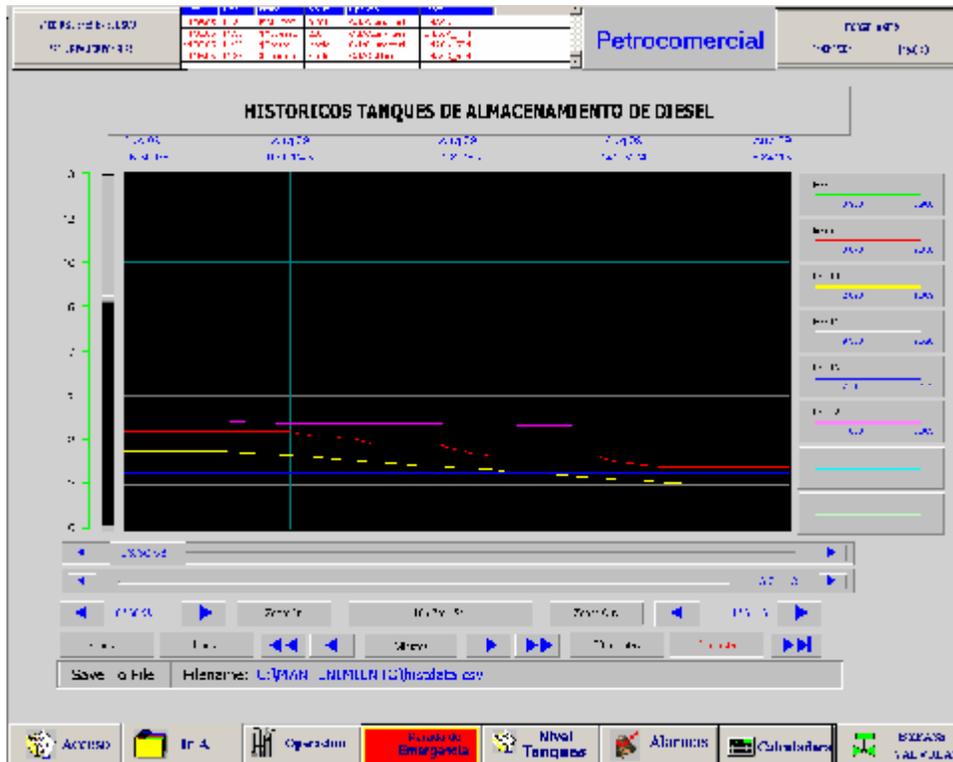


Figura 6.3. Pantalla de los históricos de los tanques

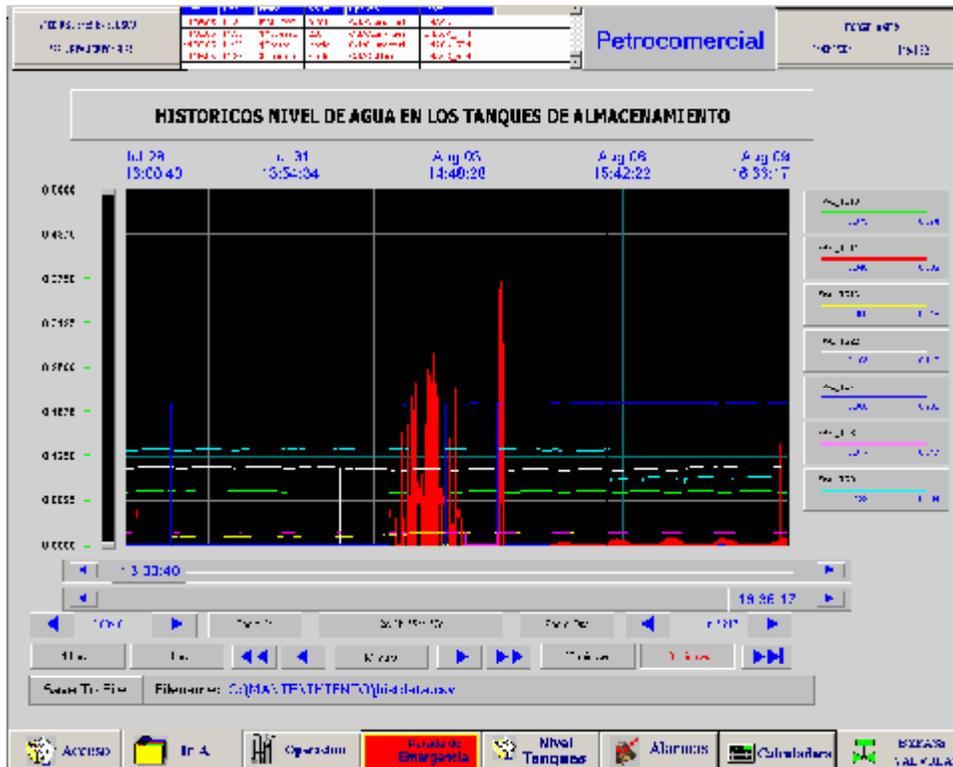


Figura 6.4. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

La pantalla de las alarmas mostrada en la Figura 6.5 funciona correctamente, en la cual se muestra a detalle cada una de las posibles alarmas que puedan existir, y se comprobó que estas se encuentren dentro de los parámetros deseados.



Figura 6.5. Pantalla de las alarmas

En consecuencia cada una de las pantallas funciona bien e interactúan correctamente entre ellas, mostrando correctamente los datos adquiridos desde el campo en tiempo real, teniéndose un resultado final satisfactorio de todo el sistema.

6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN

Para realizar estas pruebas se tomaron mediciones manuales de nivel del combustible, para luego comparar los resultados con los obtenidos por el radar. Para obtener estas mediciones es necesario que el tanque se encuentre en reposo, y se debe tomar varios datos de tal forma de tener valores en nivel bajo, medio y alto.

Los datos de nivel de volumen obtenidos del aforamiento manual para cada uno de los tanques se muestran en la Tabla 6.1, para los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 y TB-1013. Una vez obtenidos estos valores se analizan para realizar cambios en el offset del nivel de los tanques y para ingresar datos para la calibración. La razón para mover el offset de nivel es porque las alturas colocadas en la configuración son medidas y pueden tener errores. La calibración se hace ingresando en el software de configuración tres valores de aforo, que cumplan con un valor en nivel bajo, medio y alto.

Tabla 6.1. Comparación de los valores de medición de Nivel

TANQUE TQ-1007 [mm]			TANQUE TQ-1008 [mm]			TANQUE TQ-1009 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
2441	2440	-1	939	938	-1	484	484	0
3636	3635	-1	943	942	-1	1323	1323	0
3983	3982	-1	953	952	-1	1951	1950	-1
3987	3986	-1	957	955	-2	3788	3787	-1
4042	4042	0				3921	3920	-1
4047	4046	-1						
4481	4479	-2						
TANQUE TQ-1010 [mm]			TANQUE TQ-1011 [mm]			TANQUE TQ-1013 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
414	415	1	1969	1971	2	449	450	1
555	555	0	2548	2550	2	610	610	0
911	913	2	4038	4038	0	813	814	1
1558	1559	1	4421	4422	1	2689	2690	1
1888	1888	0	4777	4778	1	10392	10389	-3
4124	4126	2	6680	6681	1	10399	10398	-1

En las tablas 6.2 se observa que las diferencias de los niveles medidos y del radar oscilan de 1 a 3 milímetros, teniéndose un valor de precisión aceptable para

todos los tanques. Tomando en cuenta que algunos tanques todavía se debe tomar más datos.

Para el nivel de agua se procede de la misma manera que para el nivel del combustible, tomando mediciones manuales y comparando con las del radar se corregirá el valor del offset. Obteniéndose valores precisos para unos tanques y en otros debiendo tomar más datos para calibrar. En las Tabla 6.2 se muestran los valores del nivel de agua.

Tabla 6.2. Comparación de los valores de medición de Nivel de Agua

TANQUE TQ-1007			TANQUE TQ-1008			TANQUE TQ-1009		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
195	198	3	20	25	5	136	123	-13
TANQUE TQ-1010			TANQUE TQ-1011			TANQUE TQ-1013		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
79	68	-11	65	57	-8	53	60	7

En el caso de los sensores de temperatura y presión no es necesario calibración por poseer certificación de fábrica que garantiza su precisión. Se comprobó sin embargo que el promedio de temperatura sea obtenido solo de los sensores que se encuentran dentro del combustible, porque la variación de temperatura entre los que se encuentran sumergidos y los que no, afectaría al promedio provocando errores en los cálculos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- EL presente proyecto a cumplido con el objetivo general planteado, y los resultados obtenidos en el mismo cuentan con la aprobación del personal técnico del Terminal El Beaterio de Petrocomercial.
- A más de realizar la simulación del Proyecto, se realizó la implementación del sistema de medición de nivel, porque se contaba con todos los equipos para la ejecución del Proyecto. La ejecución y puesta en marcha del Proyecto es importante porque existen detalles que únicamente en la implementación se presentan, y que deben ser solucionados a fin que el sistema funcione acorde a los requerimientos del cliente, en este caso Petrocomercial.
- Para el presente Proyecto se consideró que la precisión de los equipos este dentro de los requerimientos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que especifica un rango de ± 3 milímetros para los sistemas de medición de nivel, que está regulado para la República del Ecuador. A pesar que la precisión del sistema de medición de nivel tipo radar marca Saab es de 0.5mm, pero bajo condiciones de laboratorio a temperatura y presión controladas.

- Las instalaciones eléctricas fueron diseñadas conforme con las recomendaciones del NEC (National Electric Code), que son las base para la norma NFPA-30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, la cual es la Norma que Petrocomercial exige para las instalaciones eléctricas en áreas clasificadas.
- De las pruebas realizadas se obtuvieron resultados satisfactorios tanto en la configuración de los equipos, como en la programación de las pantallas de la interfaz HMI, y todos los valores de las variables así como los datos calculados a partir de ellos, se presentan de forma correcta en cada una de las pantallas.
- Los instrumentos de medida utilizados en la medición de nivel tipo radar vienen con certificados de calibración de fábrica que garantizan su precisión.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la configuración de las unidades de medida utilizadas antes de configurar los sistemas de medición tipo radar.
- Las unidades del transmisor de presión deben estar configuradas en unidades que existan en el software Tankmaster, esto se recomienda porque inicialmente los transmisores de presión estuvieron configurados en pulgadas de agua como unidad de medida, la misma que no existe en el software Tankmaster y que produjo errores en los cálculos de la densidad.
- Las variables del software Intouch que tienen comunicación OPC deben ser configuradas como de solo lectura, porque esto garantiza que no se produzcan errores en los datos adquiridos de los niveles de los tanques. En

algunos momentos se produjeron errores en el envío de datos desde el Tankmaster al Intouch, porque las variables del Intouch fueron configuradas inicialmente como de lectura y escritura.

- Las mediciones de las alturas de los tanques deben realizarse previamente a la configuración de los mismos, esto reducirá el tiempo de configuración y de puesta en marcha de los equipos.
- Se recomienda no guardar los datos de los registros históricos de los tanques en Intouch, porque éste es un software únicamente de visualización y los datos almacenados en este ocuparían demasiado espacio en el disco duro. Por ello, se recomienda ingresar los datos más importantes adquiridos de los sistemas en bases de datos para que sean almacenados y comprimidos.
- Se recomienda que las mediciones de densidad se las realice cuando la altura de producto sea mayor a cuatro metros, porque por sobre esta altura la medición de densidad tiene una mayor precisión.

BIBLIOGRAFÍA

- CREUS SOLE, antonio, *instrumentación industrial*, sexta edición, Alfa Omega, 1998, 775
- MARTÍNEZ SÁNCHEZ, Victoriano Angel, *Automatización Industrial Moderna*, Primera Edición, Alfaomega Primera Edición, 2001.
- RASHID, Muhammad, *Electrónica de Potencia*, Alfa Omega, 2000, 380.
- Normas API, manual of petroleum measurement standards (MPMS)
- Handbook, crouse-hinds code digest, 1999
- Handbook, national electric code, seventeenth edition, 1981, 1124
- Normativa ANSI/ISA-5.1, instrumentation symbols and identification, 1984
- Normas DIN, Manual de Nomenclatura de Planos
- <http://www.enercongroup.com/Definitions-Measurement.htm>
- http://www.schillig.com.ar/medicion_nivel_grandes_tanques.htm
- http://www.ustpower.com/ESP_TecnologiasDeAcondicionamientoDeEnergia.htm
- <http://www.emersonprocess.com/rosemount/>
- <http://www.enraf.com/default.aspx>
- <http://www.tvtronica.com.ar/Actuadores.htm>
- <http://www.opcfoundation.org>
- <http://apuntes.rincondelvago.com/cables-y-conductores.html>
- <http://html.rincondelvago.com/protecciones-electricas.html>

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. ELEMENTOS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	6
FIGURA 2.2. CINTA DE MEDICIÓN DE NIVEL PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO	12
FIGURA 2.3. DENSÍMETRO LISTO PARA UNA LECTURA	15
FIGURA 2.4. RANGOS TÍPICOS DE GRAVEDADES API CORREGIDAS A 60 ° F.....	15
FIGURA 3.1. DIVISIÓN DE ÁREAS CLASIFICADAS PARA UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	24
FIGURA 3.2. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON SERVO	27
FIGURA 3.3. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON RADAR.....	27
FIGURA 3.4. ESQUEMA DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 3.5. ESQUEMA EXPLICATIVO DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 4.1. EJEMPLO DE UN SISTEMA DE BANDEJAS PORTACABLES.....	40
FIGURA 4.2. EJEMPLO DE ACCESORIOS DE UN SISTEMA DE BANDEJAS	41
FIGURA 4.3. CAJA DE CONEXIONES ELÉCTRICAS DEL RADAR RTG 3930.....	42
FIGURA 4.4. CONEXIONES DEL CONECTOR X11	43
FIGURA 4.5. CONEXIONADO DE ALIMENTACIÓN DEL RADAR.....	44
FIGURA 4.6. BORNERA DE CONEXIONES DEL ACTUADOR	46
FIGURA 4.7. CONEXIÓN A TIERRA DE LOS RADARES	50
FIGURA 4.8. CONEXIÓN A TIERRA DE LAS BANDEJAS PORTACABLES.....	50
FIGURA 4.9. CONEXIONES DE LA CAJA X12.....	51
FIGURA 4.10. ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.11. HAZ DE LA ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.12. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	54
FIGURA 4.13. CONEXIONES DEL TRANSMISOR DE PRESIÓN	55
FIGURA 4.14. SENSOR DE NIVEL DE AGUA	56
FIGURA 4.15. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	57
FIGURA 4.16. DISPLAY RDU 40.....	57
FIGURA 4.17. CONEXIONES DEL DISPLAY	58
FIGURA 4.18. ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE LOS RADARES	59
FIGURA 4.19. CONEXIONADO DESDE EL RADAR A LA FCU	60
FIGURA 4.20. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	61
FIGURA 4.21. GRÁFICO DE LA PLACA INTERNA FCM DE LA FCU	62
FIGURA 4.22. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	62
FIGURA 4.23. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES AL PLC	63
FIGURA 4.24. CONEXIONADO ACTUADORES EN CUATRO HILOS RS-485.	64
FIGURA 4.25. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES	64
FIGURA 5.1. ESPACIO DE TRABAJO DEL PROGRAMA WINSETUP.....	67

FIGURA 5.2. WORKSPACE DEL PROGRAMA WINOPI	69
FIGURA 5.3. CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	71
FIGURA 5.4. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA COMUNICACIÓN MODBUS MASTER	71
FIGURA 5.5. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.6. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.7. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	74
FIGURA 5.9. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE VARIABLES VISUALIZACIÓN PARA LOS TANQUES	75
FIGURA 5.10. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	78
FIGURA 5.11. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	79
FIGURA 5.12. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU DEL TERMINAL EL BEATERIO.	79
FIGURA 5.13. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.14. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.15. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	83
FIGURA 5.16. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	84
FIGURA 5.17. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	85
FIGURA 5.18. DISTANCIAS DEL TANQUE	86
FIGURA 5.19. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	86
FIGURA 5.20. WORKSPACE CON LOS RTG INSTALADOS	87
FIGURA 5.21. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	88
FIGURA 5.22. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	89
FIGURA 5.23. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	89
FIGURA 5.24. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	90
FIGURA 5.25. WORKSPACE CON LOS TANQUES INSTALADOS.....	91
FIGURA 5.26. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL OPCLINK	93
FIGURA 5.27. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.28. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.29. PANTALLA PRINCIPAL DE LA APLICACIÓN DE IN TOUCH.....	96
FIGURA 5.30. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE USUARIOS	96
FIGURA 5.31. PANTALLA IR A	98
FIGURA 5.32. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	98
FIGURA 5.33. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE	99
FIGURA 5.34. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.35. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.36. PANTALLA DE AYUDA	102
FIGURA 5.37. PANTALLA DE ALARMAS.....	102
FIGURA 5.38. CONFIGURACIÓN DE LAS ALARMAS DE LOS TAGS.....	103
FIGURA 6.1. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	109
FIGURA 6.2. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE.....	110
FIGURA 6.3. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	111

FIGURA 6.4. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES 111
FIGURA 6.5. PANTALLA DE LAS ALARMAS 112

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	9
TABLA 2.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS VÁLVULAS DE ENTRADA Y DE SALIDA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	10
TABLA 2.3. NÚMERO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.4. TIEMPO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.5. RANGOS DE TEMPERATURA.....	16
TABLA 3.1. TABLA DE CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS PELIGROSAS	20
TABLA 3.2. TABLA DE CLASIFICACIÓN POR GRUPOS	23
TABLA 3.3. TABLA DE LA PRECISIÓN DE MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 3.4. TABLA DE LAS PRESTACIONES DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 4.1. TABLA DE CABLES Y CAÍDA DE VOLTAJE PARA DIFERENTES LONGITUDES.....	45
TABLA 4.2. TABLA DE ALTURAS DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA.....	53
TABLA 4.3. CONFIGURACIONES DE LA FCU	61
TABLA 5.1. TABLA DE DATOS DE CONFIGURACIÓN DE LOS PUERTOS DE LA FCU	81
TABLA 5.2. TABLA DE BASE DE DATOS ESCLAVA DE LA FCU	82
TABLA 6.1. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	113
TABLA 6.2. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL DE AGUA	114

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**SISTEMA DE SUPERVISIÓN PARA LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DEL TERMINAL EL BEATERIO DE
PETROCOMERCIAL.**

MARÍA PAMELA GÓMEZ ROCA

QUITO-ECUADOR

2005

Sangolquí, diciembre del 2005

LEGALIZACIÓN

Autor

María Pamela Gómez Roca

Tcnr. Ing. Xavier Martínez
Decano de la Facultad
de Ingeniería Electrónica

Ab. Jorge Carvajal
Secretario Académico
de la Facultad de Ingeniería
Electrónica

Sangolquí, diciembre del 2005

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto fue desarrollado por María Pamela Gómez Roca, bajo nuestra supervisión.

Ing. Hugo Ortiz
DIRECTOR

Ing. Evelio Granizo
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios, a mi madre, a mi hermana Jeannethe, a mi hermana Verónica, a Mantenimiento Eléctrico de Terminales de Petrocomercial, en especial al Ing. Francisco de la Torre, al Director y Codirector de tesis, y a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

A mi madre por la paciencia, el amor, comprensión y todas las noches de desvelo que estuvo a mi lado. A mi hermana Jeannethe por la ayuda incondicional, y todas aquellas cosas que me dio muchas veces sin haberlas pedido.

PRÓLOGO

El presente proyecto titulado “Diseño y simulación de un sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento del terminal El Beaterio de Petrocomercial”, tiene como objetivo diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

El proyecto engloba todas las variables del proceso de almacenamiento de los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 Y TB-1013, mediante la medición de nivel y el resto de variables que intervienen en dicho proceso, también se realiza los respectivos cálculos para obtener un volumen estándar a 60° F, densidad, temperatura y nivel de agua.

El diseño cumple con las recomendaciones para áreas peligrosas en todas las conexiones eléctricas, teniéndose seguridad contra posibles explosiones por encontrarse siempre expuestos a la presencia de combustibles y vapores combustibles. La configuración del sistema de medición de nivel incluye el desarrollo de la interfase hombre máquina, que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

Los resultados obtenidos no solo son del diseño y la simulación sino que se pudo implementar el proyecto dándole un valor agregado al objetivo planteado en primera instancia, obteniéndose un sistema preciso y confiable, de fácil manejo para el operador, y que permite obtener en tiempo real todos los valores requeridos para llevar un control del combustible en cada tanque.

En los primeros dos capítulos se analizan los objetivos del Proyecto y la situación actual de los sistemas de medición de Tanques de almacenamiento de derivados de combustibles en el Terminal.

Posteriormente se analizan diferentes tipos de sistemas de medición de Tanques de Almacenamiento y se determina la alternativa más conveniente para los intereses de Petrocomercial.

En el capítulo Cuatro se describe el diseño del hardware que incluye: instalaciones eléctricas de fuerza y comunicación de los dispositivos cumpliendo las normas para instalaciones en áreas clasificadas y conexión de los equipos.

La configuración del sistema de medición de nivel se detalla en el capítulo cinco en el que además se incluye el desarrollo de la interfase hombre maquina que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

En el capítulo Seis se analizan los resultados obtenidos del Sistema y finalmente se redactan las conclusiones y las recomendaciones que se realizan a fin de obtener los mejores resultados en la utilización del sistema desarrollado.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN	I
AGRADEIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
PRÓLOGO	IV
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	2
1.4. OBJETIVOS.....	3
1.4.1. <i>Objetivo General</i>	3
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	4
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN	5
2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	5
2.1.1. <i>Tanques de almacenamiento de combustible</i>	5
2.1.2. <i>Características de los tanques a ser automatizados</i>	9
2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN	10
2.2.1. <i>Volumen Bruto Observado (GOV)</i>	10
2.2.2. <i>Volumen Bruto Estándar (GSV)</i>	10
2.2.3. <i>Volumen Neto Estándar (NSV)</i>	10
2.2.4. <i>Volumen Total Calculado (TCV)</i>	11
2.2.5. <i>Volumen Total Observado (TOV)</i>	11
2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN	11
2.3.1. <i>Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F</i>	14
2.3.2. <i>Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F</i>	16
2.3.3. <i>Tablas de conversión de nivel a volumen</i>	16
2.3.4. <i>Medición de agua libre</i>	17
CAPÍTULO 3: ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	18
3.1. AREAS CLASIFICADAS1	18
3.1.1. <i>Áreas Clase 1</i>	20
3.1.1.1. <i>Áreas clase 1 división 1</i>	22
3.1.1.2. <i>Áreas clase 1 división 2</i>	22
3.1.2. <i>Clasificación por Grupos</i>	22
3.1.3. <i>Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio</i>	23
3.2. HARDWARE.....	24

3.2.1. Determinación de los tipos de elementos necesarios	24
3.2.2. Presentación de alternativas	25
3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	25
3.2.2.2. Actuadores	30
3.2.3. Selección del hardware	32
3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	32
3.2.3.2. Actuadores	34
3.3. SOFTWARE	35
3.3.1. Determinación de alternativas	35
3.3.1.1. LOOKOUT	36
3.3.1.2. IN TOUCH.....	36
3.3.2. Selección	37
CAPÍTULO 4: DISEÑO DE HARDWARE.....	38
4.1. INSTALACIONES DE FUERZA	38
4.1.1. Bandejas Portacables.....	38
4.1.2. Conexiones de alimentación para los radares y actuadores.....	42
4.1.2.1. Radares.....	42
4.1.2.2. Actuadores	45
4.1.3. Protecciones.....	46
4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes.....	47
4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje	48
4.1.3.3. Protección a tierra.....	49
4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES	50
4.2.1. Antena	51
4.2.2. Sensores de Temperatura.....	53
4.2.3. Transmisor de Presión	54
4.2.4. Sensor de Nivel de Agua.....	56
4.2.5. Display	57
4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN	58
4.3.1. Radares	58
4.3.2. Actuadores	63
CAPÍTULO 5: DISEÑO DE SOFTWARE.....	65
5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR	65
5.1.1. Introducción	65
5.1.1.1. WinSetup.....	66
5.1.1.2. WinOpi.....	68
5.1.2. Configuración	69
5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación.....	70
5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización.....	73
5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)	78

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos.....	83
5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques.....	87
5.1.2.6. Calibración.....	91
5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH	92
5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION.....	94
5.3.1. Programación en IN TOUCH	95
CAPÍTULO 6: PRUEBAS Y RESULTADOS	105
6.1. PRUEBAS.....	105
6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN	105
6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN.....	106
6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN	106
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS	107
6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN.....	107
6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN	107
6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	116
ANEXOS	117
INDICES DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto consiste en el diseño y la simulación del sistema de supervisión de los tanques de almacenamiento de combustible del Terminal de Productos Limpios El Beaterio, para la empresa Petrocomercial, filial de Petroecuador. El Terminal se encarga del ingreso, almacenamiento y despacho del combustible, en donde los tanques necesitan de un sistema que permita controlar el nivel del combustible de una forma exacta y permanente, obteniéndose de esta manera el control de ingreso y salida del combustible.

Actualmente el Terminal trabaja con un sistema de medición obsoleto e impreciso que depende del control humano, por lo que es preciso realizar cálculos y correcciones posteriores. Es por tanto necesario automatizar dicho sistema para obtener directamente un informe claro y detallado de las mediciones en cada uno de estos tanques, guardando la información para tener históricos de los tanques. Al automatizar el sistema de medición de nivel, se pretende facilitar el control del volumen de combustible que sale e ingresa.

Por ser el terminal El Beaterio un punto importante para el abastecimiento de combustibles para Quito, es necesario llevar un buen control de todos los ingresos y salidas de combustible sin pérdidas. Esto se consigue con un sistema de medición de nivel confiable, que engloba de forma correcta todos los parámetros del proceso. Para obtener el volumen de los tanques con una tecnología vigente, de una forma rápida y sencilla.

1.2. ANTECEDENTES

En el Terminal El Beaterio de Petrocomercial se almacena, despacha y comercializa combustibles para la ciudad de Quito y sus alrededores, con el siguiente procedimiento: se recibe desde la Refinería de Esmeraldas los distintos tipos de combustibles, a continuación se los analiza para verificar su calidad, y luego se los vende a las diferentes comercializadoras y gasolineras.

La medición del volumen de combustible en los tanques de almacenamiento del Terminal El Beaterio, se la realiza en forma manual mediante el siguiente proceso: se mide el nivel del combustible con una cinta de aforamiento con una crema reactiva, la misma que cambia de color al contacto con el combustible. Al analizar este método se concluye que es impreciso y obsoleto, porque al transformar este dato de nivel a volumen; se pierde exactitud.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la actualidad los tanques de almacenamiento de combustible del terminal El Beaterio de Petrocomercial, se encuentran operando con un método caduco, porque depende totalmente del control humano, que a más de ser impreciso no engloba todas las variables del proceso de medición,

tales como: la temperatura a la que se encuentra el combustible, el nivel de agua y sedimento en el fondo del tanque, y la presión del combustible.

Las variables del proceso de medición son de vital importancia para el cálculo de volumen del combustible, el cual se debe corregir de acuerdo a una norma API en donde la medición del combustible debe ser a una temperatura estándar y a partir de ello se corrige los valores acorde a la temperatura medida, por lo que se acarrea una serie de errores desde el momento de la toma de datos hasta que estos sean calculados. Lo que provoca pérdida de exactitud, que se verá reflejado en una diferencia de volumen del combustible entrante con el saliente; produciendo pérdidas de combustible y a su vez de dinero.

Con la tecnología vigente es posible realizar el control del volumen de combustible de una forma sencilla y confiable, obteniendo no sólo el nivel sino a partir de éste el volumen corregido. Además es posible obtener gráficamente las señales del proceso y un informe detallado de todo lo que sucede en cada uno de los tanques de almacenamiento.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal El Beaterio de Petrocomercial, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio detallado de la situación actual de los tanques de almacenamiento y su sistema de medición volumétrica
- Analizar y seleccionar las alternativas tecnológicas viables para el sistema de supervisión, considerando factores inherentes de seguridad
- Especificar los componentes de instrumentación del sistema
- Diseñar el hardware asociado al sistema de supervisión
- Implementar interfaces HMI que permitan administrar de manera remota todos los datos del proceso
- Realizar el levantamiento de los respectivos planos del diseño
- Efectuar pruebas de funcionamiento y puesta a punto del software

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN

2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

2.1.1. Tanques de almacenamiento de combustible

Los tanques se destinan para almacenar productos líquidos derivados de petróleo, clasificándolos por las siguientes características: tipo de producto a almacenarse, capacidad de almacenamiento, forma del tanque, presión de almacenamiento y la temperatura. Por lo tanto, los tanques de almacenamiento son de cuatro tipos:

- Tanques de techo fijo
- Tanques de techo fijo con flotante interior
- Tanques de techo flotante
- Esferas de alta presión

Todos los tanques a ser automatizados en este proyecto son de techo fijo y constan de: un fondo plano, un cuerpo cilíndrico y un techo; los cuales se construyen mediante chapas soldadas adecuadamente curvadas para el caso del cuerpo, mientras el fondo se construye en forma plana con una capacidad de flexión para que pueda tomar una forma ligeramente cóncava.

Las partes principales de los tanques de almacenamiento se indican en la Figura 2.1:

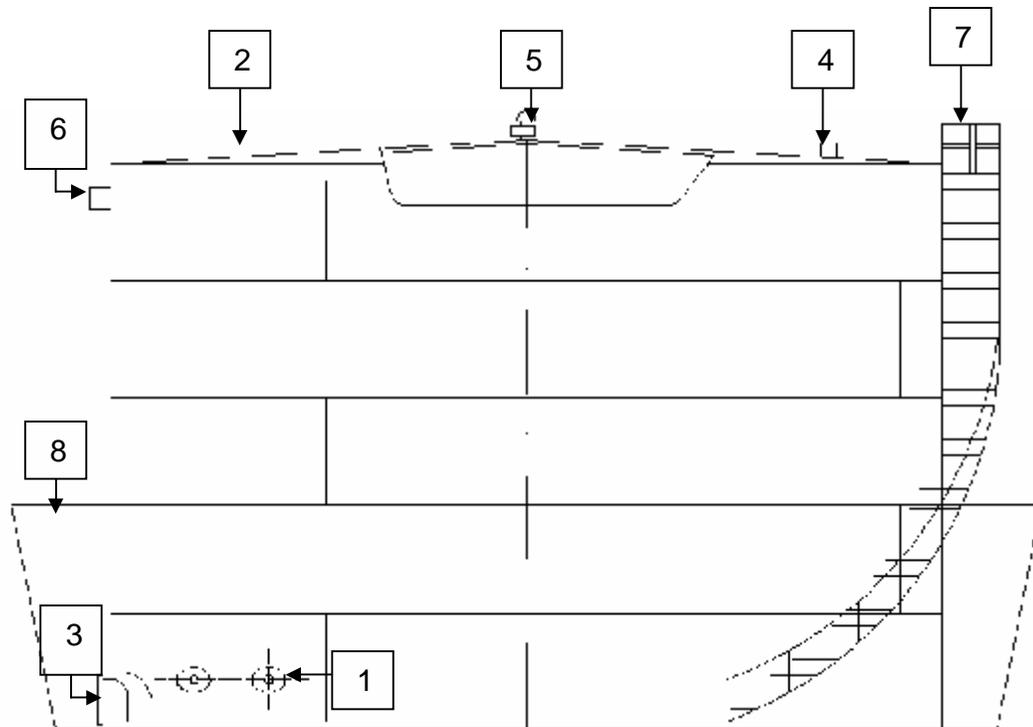


Figura 2.1. Elementos del tanque de almacenamiento de combustible

En donde se tiene:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo
2. Manhole
3. Puerta de limpieza a nivel
4. Escotilla de Aforo
5. Válvula de Relevo
6. Cámara de espuma
7. Escalinata
8. Dique

A continuación se describe cada una de las partes:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo.

Estas válvulas permiten la entrada y salida del producto, las cuales tienen un diámetro que se escoge de acuerdo al tanque y sus características. Además, las bocas de entrada y salida están generalmente situadas en la base del tanque, aproximadamente a medio metro del fondo, a fin de dejar un volumen muerto en el que se pueden acumular los depósitos indeseables, o bien para que el volumen de hidrocarburo descansa sobre una capa de agua. Entre el tanque y las válvulas se colocan válvulas de seguridad para evitar sobre presiones.

La entrada no se hace en la parte superior del tanque para evitar que cuando ingrese el producto remueva el fondo o cree cargas electrostáticas.

2. Manhole o entrada de hombre. Esta entrada se realiza para: facilitar el ingreso del personal de mantenimiento al tanque, realizar el proceso de desgasificación colocando un ventilador o un aspirador y que el resto de vapores salgan del tanque al dejarlas abiertas. Existen dos tipos: manhole de cuerpo y manhole de techo, las cuales se construyen en forma normalizada.

3. Puertas de limpieza a nivel. Estas puertas de limpieza se encuentran en la base del tanque y sirven para la limpieza de: sedimentos, lodos y agua que se acumulan en el fondo del tanque.

- 4. Escotilla de aforo.** Permite medir en forma manual el nivel del combustible existente en el tanque. Mediante la medición de la altura desde el extremo superior de la escotilla hasta una placa horizontal colocada en el fondo del tanque, esta altura se encuentra calibrada.

- 5. Válvula de relevo o respirador.** Esta válvula se encuentra en la parte central del techo, la cual posee un mecanismo que regula la presión de vapor en el interior del tanque, y a su vez permite ingresar aire fresco al mismo; reduciendo la presión en el interior del tanque.

- 6. Cámara de espuma.** Este sistema inyecta espuma al tanque en caso de que se produzca un incendio en el interior del mismo, logrando terminar con la combustión del derivado de petróleo.

- 7. Escalinata.** La escalinata debe ser diseñada acorde a las recomendaciones API, para que mantenga las normas de seguridad requeridas, tomando en cuenta consideraciones tales como: peldaños, pasamanos, estructura y material a ser utilizado.

- 8. Dique.** Se encuentra alrededor del tanque y su función es contener el combustible en su interior. Se diseña de acuerdo al volumen del tanque para que al momento de derramarse el producto contenido en el tanque se quede en el interior del dique.

2.1.2. Características de los tanques a ser automatizados

El Terminal El Beaterio posee 17 tanques de almacenamiento y 3 esferas de alta presión, siendo automatizados los cinco tanques de almacenamiento de combustible, que se muestran en la Tabla 2.1 con sus respectivas características:

Tabla 2.1. Características de los tanques de almacenamiento

TANQUE	PRODUCTO	ALTURA TOTAL (m)	DIAMETRO (m)	ALTURA DE AFORO (m)	VOLUMEN LLENADO (gls)	VOLUMEN OPERATIVO (gls)	VOLUMEN NO OPERATIVO (gls)
1008	Eco – 85	9.400	8.096	9.398	123948	121248	2700
1009	Diesel 1	11.249	11.347	11.258	292547	87647	4900
1010	Diesel 2	14.375	38.468	14.375	4606584	4485584	121000
1011	Diesel 2	14.345	22.366	14.345	1493618	1456118	37500
1013	Diesel 2	13.136	18.295	13.136	900834	874958	25876

En donde, el volumen operativo es la capacidad máxima de llenado del tanque en condiciones de operación y el volumen no operativo es el valor mínimo de combustible hasta donde se puede extraer producto del tanque; porque bajo este valor se extraería agua, sedimento y aire.

Además, cada uno de los tanques de acuerdo a sus características tiene sus válvulas de entrada y salida, las mismas que son accionadas automáticamente por medio de actuadores eléctricos. En la Tabla 2.2 se indica las características de las válvulas de entrada y salida.

Tabla 2.2. Características de las válvulas de entrada y de salida de los tanques de almacenamiento

TANQUE	VALVULA DE ENTRADA			VALVULA DE SALIDA		
	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN
1008	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1009	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1010	10	BOLA	AUTOMATICA	10	BOLA	AUTOMATICA
1011	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA
1013	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA

2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN

2.2.1. Volumen Bruto Observado (GOV)

Es el volumen total del combustible con sedimentos y agua, excluyendo el agua libre a una presión y temperatura observada.

2.2.2. Volumen Bruto Estándar (GSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo excluyendo sedimentos, agua y agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.3. Volumen Neto Estándar (NSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo con sedimentos y agua, y con el valor de agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.4. Volumen Total Calculado (TCV)

Es el volumen bruto estándar más el nivel de agua libre.

2.2.5. Volumen Total Observado (TOV)

Es el volumen bruto observado más el nivel de agua libre.

2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN

Actualmente el proceso de medición de nivel utilizado en el terminal El Beaterio, es el de aforamiento manual que se basa en la norma API Capítulo 3 sección 1B del Manual de estándares de medición para petróleo siendo su procedimiento el siguiente:

1. Conectar la seguridad de descarga electrostática en el tanque.
2. Verificar la altura de aforamiento que posee cada tanque en una placa, este valor sirve para preveer la longitud de cinta a introducir en el tanque.
3. Realizar una medición indirecta para conocer en forma aproximada el nivel de combustible, esta medición se realiza introduciendo la cinta de medición con su plomada, mostrada en la Figura 2.2, hasta una profundidad tal que la plomada tope ligeramente el líquido, llamando a esta práctica “romper el espejo”, siendo el espejo el reflejo de la luz en el nivel del líquido. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina, restando a la altura de referencia del tanque el valor de lectura de la cinta, con este valor se conoce aproximadamente donde colocar la pasta reactiva para realizar la medición directa.

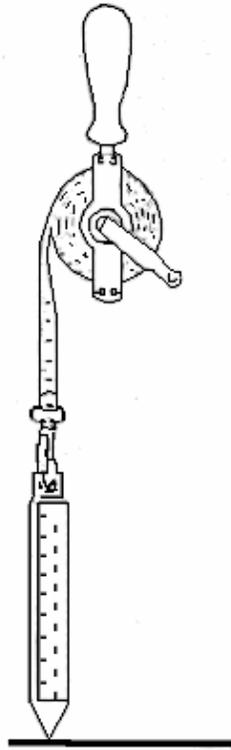


Figura 2.2. Cinta de medición de nivel para tanques de almacenamiento

4. Realizar la medición directa colocando la pasta reactiva en un rango comprendido entre: veinte milímetros menos y veinte milímetros más del valor indirecto. Para lo cual se introduce la cinta metálica por la escotilla de aforo hasta que tope la placa del fondo del tanque. La precisión de este método depende de la destreza del operario, para determinar cuando la plomada llega al fondo sin que ésta se doble, luego se recoge la cinta y se observa un cambio de color en la pasta reactiva. El límite entre la zona que reaccionó con el combustible y la que no lo hizo, determinará de manera directa el nivel del líquido en el tanque, donde la pasta haya reaccionado será el nivel medido del combustible. Este proceso se deberá realizar tres veces consecutivas según recomendación API capítulo 3 sección 1B, en donde si dos medidas consecutivas se repiten se registrará este valor sin tomar la última, si las tres mediciones son diferentes se promediarán para obtener el valor final.

5. Realizar la medición de temperatura promedio del producto determinando el número de mediciones y los niveles a los cuales se deben realizar las mismas, según la Tabla 2.3. Para lo cual se utiliza un termómetro certificado que se introduce cuidadosamente por la escotilla de aforo hasta el nivel calculado, y de acuerdo al producto se especifica el tiempo mínimo de espera, según la Tabla 2.4.

Tabla 2.3. Número mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Nivel del líquido	Número mínimo de medidas	Niveles de Medidas
Más de 15 pies (Más de cinco metros)	3	3 debajo del tope de la superficie del líquido; mitad de líquido: 3 sobre el fondo del líquido.
De 10 a 15 pies	2	3 debajo de la superficie del líquido y 3 sobre el fondo del líquido.
Menos de 10 pies (menos de tres metros)	1	Mitad del líquido.

Tabla 2.4. Tiempo mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Contenido del Tanque	Tiempo mínimo de Inmersión
Gasolina o nafta, kerosén, gasoleo y diesel	5 minutos
Petróleo crudo a 10° API o más	5 minutos
Petróleo crudo 13 ° API y 16 ° API	10 minutos
Petróleo crudo de ° API o menos	15 minutos
Combustibles residuales y lubricantes	10 minutos

6. Tomar muestra del combustible con un aparato llamado “toma muestras” que es un frasco metálico, que se introduce en el tanque y se toma la muestra corrida desde la parte baja del tanque hasta donde llegue el combustible.

7. Obtener la gravedad API y la temperatura API colocando la muestra en el termo-densímetro. Realizar la corrección de la gravedad API a 60° F.
8. Una vez obtenida la gravedad API a 60° F y la temperatura se obtiene con la ayuda de la Tabla 6B el factor de corrección de volumen a 60° F.
9. Encontrar el valor equivalente de volumen con el valor de nivel en las tablas de calibración de los tanques. Estas tablas se las realiza al momento de la construcción del tanque, estableciendo una relación de nivel a volumen. Obtenido el volumen se deberá multiplicarlo por el factor de corrección, para obtener así el volumen a 60° F.

2.3.1. Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F

Gravedad API o densidad relativa es “el medio usado por la industria petrolera para expresar la densidad de los líquidos del petróleo. La gravedad API es medida por un instrumento llamado densímetro”¹. Por lo tanto la gravedad API a 60° F es:

$$G_{API60^{\circ}F} = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa } 60^{\circ}F / 60^{\circ}F} - 131.5 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

El termo-densímetro tiene una escala graduada en grados API y además posee un termómetro como se muestra en la Figura 2.3, con ello al momento de tomar la muestra del combustible se obtiene la gravedad API y la temperatura a la que se encuentra la misma. Para cada tipo de combustible se tendrá un valor típico de gravedad API como se muestra en la Figura 2.4.

1. Tomado del manual de definiciones API Capítulo 12 Manual of Petroleum measurement Estándar (MPMS) Ver Anexo C de Normas

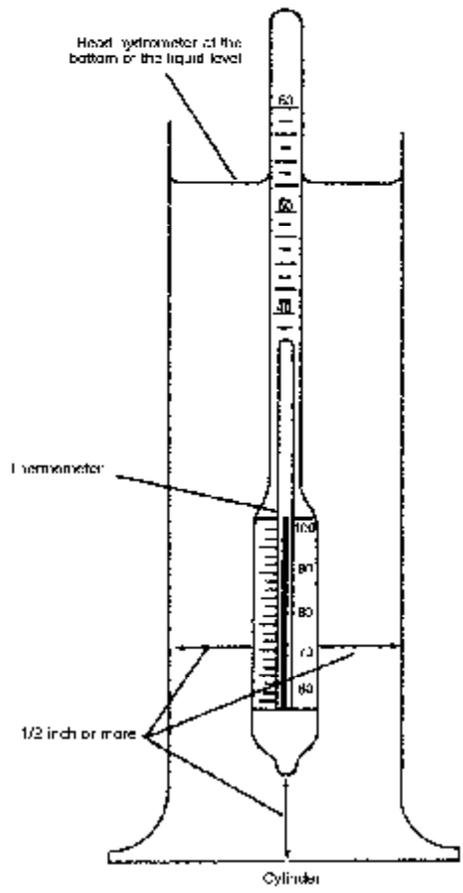


Figura 2.3. Densímetro listo para una lectura

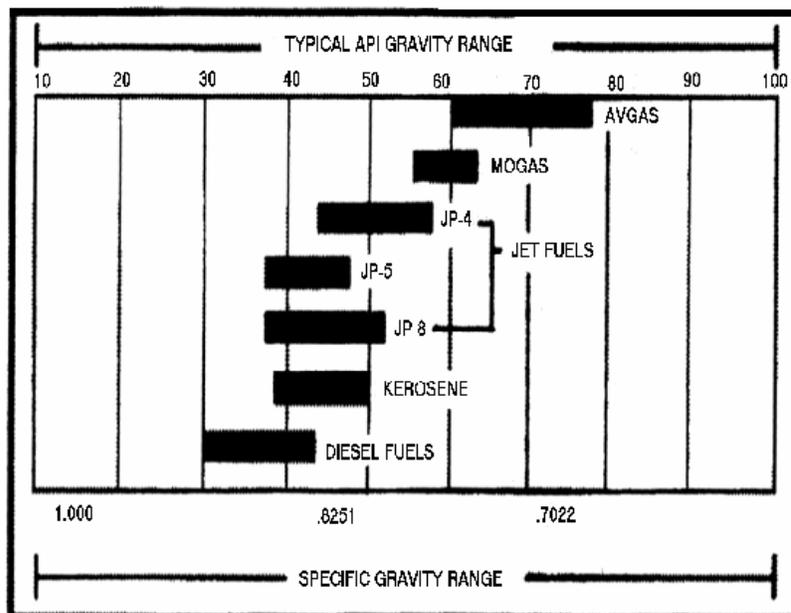


Figura 2.4. Rangos típicos de gravedades API corregidas a 60 ° F

La Tabla 5B muestra los valores de la gravedad API a 60 ° F correspondientes a una lectura del densímetro API a cierta temperatura; para luego convertirla a 60 ° F, y los incrementos usados en esta tabla para determinar la gravedad API son 0,5° F y 0,5° API. La Tabla 5B se muestra en el Anexo A de Tablas.

Los rangos de temperatura de la Tabla 5B se muestran en la Tabla 2.5:

Tabla 2.5. Rangos de temperatura

° API	° F
0 a 40	0 a 300
40 a 50	0 a 250
50 a 85	0 a 200

2.3.2. Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F

Una vez obtenido el valor de la gravedad API a 60° F y la temperatura, se busca el factor de corrección de volumen en la Tabla 6B, en donde los factores de la corrección del volumen de esta tabla son el resultado de una serie de cálculos y los incrementos usados en esta tabla para determinar el factor es de 0.5° F para la temperatura y 0.5° API para la gravedad. La Tabla 6B se muestra en el Anexo A de Tablas.

2.3.3. Tablas de conversión de nivel a volumen

Estas tablas se realizan y calibran al momento del diseño y construcción de cada tanque, respectivamente. Estas tablas muestran la cantidad de volumen de combustible para un valor de nivel que se encuentra en el tanque.

2.3.4. Medición de agua libre

El procedimiento de la medición de agua libre es indispensable, debido a que el valor obtenido se verá reflejado en una disminución en el volumen de combustible total del tanque, porque la medición se realiza con la misma cinta de medición pero con una pasta reactiva al agua. El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Utilizar una pasta reactiva al agua para aplicarla en la plomada, y en una parte suficientemente extensa de la cinta.
2. Bajar lentamente la plomada hasta que se haya detenido ligeramente.
3. Leer la cinta en ese momento de acuerdo al siguiente análisis: si coincide con la profundidad de referencia de la placa del tanque, la plomada está tocando el fondo del tanque, entonces se usará el método directo de aforo para determinar el agua libre. Caso contrario si la lectura es menor a la profundidad de referencia, porque la plomada se quedo en algún residuo o sedimento del tanque, se aplicará el método indirecto de aforo para detectar el agua libre del fondo.
4. Después que la plomada haya estado de 5 a 6 segundos en una posición de acuerdo al tipo de combustible, se recogerá lentamente la cinta. Si la prueba resulta satisfactoria el nivel quedará registrado por el cambio en la coloración de la pasta ya sea: en la plomada, en la cinta, o por la eliminación de la pasta hasta el nivel de contacto del agua con el petróleo o derivado.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para realizar la selección de los equipos del sistema de medición de nivel, es necesario determinar la clasificación de las áreas peligrosas en el terminal El Beaterio, lo que permite escoger cada uno de los elementos que cumplan las normas internacionales, de esta manera se evitará correr riesgos en aquellos sitios donde se encuentra el combustible. Además se siguió la norma API Capítulo 3 que indica la medición automática de nivel para tanques, adjunta en Anexo C de Normas.

3.1. AREAS CLASIFICADAS¹

Las áreas clasificadas son aquellos sitios donde pueden existir peligros de incendio o explosión debido a la presencia de gases, vapores o líquidos inflamables, polvo combustible, fibras o partículas en suspensión que pueden incendiarse. El concepto de área clasificada ha sido definido de acuerdo con normas internacionales reconocidas (API, NEC, NFPA) como una herramienta para determinar las características de los equipos e instalaciones eléctricas a ubicar en dichas áreas. Sin embargo, aprovechando esta herramienta, se puede tomar el concepto como una guía para establecer restricciones en trabajos que se lleven a cabo en áreas clasificadas.

1. Tomado del manual NEC (National Electrical Code) Capítulo 5

Las áreas se clasifican de acuerdo con las propiedades relacionadas con la inflamabilidad de los gases, vapores, líquidos, fibras o polvos presentes en el ambiente, los cuales pueden formar mezclas explosivas o inflamables al combinarse con el oxígeno (O₂) del aire.

Las clasificaciones de áreas peligrosas se deben determinar muy cuidadosamente, basándose en la experiencia y la comprensión detallada del uso eléctrico en las diferentes clases de localizaciones. Las áreas peligrosas pueden ser identificadas y delineadas de forma diagramada, definiendo los límites y el grado de los peligros implicados. En todos los casos, la clasificación se debe basar cuidadosamente en el tipo de gas implicado, si los vapores son más pesados o livianos que el aire, y los factores similares peculiares a la sustancia peligrosa en particular.

La clasificación considera que todas las fuentes de los peligros como gas, vapor, polvos y fibras, tienen diversas temperaturas de ignición y producen diversas presiones al estallar. Por lo tanto, el equipo eléctrico debe construirse e instalarse de tal manera que sea seguro cuando se está utilizando en la presencia de mezclas explosivas. La fuente del peligro debe ser evaluada en términos de las características que estén implicadas con la explosión o el fuego, como se indica a continuación:

- El punto de estallido de un líquido es la temperatura mínima a la cual el líquido dará el vapor suficiente, para formar una mezcla inflamable con aire en la superficie del líquido o dentro del recipiente usado.
- La temperatura de ignición de una sustancia es la temperatura más baja que iniciará la explosión o causará la combustión por si misma.

- Límites explosivos se clasifican en mínimos y máximos: cuando son inflamables los gases o los vapores se mezclan con aire u oxígeno, produciendo una concentración mínima del gas o del vapor, debajo de los cuales la propagación de la llama no ocurre sobre contacto con una fuente de ignición. También, hay una concentración máxima sobre la cual la propagación no ocurre, esta línea límite de mezcla es conocida como los límites explosivos (o inflamables) más bajos y superiores, que son expresados generalmente en porcentaje del gas o del vapor en aire por volumen.

Las áreas peligrosas se clasifican como se indica en la Tabla 3.1.:

Tabla 3.1. Tabla de clasificación de las áreas peligrosas

CLASE	DIVISION
1	1
2	2
3	

3.1.1. Áreas Clase 1

Son lugares con presencia de gases o vapores inflamables en cantidades suficientes, para producir mezclas con el oxígeno del aire capaces de generar incendios o explosiones. Las localizaciones más comunes de la clase 1 son donde un cierto proceso implica el uso de un líquido altamente volátil e inflamable, tal como: gasolina, nafta de petróleo, benceno, éter, acetona, o gases inflamables.

En cualquier localización de la clase 1, una mezcla explosiva de aire y gas inflamable o vapor, pueden estar presentes cuando se causa la explosión por un arco o por una chispa. Para evitar el peligro de explosión todo aparato eléctrico que pueda crear arcos o chispas, si es posible debe

guardarse fuera de los cuartos en donde existe la atmósfera peligrosa, o, si no es posible, tal aparato debe ser "de los tipos aprobados para el uso en atmósferas explosivas."

Cuando la mezcla del gas y del aire estalla en el interior, la mezcla ardiente se debe confinar enteramente dentro del recinto, para prevenir la ignición de gases inflamables en el cuarto, por lo tanto es necesario que el recinto sea construido con suficiente fuerza para soportar la alta presión generada por una explosión interna. Además, puesto que los recintos para los aparatos no se pueden hacer absolutamente apretados, cuando ocurre una explosión interna algo del gas ardiente será forzado hacia afuera con cualquier abertura que exista. Todo esto determina que la llama no saldrá con una abertura que sea absolutamente larga en proporción a su ancho.

Un recinto a prueba de explosión para las localizaciones de la clase 1, es capaz de soportar una explosión de un gas o de un vapor específico que pueda ocurrir dentro de ella, y de prevenir la ignición del gas especificado o vapor, alrededor del recinto por las chispas, las explosiones del gas o del vapor dentro. El equipo a prueba de explosión debe proporcionar las siguientes tres cosas:

- Fuerza
- Empalmes que no permitan que la llama o los gases calientes escapen
- Operación ventilada y prevenir la ignición de la atmósfera circundante

Las áreas clase 1 pueden tener dos divisiones: Área clase 1 división 1, área clase 1 división 2.

3.1.1.1. Áreas clase 1 división 1

Son áreas en las cuales durante las operaciones normales o durante labores de mantenimiento hay presencia permanente de gases, vapores o líquidos inflamables, de forma continua o intermitente, en cantidades suficientes para producir incendios y explosiones.

3.1.1.2. Áreas clase 1 división 2

Son consideradas en esta división, aquellas áreas donde se manejan, procesan o almacenan productos inflamables, pero en la que normalmente no existen concentraciones peligrosas, y los productos se encuentran en recipientes o sistemas cerrados; de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal de los equipos de proceso, así como también, donde las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas mediante sistemas de ventilación positiva, y por lo tanto, únicamente la falla de dichos sistemas puede dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable, contiguas a lugares clase 1 división 1 a las que puedan llegar ocasionalmente concentraciones inflamables de gases o vapores, a menos que tal comunicación sea evitada por sistemas de ventilación adecuados, y se hayan previsto dispositivos para evitar la falla de dichos sistemas. En consecuencia, las áreas donde se cumplan las condiciones descritas anteriormente se clasifican como División 2.

3.1.2. Clasificación por Grupos

En general el grupo se refiere a las características explosivas de las mezclas inflamables de gases y vapores, las cuales varían dependiendo del tipo de material envuelto. Así la Clase 1 se divide en los grupos A, B, C y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada. También se considera

como factor importante para clasificar un material en un grupo determinado, la facilidad de atenuación de una explosión de ese material en un espacio cerrado, con el fin de que no incida una explosión en cualquier mezcla inflamable circundante.

A continuación se muestra en la Tabla 3.2 algunos elementos etiquetados según su clase y grupo correspondiente:

Tabla 3.2. Tabla de clasificación por Grupos

Sustancias típicas de Clase I	
Grupo A:	Acetileno.
Grupo B:	Hidrógeno o sustancias con un % mayor de 30% en volumen.
Grupo C:	Ethil, Ether y Etileno.
Grupo D:	Acetona, Ammonia, Benceno, Gasolina.
Sustancias típicas de Clase II	
Grupo E:	Aluminio, Magnesio.
Grupo F:	Carbón, Coque.
Grupo G:	Harina, Granos, Madera, Plásticos y Químicos.
Sustancias típicas de Clase III	
	Fibras naturales o sintéticas

El Grupo del Terminal El Beaterio será el D, por ser clase 1, además porque la gasolina está dentro de este grupo.

3.1.3. Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio

Para el terminal de El Beaterio la clasificación de peligrosidad se da por los tipos de combustibles, y por el vapor existente en los diferentes sectores que se encuentran los derivados de petróleo, así como la cercanía a estos sectores. De tal manera, que la mayoría de los sectores en donde se tendrán

- Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento
- Actuadores

3.2.2. Presentación de alternativas

En esta parte se presenta las diferentes alternativas para cada uno de los elementos necesarios para seleccionar la mejor alternativa.

3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento²

Para medir movimientos y operaciones en tanques de almacenamiento se puede utilizar masa o volumen, en donde el volumen puede ser derivado de la medición de nivel, y la masa se puede medir en forma directa por medio de transmisores de presión que se conectan en la línea por donde llega el producto. La diferencia de estos dos parámetros dará el flujo en la tubería, y con el valor de flujo se puede calcular la cantidad de producto que llega al tanque.

En cualquier industria petrolera la contabilización prolija de su inventario es un requerimiento importante para determinar costos y facturación. Lógicamente siempre se han hecho conversiones de volumen a masa y viceversa, utilizando la temperatura y/o la densidad del producto como factores. Además, desde los albores de la industria del petróleo se han empleado varillas graduadas en litros y anotaciones en cuadernos pero los errores, tanto en las mediciones, como en las conversiones, han provocado pérdidas en muchas operaciones y ganancias en otras. En el caso de grandes terminales y plantas de almacenamiento, que reciben y despachan enormes volúmenes todos los días, pequeños errores en la medición, pueden provocar grandes pérdidas o ganancias.

2. Medición de Nivel en grande tanques – Selección de la mejor alternativa www.schillig.com.ar

Este inconveniente dio origen al desarrollo de sistemas híbridos, o HIMS (Hybrid Inventory Measurement System- Sistema de medida Híbrido de inventario), que esta dotado de lo mejor de ambos mundos (medidores servo o radar y transmisores de presión), en donde estos sistemas pueden brindar una exactitud mayor y lograr una optimización en las conversiones a volumen por medios computacionales.

Los tres tipos de sistemas híbridos de medición e inventario son los indicados en los siguientes puntos:

1. HIMS con Servo³

Este sistema se basa en el principio de medida por desplazamiento con un pequeño desplazador que se coloca en el líquido usando un servo motor. El desplazador se suspende de un alambre que mide sobre una cubierta de un tambor acanalado dentro del instrumento, en donde el tambor se conduce por los imanes del acoplador que son separados totalmente por la cubierta del tambor. Los imanes externos están conectados con el tambor del alambre y los imanes internos están conectados con el motor impulsor, mientras que los imanes dan vuelta, su atracción magnética causa que los imanes externos den también la vuelta, consecuentemente dando vuelta al montaje entero del tambor. El peso del desplazador en el alambre crea un esfuerzo de torsión en los imanes externos que generan el cambio del flujo magnético y estos cambios generados entre el montaje del tambor son detectados por un transductor electromagnético único en el imán interno. El motor impulsor actúa para balancear el voltaje generado por las variaciones del flujo magnético. En la Figura 3.2 se observa un sistema HIMS con servo con su respectivo desplazador, su motor en la parte superior en conjunto con los imanes y transductores para conocer el nivel respectivo.

3. Servo Tank Gauge Datasheet Varec

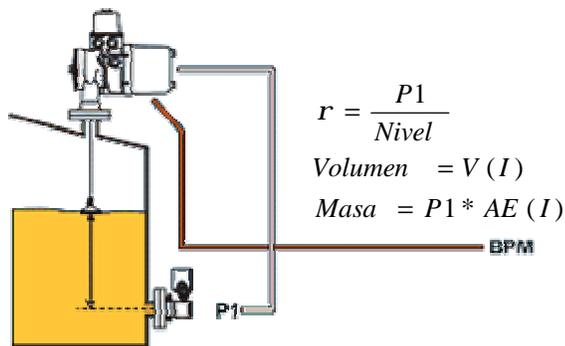


Figura 3.2. Esquema del sistema HIMS con Servo

2. HIMS con Radar

Los radares se basan en la medición de tiempo que toma un pulso al ser enviado desde la antena del radar hasta llegar a la superficie del líquido y retornar al punto de partida. El radar envía también una señal de microonda que de la misma manera irá y retornará para conocer el nivel con una exactitud mayor, esta señal se mezcla con la señal que se está transmitiendo en ese momento, al mezclarse la señal transmitida y recibida el resultado es una señal con una frecuencia baja proporcional a la distancia de la superficie. Los radares proporcionan confiabilidad porque solo la antena entra en contacto con la atmósfera del tanque. Además, este sistema posee un sensor de presión y sensores de temperatura opcionales. En la figura 3.3 se observa un ejemplo del sistema HIMS con radar en la parte superior esta el radar y dentro del tanque la antena.

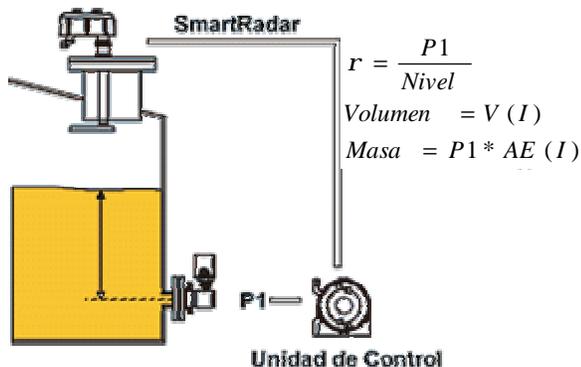


Figura 3.3. Esquema del sistema HIMS con Radar

3. Sistema HTG⁴

Este sistema se basa en la relación existente entre la presión y la altura del tanque, colocando dos sensores uno cerca del fondo y otro a una altura D del primero. La altura D estará en función de la altura del tanque más o menos el 20% de su altura total, y los sensores de presión estarán como se muestra en la Figura 3.4.

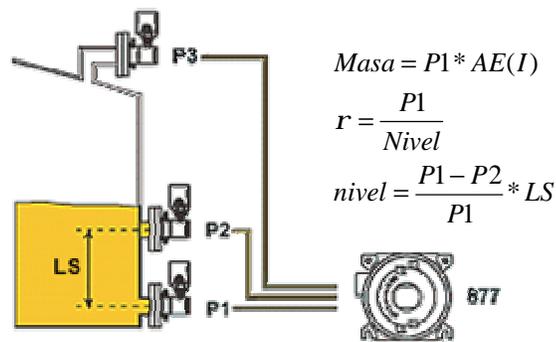


Figura 3.4. Esquema del sistema HTG

La densidad correspondiente al producto se obtiene por medio de los dos transmisores de presión, por lo que se asume que el producto es homogéneo en todo el tanque. A partir de ello se tendrá los siguientes cálculos basándose en la Figura 3.5 y la Ecuación base 3.1:

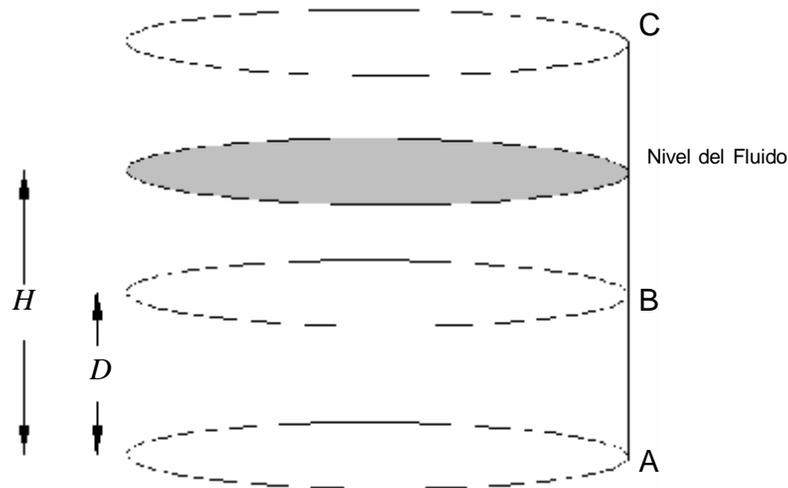


Figura 3.5. Esquema explicativo del sistema HTG

$$\Delta P = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde:

g = constante gravitacional

ρ = densidad del fluido

H = Altura del nivel del fluido

D = distancia entre A y B

P = Presión

La Ecuación 3.1 muestra la relación existente entre la altura y la presión en una columna, considerando el tanque como el de la Figura 3.5. En la Ecuación 3.2 se muestra la presión en el punto A, tomando en cuenta que la presión C esta dada por la presión atmosférica, y la Ecuación 3.3 será la presión sobre el punto B.

$$P_A = rg\Delta H + P_C \quad \text{Ecuación 3.2.}$$

$$P_B = rg(H - D) + P_C \quad \text{Ecuación 3.3.}$$

Restando 3.2 y 3.3 se obtiene:

$$P_A - P_B = rgD \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

La Ecuación 3.2 puede ser escrita así:

$$P_A - P_C = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.5.}$$

Dividiendo la Ecuación 3.4 para la Ecuación 3.5:

$$\frac{P_A - P_B}{P_A - P_C} = \frac{rgD}{rg\Delta H} \quad \text{Ecuación 3.6.}$$

Resolviendo H se obtiene:

$$H = \frac{(P_A - P_C)D}{(P_A - P_B)} \quad \text{Ecuación 3.7.}$$

De esta manera se tiene el nivel al que se encuentra el combustible.

3.2.2.2. Actuadores

Los actuadores son dispositivos capaces de generar una fuerza a partir de líquidos, de energía eléctrica y de gases. El actuador recibe la orden de un regulador o controlador y da una salida necesaria para activar un elemento final de control como son las válvulas. En su definición más amplia es un dispositivo que produce un movimiento lineal o rotativo por medio de la utilización de energía bajo la acción de una fuente de control.

Existen tres tipos de actuadores:

1. **Hidráulicos.** Se emplean cuando se necesita potencia, pero requieren demasiado equipo para el suministro de energía, así como de mantenimiento periódico.

2. Neumáticos. Son de simple posicionamiento, sus aplicaciones son limitadas desde el punto de vista de precisión y mantenimiento.

3. Eléctricos. Son muy utilizados por su facilidad de mantenimiento y su mayor precisión, en la actualidad hay más trabajos físicos que están siendo ejecutados por máquinas.

Por último, es necesario conocer muy bien las características de cada actuador para utilizarlos correctamente de acuerdo a su aplicación específica.

Por lo tanto, los actuadores para válvulas se clasifican según el tipo de energía utilizada para impulsarlos y por el tipo de movimiento requerido, y existen de dos tipos: actuadores eléctricos multi-vueltas y actuadores eléctricos de cuarto de vuelta, los cuales se describen a continuación:

- El actuador multi-vueltas energizado eléctricamente usa un motor eléctrico monofásico o trifásico que moviliza una combinación de engranajes, estos engranajes arrastran una tuerca que encaja en el vástago de la válvula para abrirla o cerrarla.
- Los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta funcionan similarmente a los multi-vuelta con motores trifásicos o monofásicos y engranajes, la diferencia principal estriba en que el elemento operativo final es una caja de engranajes que produce un movimiento de salida de 90°.

En conclusión, como las válvulas de los tanques de almacenamiento de combustible son de bola, se necesitan un tipo de actuador específico para su

apertura y cierre, que en este caso son los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta.

3.2.3. Selección del hardware

3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento

La selección del sistema de medición de nivel a ser elegido entre los tres métodos presentados anteriormente se realizará por las siguientes características: la precisión en la medición y las prestaciones que posee dicho sistema. En la Tabla 3.3 se muestra una comparación entre la precisión en la medición de nivel y el volumen, para cada uno de los sistemas.

Tabla 3.3. Tabla de la precisión de medición de los sistemas

	Servo	Radar	HTG
Nivel	+/- 1 mm	+/- 1 mm	+/- 10/100+ mm
Volumen - GSV	0,06%	0,06%	0,43%

En la Tabla 3.4 se muestran las prestaciones que posee cada sistema como: alarmas de sobrellenado, interfaz producto y agua, densidad, medición de temperatura, chequeo remoto.

Tabla 3.4. Tabla de las prestaciones de los sistemas

	Servo	HTG	Radar
Alarmas de sobrellenado	++	-/--	++
Interfaz agua	S	#	s
Medición Densidad	P	x	+
Perfil de densidad	P	x	+
Chequeo remoto	S	x	s
Medición temperatura	P	x	+
S = Standard			
x = no posible			
p = opcional			
# = sólo con sensor externo			

Como se puede observar en la Tabla 3.3 la precisión del sistema HTG es baja en comparación de los otros dos sistemas, además ofrece menos prestaciones. El sistema HTG depende de los transmisores de presión para el cálculo de nivel, y a su vez los transmisores necesitarán mantenimiento y calibración continua para su óptimo funcionamiento. Además, al tener que colocar el segundo transmisor de presión a cierta distancia del fondo no se tendrá mediciones por debajo de ese valor. Estas limitaciones físicas impiden el máximo aprovechamiento de la capacidad del tanque, por lo que este método es descartado.

El sistema de servo motor tiene unos valores aceptables de exactitud de medición, y posee casi los mismos sistemas complementarios que el sistema tipo radar. Sin embargo, el medidor servo operado no es apto para productos que contaminan el cable de medición, el tambor de medición, o el desplazador. Por lo tanto, para este sistema el producto no se debe cristalizar, depositar residuos pegajosos, o ser demasiado viscoso, porque al ser netamente mecánico cualquier suciedad afectará la exactitud de la medición; además será sensible a las variaciones de temperatura.

Por lo analizado anteriormente el sistema elegido para nuestro diseño será el de tipo radar, por tener una exactitud aceptable y poseer todos los sistemas complementarios, para obtener de una forma versátil todos los datos necesarios que permiten obtener el volumen corregido según la norma API. Además, el sistema de radar no tiene limitaciones mecánicas del equipo, por no estar en contacto directo con el producto.

Una vez seleccionado el método tipo radar quedaría por seleccionar la marca específica, para ello se citará dos marcas de radares: Enraf y Saab Rosemount. Las especificaciones técnicas entre ambas marcas no varían mucho y ambas cumplen con la clasificación de peligrosidad necesaria, es decir clase 1 división 1 y división 2; según sea el sitio. Las diferencias

radican en la parte de software y comunicaciones, notándose superioridad en el radar Saab Rosemount, por lo que es escogido por esta razón. Los sistemas que posee la marca de radar Saab Rosemount son:

- Nivel, temperatura, y medida del nivel de interfaz del agua.
- Presión del vapor y medida hidrostática de la presión.
- Volumen grueso, masa y cálculos observados de la densidad en la galga.
- Cálculos netos del volumen según la norma API (con el software TankMaster).
- El inventario completo, el híbrido y funciones de transferencia de custodia (con el software TankMaster).
- Profibus, Tiway y TRL/2 propietarios para la comunicación.
- Emulación de otros buses del campo para la instalación eficiente de sistemas antiguos entregados por otros vendedores como Enraf.
- Entradas múltiples incorporadas de temperatura, entradas y salidas analógicas, entradas servo para los transmisores de presión y salidas de relay en las galgas del radar.
- Display local de campo.

3.2.3.2. Actuadores

Para seleccionar la marca del actuador se presenta dos opciones de actuadores eléctricos de cuarto de vuelta Rotork y Limitorque.

El actuador rotork IQT es un equipo robusto que posee doble sello de protección y un display para configuración y visualización remota. Además, su comunicación es muy versátil porque solo se cambia una tarjeta interna para obtener el protocolo deseado, también posee un sistema llamado data logger que almacena eventos tales como son: apertura y cierre remoto o

local, datos del actuador, su estado, número de operaciones y gráficos. Con esta información podrá analizar algún daño o mal funcionamiento y reconfigurarlo si es necesario, sin que se detenga el funcionamiento del actuador durante este proceso. Al comparar estas opciones con el actuador limitador se descarta esta marca por carecer de estas características y por poseer menos facilidades en cuanto a comunicación y visualización de datos almacenados.

3.3. SOFTWARE

3.3.1. Determinación de alternativas

El software debe cumplir con las diferentes necesidades para la aplicación tales como:

- Ser una interfaz gráfica con una visualización amigable que posea símbolos normalizados.
- Comunicarse con varios protocolos como OPC, Ethernet y Modbus, para obtener los datos de los radares y actuadores.
- Debe permitir subir los datos a una base de datos y comunicarse fácilmente con esta.
- Comunicarse en red con otras aplicaciones.
- Poseer un sistema de alarmas y almacenamiento de eventos.
- Registrar datos históricos.
- Tener diferentes niveles de acceso y seguridades.

Entre los posibles programas que cumplen estas características son: IN TOUCH y LOOKOUT.

3.3.1.1. LOOKOUT

Lookout de National Instruments realiza aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) y SCADA, para ambientes industriales automatizados. Lookout posee las siguientes características:

- Para su visualización usa más de 3300 gráficos ya hechos
- Posee OPC cliente servidor, y utiliza cualquier objeto ActiveX
- Se comunica con varios protocolos
- Hecho en los estándares SQL, OPC, y las tecnologías Web de conectividad
- Posee eventos y alarmas distribuidas
- Asegura el ingreso de intrusos ya que no se puede ni cerrar ni minimizar una vez que lo opera un usuario, además activa una seguridad basada en la dirección IP

3.3.1.2. IN TOUCH

InTouch de Wonderware permite realizar aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) para control de procesos, supervisión y aplicaciones SCADA destinadas a la automatización industrial. Posee las siguientes características básicas:

- Gráficos orientados a objetos
- SuiteLink / OPC y comunicación con varios protocolos de comunicación como: modbus, profibus y ethernet.
- Aplicaciones en Red
- Comunicación con base de datos SQL de Microsoft
- Gráficos de Tendencia Históricas y a Tiempo Real
- Alarmas distribuidas no centralizadas

- Seguridad
- Actualización de lecturas/escrituras optimizada
- Generación de Informes Personalizados y Documentación

3.3.2. Selección

El programa IN TOUCH cumple con todos los requerimientos porque puede comunicarse con el programa de los radares Saab Rosemount por medio del estándar OPC, y se comunica también con el protocolo modbus del PLC para recibir así los datos de los actuadores. Además, posee una versatilidad en la programación así como en la visualización lo que facilitaría el monitoreo de los tanques y sus componentes. En cambio, LOOK OUT cumple con los requerimientos pero se selecciona IN TOUCH porque Petrocomercial posee la licencia y el software, lo que significa un ahorro de dinero al no tener que adquirir un nuevo software. Además, porque los operadores se encuentran familiarizados con otras aplicaciones ya existentes que fueron realizadas en IN TOUCH.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE HARDWARE

4.1. INSTALACIONES DE FUERZA

Las instalaciones de fuerza parten desde el Centro de Control de Motores de Despacho, y los cables de fuerza son transportados mediante bandejas portacables de aluminio hasta cada uno de los radares y actuadores, ubicándose dos centros de carga que alimentan a los radares de los tanques: TB-1008 y TB-1009 el primer centro de carga, y TB-1010, TB-1011 y TB-1013 el segundo. A cada uno de los centros de carga se los alimenta con un voltaje de 480 [VAC], y para cada uno de éstos se tienen los respectivos breakers de control y un transformador de 480 [VAC] a 220 [VAC] para alimentar a los radares.

En el plano PB6 correspondiente al Anexo B, se muestra el diagrama unifilar de las conexiones de fuerza.

4.1.1. Bandejas Portacables

Un sistema de bandejas para cables es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios asociados, hechos de metal u otros materiales no combustibles, que forma un sistema estructural rígido, que es utilizado para soportar cables. Los sistemas de bandejas para cable incluyen escaleras, canales ventilados o no ventilados, bandejas de fondo sólido, y otras estructuras similares.

Este sistema se escogió para brindar muchas facilidades en cuanto a instalaciones contrarias a las tuberías tanto externas como enterradas, además facilita la ampliación del conexionado y el reemplazo rápido en el caso de tener algún daño, por último su implementación es sencilla y el tendido del cable se facilita significativamente.

Para realizar la selección del sistema de bandejas portacables y la planificación de la instalación, se debe elegir el material de las mismas, y analizar las condiciones climáticas del lugar en donde serán instaladas. Por esta razón se escogió la colocación de bandejas de aluminio por sus múltiples ventajas relacionadas con diseño, fácil instalación, menor peso, y su costo total sobre la vida útil porque tendrán una durabilidad mayor especialmente en exteriores. Las bandejas de aluminio son más livianas por lo que esto facilitará su transporte y colocación, y los cortes que se deben realizar en el campo son más fáciles porque el aluminio es más fácil cortar, picar, y taladrar, además presentan una excelente resistencia a la corrosión en muchos ambientes químicos y petrolíferos. Estas son las razones por las que se escogió el uso de bandejas de aluminio.

Existen dos tipos de bandeja de aluminio: tipo escalerilla y tipo ducto, estas pueden ser de diferente altura 2, 4 o 6 pulgadas y su ancho puede oscilar entre 6 y 36 pulgadas, las utilizadas en el diseño son las siguientes:

- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 20" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 6" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 9" y alto 6"
- Bandeja tipo ducto longitud 6m, ancho:4" y alto: 2"

Para determinar el ancho de las canaletas se debe realizar un cálculo basándose en la norma NEC artículo 318, el mismo que se encuentra adjunto en el Anexo C de Normas, que explica los tipos permitidos de cables de acuerdo al tipo utilizado y su diámetro respectivo. El ancho de la bandeja no deberá ser

menor a 1.2 veces la suma de todos los diámetros externos de los cables. En la Figura 4.1 se muestra un ejemplo de un sistema de bandejas tipo escalerilla.

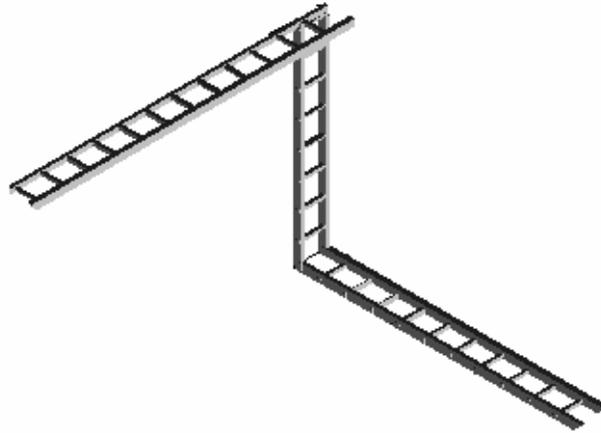


Figura 4.1. Ejemplo de un sistema de bandejas portacables

En la instalación de bandejas portacables se utilizara varios tipos de elementos, entre los que se encuentran:

1. Bandeja tipo escalerilla
2. Bandeja tipo ducto
3. Codo o curva vertical interior 90°
4. Codo o curva vertical exterior 90°
5. Te horizontal 90°
6. Reducción
7. Codo o curva horizontal 90°

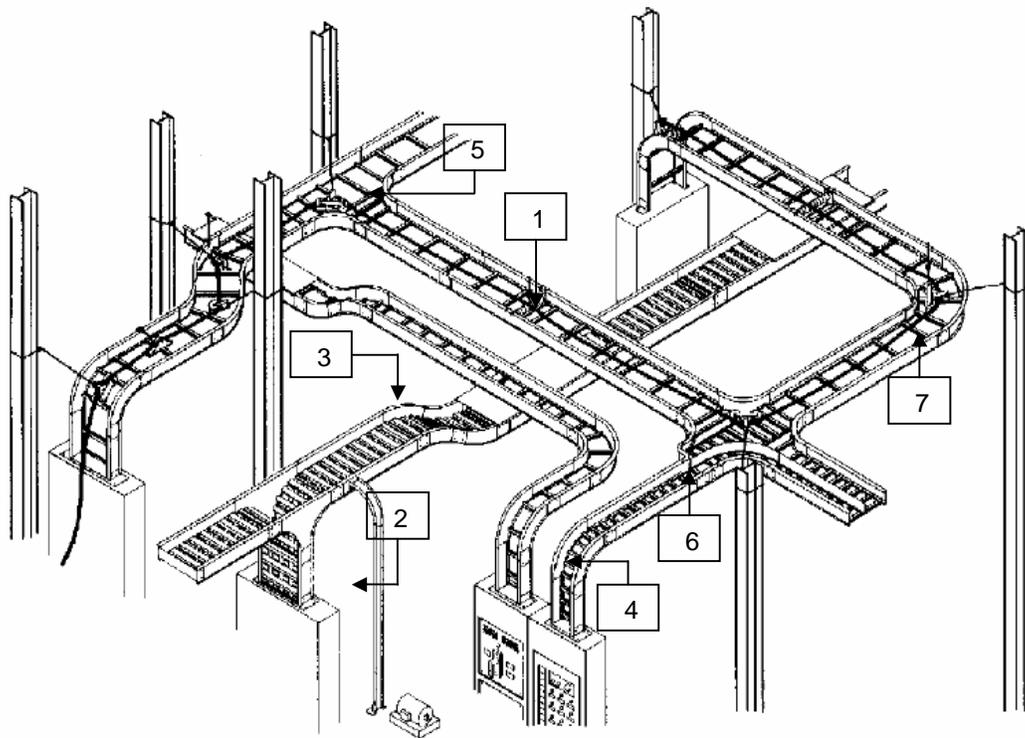


Figura 4.2. Ejemplo de accesorios de un sistema de bandejas

Para instalar las bandejas también se utilizan elementos para que soporten el peso de las mismas, entre los que se cuenta con los siguientes: columnas, ménsulas y sujetadores. La instalación de todo el sistema de bandejas portacables debe cumplir con la norma NEMA VE 2-2000 adjunta en el Anexo C, esta norma explica la forma de transportar, almacenar y realizar el conexionado de las bandejas y sus accesorios. Siguiendo esta norma se realizó la instalación de las bandejas portacables en el terminal El Beaterio.

El plano PB13 en el Anexo B, detalla la instalación de fuerza para los radares, desde el Centro de Control de Motores hasta cada uno de los tanques. Las instalaciones eléctricas, tendido de cables, cables permitidos y puesta a tierra deben cumplir con las normas NEC 318-2.

4.1.2. Conexiones de alimentación para los radares y actuadores

4.1.2.1.

4.1.2.2. Radares

El radar a instalarse en los tanques es el RTG 3930 de la marca Saab, en el cual se concentran todas las señales asociadas al tanque que son: nivel, temperatura, nivel de agua y presión. Este tipo de radar posee una caja de conexión integrada que se encuentra en la cabeza trasmisora, la cual se divide en dos: el conector X12 y el conector X11, los que se muestran en la Figura 4.3.

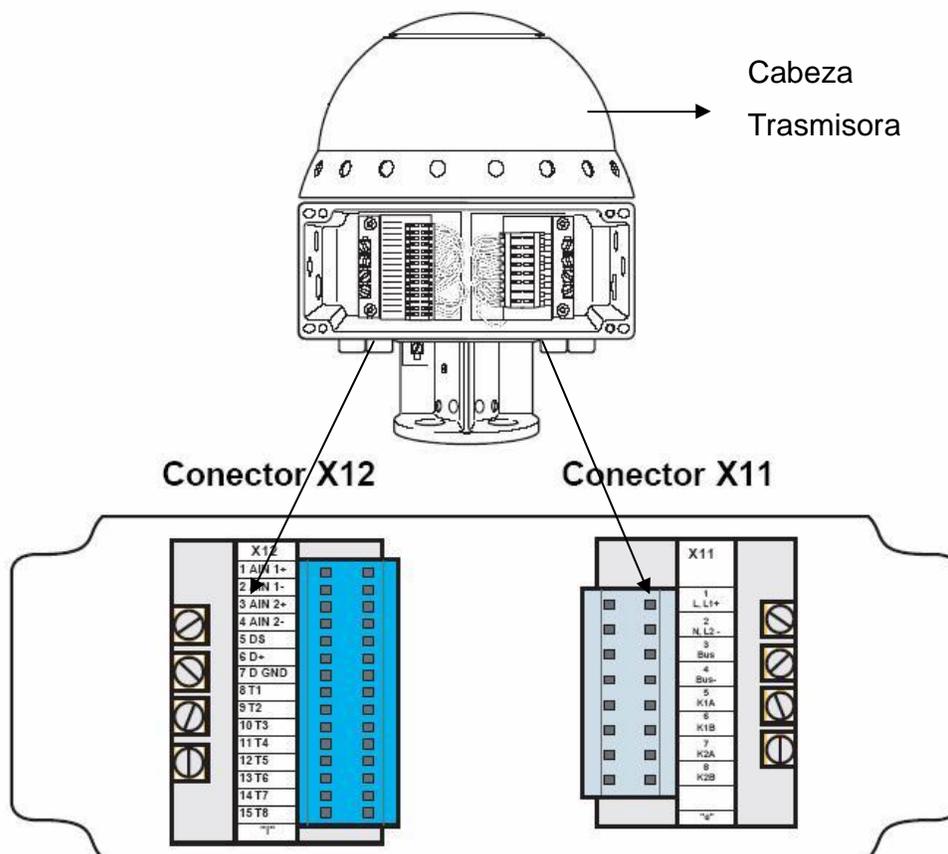


Figura 4.3. Caja de conexiones eléctricas del radar RTG 3930

En donde, el conector X12 se explicará en la Sección 4.2. El conector X11 es una conexión no intrínsecamente segura; esto significa que no posee ninguna seguridad contra antiexplosión y por lo tanto todos los elementos utilizados en la instalación eléctrica deben cumplir los requerimientos del NEC para áreas

clasificadas. Cumpliendo con la sección 501-5 se colocan sellos antiexplosión en los lugares en los que se realizaron las conexiones del conector X11, y todo empalme de cables en áreas clasificadas. Como elemento final de conexión eléctrica se utiliza un acople flexible de bronce que cumple con los requerimientos para áreas clasificadas de acuerdo al NEC 501-4.

En el conector X11 se realizan las conexiones de alimentación eléctrica, Field bus (bus de comunicación de campo Modbus TR2/2) y relés de salidas como se muestra en la Figura 4.4, de la siguiente manera:

1. Suministro de energía L
2. Suministro de energía N
3. FieldBus
4. FieldBus
5. Relé 1A
6. Relé 1B
7. Relé 2A
8. Relé 2B

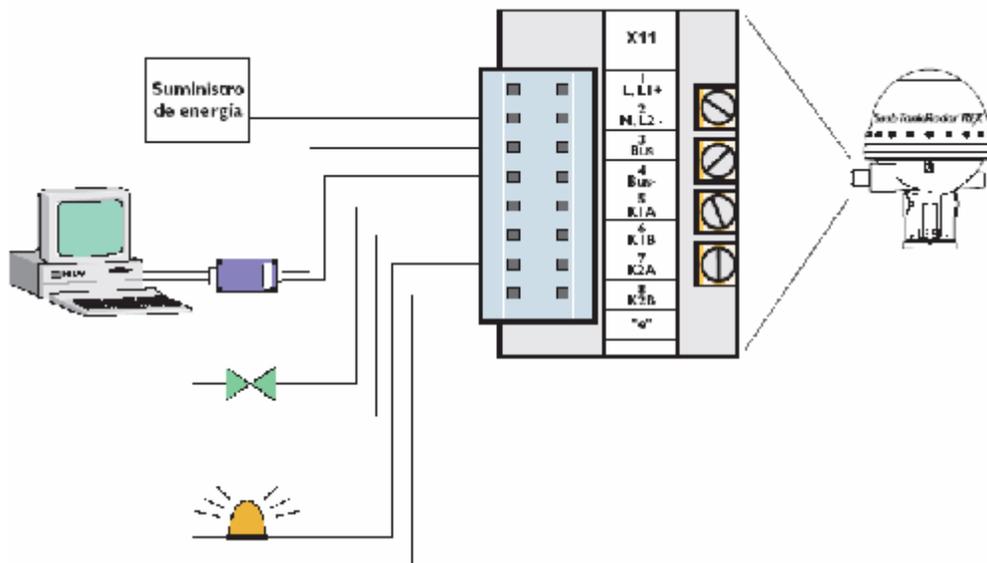


Figura 4.4. Conexiones del conector X11

El suministro de energía se conectará en los terminales 1 y 2 como se muestra en la Figura 4.5. Se puede alimentar con un voltaje que va desde 110 a 220 [VAC] y un transformador rectificador interno automáticamente se adapta al voltaje conectado. La alimentación utilizada para este proyecto es de 220 [VAC] y estas conexiones se detallan en el plano PB8 del conexionado de radares, partiendo del plano de fuerza PB7 que muestra las conexiones desde que se toma la alimentación de 220 [VAC] del MCC. Además se utiliza un breaker trifásico general con protección termo magnética, tomando dos líneas que van a un breaker bifásico y de ahí a un transformador de 480 a 220 [VAC], un breaker para cada radar y permitir que las dos líneas sean enviadas a la placa X11.

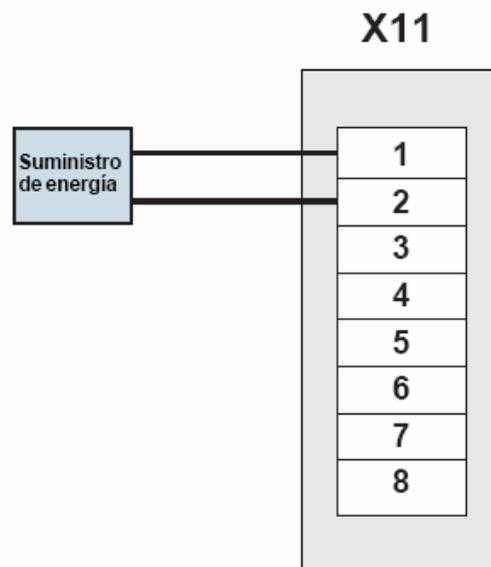


Figura 4.5. Conexionado de alimentación del radar

El fabricante de los radares marca Saab recomienda la utilización de cable para alimentación, de acuerdo a la tabla 4.1, además que muestra la caída de voltaje para distintas longitudes:

Tabla 4.1. Tabla de cables y caída de voltaje para diferentes longitudes

Longitud del Cable	220[VAC]	
	0.75 mm ² (AWG 18 o similar)	1.5 mm ² (AWG 16 o similar)
100 m	1.6 V	0.8 V
200 m	3.2 V	1.6 V
500 m	8 V	14 V

El cable utilizado para el conexionado de fuerza es de la marca Okonite modelo C-L-X tipo MC-HL, que soporta hasta 600 [VAC], y posee 3 conectores 14 AWG para fuerza y 3 de 18 AWG para conexión de tierra, también tiene un recubrimiento metálico flexible para los conductores y una chaqueta de caucho, por esto es resistente a luz del sol y se lo puede usar en exteriores. Además, cumple con la norma NEC 501-5 que permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 2, y la norma NEC 318-2 que es un multiconductor permitido para uso en bandejas portacables. Saab recomienda un conductor AWG 18 o 16, por lo que al colocar el AWG 14 se tendrá una menor caída de voltaje.

El acople flexible de bronce que se encuentra entre el radar y la tubería es de la marca Crouse Hinds del tipo ECLK, y permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 1. La tubería utilizada para la conexión de los radares en los tanques es de tipo conduit rígida de 1" que cumple con la norma ANSI 80.1; para su utilización en áreas clasificadas.

4.1.2.3. Actuadores

Los actuadores IQT de la marca Rotork tienen una opción para seleccionar el voltaje a aplicarse entre 220 y 480 [VAC], por lo que para el diseño se optó por 480 [VAC], ya que este es el voltaje que se obtiene directamente del Centro de Control de Motores. El detalle del conexionado de los actuadores se encuentra en

el plano PB10 y éste parte del plano PB7 que muestra la alimentación principal de 480 [VAC] del MCC. Además, se colocó un breaker trifásico general con protección termo magnética, después se colocará un breaker para cada actuador, y se tomará dos líneas para enviarlas a los terminales 2 y 3 del actuador que son las entradas de alimentación. La Figura 4.6 muestra la bornera de conexiones del actuador, ésta es redonda y va numerada en forma horaria, y en el centro se encuentran los pines de alimentación y el de tierra.

El tipo de cable utilizado para la alimentación de los actuadores será el mismo que para la alimentación de los radares por cumplir por encima de las necesidades en ambos casos y por ser de uso externo y en canaletas.



Figura 4.6. Bornera de conexiones del Actuador

4.1.3. Protecciones

Las protecciones son muy importantes en cualquier circuito tanto para prevenir accidentes por cualquier imprevisto y para evitar posibles daños en los equipos por mala calidad de la energía eléctrica, por sobrecargas o cortocircuitos.

Tanto los radares como los actuadores tienen en su interior protecciones, tales como: fusibles de protección para las tarjetas electrónicas y protección contra sobrecargas para el motor de los actuadores, sin embargo se coloca protecciones externas adicionales que tienen como propósito evitar daños producidos por agentes externos a los equipos, tales como: descargas, cortocircuitos entre otros y que se detallan en los siguientes numerales. Además, por tener separación entre los diferentes segmentos de esta manera al dar mantenimiento, solo se desconectará el segmento que se necesita.

4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes

Para proteger los equipos instalados se utiliza breakers termo magnéticos, siendo necesario realizar el análisis de los mismos para dimensionarlos correctamente. La norma utilizada es la IEC947-2.

Los radares están conformados netamente por dispositivos electrónicos, por esta razón se requiere protección contra cortocircuitos con una curva de disparo rápida (2 a 4 veces la corriente nominal). Los datos de placa de los radares indica una potencia máxima de 80 [W], de donde la corriente máxima en condiciones de operación normal se calcula de acuerdo a la ecuación 4.1, en donde el voltaje de alimentación como ya se explicó es de 220 [VAC] y el factor de potencia $\cos f$ es igual a 1 por no poseer ninguna carga inductiva, obteniéndose como resultado una corriente de 0,4 [A], por lo que el breaker escogido tiene una corriente nominal de 1 [A], por ser el de menor valor en el mercado. El breaker adquirido es de la marca Merlin Gerin tipo multi 9 modelo C60N con una curva de disparo tipo B, que dispara el breaker a una corriente entre 3 y 5 veces la corriente nominal.

$$P = V \cdot I \cos f$$

Ecuación 4.1.

Los actuadores están conformados por elementos electrónicos y un motor que realiza la apertura o cierre de la válvula, en donde el dimensionamiento se lo realiza considerando la carga más representativa que en este caso es el motor. Los datos de placa del actuador indican una potencia de 500 [W] y a 480[VAC] de alimentación con un factor de 0,8. Estos datos reemplazando en la Ecuación 4.1 se obtiene un valor de corriente de 0.75 [A], por esta razón se escogió un breaker con una corriente nominal de 1 [A] y con una curva de disparo rápida tipo B: se utilizan elementos de estado sólido para el arranque del motor, porque su corriente de arranque máxima será entre 2 y 3 veces la corriente nominal. El breaker será el mismo que para los radares.

El breaker de alimentación principal se dimensiona haciendo una suma de cargas teniendo en cuenta que son 10 actuadores y 5 radares, sumando sus corrientes nominales de 1 [A] serían 15 [A], por lo que se utiliza un breaker de 16[A].

4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje

Para eliminar los posibles sobrevoltaje se recomienda la instalación de supresores de transientes de voltaje que son varistores de metal oxido (VMO o MOV), que truncan o cortan el voltaje sobre un valor de borde predeterminado. Esencialmente un resistor no-lineal, el supresor de transientes se coloca entre una fase y tierra, el cual a niveles de voltaje normales, la resistencia del limitador es alta, por lo que solo una mínima corriente circula por ésta, y a niveles de voltaje por arriba del límite, la resistencia del limitador de transientes se hace tan pequeña, causando un cortocircuito por desviar a tierra la corriente potencialmente dañina. Los limitadores proporcionan una valiosa protección frente a niveles peligrosos de voltaje.

4.1.3.3. Protección a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la corriente que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones, y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se debe conseguir que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Las disposiciones de puesta a tierra pueden ser utilizadas a la vez o separadamente, por razones de protección o razones funcionales, según las prescripciones de la instalación.

Para el caso del terminal El Beaterio, la puesta a tierra posee un buen sistema de tierras tanto para alto voltaje como para cada tanque, además que el terreno es óptimo para puesta a tierra y no necesita mayor preparación.

La conexión a tierra de los radares se muestra en la Figura 4.7 y ésta se conectará a la tierra que posee cada tanque, en cambio los actuadores estarán conectados a la tierra general, y las bandejas portacables se conectará a la tierra del terminal y su conexión se muestra en la Figura 4.8. Para cada una de las cajas de breakers se colocará una tierra individual, enterrando una varilla copperweld debajo de cada caja.

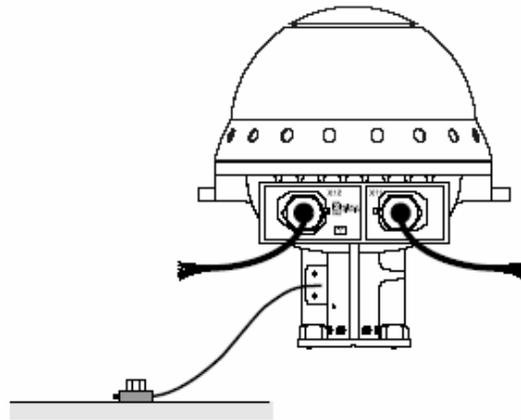


Figura 4.7. Conexión a tierra de los radares

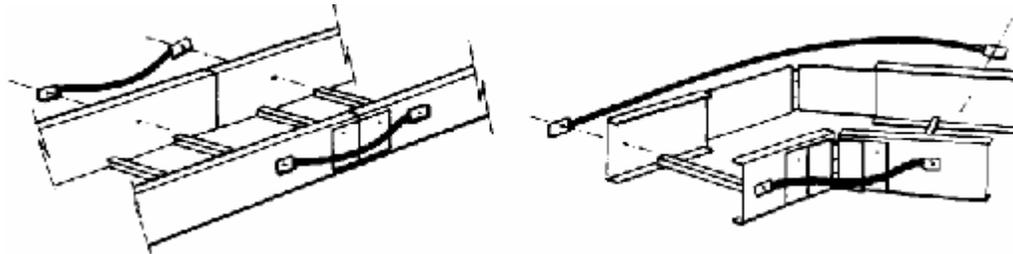


Figura 4.8. Conexión a tierra de las bandejas portacables

4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES

El sistema de radares posee en cada cabeza trasmisora la antena que es la encargada de sensar el dato del nivel del combustible y se instala directamente a la cabeza trasmisora, además tiene el respectivo conexionado para obtener los datos de temperatura, presión y nivel de agua para cada tanque, para luego enviar los datos al display. La caja de conexiones X12 se muestra en la Figura 4.9, y el conexionado se explica por separado para cada elemento.

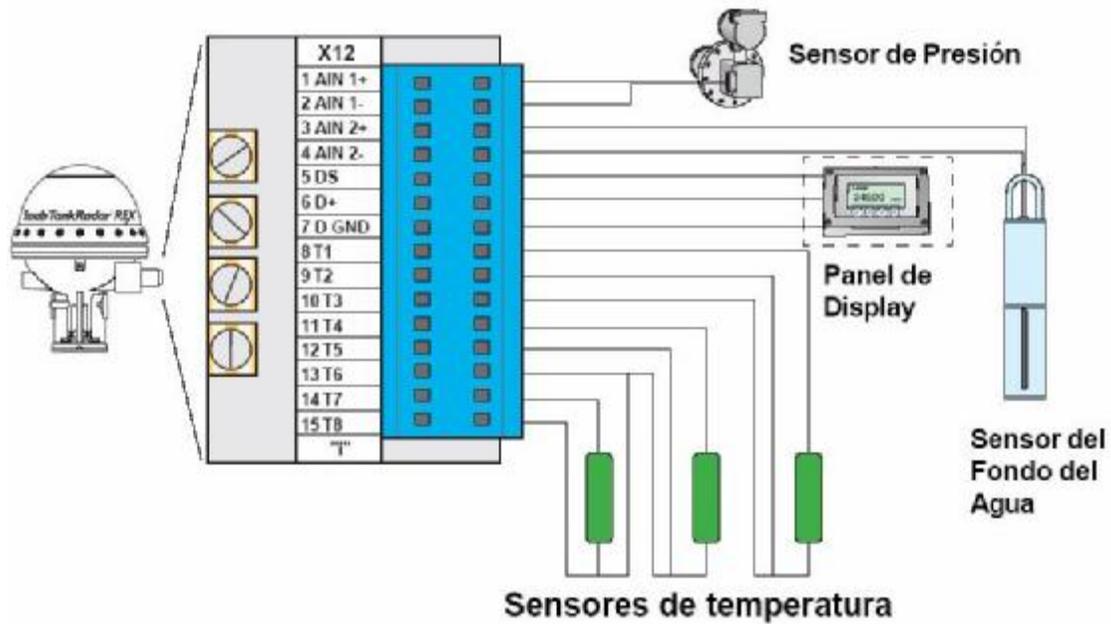


Figura 4.9. Conexiones de la caja X12

Las conexiones son las siguientes:

1. Entrada analógica 1 + /HART
2. Entrada analógica 1 - /HART
3. Entrada analógica 2 +
4. Entrada analógica 2 -
5. Señal de DAU Esclava /Señal de Panel de display
6. Energía de la DAU Esclava /Energía de Panel de display
7. Tierra de la DAU Esclava /Tierra de Panel de display
- 8 a15.T1a T8

4.2.1. Antena

La antena colocada en el radar es una antena parabólica que se muestra en la Figura 4.10. El medidor de antena parabólica RTG 3930 mide el nivel de todo tipo de líquidos y está diseñada para tanques de techo fijo, la cual posee un haz

muy estrecho por lo que es adecuado para tanques estrechos y con estructuras internas. La antena es el único elemento que se encuentra dentro del tanque, y al ser instalado su haz debe ser direccionado 1.5° de ángulo lateral hacia el centro del tanque como se muestra en la Figura 4.11. Generalmente, un dispositivo de inclinación debe ser utilizado para asegurar el ángulo correcto del medidor, y cuando se utiliza el dispositivo de inclinación, está permitido que el plano de la cubierta se incline un máximo de 5.5° alejándose de la pared del tanque, y un máximo de 2.5° hacia la pared del tanque.

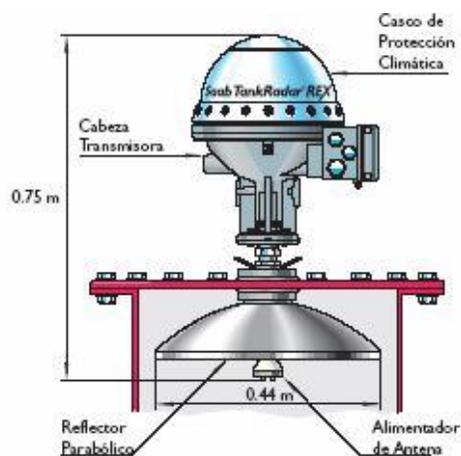


Figura 4.10. Antena parabólica RTG 3930

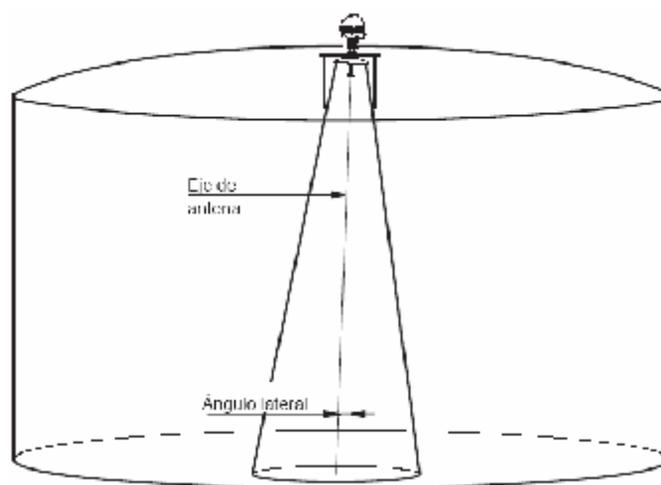


Figura 4.11. Haz de la antena parabólica RTG 3930

4.2.2. Sensores de Temperatura

Los sensores de temperatura se encuentran instalados internamente en una manguera metálica flexible anillada, que son colocados a un costado del radar en el manhole y en la parte inferior tienen una pesa que la mantiene estática, cada sensor es colocado a diferentes alturas dependientes de la altura del tanque. Para determinar las alturas de los sensores de temperatura se sigue la norma API Capítulo 7 Sección 4 adjunta en el Anexo C de Normas y las mismas se muestran en la Tabla 4.2 como sigue:

Tabla 4.2. Tabla de alturas de los sensores de temperatura

Número de Tanque	Posición de los sensores de temperatura (en mm)					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
TB – 1008	0	2500	3750	5000	6250	7500
TB – 1009	0	2500	4000	5500	7000	8500
TB – 1010	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1011	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1013	0	3000	4500	6000	7500	9000

Los sensores de temperatura son tipo RTD (detectores de temperatura por resistencia). Los metales puros tienen un coeficiente de resistencia de temperatura positivo bastante constante, este coeficiente de temperatura es la razón de cambio de resistencia debido al cambio de temperatura. Un coeficiente positivo significa que la resistencia aumenta a medida que aumenta la temperatura, en cambio si el coeficiente es constante significa que el factor de proporcionalidad entre la resistencia y la temperatura es constante, y que la resistencia y la temperatura se graficarán en una línea recta.

Una vez obtenido el valor de resistencia medido éste se conecta directamente a la cabeza transmisora como se indica en la Figura 4.12, de donde

se tiene un cable de conexión para cada sensor y un común para todos, así como un retorno común de corriente, la función del retorno es equilibrar el valor de resistencia por la variación en la resistencia total del sensor producida por el cable de conexión, hasta llegar el sensor a la cabeza trasmisora. La cabeza trasmisora tomará este valor de resistencia en un puente de Wheatstone, luego de transformar el valor de resistencia en señal eléctrica. Los valores de temperatura obtenidos son promediados considerando el nivel de producto en el tanque y solo se tomará en cuenta para el promedio a aquellos sensores que se encuentren dentro del producto, teniendo en cuenta el nivel del combustible en el tanque.

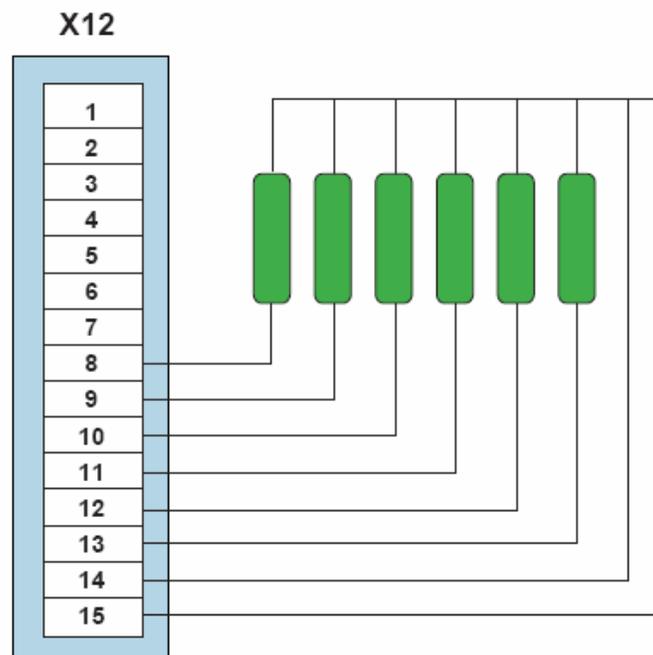


Figura 4.12. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.3. Transmisor de Presión

El transmisor de presión se debe colocar a una altura adecuada de tal manera que únicamente sense la presión del producto, pero no la presión del producto más la del agua del fondo del tanque, y no a una altura muy elevada; porque no se podrá sentir la presión por debajo de este nivel.

Los datos de presión y la altura del tanque permitirán realizar el cálculo de la densidad del líquido, y el conexionado del sensor se muestra en la Figura 4.13, en donde los dos cables irán a los terminales 1 y 2 del módulo X12 del radar.

Para pasar estos cables es necesario la utilización de tubería de 1 pulgada que vaya desde la base del tanque donde se encuentra el sensor hasta el manhole, esto se muestra en el plano PB14 en el Anexo B de planos, en donde la tubería se conectará al radar con un acople flexible de bronce Crouse Hind tipo ECLK para área Clase 1 División 2, y en la base del tanque el sensor se acoplará con manguera flexible a la tubería.

El cable utilizado es de marca Belden tipo 3940 CMG 4c22 que es un cable blindado para comunicaciones de dos pares.

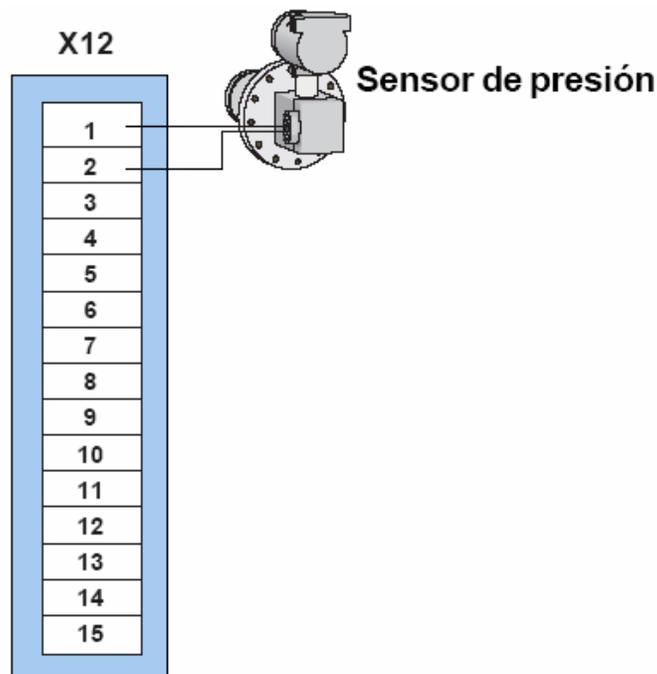


Figura 4.13. Conexiones del transmisor de presión

4.2.4. Sensor de Nivel de Agua

El sensor nivel de agua funciona con el principio capacitivo, el cual dispone de dos placas conductoras en el que el dieléctrico que está entre dichas placas es normalmente el combustible almacenado en el tanque. La capacitancia cambia cuando varía la constante dieléctrica dependiendo de la proporción de agua que se encuentre en el tanque, y se encuentra ubicado al final del tubo donde se encuentran los sensores de temperatura como se muestra en la Figura 4.14. Este sensor debe estar colocado en la base del tanque y correctamente asegurado, para que el movimiento del líquido no le afecte. El sensor envía una señal de salida entre 4 y 20 [mA] y va directamente conectado al radar a los terminales 3 y 4, como se muestra en la Figura 4.15 en el conexionado de la placa X12.

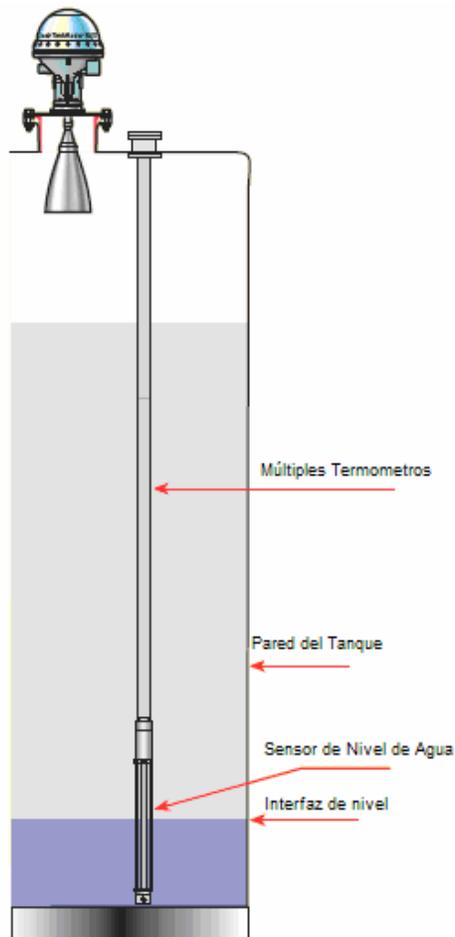


Figura 4.14. Sensor de Nivel de Agua

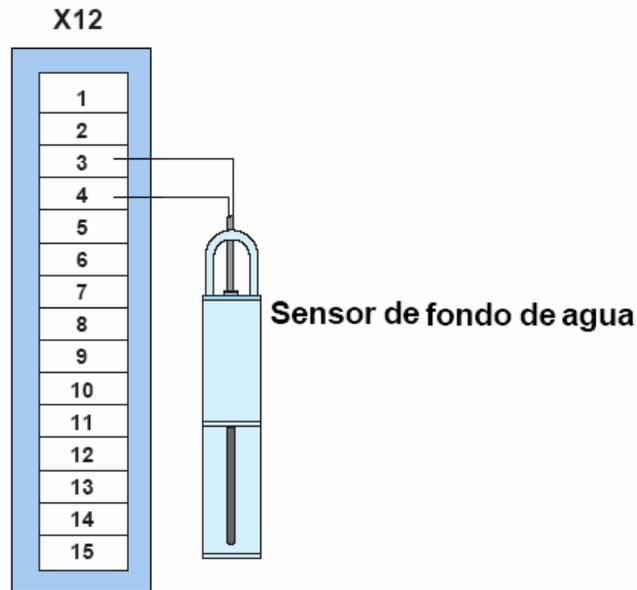


Figura 4.15. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.5. Display

El display RDU 40 se utiliza para visualizar los datos en el campo como se muestra en la Figura 4.16, y el conexionado se muestra en la Figura 4.17 estos tres cables se colocan en la misma tubería que el sensor de presión y utilizando el mismo tipo de cable y acoples. Su implementación se muestra en el plano PB14 en el Anexo B.



Figura 4.16. Display RDU 40

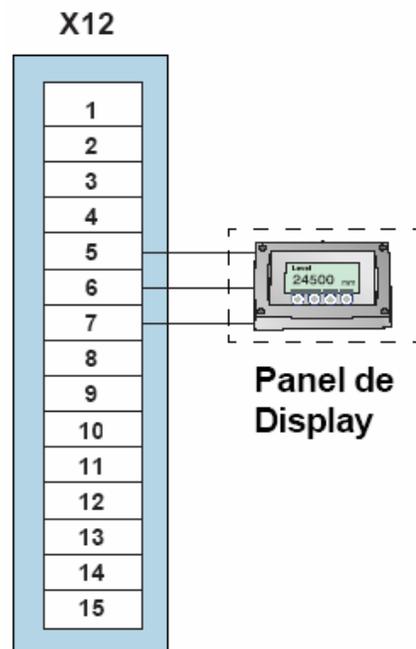


Figura 4.17. Conexiones del display

4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN

4.3.1. Radares

El esquema general de la comunicación de los radares se muestra en la Figura 4.18, en donde las cabezas transmisoras del radar RTG (Radar Tank Gauge) colocadas en el tanque tienen un puerto de comunicación con protocolo Modbus TRL/2 propietario de Saab Rosemount, que es el bus de campo del sistema de medición. Los radares se conectan mediante topología de bus, pudiendo conectarse en un mismo lazo de comunicación hasta un máximo de ocho radares. La información de los tanques se concentra en una unidad de comunicación de campo, FCU (Field Communication Unit), el cual posee también un puerto serial de comunicación para que la información pueda ser ingresada al computador de Planta mediante comunicación RS-232. Por último, para la visualización de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, siendo este software el que provee una interfaz entre el

campo y la estación de control. La Figura 4.18 ilustra el sistema de comunicación de los radares, y el conexionado de la comunicación de los radares y la FCU se muestra en el plano PB8 en el Anexo B.

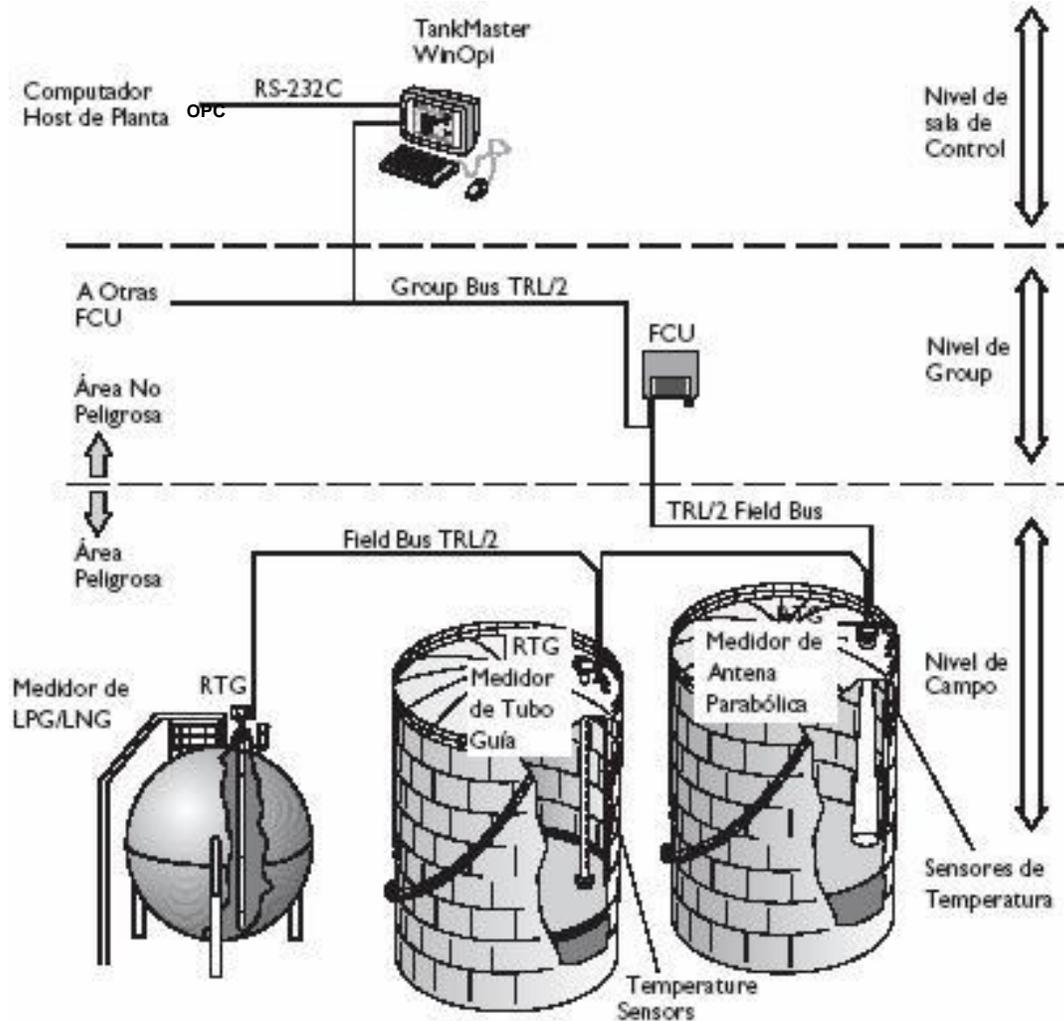


Figura 4.18. Esquema general del sistema de comunicación de los radares

En cada bus TRL/2 se pueden conectar hasta 8 unidades en cada puerto de comunicación de la FCU, que tiene cuatro puertos, y una vez conectado al bus TRL/2, se pueden configurar los transmisores y monitorear la información del tanque. La longitud máxima que soporta el TRL/2 es 4 [Km], siendo esta es una ventaja al momento del cableado, y el cable utilizado es marca Belden tipo 9402 CMG 2PR20, el cual es un cable blindado para comunicaciones de dos pares con

apantallado en cada par de cables y uno que envuelve a todos los cables. Para pasar el cable se usa tubería desde el tanque hasta que llegue a la sala de control, donde se encuentra la FCU. Toda la tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B, que es de 1 pulgada y cumple con norma NEC 501-4 como método de cableado permitido para áreas clasificadas, y la utilización de todos los accesorios necesarios en la instalación de tubería como codos, cajas en forma de T, L y C, además se instalarán sellos antiexplosión según la norma NEC 501-5.

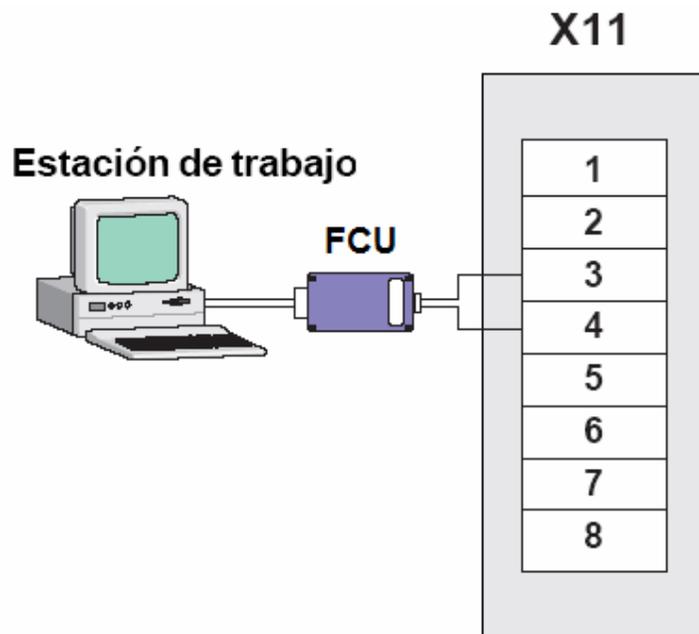


Figura 4.19. Conexión desde el radar a la FCU

La FCU actúa como un portal y un concentrador de información entre el Field Bus y el Group Bus, donde el Field Bus es la conexión de los RTG en topología de bus que va a la FCU, y el Group Bus es la conexión de FCU en topología de bus para luego ir al computador.

Cada FCU puede tener conectados hasta 32 RTG, el cual tiene seis puertos de comunicación del X1 al X6 como se muestra en la Figura 4.20. Los puertos pueden ser configurados individualmente como puertos de Field Bus TRL/2 o Group Bus, puede haber hasta un máximo de cuatro Buses Grupales o Field Bus

al mismo tiempo. La configuración máxima puede ser 2+4, 3+3, o 4+2 buses de cada tipo. Sin embargo, los puertos X5 y X6 nunca son configurados como puertos de Field Bus, mientras que los puertos X1 y X2 no pueden ser configurados como puertos de Group Bus. Como estándar, la FCU es entregada con seis interfaces FCM para cuatro puertos Field Bus y dos puertos de Group Bus como se muestra en la Figura 4.21.

La tabla 4.3 muestra las configuraciones máximas de un FCU extendido.

Tabla 4.3. Configuraciones de la FCU

Conectores	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Alternativa 4+2	FB	FB	FB	FB	GB	GB
Alternativa 3+3	FB	FB	FB	GB	GB	GB
Alternativa 2+4	FB	FB	GB	GB	GB	GB
Puertos	3	4	5	6	1	2

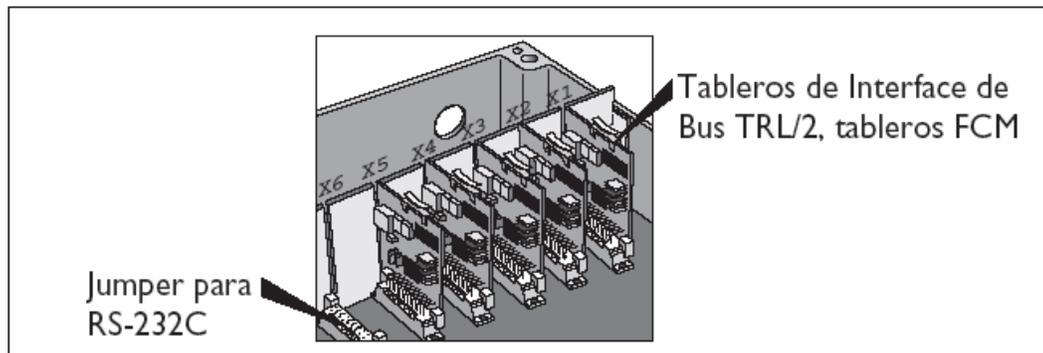


Figura 4.20. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

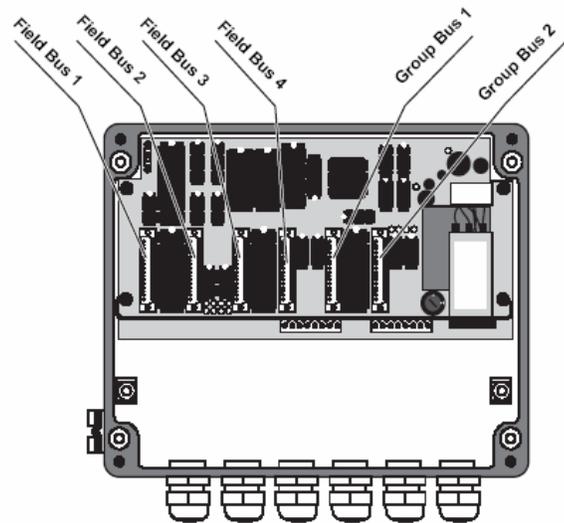


Figura 4.21. Gráfico de la placa interna FCM de la FCU

El FCU va conectada a la PC directamente a través de un puerto RS-232, y llega al puerto serial de la computadora.

La FCU tiene un interruptor para seleccionar el suministro de voltaje, entre 115 [VAC] o 230 [VAC] como se muestra en la Figura 4.22, y se escogió alimentarlo con 115 [VAC].

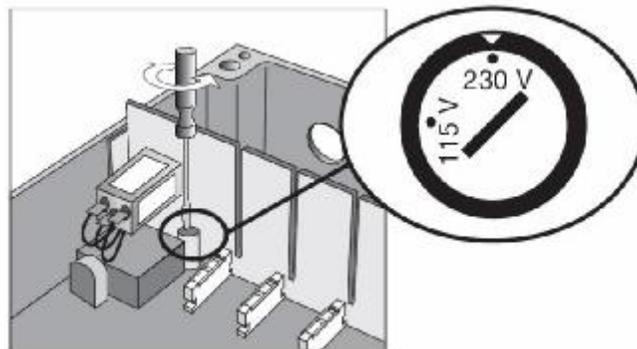


Figura 4.22. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

Para la visualización y configuración de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, esta licencia consta de:

- Licencia para 20 Tanques: El número de tanques puede variar entre 5, 20 y 50 depende de la aplicación

- Inventario de alarmas: Alarmas de nivel, temperatura entre otros
- Host com OPC: Licencia para el uso de comunicación OPC para obtener los datos del software de Saab y utilizarlos en IN TOUCH
- Customization: Esta permite que se pueda configurar los datos en el software Saab, caso contrario solo se podría visualizar.

4.3.2. Actuadores

La comunicación entre los actuadores se la realiza conectando en topología de bus y concentrándolos en un PLC como se muestra en la Figura 4.23, y con un conversor RS-232 a RS-485 para conectar a la PC.

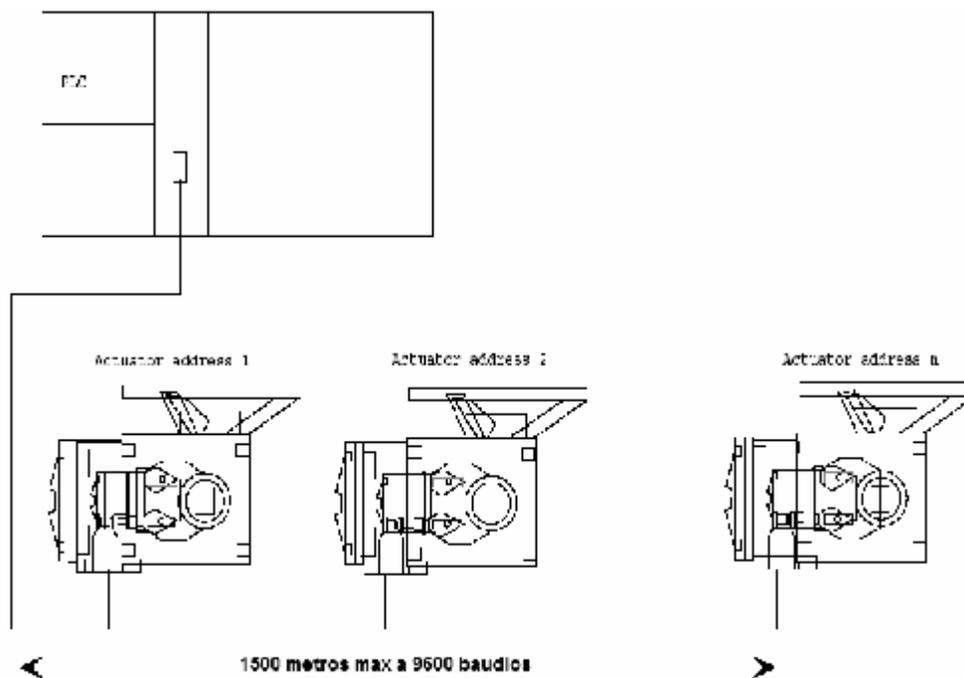


Figura 4.23. Esquema de conexionado de los actuadores al PLC

Para interconectar los actuadores se puede seleccionar comunicación RS-485 de dos hilos o cuatro hilos, para esta aplicación se utiliza una configuración de dos hilos como se muestra en la Figura 4.24, para ello se debe puentear los terminales 24 y 27 y a su vez el 28 y 26, así se tendrá los dos hilos y el Terminal 23 será el común. Estas conexiones se muestran en el plano PB11 en el Anexo B.

El cable utilizado es el mismo que para los radares y el cableado se lo hace por la misma tubería, pero se llega primero al MCC donde está el PLC y luego se partirá para la sala de control. La tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B.

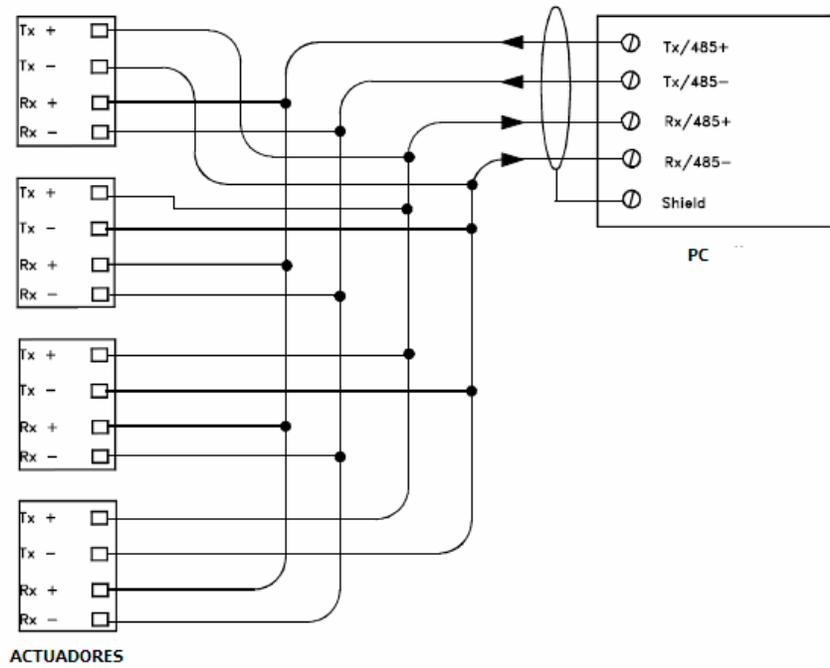


Figura 4.24. Conexionado Actuadores en cuatro hilos RS-485.

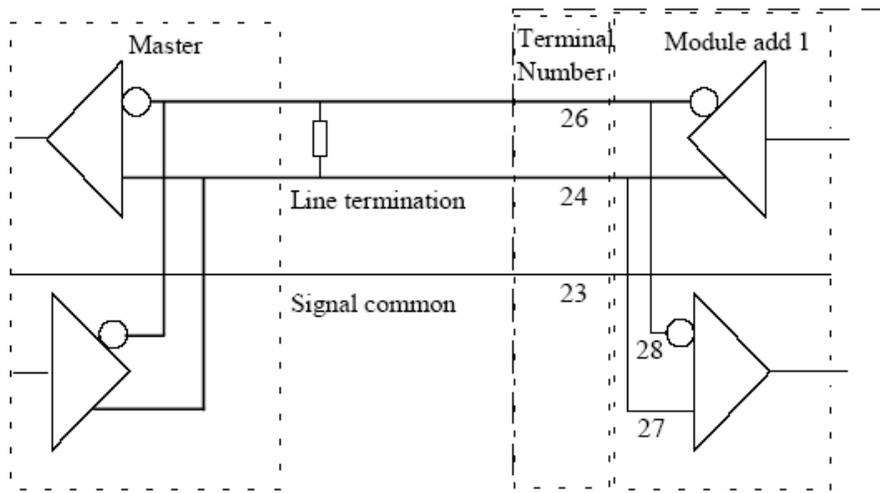


Figura 4.25. Esquema de conexionado de los actuadores

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE SOFTWARE

5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR

Los radares Saab Rosemount tienen un programa propio llamado Saab TankMaster que sirve para configuración y monitoreo de los tanques, este programa consta de algunos elementos y herramientas que serán explicados a continuación.

5.1.1. Introducción

Saab TankMaster es un paquete de software para la instalación y configuración de los equipos de medición de nivel de la marca Saab Rosemount, el paquete ofrece herramientas para la instalación y configuración de dispositivos de medición de nivel, y está diseñado para uso en entorno Windows, que permite usar diversos protocolos, y posee los siguientes módulos de software:

- WinSetup
- Servidor de Tanques
- Servidor de Protocolo Maestro Modbus
- Servidor de Protocolo Esclavo Modbus
- WinOpi

El programa WinSetup es una interfaz gráfica de usuario para la instalación, configuración y servicio de los dispositivos de medición de nivel.

El Servidor de Tanques Saab se comunica con los dispositivos a través del Servidor de Protocolo Maestro, y maneja los datos de configuración de todos los tanques y dispositivos instalados.

El Servidor de Protocolo Maestro Modbus ofrece una interfaz de protocolo Modbus entre la estación de trabajo y los dispositivos conectados, este servidor permite la comunicación con dispositivos TRL/2 como RTG y FCU.

El Servidor de Protocolo Esclavo Modbus permite la opción de comunicar un computador host con la FCU, donde se conecta el bus de comunicación Modbus TRL/2 de los radares.

El programa WinOpi es la interfaz gráfica del operador con el sistema de medición de nivel, el cual tiene funciones de monitores de los datos de los tanques y gestión de alarmas, y almacenamiento de históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

5.1.1.1. WinSetup

El programa WinSetup se comunica con el Servidor de tanques y con los distintos servidores de protocolos, para permitir al usuario configurar los dispositivos conectados y asociarlos a un tanque específico. El cual permite la opción de visualizar los datos medidos en campo y registrar la comunicación con los dispositivos conectados. Además ofrece la interfaz gráfica entre el usuario y el sistema de medición de nivel.

El Servidor de Protocolo Maestro transmite los datos de configuración hacia los respectivos sistemas de medición, luego recoge los datos medidos (nivel, temperatura, presión), y los muestra en una interfaz gráfica.

La ventana principal de TankMaster incluye el Workspace (Espacio de trabajo), que muestra los tanques y dispositivos utilizados en el sistema de medición, una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla, y una barra de herramientas, como se muestra en la Figura 5.1.

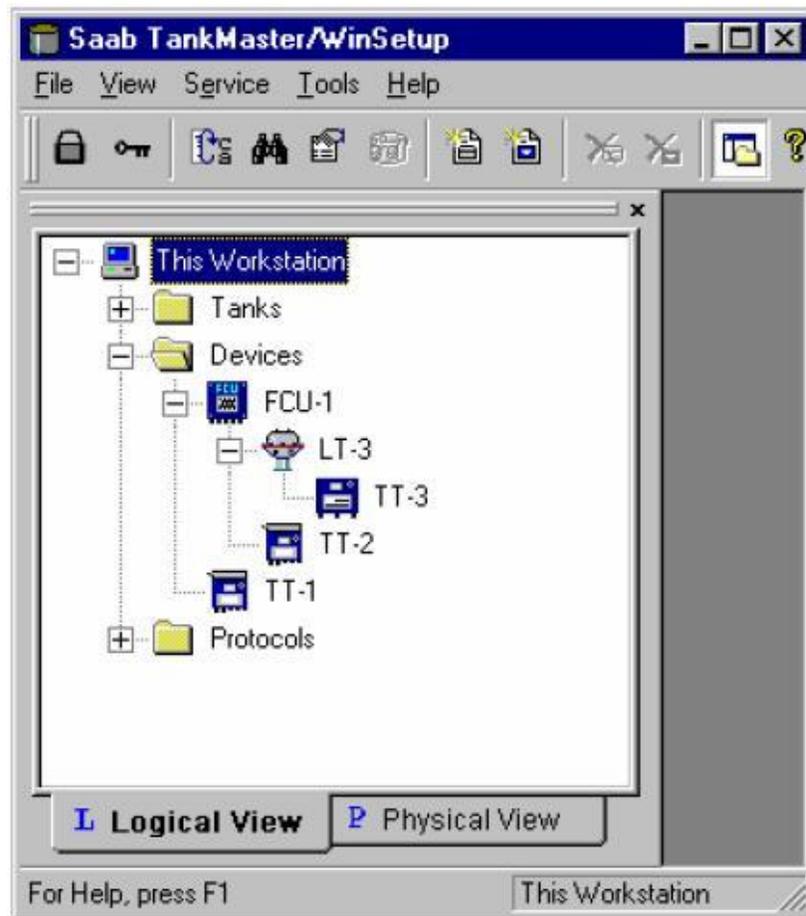


Figura 5.1. Espacio de Trabajo del programa WinSetup

La ventana Workspace muestra los tanques y dispositivos instalados y los protocolos de comunicación disponibles, y ofrece información sobre la configuración de los dispositivos instalados.

El espacio de trabajo le permite realizar las siguientes tareas:

- Instalar y configurar tanques, dispositivos y protocolos
- Retirar tanques, dispositivos y protocolos

- Cambiar propiedades de configuración
- Ver registros de entrada y bases de datos
- Configurar el esquema de la vista de tanques
- Especificar etiquetas para nombres de tanques y dispositivos
- Descargar la configuración de software en un radar
- Ver el registro de comunicación

5.1.1.2. WinOpi

WinOpi es la interfaz del operador con el sistema de medición de nivel, que posee funciones de monitoreo de los datos de los tanques, gestión de alarmas, almacenamiento de registros históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

La ventana principal de WinOpi incluye el Workspace (Espacio de trabajo) muestra los tanques y dispositivos, como se indica en la Figura 5.2, y tiene una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla y una serie de botones en la barra de herramientas.

El espacio de trabajo le permite realizar diversas tareas:

- Crear grupos de tanques
- Crear grupos de alarmas
- Especificar la posición de los sensores de presión para cálculo de densidad.
- Crear Tablas de capacidad de los tanques
- Visualizar las variables de los tanques
- Visualizar datos de inventario
- Ver registros de alarmas y resumen de alarmas
- Crear tablas de productos.



Figura 5.2. Workspace del programa WinOpi

5.1.2. Configuración

La configuración de un sistema radar incluye la configuración de los buses de comunicación tanto para el bus de campo como el computador, configuración de dispositivos y de tanques de almacenamiento. La instalación de dispositivos incluye tareas como las configuraciones de los instrumentos utilizados para la medición en cada tanque, que son: sensor de nivel de producto, transmisor de nivel de agua, sensores de temperatura y transmisor de presión. La instalación de tanques incluye la especificación del tanque, tales como: tipo, volumen, y entre otros; el dispositivo que se debe asociar al tanque y la señal de origen que se debe utilizar para la introducción de los distintos parámetros del tanque.

Antes de empezar a instalar un sistema radar, se deben conocer los dispositivos utilizados y las variables asociadas a la geometría de cada tanque, registrar todas las direcciones de comunicación que se van a utilizar, y medir todas las distancias de los tanques.

Para instalar un sistema de medición de nivel se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Configuración de protocolos de comunicación
2. Determinación de las unidades de medición y visualización.
3. Instalación y configuración de la Unidad de Comunicación de Campo (FCU).
4. Instalación y configuración de dispositivos.
5. Instalación y configuración de tanques.
6. Calibración

5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación

Para la configuración de los protocolos de comunicación se especifica sus parámetros, y se indica si se desea supervisar la comunicación. El Protocolo Maestro se utiliza para la comunicación entre la FCU (maestra) y los dispositivos de campo. En el workspace se ingresa a *MODBUSMASTER* como se muestra en la Figura 5.3, de ahí se desplegará la pantalla mostrada en la Figura 5.4, en la que se deben especificar los parámetros de comunicación como: puerto del computador (COM1), velocidad en baudios, bits de detención, y tipo de módem.

En la Figura 5.5 se muestra la pantalla en la que se coloca el archivo de almacenamiento de los datos adquiridos como: nombre del archivo, tamaño del archivo, y horario de registro, por último en la Figura 5.6 se muestra la pantalla de los datos avanzados para códigos y detección de errores.

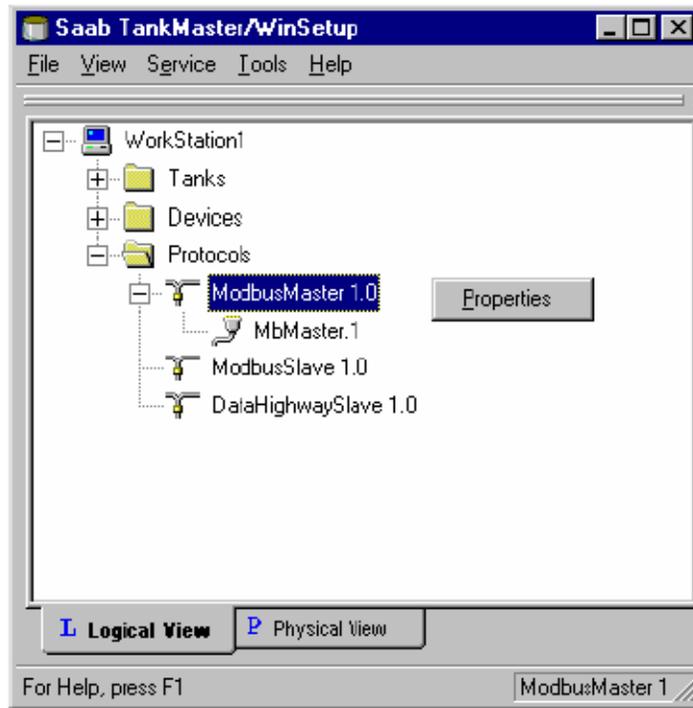


Figura 5.3. Configuración del protocolo de comunicación

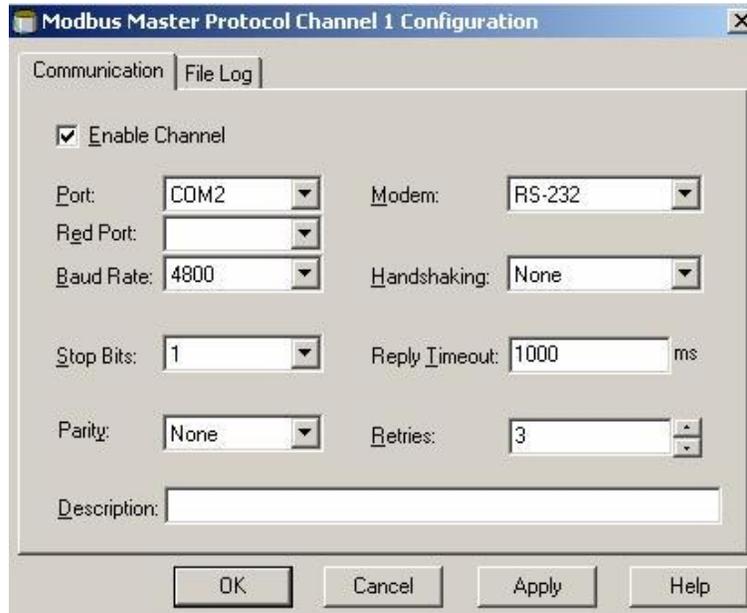


Figura 5.4. Pantalla de configuración de la comunicación Modbus Master

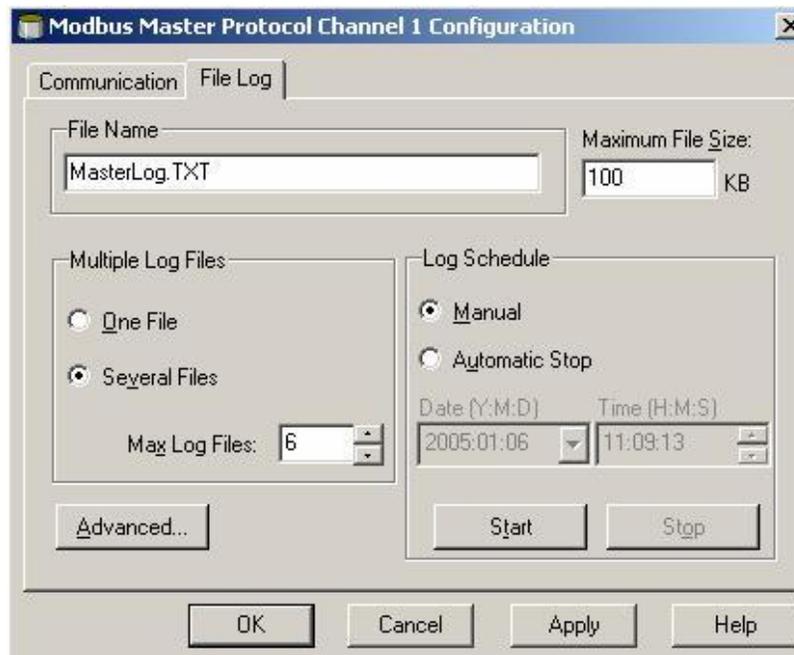


Figura 5.5. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master



Figura 5.6. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master

Los parámetros para la comunicación del Modbus Master empleados en el proyecto son los siguientes:

Port	COM2
Baud Rate	4800
Stop bits	1

Parity	None
Modem	RS-232
Handshaking	None
Replay Timeout	1000ms
Retries	3
File	MasterLog.TXT
Several Files	Max Log Files: 6
Log Schedule:	Manual
Maximun File Size:	100KB
Advanced	
Any Function Code	
Any address	
Enable filtering by functions codes and address	
Errors: all	

5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización

Se especifican las unidades de medición que se van a utilizar para los cálculos de inventario, los prefijos para las etiquetas de los tanques y dispositivos, y el esquema para la visualización de los datos de los tanques.

El ingreso de las unidades de medida se lo realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.7, en la que se ingresarán valores de temperatura ambiente, densidad de aire, temperatura de referencia y número de alarmas, datos que son necesarios para cálculos de volúmenes y densidades.

Server Preferences

System Setup

System Units

Level/Ullage: m Volume: gal(US)

Temp: deg F Density: kg/m3

Pressure: psi G Weight: kg

Ambient Air Temp Source

Manual Value: 59.7 °F

Auto Device: LT-1007 Source: Temperature Sensor: 5

Value Range Minimum: -100.0 °F Maximum: 300.0 °F

Local Gravity Calculation

Latitude: 0.3

Elevation: 2976.0 m

Manual Value: 9.7711 m/s²

Calculated

Ambient Air Density Calculation

Unit: kg/m3

Manual Value: 1.22 kg/m3

Calculated Base Density: 1.22 kg/m3

Value Range Minimum: 0.00 kg/m3 Maximum: 10.00 kg/m3

Type

Type: Raw

Max Points: 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms: 100

Reference Temperature

Ref Temp: 60.0 °F

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Figura 5.7. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la Figura 5.8 se muestra la pantalla de preferencias para ingresar los prefijos de los dispositivos para las etiquetas de los tanques, y en la pantalla de la Figura 5.9 se ingresa las variables que se desea que aparezcan en la pantalla de visualización de los tanques, tales como: nivel, temperatura, presión entre otros.

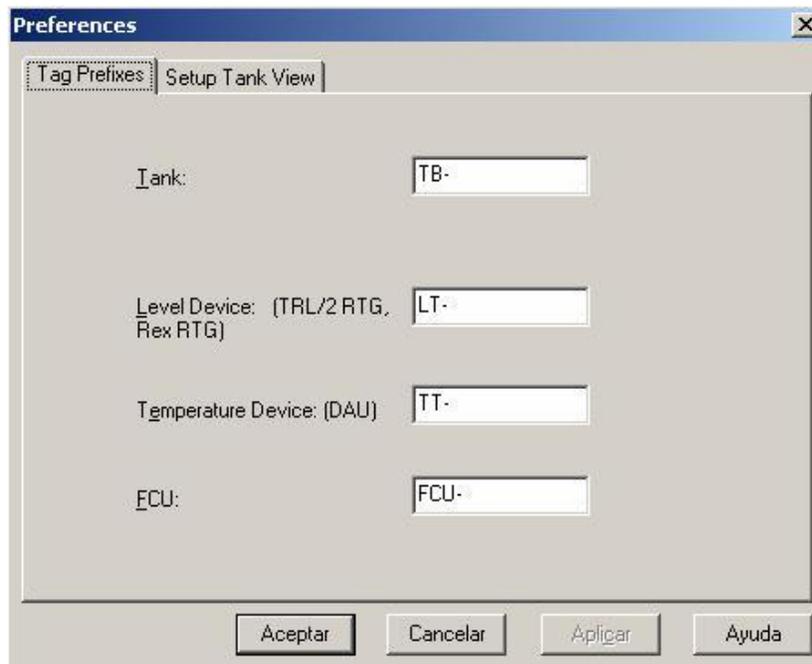


Figura 5.8. Pantalla de configuración de prefijos

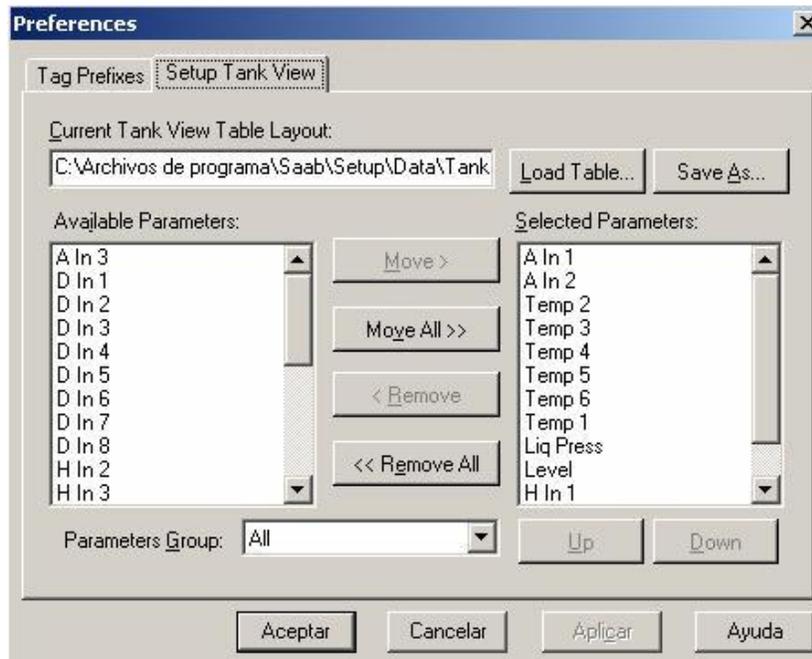


Figura 5.9. Pantalla de configuración de variables visualización para los tanques

La respectiva configuración para las preferencias de setup queda de la siguiente manera:

System Setup**System Units**

Level/Ullage (nivel):	m (metros)
Temperature:	°F
Pressure (Presión):	psiG
Volumen:	gal (US)
Density (densidad):	Kg/m ³
Weight (peso):	Kg

Ambient Air Temp Source

Para la configuración de la temperatura ambiente del aire se configura la temperatura del sensor de nivel número seis del tanque 1007, porque ofrece un valor más aproximado que ingresar este parámetro de manera manual.

Auto	
Device	LT-1007
Source	Temperature
Sensor	5
Value Range	
Minimun	-100 °F
Maximun	300 °F

Local Gravity Calculation

Latitude	0.3
Altitude	2976 m

Ambient Air Density Calculation

Unit	Kg/m ³
Calculated	
Value Range	
Minimun	0,0 Kg/m ³
Maximun	10,0 Kg/m ³

Type

Type Raw
Max Points 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms 100

Reference Temperature (Te

Ref Temp 60 °F

Tag Prefixes

Tank	TK-
Level Device	LT-
Temperature Device	TT-
FCU	FCU-

Setup Tank View (Configuración de los instrumentos relacionados a cada tanque)

Selected parameters

A In 1
A In 2
Temp 1
Temp 2
Temp 3
Temp 4
Temp 5
Temp 6
Liq Press
Level
H In 1
Avg Temp
FWL

5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)

La FCU debe ser instalada y configurada antes que los otros dispositivos, como los RTG y las DAU, y la instalación de la Unidad de Comunicación de Campo incluye los siguientes pasos:

1. Tipo de dispositivo y etiqueta.
2. Configuración de la comunicación
 - Canal de comunicación
 - Dirección
 - Redundancia
3. Configuración de puerto
 - Puerto tipo (FB o GB)
 - Velocidad en baudios
 - Bits de datos
 - Bits de detención
 - Paridad

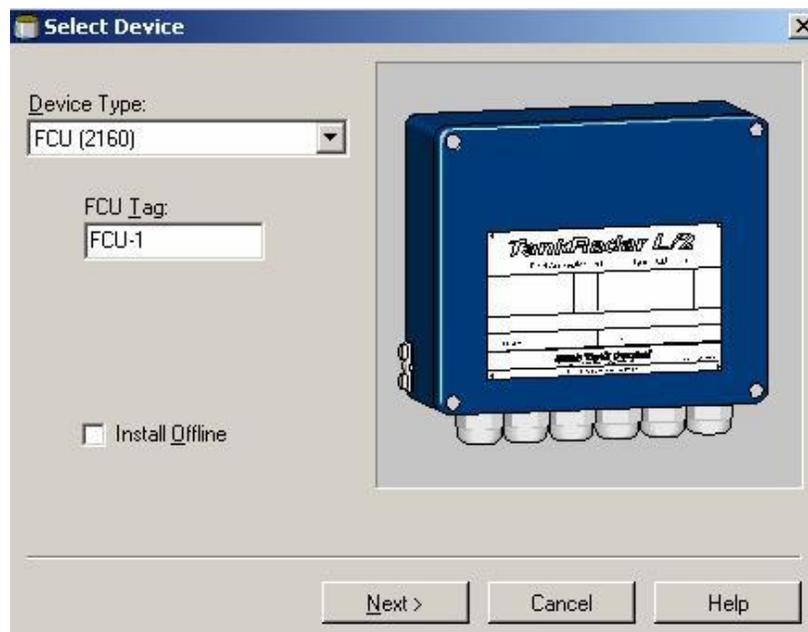


Figura 5.10. Pantalla de configuración de la FCU

La configuración de la FCU se la realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.10, en donde se escoge el tipo de dispositivo, y a continuación se tendrá la pantalla de la Figura 5.11, donde se ingresa la dirección Modbus de la FCU y su Unit ID (es un valor propio de fábrica para cada dispositivo de la marca Saab). A continuación se deberá verificar la comunicación.

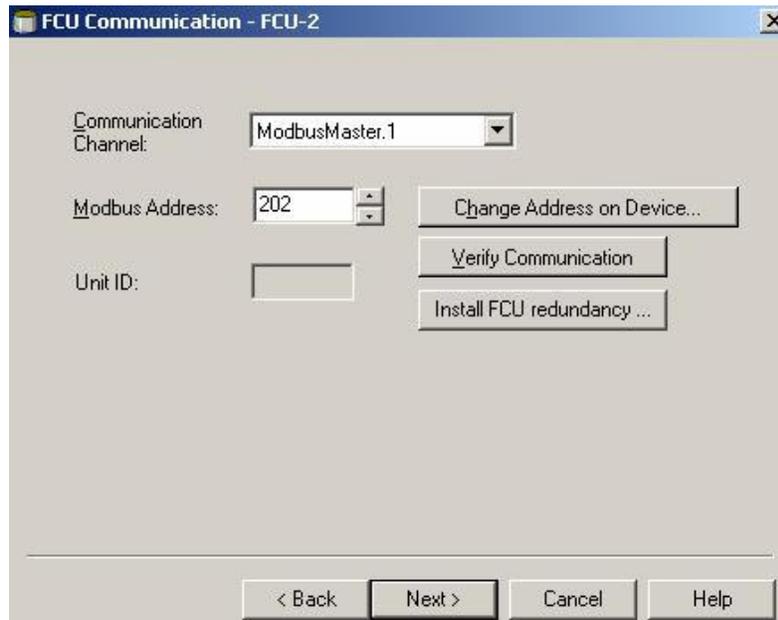


Figura 5.11. Pantalla de configuración de la FCU

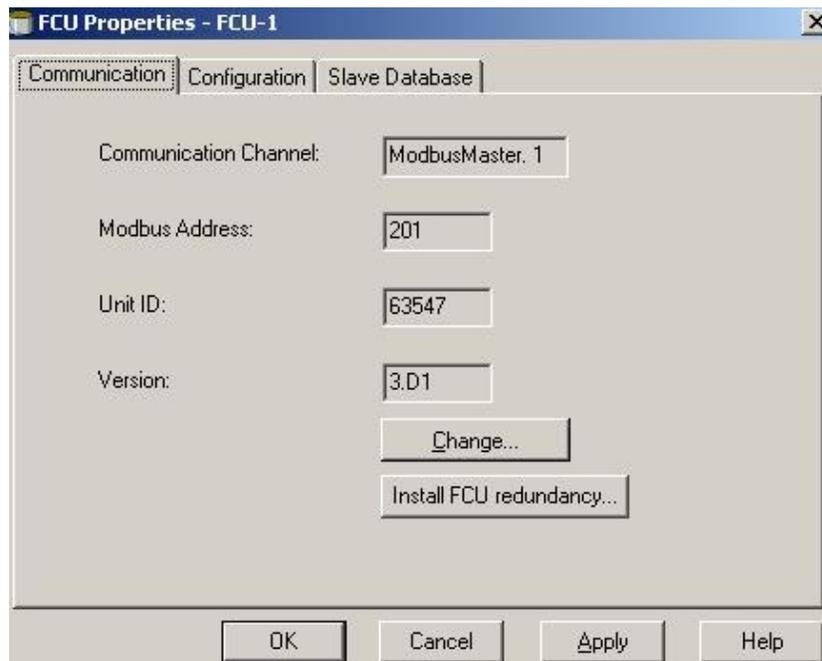


Figura 5.12. Pantalla de configuración de la FCU del Terminal El Beaterio.

Los datos de configuración como dirección, y Unit ID se muestran en la Figura 5.12, en donde la FCU debe ser configurada con una dirección mayor a la 201 por recomendación del fabricante.

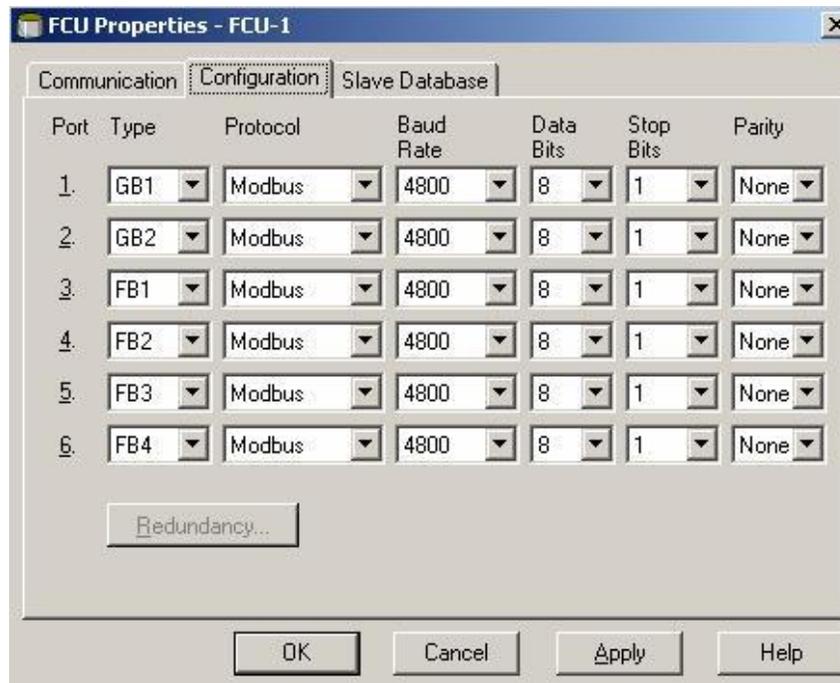


Figura 5.13. Pantalla de propiedades de la FCU

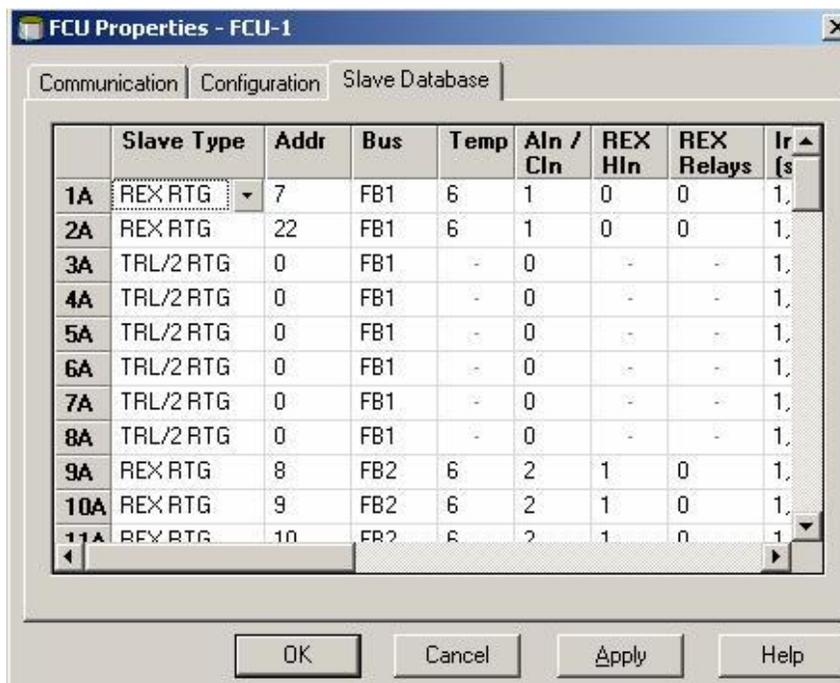


Figura 5.14. Pantalla de propiedades de la FCU

En la pantalla de la Figura 5.13 se configura los puertos a utilizar de acuerdo a las configuraciones de la FCU tipo 2+4, es decir 2 Group Bus y 4 Field Bus con sus respectivos parámetros cada uno, estos se muestran en la Tabla 5.1.

En la pantalla de la Figura 5.14 se tendrá la base de datos esclava, en donde se configuran cada una de las direcciones Modbus de los radares tomando en cuenta que se conectarán máximo 32 RTG, es decir 8 por cada Field Bus, y se tendrá desde la dirección de la 1 a la 32. Por facilidad se coloca la dirección igual al número del tanque para que sea fácil de recordar. Todos los datos se muestran en la Tabla 5.2.

Todos los parámetros de configuración de la FCU se establecen de la siguiente manera:

Communication

Communication Channel	ModbusMaster1
Modbus Address	201
Unit ID	63547
Version	3.D1

Configuration

Tabla 5.1. Tabla de datos de configuración de los puertos de la FCU

Port	Type	Protocol	Baud Rate	Data Bits	Stop Bits	Parity
1	GB1	Modbus	4800	8	1	None
2	GB2	Modbus	4800	8	1	None
3	FB1	Modbus	4800	8	1	None
4	FB2	Modbus	4800	8	1	None
5	FB3	Modbus	4800	8	1	None
6	FB4	Modbus	4800	8	1	None

Slave Database

Tabla 5.2. Tabla de base de datos esclava de la FCU

	Slave Type	Addr	Bus	Temp	Aln/Cln	REX Hin	REX Relays	Int1(s)	Int2(s)	Level Offset
1A	REXRTG	7	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
2A	REXRTG	22	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
3A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
4A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
5A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
6A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
7A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
8A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
9A	REXRTG	8	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
10A	REXRTG	9	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
11A	REXRTG	10	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
12A	REXRTG	11	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
13A	REXRTG	13	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
14A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
15A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
16A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
17A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
18A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
19A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
20A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
21A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
22A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
23A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
24A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
25A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
26A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
27A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
28A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
29A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
30A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
31A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
32A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos

La instalación de un dispositivo incluye los siguientes pasos:

- La comunicación especificando el protocolo y la dirección
- La configuración especificando las distancias de los tanques, las distancias geométricas relacionadas con el transmisor, y los sensores externos (como los sensores de temperatura, nivel de agua) entre otros parámetros en función del tipo de dispositivo instalado.

Los dispositivos a instalar serán los RTG, en la pantalla de la Figura 5.15 se muestra la configuración de la comunicación de un RTG (Radar Tank Gauge), en el que se coloca la dirección Modbus y el unit ID.

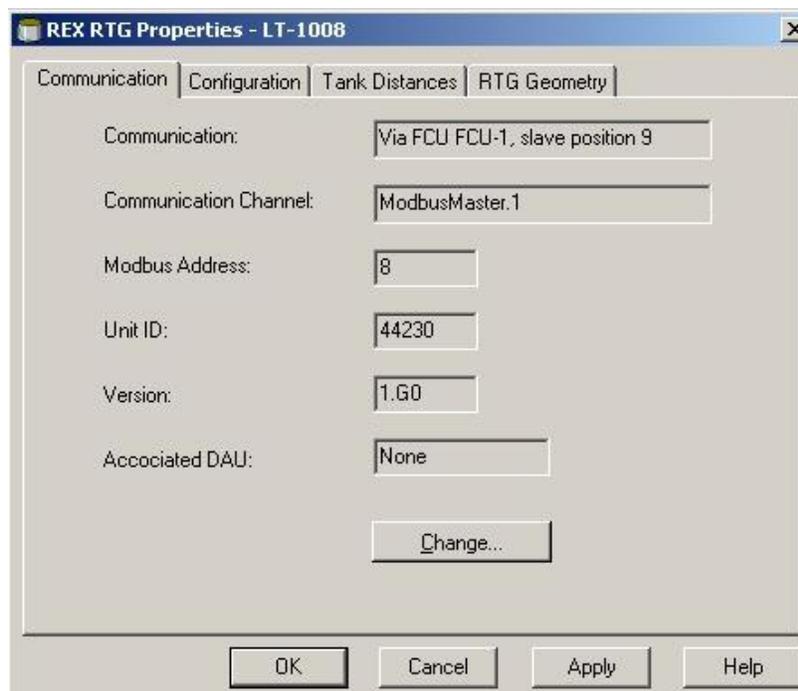


Figura 5.15. Pantalla de configuración de un RTG

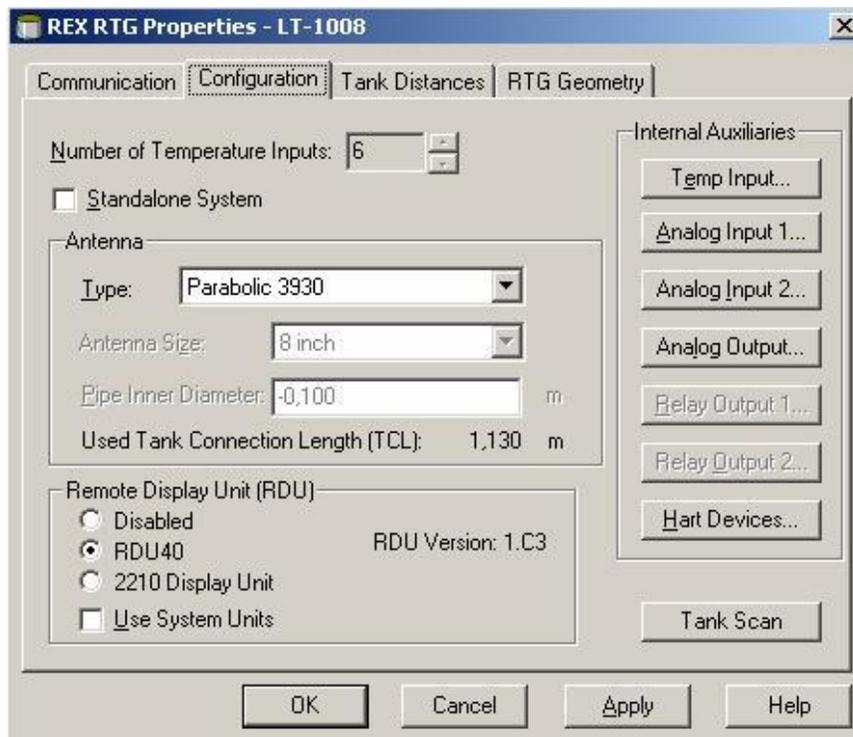


Figura 5.16. Pantalla de configuración de un RTG

La pantalla de la Figura 5.16 es de la configuración del RTG, en donde se coloca el tipo de antena a ser utilizado, el tipo de display de campo y el número de sensores de temperatura. Presionando los botones del extremo derecho se ingresa a nuevas pantallas para configurar las entradas analógicas del transmisor de presión y de nivel de agua, también se ingresa para configurar las entradas de temperatura, y a la altura que están ubicados los sensores de temperatura.

En la Figura 5.17 se muestran las distancias del tanque, que deberán ser tomadas al momento de instalar el radar en el tanque, estas distancias se definen a continuación como se muestran en la Figura 5.18:

- **Altura de Referencia del Tanque (R):** Es la altura desde el punto de medición manual del Tanque (Punto de Referencia del Tanque) hasta el Nivel cero (Dipping Datum Point) situado cerca del fondo del tanque o en el fondo del tanque.

- La Distancia de Referencia del RTG (G): Es la distancia desde el Punto de Referencia del Tanque hasta el Punto de Referencia del RTG, situado en la superficie superior de la brida o en la cubierta de la boca de acceso sobre la que esta instalado el medidor.
- La Distancia del Nivel Mínimo (C): Normalmente (C) es igual a cero, en donde la distancia C se define como la distancia desde el nivel mínimo de la superficie del producto (fondo del tanque) hasta el nivel cero (Dipping Datum Point). Cuando se establece una distancia C, aumenta la amplitud de medición en el fondo del tanque, esto implica también que los niveles inferiores al Nivel cero (Dipping Datum Plate) aparecerán indicados como valores negativos.

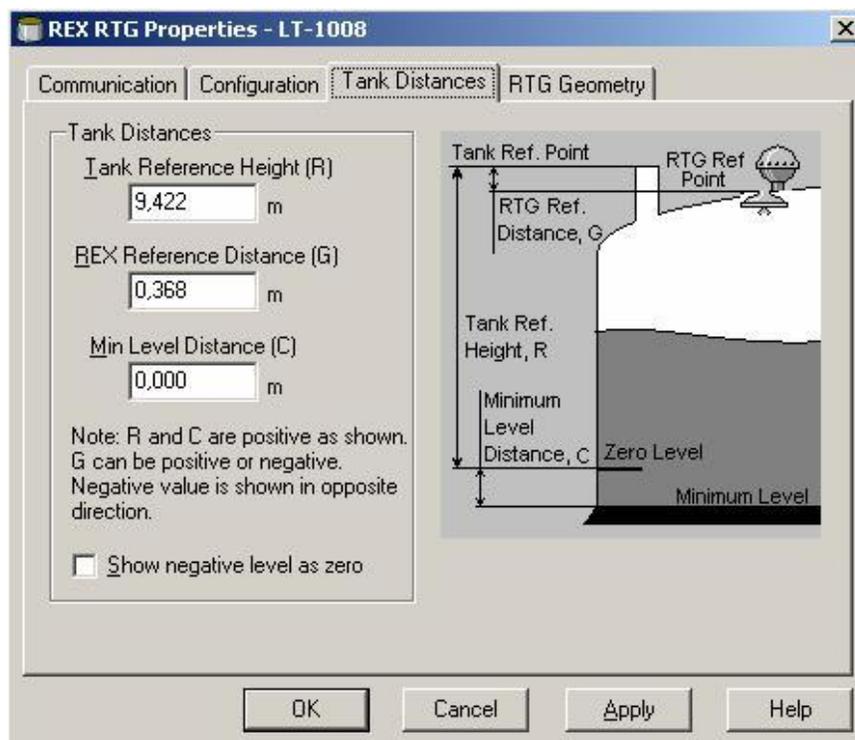


Figura 5.17. Pantalla de configuración de un RTG

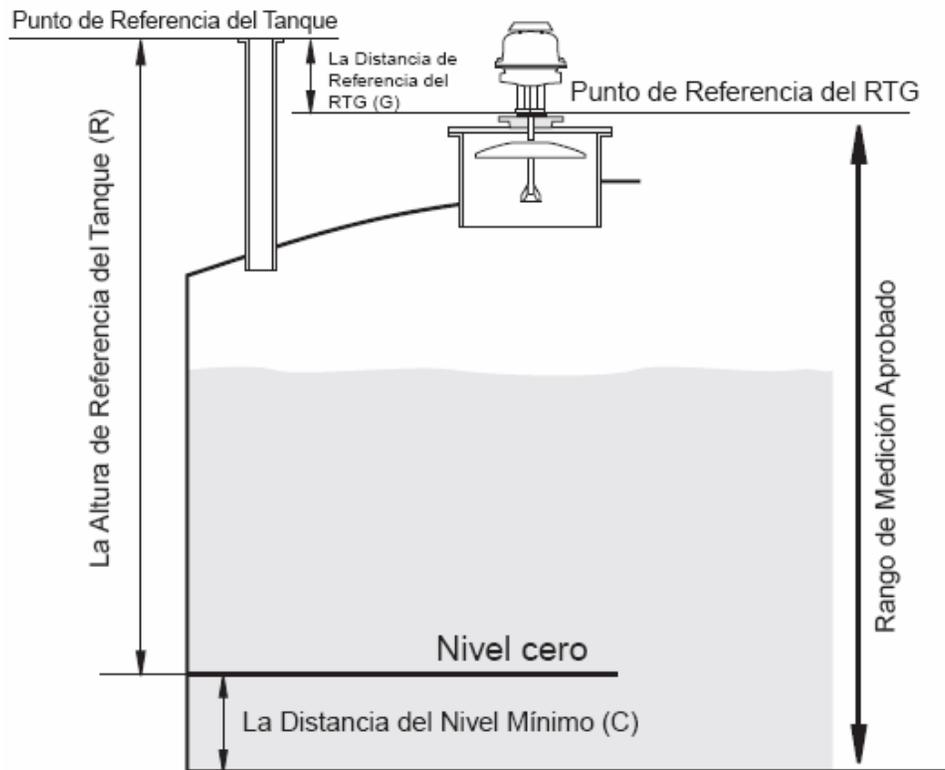


Figura 5.18. Distancias del tanque

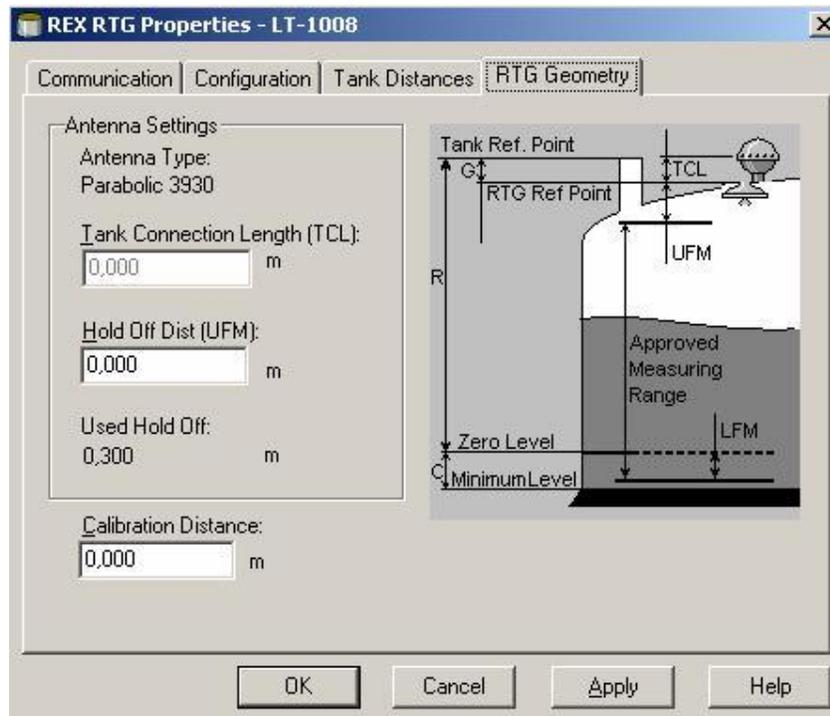


Figura 5.19. Pantalla de configuración de un RTG

En la pantalla mostrada en la Figura 5.19 se configuran las distancias del RTG, siendo el primer valor TCL predeterminado de acuerdo a la antena, y los otros no se colocan para poder utilizar los valores predeterminados, porque estos valores son de los filtros de la microonda de la antena y no es necesario poner nuevos valores.

Al finalizar el proceso de instalación de todos los RTG, se tendrá en el workspace una vista de los RTG instalados como se muestra en la Figura 5.20.

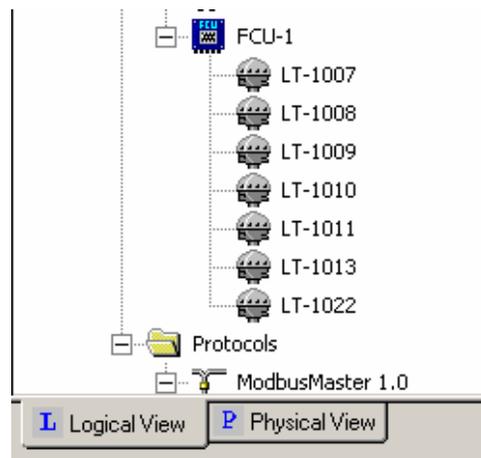


Figura 5.20. Workspace con los RTG instalados

La configuración de todos los RTG y sus datos se muestra en el Anexo D.

5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques

La instalación de un tanque incluye los siguientes pasos:

- Elija el tipo de tanque: cilindro, horizontal, esfera o techo flotante
- Establezca una etiqueta para el tanque.
- Seleccione los dispositivos para asociar al tanque
- En la configuración especifique las señales de origen de nivel de agua libre, presión de vapor y presión del líquido.

- En la configuración se decide si desea desconectar la medición automática en alguna variable, y puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar. También, puede especificar una amplitud de valores para cada variable medida.

En la figura 5.21 se escoge el tipo de tanque a ser seleccionado, por lo que para el diseño de los tanques del Terminal El Beaterio solo serán tanques cilíndricos.

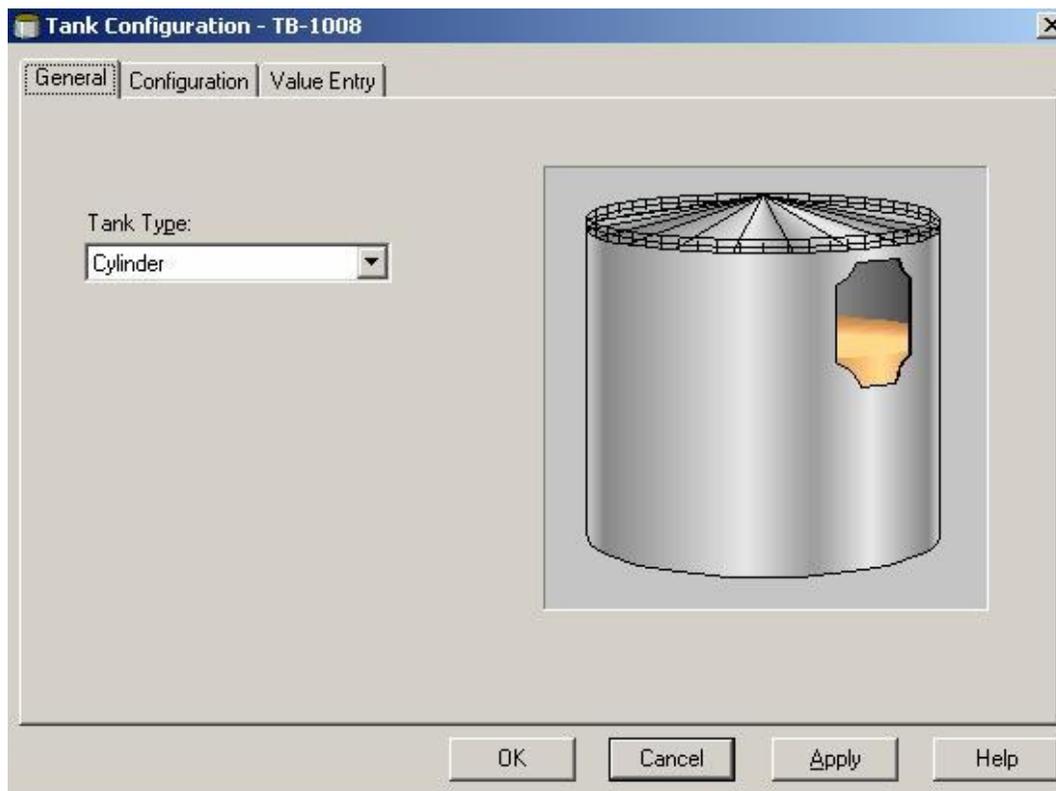


Figura 5.21. Pantalla de configuración de los tanques

Para la configuración se especifican los dispositivos asociados al tanque para nivel de agua y para presión del líquido, esto se muestra en la Figura 5.22, y en la Figura 5.23 se muestra la configuración avanzada de los dispositivos asociados al tanque.

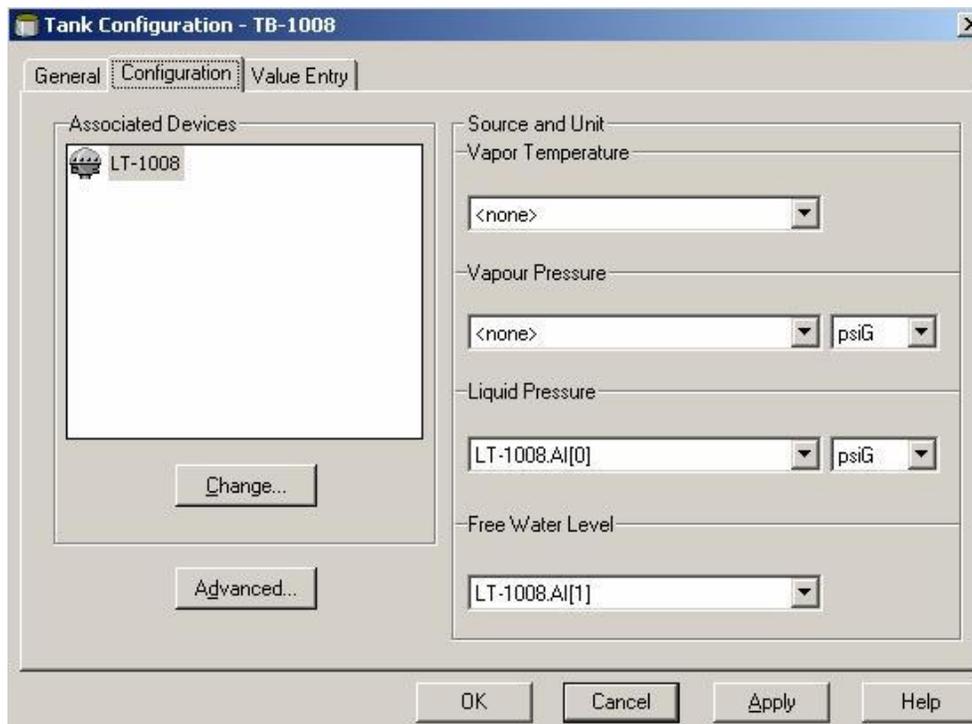


Figura 5.22. Pantalla de configuración de los tanques

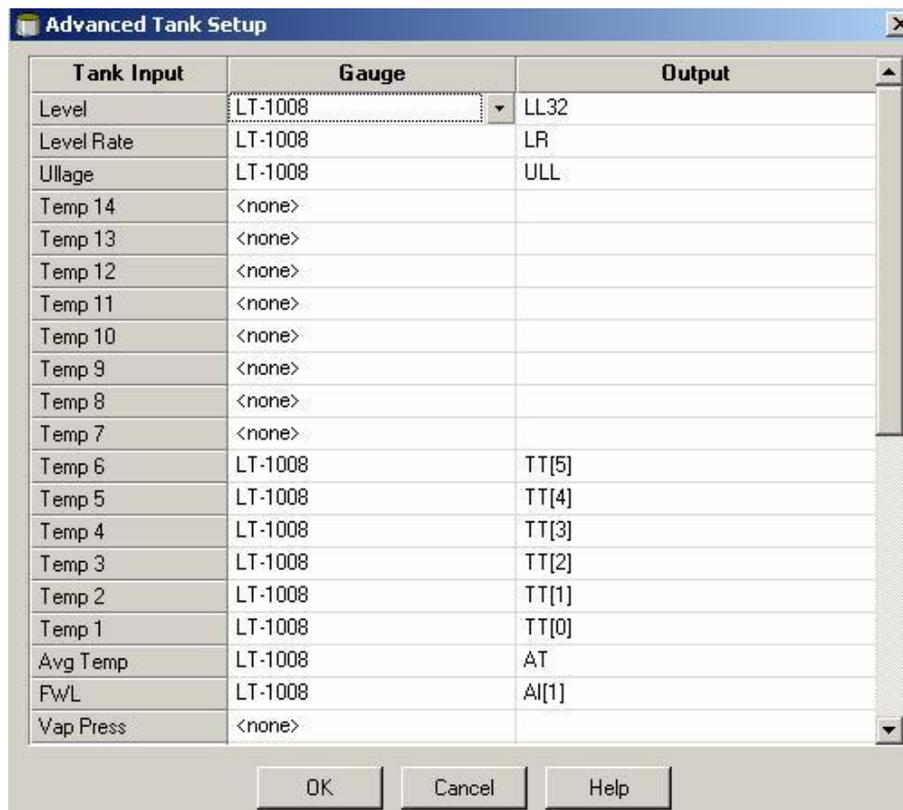


Figura 5.23. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la pantalla de la figura 5.24 se muestra el ingreso de valores, donde se decide si se desea desconectar la medición automática en alguna variable, y además se puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar, también se coloca el rango de valores para cada variable medida.

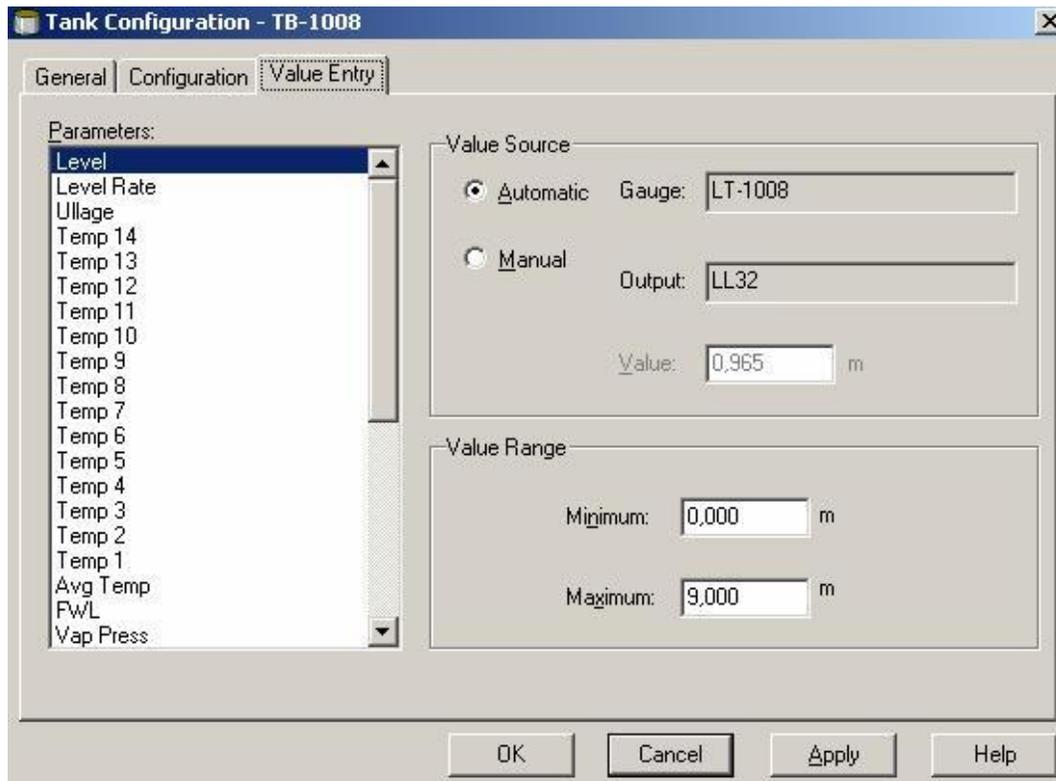


Figura 5.24. Pantalla de configuración de los tanques

Una vez instalados todos los tanques y sus dispositivos asociados se tendrá una vista del workspace como se muestra en la Figura 5.25.

Todas las configuraciones y datos de los tanques instalados y sus dispositivos asociados se encuentran en el anexo D.

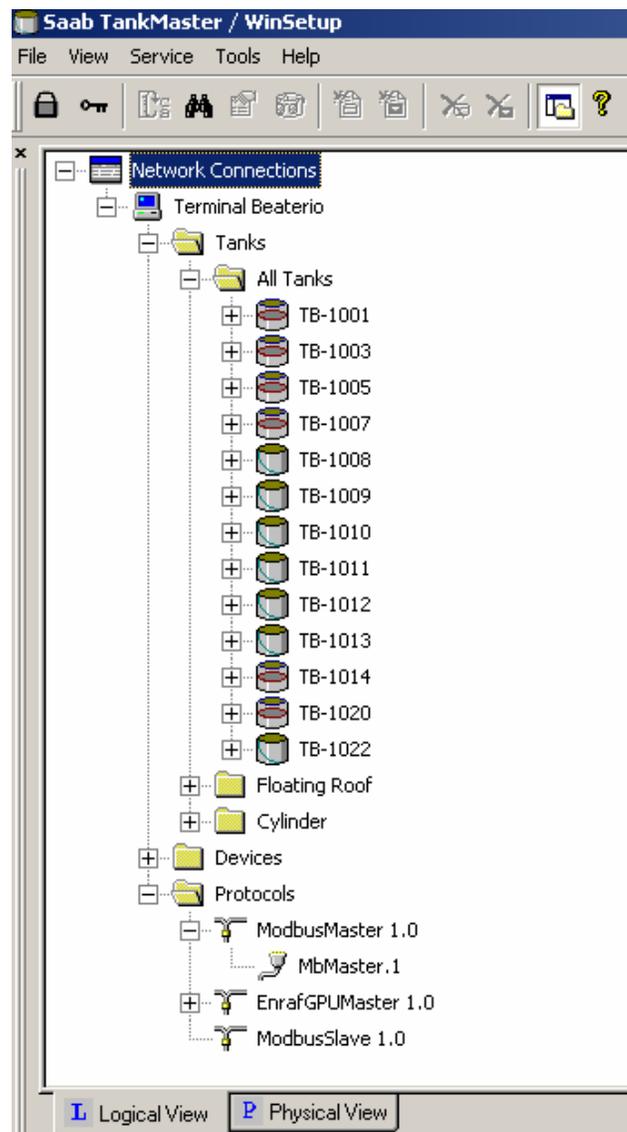


Figura 5.25. Workspace con los tanques instalados

5.1.2.6. Calibración

Ya instalado y configurado todo el sistema será necesario calibrar, para conseguir que los valores medidos por el sistema se encuentren dentro de la precisión que estipula el fabricante, este ajuste debe realizarse una sola vez durante la puesta en servicio final y normalmente no es necesario repetirlo a menos que cambien las condiciones del tanque. Esto se lo realiza haciendo un seguimiento de la medición de los tanques por medio de mediciones manuales del nivel de los tanques, en condiciones de nivel bajo, medio y alto. De esta manera se tendrá el comportamiento del tanque, y estos datos se ingresarán en la parte

de calibración del tanque. Otro parámetro que puede ser variado de acuerdo a la instalación será la Longitud de Conexión del Tanque (TCL), y el valor de calibración que esta en las propiedades del RTG.

5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH

La interfaz usada para transmitir los datos desde el software de Saab hacia el programa IN TOUCH es OPC. OPC, es conectividad abierta vía estándares abiertos para la automatización industrial y los diferentes sistemas de la empresa. OPC asegura su continuidad creando nuevos estándares según las necesidades y adapta estándares existentes para utilizar nueva tecnología.

En 1994 un grupo de vendedores que representaban un amplio espectro de disciplinas del sector industrial formó lo que ahora se conoce como la fundación de OPC. La fundación de OPC se impuso la meta de desarrollar una sola especificación cliente servidor, que cada marca desarrolle su propio software y se pueda compartir datos de una manera rápida, robusta, y se eliminen los esquemas propietarios. Con la adopción de la tecnología OPC, una marca puede centrar sus esfuerzos casi exclusivamente al desarrollo de la interfaz de usuario propia, y realizar el resto de interfaces por medio de OPC.

Tanto el software de Saab Rosemount así como el IN TOUCH permiten la utilización de la tecnología OPC para configurar estas variables y obtener los datos deseados. La configuración se hace desde el servidor que posee el programa IN TOUCH llamado OPC Link, y una vez ahí se ingresa en el menú *Configure* y luego en *Topic definition*, a continuación se desplegará una pantalla que se muestra en la Figura 5.26, en donde se ingresan los siguientes datos:

- Topic Name: el nombre de la variable
- Node Name: el nombre del host de ser necesario

- OPC Server Name: para este caso seria SaabTank Radar.TankServer1. El nombre del servidor OPC lo determina el fabricante Saab Rosemount.
- OPC Path: el nombre de la variable utilizado en el software de Saab.

Figura 5.26. Pantalla de configuración del OPCLINK

Una vez realizados los *Topic Definition* (la configuración de las variables desde OPC a Saab Tankmaster) configurados para cada uno de los datos que se va a desde el software de Saab, ahora se configurará estos datos para el programa IN TOUCH. En el menú *Special*, se selecciona la opción *Access name* y se despliega la pantalla que se muestra en la Figura 5.27 donde se ingresa los datos:

- Access: el nombre del acceso a utilizar en In Touch
- Node Name: nombre del host
- Application Name: para este caso OPCLINK
- Topic Name: el nombre que se dio en el OPCLink a la variable

- El protocolo a usar que es SuiteLink. SuiteLink es un protocolo propio de Intouch que es una variable de DDE pero adaptado a las necesidades de Wonderware.

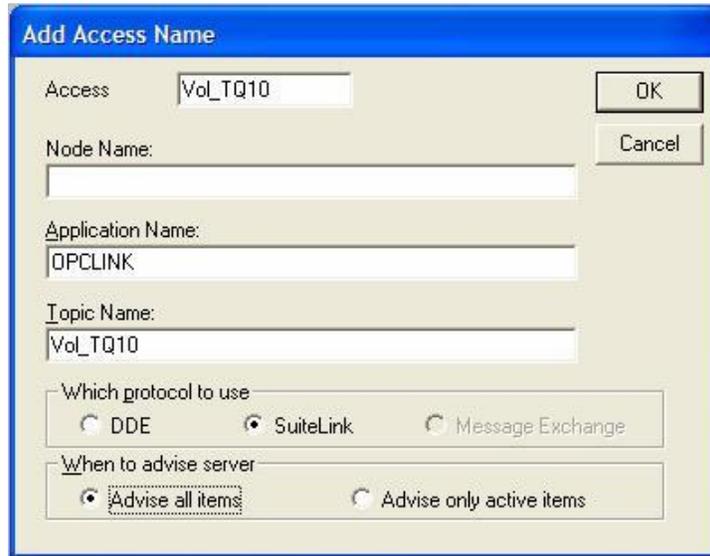


Figura 5.27. Pantalla de configuración de los access name

Ya realizado este paso se ingresa a crear un nuevo tag y se colocan los *Access Name* hechos, como se muestra en la Figura 5.28. Este tag deberá ser de tipo I/O Real y solo de lectura.

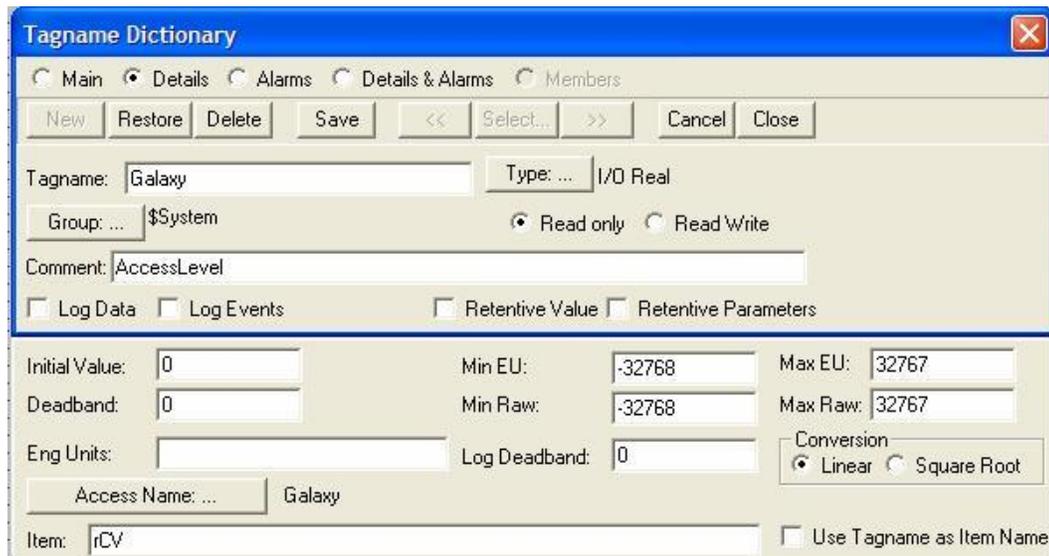


Figura 5.28. Pantalla de configuración de los access name

5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION

El desarrollo de la interfaz de visualización, monitoreo de datos y alarmas se lo realiza en el programa IN TOUCH.

5.3.1. Programación en IN TOUCH

Para la realización de la programación en el software IN TOUCH el primer paso es la creación de los respectivos TAGS, que son las variables a utilizar, y desde el diccionario de tagnames se define los tagnames y sus características. Existen diversos tipos de tagnames según su función o características, y pueden ser:

- Memory son los tags internos de In Touch
- I/O: Registros de enlace con otros programas. Son las variables físicas del sistema.
- INDIREC: tags de tipo indirecto
- Group Var: tags de los grupos de alarmas
- HISTREND: tag asociado a los gráficos históricos
- TagID: información acerca de los tags que están siendo visualizados en una gráfica histórica

De los tres primeros tipos pueden ser:

- Discrete tienen valores de 0 o 1
- Integer tagname de 32 bits con signo su valor va desde -2.147.483.648 hasta 2.147.483.647
- Real es un flotante va entre $\pm 3.4e38$
- Message tagname alfanumérico de hasta 131 caracteres de longitud

Una vez creados los tags se procederá a la programación de cada una de las respectivas pantallas, se muestra la pantalla principal en la Figura 5.29, esta pantalla es la de ingreso al programa en la que se ingresa un nombre de usuario y una clave, el nivel de acceso se dará acorde al usuario.



Figura 5.29. Pantalla principal de la aplicación de In Touch

El primer paso es crear la pantalla en donde se colocan los elementos a programar como la llave de encendido y apagado, luego los botones para ingreso de usuario y clave. La configuración de los usuarios se realiza desde el menú *Special\Security\Configure Users*, y a continuación se desplegará la pantalla de la Figura 5.30, en donde se creará el usuario y su nivel de acceso, que tendrá un valor de entre 1 y 9999 siendo 9999 el que utilizará el administrador del sistema.



Figura 5.30. Pantalla de configuración de usuarios

Una vez ingresado un usuario al programa tendrá los derechos acorde a su nivel de acceso, de esta manera se restringe el acceso a la información. Al estar inactiva la pantalla por más de diez minutos el usuario se desactiva y vuelve a la pantalla inicial para que obligatoriamente se ingrese el usuario y la clave.

Todas las pantalla tienen el mismo encabezado y pie de página, estas dos pantalla de la parte superior e inferior siempre estarán activas. El encabezado muestra fecha, hora, una reseña de alarmas y el usuario que se encuentra actualmente utilizando la aplicación.

El menú inferior posee varios botones como:

- Acceso: La pantalla de ingreso de usuario y clave
- Ir a: Es un menú en el que se muestran las pantallas a las que se pueden ingresar
- Operación: Este botón activará una pantalla de operación de la planta
- Parada de Emergencia: Este botón se lo utilizará para detener toda la operación de las islas de despacho en un momento crítico
- Nivel de Tanques: En esta ventana se observará todos los tanques del terminal y sus niveles respectivamente
- Alarmas: Esta ventana nos muestra las alarmas de los tanques, bombas y válvulas
- Calculadora: Abre la calculadora de Windows
- By Pass Válvulas: Abre una pantalla de configuración de válvulas

En la Figura 5.31 se muestra la pantalla Ir a que permite dirigirse a las diferentes pantallas de la aplicación como son: Acceso, Niveles, Históricos, Operación y Configuración.

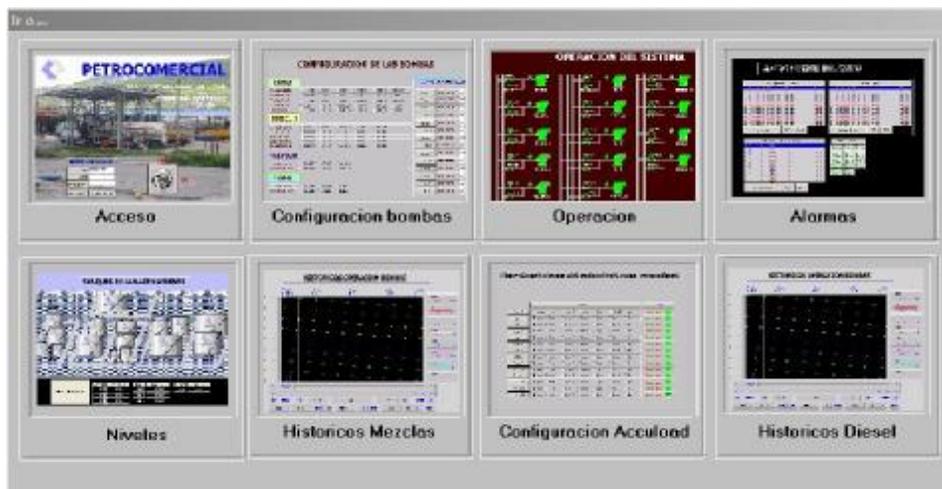


Figura 5.31. Pantalla Ir a

La pantalla de Niveles en la figura 5.32 muestra la ubicación de los respectivos tanques del Beaterio y en la parte inferior indica los niveles de producto. Si estos niveles están intermitentes en color rojo significa que la comunicación tiene una falla y se deberá verificar la misma. El botón Actualizar reinicia las comunicaciones, demora unos pocos segundos y coloca los valores actuales de los niveles. Además se configuró el programa In Touch para que actualice los datos cada 100 milisegundos tiempo suficiente por ser un proceso lento.

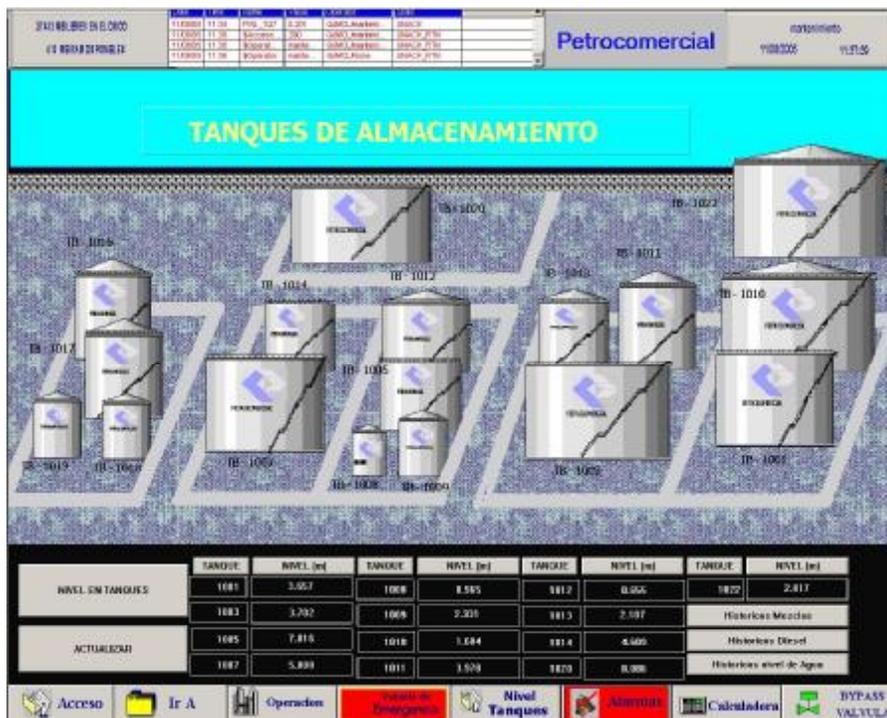


Figura 5.32. Pantalla de los Niveles de los Tanques

Cada tanque que se encuentra en la parte superior al dar un clic se ingresará a una pantalla de datos más específicos del tanque esta pantalla se muestra en la Figura 5.33.

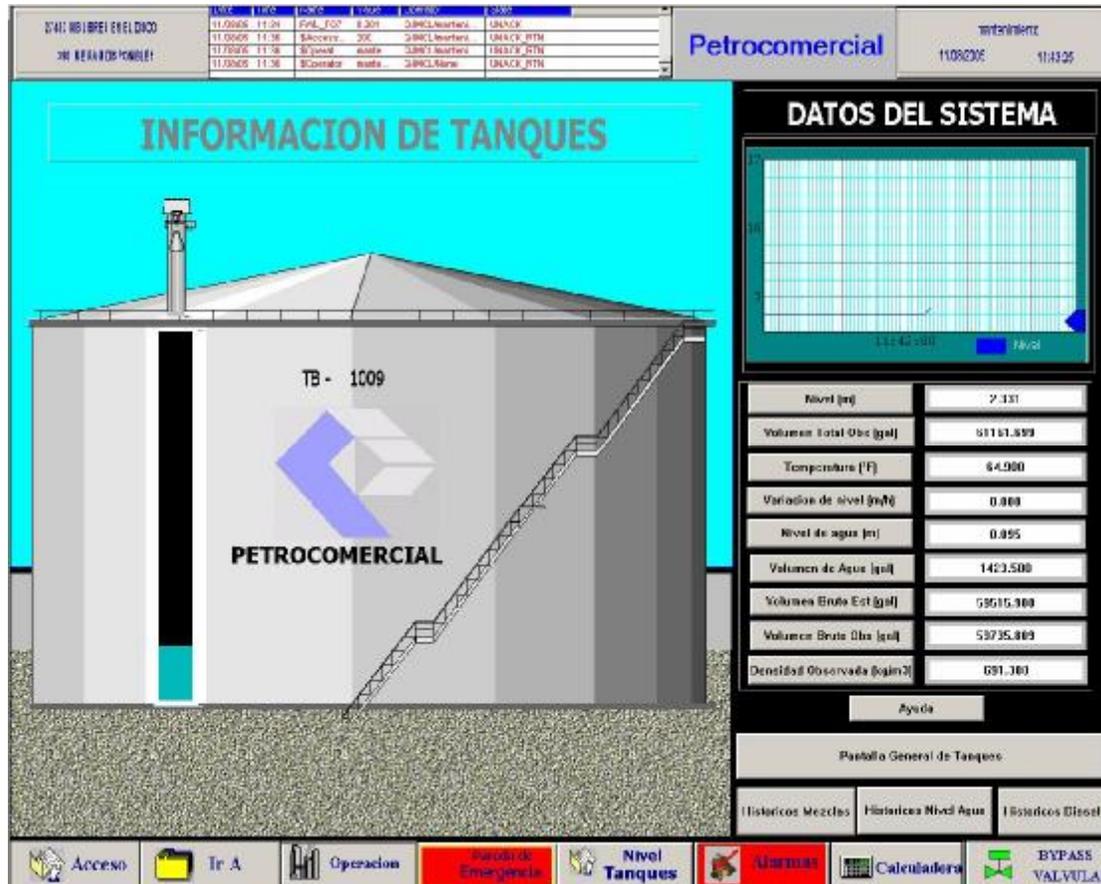


Figura 5.33. Pantalla de los datos de cada tanque

La pantalla de los datos específicos de cada tanque es una pantalla única para todos los tanques, que al momento de presionar en el tanque (de la pantalla general de los tanques) envía la información que debe indicar del respectivo tanque. Estas variables se llaman indirectas ya que son variables generales que toman valores asignados al momento de abrir una ventana, de esta manera se optimizan recursos porque no es necesario crear una pantalla por cada tanque sino que la misma pantalla se acopla para los distintos tanques. Si los datos están en intermitencia indica que los datos mostrados en la pantalla son erróneos, esto se consigue aumentando al nombre de la variable la extensión .Quality que indica si la comunicación de la variable es correcta.

La pantalla muestra los datos del tanque como:

- Nivel: Muestra el valor de nivel en metros de combustible en el tanque.
- Volumen Total Observado: Es el volumen de líquido mas el volumen de agua libre en el tanque.
- Temperatura: Es la temperatura promedio de los sensores inmersos en el combustible.
- Variación de Nivel: La velocidad con la que ingresa o sale el combustible del tanque.
- Nivel de Agua: El nivel en metros de agua libre en el tanque.
- Volumen de Agua: Muestra el volumen calculado acorde al nivel de agua.
- Volumen Bruto Estándar: Es el volumen de combustible sin nivel de agua libre pero corregido a 60 °API.
- Volumen Bruto Observado: Es el volumen de combustible excluyendo el nivel de agua.
- Densidad Observada: Es la densidad calculada a partir del dato de presión del tanque.

En la parte inferior derecha de la pantalla 5.33 se encuentran tres botones de acceso a los registros históricos de los datos de los tanques. Las pantallas de los históricos son:

- Históricos de Diesel: Esta pantalla muestra los valores guardados de los tanques de combustible que tienen diesel, esta pantalla se muestra en la Figura 5.34.
- Históricos de Mezclas: Aquí se muestran el resto de tanques del Terminal.
- Históricos de Nivel de Agua: Muestra los movimientos en los niveles de agua de los tanques y se muestra en la Figura 5.35.

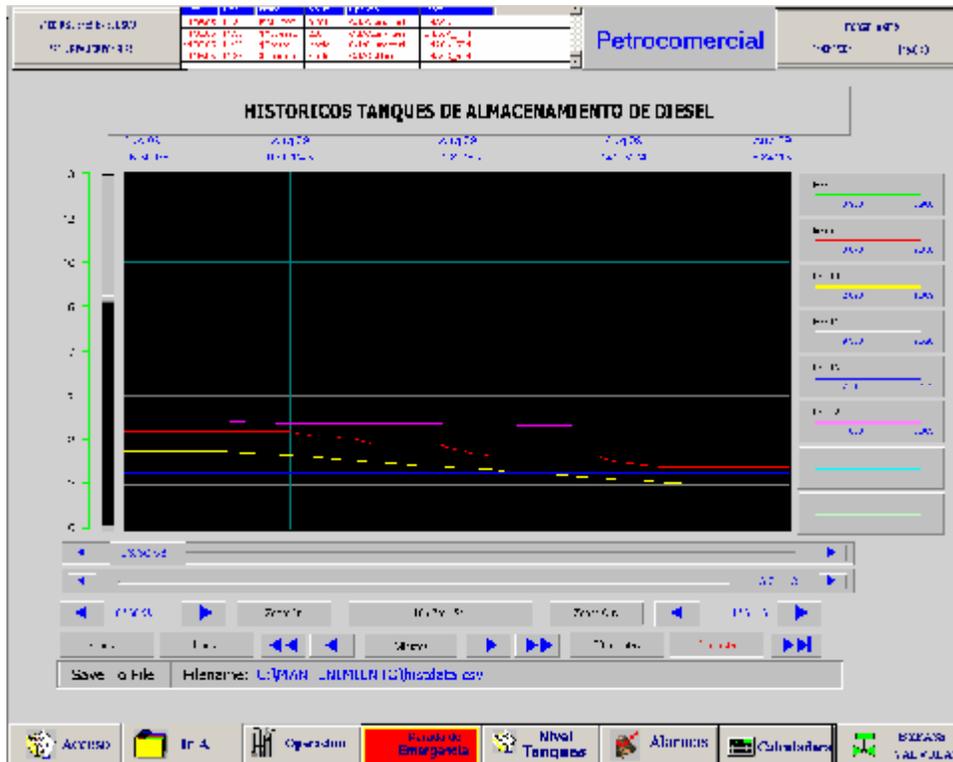


Figura 5.34. Pantalla de los históricos de los tanques

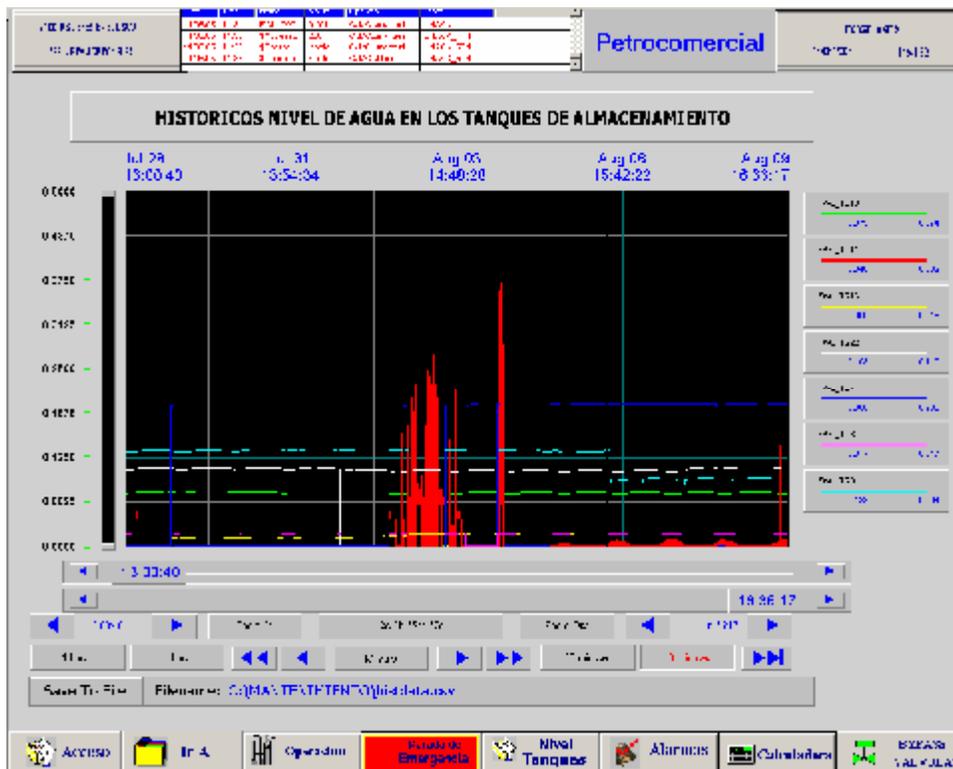


Figura 5.35. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

En la pantalla de datos específicos de los tanques se encuentra un botón de ayuda que muestra una pantalla como se indica en la Figura 5.36. En este se encuentran los conceptos de los diferentes tipos de volúmenes que muestra esta pantalla, y en la pantalla del tanque hay un botón que retorna a la pantalla general de tanques, en donde se puede elegir un nuevo tanque.

Volumen Total Observado	Volumen total con sedimentos e incluido nivel de agua libre.	
Volumen Bruto Observado	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre.	Cerrar
Volumen Bruto Estandar	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre a temperatura estandar.	

Figura 5.36. Pantalla de ayuda

La Figura 5.37 muestra la pantalla de las alarmas de toda la aplicación, indicando el tipo de alarma, la hora en que sucedió, la fecha, el operador y su estado.

Figura 5.37. Pantalla de alarmas

Para configurar estas alarmas es necesario que se coloque los datos de nivel alto y bajo, además su respectiva prioridad para cada tag, de esta manera cada variable tendrá sus respectivas alarmas, esto se muestra en la Figura 5.38. La prioridad mas alta es igual a 1 y la mas baja será igual a 999, y se tienen alarmas HIHI, HI, LO y LOLO.

The screenshot shows the 'Tagname Dictionary' window with the following configuration for the tag 'Galaxy':

- Tagname: Galaxy
- Type: I/O Real
- Group: \$System
- Comment: AccessLevel
- Initial Value: 0
- Deadband: 0
- Min EU: -32768
- Max EU: 32767
- Min Raw: -32768
- Max Raw: 32767
- Eng Units: (empty)
- Log Deadband: 0
- Conversion: Linear
- Access Name: Galaxy
- Item: rCV
- ACK Model: Condition
- Alarm Comment: (empty)

Alarm Type	Alarm Value	Priority	Alarm Inhibitor	Value Deadband
<input checked="" type="checkbox"/> LoLo	0.35	1		
<input checked="" type="checkbox"/> Low	0.50	100		
<input checked="" type="checkbox"/> High	19.50	999		0
<input checked="" type="checkbox"/> HiHi	20	1		

Additional alarm settings:

- Minor Deviation: 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Major Deviation: 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Rate of Change: 0, % per: Sec, Min, Hr, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty)

Figura 5.38. Configuración de las alarmas de los tags

Las alarmas que se utiliza para los tanques son:

- Alarmas de Nivel de combustible: Estos niveles se toman de los valores operativos máximos de los tanques para los valores HIHI y LOLO, mientras que para HI y LO se coloca un rango preventivo para que no sobrepase el llenado, ni baje más del nivel operativo. Esta alarma es la más crítica ya que se podría tener un derramamiento de combustible si se supera el nivel superior, y si se baja del valor mínimo se estará bombeando sedimentos o la presión que se ejercería en el tanque al no tener combustible sería peligrosa.

- Alarmas de Nivel de Agua: No es tan crítica pero si importante porque se debe drenar el agua al existir un valor muy alto.
- Alarma de temperatura: Esta alarma indica un mal funcionamiento en el tanque, por ejemplo al tener excesiva presión subirá la temperatura, además se verificará que el combustible no suba mucho la temperatura como sería en el caso de estar incendiándose el tanque.

CAPÍTULO 6

PRUEBAS Y RESULTADOS

6.1. PRUEBAS

Las pruebas realizadas en el sistema de supervisión de los tanques fueron las siguientes:

- **Pruebas de configuración:** Estas pruebas indican si todos los elementos funcionan de forma adecuada individualmente y en conjunto, si los datos son obtenidos del campo y si cada una de las configuraciones son correctas
- **Pruebas de programación:** Estas pruebas son de corrida de la interfaz en IN TOUCH para verificar el funcionamiento de la aplicación
- **Pruebas de operación:** Se realizan en campo y tienen como propósito comprobar que los datos medidos por los instrumentos instalados cumplan con la precisión requerida.

6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN

La configuración del sistema de radares se comprobó al momento de la instalación de cada uno de los elementos del sistema en el programa de Saab Rosemount, porque éste programa permite su instalación previa verificación de la comunicación con cada uno de los elementos. Además, no permite configurar

ningún elemento que no esta conectado y funcionando. Los elementos se comprobaron en el siguiente orden:

- La FCU: Su comunicación con la PC y su comunicación con los cinco RTG de los respectivos tanques.
- Los RTG: Su comunicación con la FCU y cada uno de los elementos que conforman el sistema de medición de nivel como: display, sensor de presión, sensor de nivel de agua, sensores de temperatura y la antena del radar.
- Los tanques: Se asocia al tanque con su respectivo RTG y se verifica los datos propios del tanque.

La comprobación de una configuración exitosa será la obtención de todos los datos de los tanques, esto se observa en el programa WinOpi.

6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN

A la aplicación desarrollada en IN TOUCH se realizaron pruebas de corrida verificando su funcionamiento y la adquisición de los datos de los tanques, comprobando pantalla por pantalla el ingreso, salida y visualización de los datos. Se comprobó también el funcionamiento de las respectivas alarmas.

6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN

Las pruebas de operación son mediciones realizadas en campo con el fin de comprobar la precisión de los instrumentos y comparar los valores obtenidos por los radares con los de aforamiento manual. Las mediciones se realizaron para el nivel del combustible y para el nivel de agua, y para la temperatura y presión no se realizaron mediciones de campo por venir los instrumentos con un certificado de calibración de fábrica que garantiza la precisión en la medición de las variables respectivas.

6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De las pruebas realizadas se obtuvo los siguientes resultados:

6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN

El resultado de la instalación y configuración fue óptimo, lo que se puede verificar en el programa WinOpi al momento de visualizar todos los datos de los radares. También se comprobó los datos de cada tanque y se verificó los datos calculados por el programa, lo que determina que la configuración fue satisfactoria; ya que los datos al ser mostrados quiere decir que la FCU, los RTG y los tanques funcionan tanto individualmente como en conjunto.

6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN

Al realizar las corridas de la aplicación se comprobó que las pantallas funcionan correctamente y se analizaron cada una de estas pantallas.



Figura 6.1. Pantalla de los Niveles de los Tanques

La Figura 6.1 indica la pantalla general de los tanques que esta funcionando correctamente, mostrando los valores de los niveles de combustible y cada uno

de los botones muestra la pantalla deseada, además al presionar sobre cada tanque desplegará una pantalla con los datos del tanque presionado, como se muestra en la Figura 6.2. Esta pantalla muestra todos los datos correctamente y cada botón lleva a la pantalla deseada.

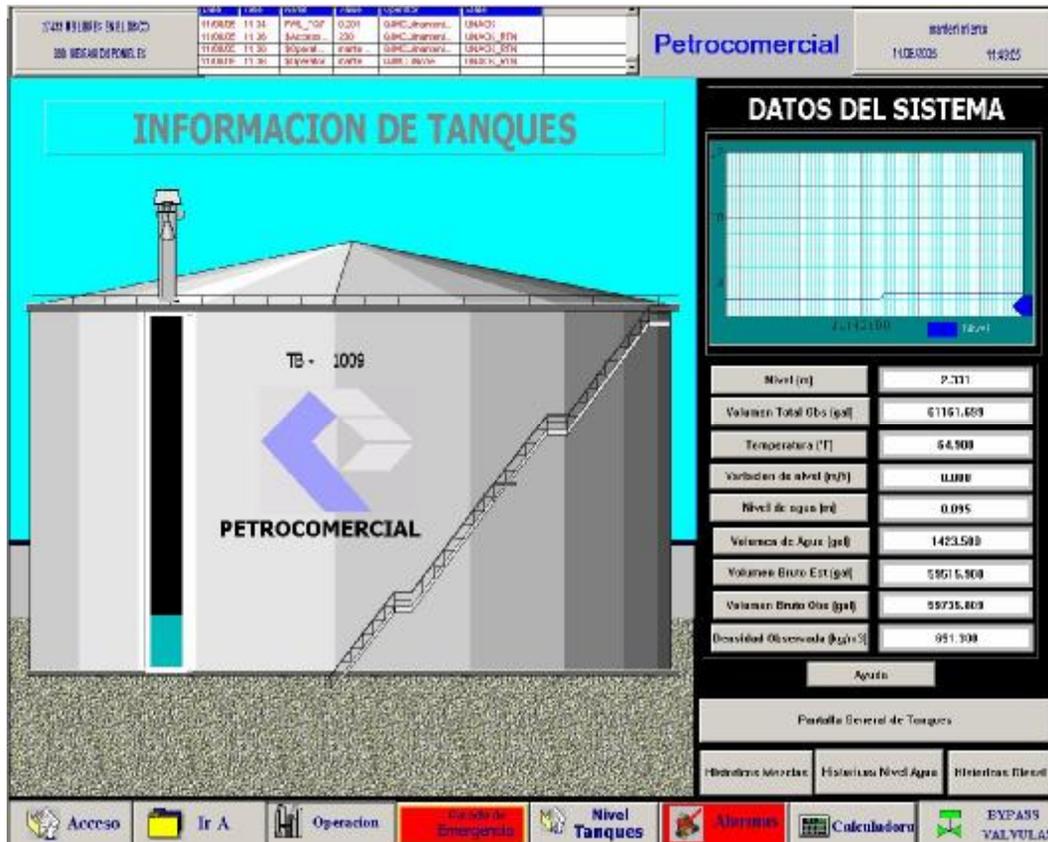


Figura 6.2. Pantalla de los datos de cada tanque

En las Figuras 6.3 y 6.4 se presentan las pantallas de los datos históricos que funcionan correctamente, estos datos corresponden al nivel de combustible, nivel de agua de cada uno de los tanques, y cada una de las herramientas de visualización.

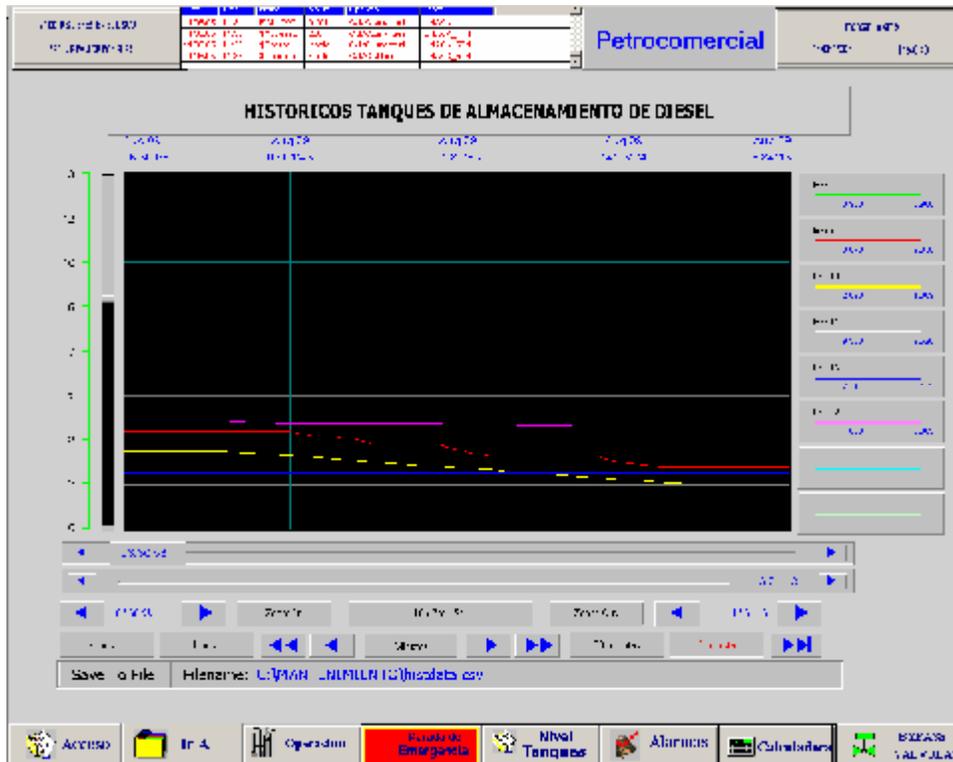


Figura 6.3. Pantalla de los históricos de los tanques

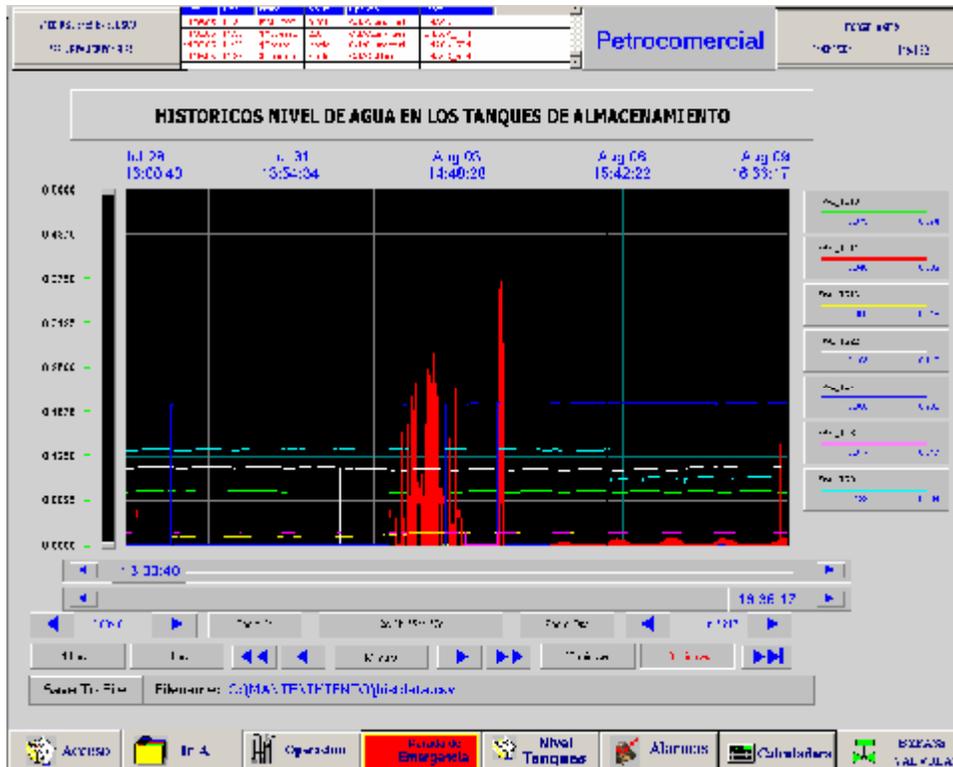


Figura 6.4. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

La pantalla de las alarmas mostrada en la Figura 6.5 funciona correctamente, en la cual se muestra a detalle cada una de las posibles alarmas que puedan existir, y se comprobó que estas se encuentren dentro de los parámetros deseados.



Figura 6.5. Pantalla de las alarmas

En consecuencia cada una de las pantallas funciona bien e interactúan correctamente entre ellas, mostrando correctamente los datos adquiridos desde el campo en tiempo real, teniéndose un resultado final satisfactorio de todo el sistema.

6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN

Para realizar estas pruebas se tomaron mediciones manuales de nivel del combustible, para luego comparar los resultados con los obtenidos por el radar. Para obtener estas mediciones es necesario que el tanque se encuentre en reposo, y se debe tomar varios datos de tal forma de tener valores en nivel bajo, medio y alto.

Los datos de nivel de volumen obtenidos del aforamiento manual para cada uno de los tanques se muestran en la Tabla 6.1, para los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 y TB-1013. Una vez obtenidos estos valores se analizan para realizar cambios en el offset del nivel de los tanques y para ingresar datos para la calibración. La razón para mover el offset de nivel es porque las alturas colocadas en la configuración son medidas y pueden tener errores. La calibración se hace ingresando en el software de configuración tres valores de aforo, que cumplan con un valor en nivel bajo, medio y alto.

Tabla 6.1. Comparación de los valores de medición de Nivel

TANQUE TQ-1007 [mm]			TANQUE TQ-1008 [mm]			TANQUE TQ-1009 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
2441	2440	-1	939	938	-1	484	484	0
3636	3635	-1	943	942	-1	1323	1323	0
3983	3982	-1	953	952	-1	1951	1950	-1
3987	3986	-1	957	955	-2	3788	3787	-1
4042	4042	0				3921	3920	-1
4047	4046	-1						
4481	4479	-2						
TANQUE TQ-1010 [mm]			TANQUE TQ-1011 [mm]			TANQUE TQ-1013 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
414	415	1	1969	1971	2	449	450	1
555	555	0	2548	2550	2	610	610	0
911	913	2	4038	4038	0	813	814	1
1558	1559	1	4421	4422	1	2689	2690	1
1888	1888	0	4777	4778	1	10392	10389	-3
4124	4126	2	6680	6681	1	10399	10398	-1

En las tablas 6.2 se observa que las diferencias de los niveles medidos y del radar oscilan de 1 a 3 milímetros, teniéndose un valor de precisión aceptable para

todos los tanques. Tomando en cuenta que algunos tanques todavía se debe tomar más datos.

Para el nivel de agua se procede de la misma manera que para el nivel del combustible, tomando mediciones manuales y comparando con las del radar se corregirá el valor del offset. Obteniéndose valores precisos para unos tanques y en otros debiendo tomar más datos para calibrar. En las Tabla 6.2 se muestran los valores del nivel de agua.

Tabla 6.2. Comparación de los valores de medición de Nivel de Agua

TANQUE TQ-1007			TANQUE TQ-1008			TANQUE TQ-1009		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
195	198	3	20	25	5	136	123	-13
TANQUE TQ-1010			TANQUE TQ-1011			TANQUE TQ-1013		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
79	68	-11	65	57	-8	53	60	7

En el caso de los sensores de temperatura y presión no es necesario calibración por poseer certificación de fábrica que garantiza su precisión. Se comprobó sin embargo que el promedio de temperatura sea obtenido solo de los sensores que se encuentran dentro del combustible, porque la variación de temperatura entre los que se encuentran sumergidos y los que no, afectaría al promedio provocando errores en los cálculos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- EL presente proyecto a cumplido con el objetivo general planteado, y los resultados obtenidos en el mismo cuentan con la aprobación del personal técnico del Terminal El Beaterio de Petrocomercial.
- A más de realizar la simulación del Proyecto, se realizó la implementación del sistema de medición de nivel, porque se contaba con todos los equipos para la ejecución del Proyecto. La ejecución y puesta en marcha del Proyecto es importante porque existen detalles que únicamente en la implementación se presentan, y que deben ser solucionados a fin que el sistema funcione acorde a los requerimientos del cliente, en este caso Petrocomercial.
- Para el presente Proyecto se consideró que la precisión de los equipos este dentro de los requerimientos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que especifica un rango de ± 3 milímetros para los sistemas de medición de nivel, que está regulado para la República del Ecuador. A pesar que la precisión del sistema de medición de nivel tipo radar marca Saab es de 0.5mm, pero bajo condiciones de laboratorio a temperatura y presión controladas.

- Las instalaciones eléctricas fueron diseñadas conforme con las recomendaciones del NEC (National Electric Code), que son las base para la norma NFPA-30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, la cual es la Norma que Petrocomercial exige para las instalaciones eléctricas en áreas clasificadas.
- De las pruebas realizadas se obtuvieron resultados satisfactorios tanto en la configuración de los equipos, como en la programación de las pantallas de la interfaz HMI, y todos los valores de las variables así como los datos calculados a partir de ellos, se presentan de forma correcta en cada una de las pantallas.
- Los instrumentos de medida utilizados en la medición de nivel tipo radar vienen con certificados de calibración de fábrica que garantizan su precisión.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la configuración de las unidades de medida utilizadas antes de configurar los sistemas de medición tipo radar.
- Las unidades del transmisor de presión deben estar configuradas en unidades que existan en el software Tankmaster, esto se recomienda porque inicialmente los transmisores de presión estuvieron configurados en pulgadas de agua como unidad de medida, la misma que no existe en el software Tankmaster y que produjo errores en los cálculos de la densidad.
- Las variables del software Intouch que tienen comunicación OPC deben ser configuradas como de solo lectura, porque esto garantiza que no se produzcan errores en los datos adquiridos de los niveles de los tanques. En

algunos momentos se produjeron errores en el envío de datos desde el Tankmaster al Intouch, porque las variables del Intouch fueron configuradas inicialmente como de lectura y escritura.

- Las mediciones de las alturas de los tanques deben realizarse previamente a la configuración de los mismos, esto reducirá el tiempo de configuración y de puesta en marcha de los equipos.
- Se recomienda no guardar los datos de los registros históricos de los tanques en Intouch, porque éste es un software únicamente de visualización y los datos almacenados en este ocuparían demasiado espacio en el disco duro. Por ello, se recomienda ingresar los datos más importantes adquiridos de los sistemas en bases de datos para que sean almacenados y comprimidos.
- Se recomienda que las mediciones de densidad se las realice cuando la altura de producto sea mayor a cuatro metros, porque por sobre esta altura la medición de densidad tiene una mayor precisión.

BIBLIOGRAFÍA

- CREUS SOLE, antonio, *instrumentación industrial*, sexta edición, Alfa Omega, 1998, 775
- MARTÍNEZ SÁNCHEZ, Victoriano Angel, *Automatización Industrial Moderna*, Primera Edición, Alfaomega Primera Edición, 2001.
- RASHID, Muhammad, *Electrónica de Potencia*, Alfa Omega, 2000, 380.
- Normas API, manual of petroleum measurement standards (MPMS)
- Handbook, crouse-hinds code digest, 1999
- Handbook, national electric code, seventeenth edition, 1981, 1124
- Normativa ANSI/ISA-5.1, instrumentation symbols and identification, 1984
- Normas DIN, Manual de Nomenclatura de Planos
- <http://www.enercongroup.com/Definitions-Measurement.htm>
- http://www.schillig.com.ar/medicion_nivel_grandes_tanques.htm
- http://www.ustpower.com/ESP_TecnologiasDeAcondicionamientoDeEnergia.htm
- <http://www.emersonprocess.com/rosemount/>
- <http://www.enraf.com/default.aspx>
- <http://www.tvtronica.com.ar/Actuadores.htm>
- <http://www.opcfoundation.org>
- <http://apuntes.rincondelvago.com/cables-y-conductores.html>
- <http://html.rincondelvago.com/protecciones-electricas.html>

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. ELEMENTOS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	6
FIGURA 2.2. CINTA DE MEDICIÓN DE NIVEL PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO	12
FIGURA 2.3. DENSÍMETRO LISTO PARA UNA LECTURA	15
FIGURA 2.4. RANGOS TÍPICOS DE GRAVEDADES API CORREGIDAS A 60 ° F.....	15
FIGURA 3.1. DIVISIÓN DE ÁREAS CLASIFICADAS PARA UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	24
FIGURA 3.2. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON SERVO	27
FIGURA 3.3. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON RADAR.....	27
FIGURA 3.4. ESQUEMA DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 3.5. ESQUEMA EXPLICATIVO DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 4.1. EJEMPLO DE UN SISTEMA DE BANDEJAS PORTACABLES.....	40
FIGURA 4.2. EJEMPLO DE ACCESORIOS DE UN SISTEMA DE BANDEJAS	41
FIGURA 4.3. CAJA DE CONEXIONES ELÉCTRICAS DEL RADAR RTG 3930.....	42
FIGURA 4.4. CONEXIONES DEL CONECTOR X11	43
FIGURA 4.5. CONEXIONADO DE ALIMENTACIÓN DEL RADAR.....	44
FIGURA 4.6. BORNERA DE CONEXIONES DEL ACTUADOR	46
FIGURA 4.7. CONEXIÓN A TIERRA DE LOS RADARES	50
FIGURA 4.8. CONEXIÓN A TIERRA DE LAS BANDEJAS PORTACABLES.....	50
FIGURA 4.9. CONEXIONES DE LA CAJA X12.....	51
FIGURA 4.10. ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.11. HAZ DE LA ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.12. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	54
FIGURA 4.13. CONEXIONES DEL TRANSMISOR DE PRESIÓN	55
FIGURA 4.14. SENSOR DE NIVEL DE AGUA	56
FIGURA 4.15. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	57
FIGURA 4.16. DISPLAY RDU 40.....	57
FIGURA 4.17. CONEXIONES DEL DISPLAY	58
FIGURA 4.18. ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE LOS RADARES	59
FIGURA 4.19. CONEXIONADO DESDE EL RADAR A LA FCU	60
FIGURA 4.20. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	61
FIGURA 4.21. GRÁFICO DE LA PLACA INTERNA FCM DE LA FCU	62
FIGURA 4.22. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	62
FIGURA 4.23. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES AL PLC	63
FIGURA 4.24. CONEXIONADO ACTUADORES EN CUATRO HILOS RS-485.	64
FIGURA 4.25. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES	64
FIGURA 5.1. ESPACIO DE TRABAJO DEL PROGRAMA WINSETUP.....	67

FIGURA 5.2. WORKSPACE DEL PROGRAMA WINOPI	69
FIGURA 5.3. CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	71
FIGURA 5.4. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA COMUNICACIÓN MODBUS MASTER	71
FIGURA 5.5. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.6. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.7. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	74
FIGURA 5.9. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE VARIABLES VISUALIZACIÓN PARA LOS TANQUES	75
FIGURA 5.10. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	78
FIGURA 5.11. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	79
FIGURA 5.12. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU DEL TERMINAL EL BEATERIO.	79
FIGURA 5.13. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.14. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.15. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	83
FIGURA 5.16. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	84
FIGURA 5.17. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	85
FIGURA 5.18. DISTANCIAS DEL TANQUE	86
FIGURA 5.19. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	86
FIGURA 5.20. WORKSPACE CON LOS RTG INSTALADOS	87
FIGURA 5.21. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	88
FIGURA 5.22. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	89
FIGURA 5.23. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	89
FIGURA 5.24. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	90
FIGURA 5.25. WORKSPACE CON LOS TANQUES INSTALADOS.....	91
FIGURA 5.26. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL OPCLINK	93
FIGURA 5.27. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.28. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.29. PANTALLA PRINCIPAL DE LA APLICACIÓN DE IN TOUCH.....	96
FIGURA 5.30. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE USUARIOS	96
FIGURA 5.31. PANTALLA IR A	98
FIGURA 5.32. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	98
FIGURA 5.33. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE	99
FIGURA 5.34. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.35. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.36. PANTALLA DE AYUDA	102
FIGURA 5.37. PANTALLA DE ALARMAS.....	102
FIGURA 5.38. CONFIGURACIÓN DE LAS ALARMAS DE LOS TAGS.....	103
FIGURA 6.1. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	109
FIGURA 6.2. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE.....	110
FIGURA 6.3. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	111

FIGURA 6.4. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES 111
FIGURA 6.5. PANTALLA DE LAS ALARMAS 112

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	9
TABLA 2.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS VÁLVULAS DE ENTRADA Y DE SALIDA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	10
TABLA 2.3. NÚMERO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.4. TIEMPO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.5. RANGOS DE TEMPERATURA.....	16
TABLA 3.1. TABLA DE CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS PELIGROSAS	20
TABLA 3.2. TABLA DE CLASIFICACIÓN POR GRUPOS.....	23
TABLA 3.3. TABLA DE LA PRECISIÓN DE MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 3.4. TABLA DE LAS PRESTACIONES DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 4.1. TABLA DE CABLES Y CAÍDA DE VOLTAJE PARA DIFERENTES LONGITUDES.....	45
TABLA 4.2. TABLA DE ALTURAS DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA.....	53
TABLA 4.3. CONFIGURACIONES DE LA FCU	61
TABLA 5.1. TABLA DE DATOS DE CONFIGURACIÓN DE LOS PUERTOS DE LA FCU.....	81
TABLA 5.2. TABLA DE BASE DE DATOS ESCLAVA DE LA FCU	82
TABLA 6.1. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	113
TABLA 6.2. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL DE AGUA	114

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**SISTEMA DE SUPERVISIÓN PARA LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DEL TERMINAL EL BEATERIO DE
PETROCOMERCIAL.**

MARÍA PAMELA GÓMEZ ROCA

QUITO-ECUADOR

2005

Sangolquí, diciembre del 2005

LEGALIZACIÓN

Autor

María Pamela Gómez Roca

Tcnr. Ing. Xavier Martínez
Decano de la Facultad
de Ingeniería Electrónica

Ab. Jorge Carvajal
Secretario Académico
de la Facultad de Ingeniería
Electrónica

Sangolquí, diciembre del 2005

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto fue desarrollado por María Pamela Gómez Roca, bajo nuestra supervisión.

Ing. Hugo Ortiz
DIRECTOR

Ing. Evelio Granizo
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios, a mi madre, a mi hermana Jeannethe, a mi hermana Verónica, a Mantenimiento Eléctrico de Terminales de Petrocomercial, en especial al Ing. Francisco de la Torre, al Director y Codirector de tesis, y a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

A mi madre por la paciencia, el amor, comprensión y todas las noches de desvelo que estuvo a mi lado. A mi hermana Jeannethe por la ayuda incondicional, y todas aquellas cosas que me dio muchas veces sin haberlas pedido.

PRÓLOGO

El presente proyecto titulado “Diseño y simulación de un sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento del terminal El Beaterio de Petrocomercial”, tiene como objetivo diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

El proyecto engloba todas las variables del proceso de almacenamiento de los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 Y TB-1013, mediante la medición de nivel y el resto de variables que intervienen en dicho proceso, también se realiza los respectivos cálculos para obtener un volumen estándar a 60° F, densidad, temperatura y nivel de agua.

El diseño cumple con las recomendaciones para áreas peligrosas en todas las conexiones eléctricas, teniéndose seguridad contra posibles explosiones por encontrarse siempre expuestos a la presencia de combustibles y vapores combustibles. La configuración del sistema de medición de nivel incluye el desarrollo de la interfase hombre máquina, que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

Los resultados obtenidos no solo son del diseño y la simulación sino que se pudo implementar el proyecto dándole un valor agregado al objetivo planteado en primera instancia, obteniéndose un sistema preciso y confiable, de fácil manejo para el operador, y que permite obtener en tiempo real todos los valores requeridos para llevar un control del combustible en cada tanque.

En los primeros dos capítulos se analizan los objetivos del Proyecto y la situación actual de los sistemas de medición de Tanques de almacenamiento de derivados de combustibles en el Terminal.

Posteriormente se analizan diferentes tipos de sistemas de medición de Tanques de Almacenamiento y se determina la alternativa más conveniente para los intereses de Petrocomercial.

En el capítulo Cuatro se describe el diseño del hardware que incluye: instalaciones eléctricas de fuerza y comunicación de los dispositivos cumpliendo las normas para instalaciones en áreas clasificadas y conexión de los equipos.

La configuración del sistema de medición de nivel se detalla en el capítulo cinco en el que además se incluye el desarrollo de la interfase hombre maquina que se la realizó en el software In Touch y que permite integrar el sistema de medición de los Tanques con el resto de información de los sistemas de control del Terminal.

En el capítulo Seis se analizan los resultados obtenidos del Sistema y finalmente se redactan las conclusiones y las recomendaciones que se realizan a fin de obtener los mejores resultados en la utilización del sistema desarrollado.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN	I
AGRADEIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
PRÓLOGO	IV
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	2
1.4. OBJETIVOS.....	3
1.4.1. <i>Objetivo General</i>	3
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	4
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN	5
2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	5
2.1.1. <i>Tanques de almacenamiento de combustible</i>	5
2.1.2. <i>Características de los tanques a ser automatizados</i>	9
2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN	10
2.2.1. <i>Volumen Bruto Observado (GOV)</i>	10
2.2.2. <i>Volumen Bruto Estándar (GSV)</i>	10
2.2.3. <i>Volumen Neto Estándar (NSV)</i>	10
2.2.4. <i>Volumen Total Calculado (TCV)</i>	11
2.2.5. <i>Volumen Total Observado (TOV)</i>	11
2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN	11
2.3.1. <i>Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F</i>	14
2.3.2. <i>Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F</i>	16
2.3.3. <i>Tablas de conversión de nivel a volumen</i>	16
2.3.4. <i>Medición de agua libre</i>	17
CAPÍTULO 3: ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	18
3.1. AREAS CLASIFICADAS1	18
3.1.1. <i>Áreas Clase 1</i>	20
3.1.1.1. <i>Áreas clase 1 división 1</i>	22
3.1.1.2. <i>Áreas clase 1 división 2</i>	22
3.1.2. <i>Clasificación por Grupos</i>	22
3.1.3. <i>Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio</i>	23
3.2. HARDWARE.....	24

3.2.1. <i>Determinación de los tipos de elementos necesarios</i>	24
3.2.2. <i>Presentación de alternativas</i>	25
3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	25
3.2.2.2. Actuadores	30
3.2.3. <i>Selección del hardware</i>	32
3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento	32
3.2.3.2. Actuadores	34
3.3. SOFTWARE	35
3.3.1. <i>Determinación de alternativas</i>	35
3.3.1.1. LOOKOUT	36
3.3.1.2. IN TOUCH.....	36
3.3.2. <i>Selección</i>	37
CAPÍTULO 4: DISEÑO DE HARDWARE.....	38
4.1. INSTALACIONES DE FUERZA	38
4.1.1. <i>Bandejas Portables</i>	38
4.1.2. <i>Conexiones de alimentación para los radares y actuadores</i>	42
4.1.2.1. Radares.....	42
4.1.2.2. Actuadores	45
4.1.3. <i>Protecciones</i>	46
4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes.....	47
4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje	48
4.1.3.3. Protección a tierra.....	49
4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES	50
4.2.1. <i>Antena</i>	51
4.2.2. <i>Sensores de Temperatura</i>	53
4.2.3. <i>Transmisor de Presión</i>	54
4.2.4. <i>Sensor de Nivel de Agua</i>	56
4.2.5. <i>Display</i>	57
4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN	58
4.3.1. Radares	58
4.3.2. Actuadores	63
CAPÍTULO 5: DISEÑO DE SOFTWARE.....	65
5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR	65
5.1.1. <i>Introducción</i>	65
5.1.1.1. WinSetup.....	66
5.1.1.2. WinOpi.....	68
5.1.2. <i>Configuración</i>	69
5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación.....	70
5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización.....	73
5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)	78

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos.....	83
5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques.....	87
5.1.2.6. Calibración.....	91
5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH.....	92
5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION.....	94
5.3.1. Programación en IN TOUCH.....	95
CAPÍTULO 6: PRUEBAS Y RESULTADOS	105
6.1. PRUEBAS.....	105
6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN.....	105
6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN.....	106
6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN.....	106
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	107
6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN.....	107
6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN.....	107
6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN.....	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES.....	114
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	116
ANEXOS	117
INDICES DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto consiste en el diseño y la simulación del sistema de supervisión de los tanques de almacenamiento de combustible del Terminal de Productos Limpios El Beaterio, para la empresa Petrocomercial, filial de Petroecuador. El Terminal se encarga del ingreso, almacenamiento y despacho del combustible, en donde los tanques necesitan de un sistema que permita controlar el nivel del combustible de una forma exacta y permanente, obteniéndose de esta manera el control de ingreso y salida del combustible.

Actualmente el Terminal trabaja con un sistema de medición obsoleto e impreciso que depende del control humano, por lo que es preciso realizar cálculos y correcciones posteriores. Es por tanto necesario automatizar dicho sistema para obtener directamente un informe claro y detallado de las mediciones en cada uno de estos tanques, guardando la información para tener históricos de los tanques. Al automatizar el sistema de medición de nivel, se pretende facilitar el control del volumen de combustible que sale e ingresa.

Por ser el terminal El Beaterio un punto importante para el abastecimiento de combustibles para Quito, es necesario llevar un buen control de todos los ingresos y salidas de combustible sin pérdidas. Esto se consigue con un sistema de medición de nivel confiable, que engloba de forma correcta todos los parámetros del proceso. Para obtener el volumen de los tanques con una tecnología vigente, de una forma rápida y sencilla.

1.2. ANTECEDENTES

En el Terminal El Beaterio de Petrocomercial se almacena, despacha y comercializa combustibles para la ciudad de Quito y sus alrededores, con el siguiente procedimiento: se recibe desde la Refinería de Esmeraldas los distintos tipos de combustibles, a continuación se los analiza para verificar su calidad, y luego se los vende a las diferentes comercializadoras y gasolineras.

La medición del volumen de combustible en los tanques de almacenamiento del Terminal El Beaterio, se la realiza en forma manual mediante el siguiente proceso: se mide el nivel del combustible con una cinta de aforamiento con una crema reactiva, la misma que cambia de color al contacto con el combustible. Al analizar este método se concluye que es impreciso y obsoleto, porque al transformar este dato de nivel a volumen; se pierde exactitud.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la actualidad los tanques de almacenamiento de combustible del terminal El Beaterio de Petrocomercial, se encuentran operando con un método caduco, porque depende totalmente del control humano, que a más de ser impreciso no engloba todas las variables del proceso de medición,

tales como: la temperatura a la que se encuentra el combustible, el nivel de agua y sedimento en el fondo del tanque, y la presión del combustible.

Las variables del proceso de medición son de vital importancia para el cálculo de volumen del combustible, el cual se debe corregir de acuerdo a una norma API en donde la medición del combustible debe ser a una temperatura estándar y a partir de ello se corrige los valores acorde a la temperatura medida, por lo que se acarrea una serie de errores desde el momento de la toma de datos hasta que estos sean calculados. Lo que provoca pérdida de exactitud, que se verá reflejado en una diferencia de volumen del combustible entrante con el saliente; produciendo pérdidas de combustible y a su vez de dinero.

Con la tecnología vigente es posible realizar el control del volumen de combustible de una forma sencilla y confiable, obteniendo no sólo el nivel sino a partir de éste el volumen corregido. Además es posible obtener gráficamente las señales del proceso y un informe detallado de todo lo que sucede en cada uno de los tanques de almacenamiento.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Diseñar el sistema de supervisión para los tanques de almacenamiento de combustibles del Terminal El Beaterio de Petrocomercial, siguiendo las normas y requerimientos acordes a estándares internacionales, realizando la simulación con sus respectivas interfaces HMI asociadas al sistema.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio detallado de la situación actual de los tanques de almacenamiento y su sistema de medición volumétrica
- Analizar y seleccionar las alternativas tecnológicas viables para el sistema de supervisión, considerando factores inherentes de seguridad
- Especificar los componentes de instrumentación del sistema
- Diseñar el hardware asociado al sistema de supervisión
- Implementar interfaces HMI que permitan administrar de manera remota todos los datos del proceso
- Realizar el levantamiento de los respectivos planos del diseño
- Efectuar pruebas de funcionamiento y puesta a punto del software

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE MEDICIÓN DE VOLUMEN

2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

2.1.1. Tanques de almacenamiento de combustible

Los tanques se destinan para almacenar productos líquidos derivados de petróleo, clasificándolos por las siguientes características: tipo de producto a almacenarse, capacidad de almacenamiento, forma del tanque, presión de almacenamiento y la temperatura. Por lo tanto, los tanques de almacenamiento son de cuatro tipos:

- Tanques de techo fijo
- Tanques de techo fijo con flotante interior
- Tanques de techo flotante
- Esferas de alta presión

Todos los tanques a ser automatizados en este proyecto son de techo fijo y constan de: un fondo plano, un cuerpo cilíndrico y un techo; los cuales se construyen mediante chapas soldadas adecuadamente curvadas para el caso del cuerpo, mientras el fondo se construye en forma plana con una capacidad de flexión para que pueda tomar una forma ligeramente cóncava.

Las partes principales de los tanques de almacenamiento se indican en la Figura 2.1:

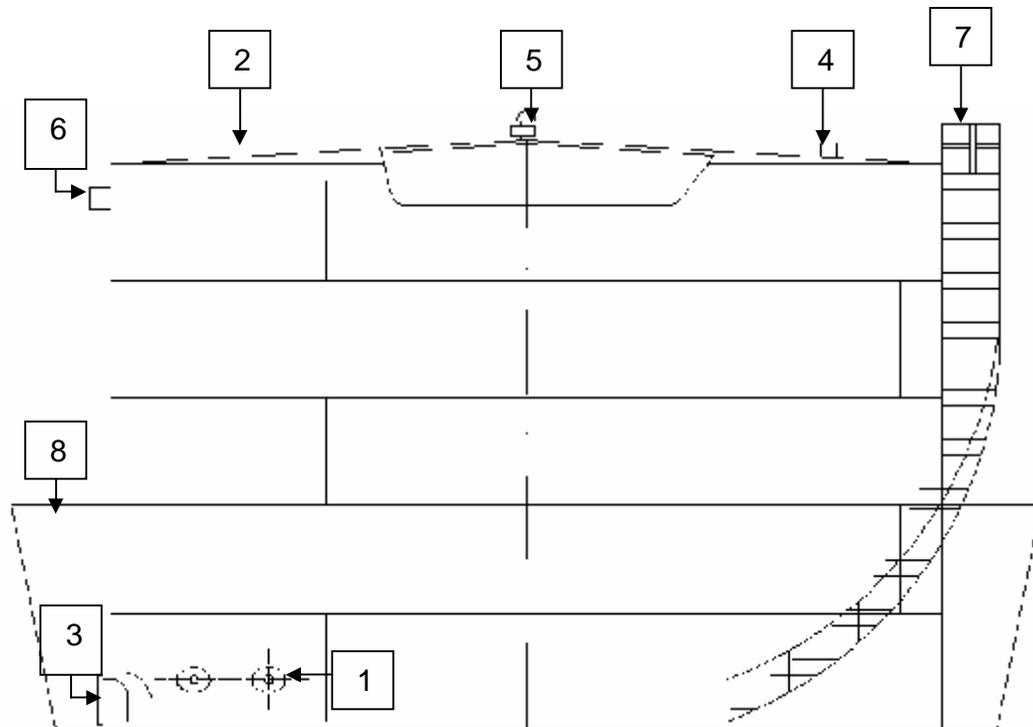


Figura 2.1. Elementos del tanque de almacenamiento de combustible

En donde se tiene:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo
2. Manhole
3. Puerta de limpieza a nivel
4. Escotilla de Aforo
5. Válvula de Relevo
6. Cámara de espuma
7. Escalinata
8. Dique

A continuación se describe cada una de las partes:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo.

Estas válvulas permiten la entrada y salida del producto, las cuales tienen un diámetro que se escoge de acuerdo al tanque y sus características. Además, las bocas de entrada y salida están generalmente situadas en la base del tanque, aproximadamente a medio metro del fondo, a fin de dejar un volumen muerto en el que se pueden acumular los depósitos indeseables, o bien para que el volumen de hidrocarburo descansa sobre una capa de agua. Entre el tanque y las válvulas se colocan válvulas de seguridad para evitar sobre presiones.

La entrada no se hace en la parte superior del tanque para evitar que cuando ingrese el producto remueva el fondo o cree cargas electrostáticas.

2. Manhole o entrada de hombre. Esta entrada se realiza para: facilitar el ingreso del personal de mantenimiento al tanque, realizar el proceso de desgasificación colocando un ventilador o un aspirador y que el resto de vapores salgan del tanque al dejarlas abiertas. Existen dos tipos: manhole de cuerpo y manhole de techo, las cuales se construyen en forma normalizada.

3. Puertas de limpieza a nivel. Estas puertas de limpieza se encuentran en la base del tanque y sirven para la limpieza de: sedimentos, lodos y agua que se acumulan en el fondo del tanque.

- 4. Escotilla de aforo.** Permite medir en forma manual el nivel del combustible existente en el tanque. Mediante la medición de la altura desde el extremo superior de la escotilla hasta una placa horizontal colocada en el fondo del tanque, esta altura se encuentra calibrada.

- 5. Válvula de relevo o respirador.** Esta válvula se encuentra en la parte central del techo, la cual posee un mecanismo que regula la presión de vapor en el interior del tanque, y a su vez permite ingresar aire fresco al mismo; reduciendo la presión en el interior del tanque.

- 6. Cámara de espuma.** Este sistema inyecta espuma al tanque en caso de que se produzca un incendio en el interior del mismo, logrando terminar con la combustión del derivado de petróleo.

- 7. Escalinata.** La escalinata debe ser diseñada acorde a las recomendaciones API, para que mantenga las normas de seguridad requeridas, tomando en cuenta consideraciones tales como: peldaños, pasamanos, estructura y material a ser utilizado.

- 8. Dique.** Se encuentra alrededor del tanque y su función es contener el combustible en su interior. Se diseña de acuerdo al volumen del tanque para que al momento de derramarse el producto contenido en el tanque se quede en el interior del dique.

2.1.2. Características de los tanques a ser automatizados

El Terminal El Beaterio posee 17 tanques de almacenamiento y 3 esferas de alta presión, siendo automatizados los cinco tanques de almacenamiento de combustible, que se muestran en la Tabla 2.1 con sus respectivas características:

Tabla 2.1. Características de los tanques de almacenamiento

TANQUE	PRODUCTO	ALTURA TOTAL (m)	DIAMETRO (m)	ALTURA DE AFORO (m)	VOLUMEN LLENADO (gls)	VOLUMEN OPERATIVO (gls)	VOLUMEN NO OPERATIVO (gls)
1008	Eco – 85	9.400	8.096	9.398	123948	121248	2700
1009	Diesel 1	11.249	11.347	11.258	292547	87647	4900
1010	Diesel 2	14.375	38.468	14.375	4606584	4485584	121000
1011	Diesel 2	14.345	22.366	14.345	1493618	1456118	37500
1013	Diesel 2	13.136	18.295	13.136	900834	874958	25876

En donde, el volumen operativo es la capacidad máxima de llenado del tanque en condiciones de operación y el volumen no operativo es el valor mínimo de combustible hasta donde se puede extraer producto del tanque; porque bajo este valor se extraería agua, sedimento y aire.

Además, cada uno de los tanques de acuerdo a sus características tiene sus válvulas de entrada y salida, las mismas que son accionadas automáticamente por medio de actuadores eléctricos. En la Tabla 2.2 se indica las características de las válvulas de entrada y salida.

Tabla 2.2. Características de las válvulas de entrada y de salida de los tanques de almacenamiento

TANQUE	VALVULA DE ENTRADA			VALVULA DE SALIDA		
	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN	DIAMETRO (plg)	TIPO	OPERACIÓN
1008	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1009	4	BOLA	AUTOMATICA	4	BOLA	AUTOMATICA
1010	10	BOLA	AUTOMATICA	10	BOLA	AUTOMATICA
1011	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA
1013	8	BOLA	AUTOMATICA	8	BOLA	AUTOMATICA

2.2. TÉRMINOS ASOCIADOS AL VOLUMEN

2.2.1. Volumen Bruto Observado (GOV)

Es el volumen total del combustible con sedimentos y agua, excluyendo el agua libre a una presión y temperatura observada.

2.2.2. Volumen Bruto Estándar (GSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo excluyendo sedimentos, agua y agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.3. Volumen Neto Estándar (NSV)

Es el total de volumen del líquido de petróleo con sedimentos y agua, y con el valor de agua libre, corregido apropiadamente a una temperatura y gravedad API, es decir a 60° F.

2.2.4. Volumen Total Calculado (TCV)

Es el volumen bruto estándar más el nivel de agua libre.

2.2.5. Volumen Total Observado (TOV)

Es el volumen bruto observado más el nivel de agua libre.

2.3. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL PARA MEDICIÓN DE VOLUMEN

Actualmente el proceso de medición de nivel utilizado en el terminal El Beaterio, es el de aforamiento manual que se basa en la norma API Capítulo 3 sección 1B del Manual de estándares de medición para petróleo siendo su procedimiento el siguiente:

1. Conectar la seguridad de descarga electrostática en el tanque.
2. Verificar la altura de aforamiento que posee cada tanque en una placa, este valor sirve para preveer la longitud de cinta a introducir en el tanque.
3. Realizar una medición indirecta para conocer en forma aproximada el nivel de combustible, esta medición se realiza introduciendo la cinta de medición con su plomada, mostrada en la Figura 2.2, hasta una profundidad tal que la plomada tope ligeramente el líquido, llamando a esta práctica “romper el espejo”, siendo el espejo el reflejo de la luz en el nivel del líquido. El nivel del líquido contenido en el tanque se determina, restando a la altura de referencia del tanque el valor de lectura de la cinta, con este valor se conoce aproximadamente donde colocar la pasta reactiva para realizar la medición directa.

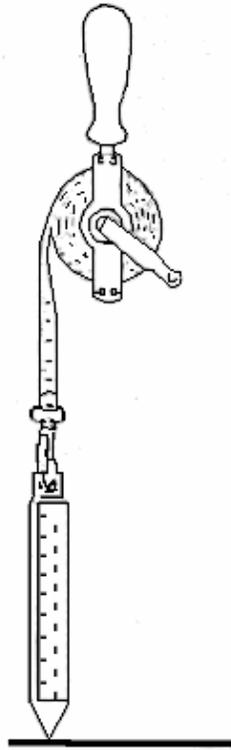


Figura 2.2. Cinta de medición de nivel para tanques de almacenamiento

4. Realizar la medición directa colocando la pasta reactiva en un rango comprendido entre: veinte milímetros menos y veinte milímetros más del valor indirecto. Para lo cual se introduce la cinta metálica por la escotilla de aforo hasta que tope la placa del fondo del tanque. La precisión de este método depende de la destreza del operario, para determinar cuando la plomada llega al fondo sin que ésta se doble, luego se recoge la cinta y se observa un cambio de color en la pasta reactiva. El límite entre la zona que reaccionó con el combustible y la que no lo hizo, determinará de manera directa el nivel del líquido en el tanque, donde la pasta haya reaccionado será el nivel medido del combustible. Este proceso se deberá realizar tres veces consecutivas según recomendación API capítulo 3 sección 1B, en donde si dos medidas consecutivas se repiten se registrará este valor sin tomar la última, si las tres mediciones son diferentes se promediarán para obtener el valor final.

5. Realizar la medición de temperatura promedio del producto determinando el número de mediciones y los niveles a los cuales se deben realizar las mismas, según la Tabla 2.3. Para lo cual se utiliza un termómetro certificado que se introduce cuidadosamente por la escotilla de aforo hasta el nivel calculado, y de acuerdo al producto se especifica el tiempo mínimo de espera, según la Tabla 2.4.

Tabla 2.3. Número mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Nivel del líquido	Número mínimo de medidas	Niveles de Medidas
Más de 15 pies (Más de cinco metros)	3	3 debajo del tope de la superficie del líquido; mitad de líquido: 3 sobre el fondo del líquido.
De 10 a 15 pies	2	3 debajo de la superficie del líquido y 3 sobre el fondo del líquido.
Menos de 10 pies (menos de tres metros)	1	Mitad del líquido.

Tabla 2.4. Tiempo mínimo de medidas de temperatura a varios niveles.

Contenido del Tanque	Tiempo mínimo de Inmersión
Gasolina o nafta, kerosén, gasoleo y diesel	5 minutos
Petróleo crudo a 10° API o más	5 minutos
Petróleo crudo 13 ° API y 16 ° API	10 minutos
Petróleo crudo de ° API o menos	15 minutos
Combustibles residuales y lubricantes	10 minutos

6. Tomar muestra del combustible con un aparato llamado “toma muestras” que es un frasco metálico, que se introduce en el tanque y se toma la muestra corrida desde la parte baja del tanque hasta donde llegue el combustible.

7. Obtener la gravedad API y la temperatura API colocando la muestra en el termo-densímetro. Realizar la corrección de la gravedad API a 60° F.
8. Una vez obtenida la gravedad API a 60° F y la temperatura se obtiene con la ayuda de la Tabla 6B el factor de corrección de volumen a 60° F.
9. Encontrar el valor equivalente de volumen con el valor de nivel en las tablas de calibración de los tanques. Estas tablas se las realiza al momento de la construcción del tanque, estableciendo una relación de nivel a volumen. Obtenido el volumen se deberá multiplicarlo por el factor de corrección, para obtener así el volumen a 60° F.

2.3.1. Tabla 5B, corrección de la gravedad API observada a la gravedad API a 60 ° F

Gravedad API o densidad relativa es “el medio usado por la industria petrolera para expresar la densidad de los líquidos del petróleo. La gravedad API es medida por un instrumento llamado densímetro”¹. Por lo tanto la gravedad API a 60° F es:

$$G_{API60^{\circ}F} = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa } 60^{\circ}F / 60^{\circ}F} - 131.5 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

El termo-densímetro tiene una escala graduada en grados API y además posee un termómetro como se muestra en la Figura 2.3, con ello al momento de tomar la muestra del combustible se obtiene la gravedad API y la temperatura a la que se encuentra la misma. Para cada tipo de combustible se tendrá un valor típico de gravedad API como se muestra en la Figura 2.4.

1. Tomado del manual de definiciones API Capítulo 12 Manual of Petroleum measurement Estándar (MPMS) Ver Anexo C de Normas

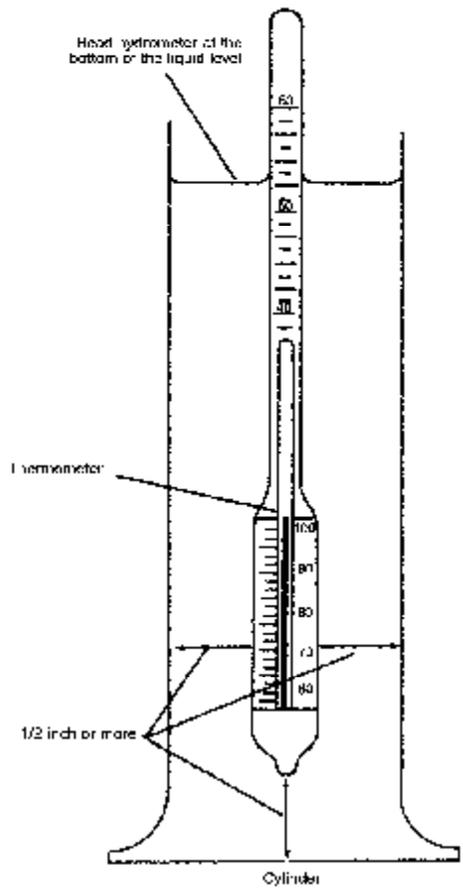


Figura 2.3. Densímetro listo para una lectura

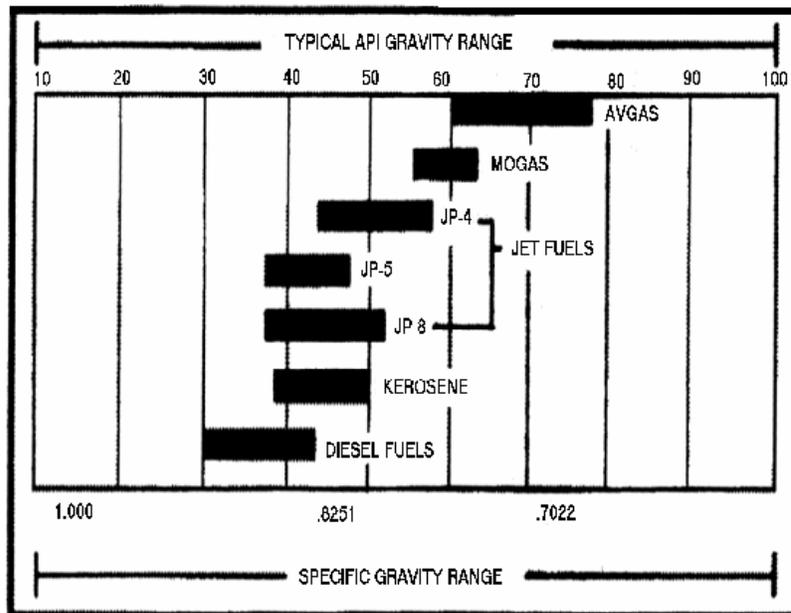


Figura 2.4. Rangos típicos de gravedades API corregidas a 60 ° F

La Tabla 5B muestra los valores de la gravedad API a 60 ° F correspondientes a una lectura del densímetro API a cierta temperatura; para luego convertirla a 60 ° F, y los incrementos usados en esta tabla para determinar la gravedad API son 0,5° F y 0,5° API. La Tabla 5B se muestra en el Anexo A de Tablas.

Los rangos de temperatura de la Tabla 5B se muestran en la Tabla 2.5:

Tabla 2.5. Rangos de temperatura

° API	° F
0 a 40	0 a 300
40 a 50	0 a 250
50 a 85	0 a 200

2.3.2. Tabla 6B, factor corrección del volumen a 60 ° F con la gravedad API a 60 ° F

Una vez obtenido el valor de la gravedad API a 60° F y la temperatura, se busca el factor de corrección de volumen en la Tabla 6B, en donde los factores de la corrección del volumen de esta tabla son el resultado de una serie de cálculos y los incrementos usados en esta tabla para determinar el factor es de 0.5° F para la temperatura y 0.5° API para la gravedad. La Tabla 6B se muestra en el Anexo A de Tablas.

2.3.3. Tablas de conversión de nivel a volumen

Estas tablas se realizan y calibran al momento del diseño y construcción de cada tanque, respectivamente. Estas tablas muestran la cantidad de volumen de combustible para un valor de nivel que se encuentra en el tanque.

2.3.4. Medición de agua libre

El procedimiento de la medición de agua libre es indispensable, debido a que el valor obtenido se verá reflejado en una disminución en el volumen de combustible total del tanque, porque la medición se realiza con la misma cinta de medición pero con una pasta reactiva al agua. El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Utilizar una pasta reactiva al agua para aplicarla en la plomada, y en una parte suficientemente extensa de la cinta.
2. Bajar lentamente la plomada hasta que se haya detenido ligeramente.
3. Leer la cinta en ese momento de acuerdo al siguiente análisis: si coincide con la profundidad de referencia de la placa del tanque, la plomada está tocando el fondo del tanque, entonces se usará el método directo de aforo para determinar el agua libre. Caso contrario si la lectura es menor a la profundidad de referencia, porque la plomada se quedo en algún residuo o sedimento del tanque, se aplicará el método indirecto de aforo para detectar el agua libre del fondo.
4. Después que la plomada haya estado de 5 a 6 segundos en una posición de acuerdo al tipo de combustible, se recogerá lentamente la cinta. Si la prueba resulta satisfactoria el nivel quedará registrado por el cambio en la coloración de la pasta ya sea: en la plomada, en la cinta, o por la eliminación de la pasta hasta el nivel de contacto del agua con el petróleo o derivado.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para realizar la selección de los equipos del sistema de medición de nivel, es necesario determinar la clasificación de las áreas peligrosas en el terminal El Beaterio, lo que permite escoger cada uno de los elementos que cumplan las normas internacionales, de esta manera se evitará correr riesgos en aquellos sitios donde se encuentra el combustible. Además se siguió la norma API Capítulo 3 que indica la medición automática de nivel para tanques, adjunta en Anexo C de Normas.

3.1. AREAS CLASIFICADAS¹

Las áreas clasificadas son aquellos sitios donde pueden existir peligros de incendio o explosión debido a la presencia de gases, vapores o líquidos inflamables, polvo combustible, fibras o partículas en suspensión que pueden incendiarse. El concepto de área clasificada ha sido definido de acuerdo con normas internacionales reconocidas (API, NEC, NFPA) como una herramienta para determinar las características de los equipos e instalaciones eléctricas a ubicar en dichas áreas. Sin embargo, aprovechando esta herramienta, se puede tomar el concepto como una guía para establecer restricciones en trabajos que se lleven a cabo en áreas clasificadas.

1. Tomado del manual NEC (National Electrical Code) Capítulo 5

Las áreas se clasifican de acuerdo con las propiedades relacionadas con la inflamabilidad de los gases, vapores, líquidos, fibras o polvos presentes en el ambiente, los cuales pueden formar mezclas explosivas o inflamables al combinarse con el oxígeno (O₂) del aire.

Las clasificaciones de áreas peligrosas se deben determinar muy cuidadosamente, basándose en la experiencia y la comprensión detallada del uso eléctrico en las diferentes clases de localizaciones. Las áreas peligrosas pueden ser identificadas y delineadas de forma diagramada, definiendo los límites y el grado de los peligros implicados. En todos los casos, la clasificación se debe basar cuidadosamente en el tipo de gas implicado, si los vapores son más pesados o livianos que el aire, y los factores similares peculiares a la sustancia peligrosa en particular.

La clasificación considera que todas las fuentes de los peligros como gas, vapor, polvos y fibras, tienen diversas temperaturas de ignición y producen diversas presiones al estallar. Por lo tanto, el equipo eléctrico debe construirse e instalarse de tal manera que sea seguro cuando se está utilizando en la presencia de mezclas explosivas. La fuente del peligro debe ser evaluada en términos de las características que estén implicadas con la explosión o el fuego, como se indica a continuación:

- El punto de estallido de un líquido es la temperatura mínima a la cual el líquido dará el vapor suficiente, para formar una mezcla inflamable con aire en la superficie del líquido o dentro del recipiente usado.
- La temperatura de ignición de una sustancia es la temperatura más baja que iniciará la explosión o causará la combustión por si misma.

- Límites explosivos se clasifican en mínimos y máximos: cuando son inflamables los gases o los vapores se mezclan con aire u oxígeno, produciendo una concentración mínima del gas o del vapor, debajo de los cuales la propagación de la llama no ocurre sobre contacto con una fuente de ignición. También, hay una concentración máxima sobre la cual la propagación no ocurre, esta línea límite de mezcla es conocida como los límites explosivos (o inflamables) más bajos y superiores, que son expresados generalmente en porcentaje del gas o del vapor en aire por volumen.

Las áreas peligrosas se clasifican como se indica en la Tabla 3.1.:

Tabla 3.1. Tabla de clasificación de las áreas peligrosas

CLASE	DIVISION
1	1
2	2
3	

3.1.1. Áreas Clase 1

Son lugares con presencia de gases o vapores inflamables en cantidades suficientes, para producir mezclas con el oxígeno del aire capaces de generar incendios o explosiones. Las localizaciones más comunes de la clase 1 son donde un cierto proceso implica el uso de un líquido altamente volátil e inflamable, tal como: gasolina, nafta de petróleo, benceno, éter, acetona, o gases inflamables.

En cualquier localización de la clase 1, una mezcla explosiva de aire y gas inflamable o vapor, pueden estar presentes cuando se causa la explosión por un arco o por una chispa. Para evitar el peligro de explosión todo aparato eléctrico que pueda crear arcos o chispas, si es posible debe

guardarse fuera de los cuartos en donde existe la atmósfera peligrosa, o, si no es posible, tal aparato debe ser "de los tipos aprobados para el uso en atmósferas explosivas."

Cuando la mezcla del gas y del aire estalla en el interior, la mezcla ardiente se debe confinar enteramente dentro del recinto, para prevenir la ignición de gases inflamables en el cuarto, por lo tanto es necesario que el recinto sea construido con suficiente fuerza para soportar la alta presión generada por una explosión interna. Además, puesto que los recintos para los aparatos no se pueden hacer absolutamente apretados, cuando ocurre una explosión interna algo del gas ardiente será forzado hacia afuera con cualquier abertura que exista. Todo esto determina que la llama no saldrá con una abertura que sea absolutamente larga en proporción a su ancho.

Un recinto a prueba de explosión para las localizaciones de la clase 1, es capaz de soportar una explosión de un gas o de un vapor específico que pueda ocurrir dentro de ella, y de prevenir la ignición del gas especificado o vapor, alrededor del recinto por las chispas, las explosiones del gas o del vapor dentro. El equipo a prueba de explosión debe proporcionar las siguientes tres cosas:

- Fuerza
- Empalmes que no permitan que la llama o los gases calientes escapen
- Operación ventilada y prevenir la ignición de la atmósfera circundante

Las áreas clase 1 pueden tener dos divisiones: Área clase 1 división 1, área clase 1 división 2.

3.1.1.1. Áreas clase 1 división 1

Son áreas en las cuales durante las operaciones normales o durante labores de mantenimiento hay presencia permanente de gases, vapores o líquidos inflamables, de forma continua o intermitente, en cantidades suficientes para producir incendios y explosiones.

3.1.1.2. Áreas clase 1 división 2

Son consideradas en esta división, aquellas áreas donde se manejan, procesan o almacenan productos inflamables, pero en la que normalmente no existen concentraciones peligrosas, y los productos se encuentran en recipientes o sistemas cerrados; de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal de los equipos de proceso, así como también, donde las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas mediante sistemas de ventilación positiva, y por lo tanto, únicamente la falla de dichos sistemas puede dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable, contiguas a lugares clase 1 división 1 a las que puedan llegar ocasionalmente concentraciones inflamables de gases o vapores, a menos que tal comunicación sea evitada por sistemas de ventilación adecuados, y se hayan previsto dispositivos para evitar la falla de dichos sistemas. En consecuencia, las áreas donde se cumplan las condiciones descritas anteriormente se clasifican como División 2.

3.1.2. Clasificación por Grupos

En general el grupo se refiere a las características explosivas de las mezclas inflamables de gases y vapores, las cuales varían dependiendo del tipo de material envuelto. Así la Clase 1 se divide en los grupos A, B, C y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada. También se considera

como factor importante para clasificar un material en un grupo determinado, la facilidad de atenuación de una explosión de ese material en un espacio cerrado, con el fin de que no incida una explosión en cualquier mezcla inflamable circundante.

A continuación se muestra en la Tabla 3.2 algunos elementos etiquetados según su clase y grupo correspondiente:

Tabla 3.2. Tabla de clasificación por Grupos

Sustancias típicas de Clase I	
Grupo A:	Acetileno.
Grupo B:	Hidrógeno o sustancias con un % mayor de 30% en volumen.
Grupo C:	Ethil, Ether y Etileno.
Grupo D:	Acetona, Ammonia, Benceno, Gasolina.
Sustancias típicas de Clase II	
Grupo E:	Aluminio, Magnesio.
Grupo F:	Carbón, Coque.
Grupo G:	Harina, Granos, Madera, Plásticos y Químicos.
Sustancias típicas de Clase III	
	Fibras naturales o sintéticas

El Grupo del Terminal El Beaterio será el D, por ser clase 1, además porque la gasolina está dentro de este grupo.

3.1.3. Análisis de la clasificación de áreas del terminal El Beaterio

Para el terminal de El Beaterio la clasificación de peligrosidad se da por los tipos de combustibles, y por el vapor existente en los diferentes sectores que se encuentran los derivados de petróleo, así como la cercanía a estos sectores. De tal manera, que la mayoría de los sectores en donde se tendrán

- Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento
- Actuadores

3.2.2. Presentación de alternativas

En esta parte se presenta las diferentes alternativas para cada uno de los elementos necesarios para seleccionar la mejor alternativa.

3.2.2.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento²

Para medir movimientos y operaciones en tanques de almacenamiento se puede utilizar masa o volumen, en donde el volumen puede ser derivado de la medición de nivel, y la masa se puede medir en forma directa por medio de transmisores de presión que se conectan en la línea por donde llega el producto. La diferencia de estos dos parámetros dará el flujo en la tubería, y con el valor de flujo se puede calcular la cantidad de producto que llega al tanque.

En cualquier industria petrolera la contabilización prolija de su inventario es un requerimiento importante para determinar costos y facturación. Lógicamente siempre se han hecho conversiones de volumen a masa y viceversa, utilizando la temperatura y/o la densidad del producto como factores. Además, desde los albores de la industria del petróleo se han empleado varillas graduadas en litros y anotaciones en cuadernos pero los errores, tanto en las mediciones, como en las conversiones, han provocado pérdidas en muchas operaciones y ganancias en otras. En el caso de grandes terminales y plantas de almacenamiento, que reciben y despachan enormes volúmenes todos los días, pequeños errores en la medición, pueden provocar grandes pérdidas o ganancias.

2. Medición de Nivel en grande tanques – Selección de la mejor alternativa www.schillig.com.ar

Este inconveniente dio origen al desarrollo de sistemas híbridos, o HIMS (Hybrid Inventory Measurement System- Sistema de medida Híbrido de inventario), que esta dotado de lo mejor de ambos mundos (medidores servo o radar y transmisores de presión), en donde estos sistemas pueden brindar una exactitud mayor y lograr una optimización en las conversiones a volumen por medios computacionales.

Los tres tipos de sistemas híbridos de medición e inventario son los indicados en los siguientes puntos:

1. HIMS con Servo³

Este sistema se basa en el principio de medida por desplazamiento con un pequeño desplazador que se coloca en el líquido usando un servo motor. El desplazador se suspende de un alambre que mide sobre una cubierta de un tambor acanalado dentro del instrumento, en donde el tambor se conduce por los imanes del acoplador que son separados totalmente por la cubierta del tambor. Los imanes externos están conectados con el tambor del alambre y los imanes internos están conectados con el motor impulsor, mientras que los imanes dan vuelta, su atracción magnética causa que los imanes externos den también la vuelta, consecuentemente dando vuelta al montaje entero del tambor. El peso del desplazador en el alambre crea un esfuerzo de torsión en los imanes externos que generan el cambio del flujo magnético y estos cambios generados entre el montaje del tambor son detectados por un transductor electromagnético único en el imán interno. El motor impulsor actúa para balancear el voltaje generado por las variaciones del flujo magnético. En la Figura 3.2 se observa un sistema HIMS con servo con su respectivo desplazador, su motor en la parte superior en conjunto con los imanes y transductores para conocer el nivel respectivo.

3. Servo Tank Gauge Datasheet Varec

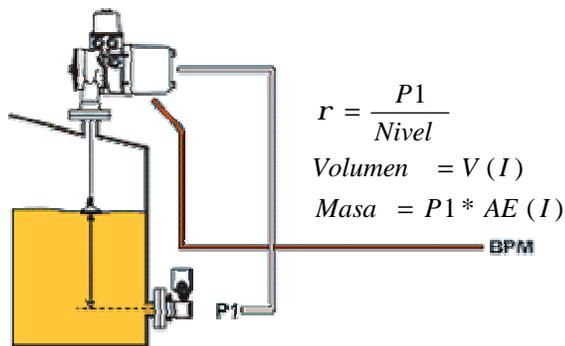


Figura 3.2. Esquema del sistema HIMS con Servo

2. HIMS con Radar

Los radares se basan en la medición de tiempo que toma un pulso al ser enviado desde la antena del radar hasta llegar a la superficie del líquido y retornar al punto de partida. El radar envía también una señal de microonda que de la misma manera irá y retornará para conocer el nivel con una exactitud mayor, esta señal se mezcla con la señal que se está transmitiendo en ese momento, al mezclarse la señal transmitida y recibida el resultado es una señal con una frecuencia baja proporcional a la distancia de la superficie. Los radares proporcionan confiabilidad porque solo la antena entra en contacto con la atmósfera del tanque. Además, este sistema posee un sensor de presión y sensores de temperatura opcionales. En la figura 3.3 se observa un ejemplo del sistema HIMS con radar en la parte superior esta el radar y dentro del tanque la antena.

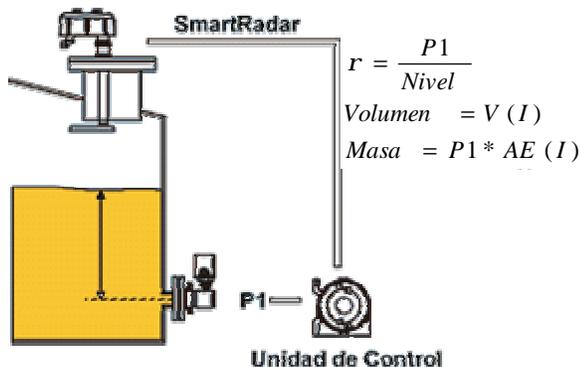


Figura 3.3. Esquema del sistema HIMS con Radar

3. Sistema HTG⁴

Este sistema se basa en la relación existente entre la presión y la altura del tanque, colocando dos sensores uno cerca del fondo y otro a una altura D del primero. La altura D estará en función de la altura del tanque más o menos el 20% de su altura total, y los sensores de presión estarán como se muestra en la Figura 3.4.

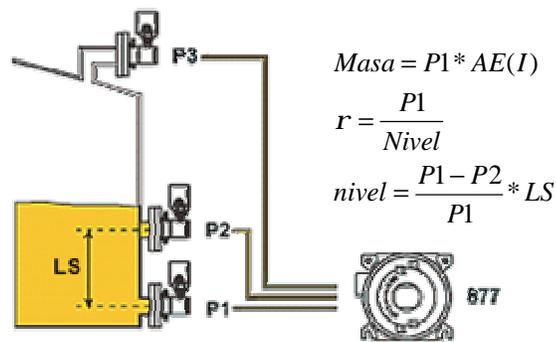


Figura 3.4. Esquema del sistema HTG

La densidad correspondiente al producto se obtiene por medio de los dos transmisores de presión, por lo que se asume que el producto es homogéneo en todo el tanque. A partir de ello se tendrá los siguientes cálculos basándose en la Figura 3.5 y la Ecuación base 3.1:

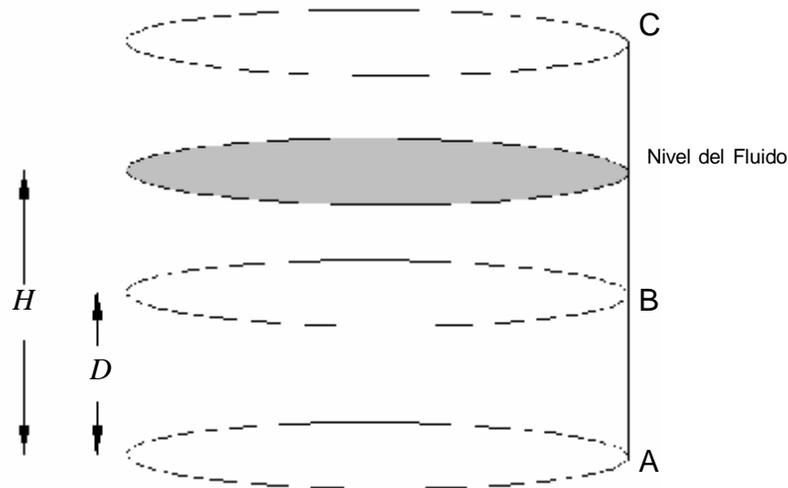


Figura 3.5. Esquema explicativo del sistema HTG

$$\Delta P = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde:

g = constante gravitacional

ρ = densidad del fluido

H = Altura del nivel del fluido

D = distancia entre A y B

P = Presión

La Ecuación 3.1 muestra la relación existente entre la altura y la presión en una columna, considerando el tanque como el de la Figura 3.5. En la Ecuación 3.2 se muestra la presión en el punto A, tomando en cuenta que la presión C esta dada por la presión atmosférica, y la Ecuación 3.3 será la presión sobre el punto B.

$$P_A = rg\Delta H + P_C \quad \text{Ecuación 3.2.}$$

$$P_B = rg(H - D) + P_C \quad \text{Ecuación 3.3.}$$

Restando 3.2 y 3.3 se obtiene:

$$P_A - P_B = rgD \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

La Ecuación 3.2 puede ser escrita así:

$$P_A - P_C = rg\Delta H \quad \text{Ecuación 3.5.}$$

Dividiendo la Ecuación 3.4 para la Ecuación 3.5:

$$\frac{P_A - P_B}{P_A - P_C} = \frac{rgD}{rg\Delta H} \quad \text{Ecuación 3.6.}$$

Resolviendo H se obtiene:

$$H = \frac{(P_A - P_C)D}{(P_A - P_B)} \quad \text{Ecuación 3.7.}$$

De esta manera se tiene el nivel al que se encuentra el combustible.

3.2.2.2. Actuadores

Los actuadores son dispositivos capaces de generar una fuerza a partir de líquidos, de energía eléctrica y de gases. El actuador recibe la orden de un regulador o controlador y da una salida necesaria para activar un elemento final de control como son las válvulas. En su definición más amplia es un dispositivo que produce un movimiento lineal o rotativo por medio de la utilización de energía bajo la acción de una fuente de control.

Existen tres tipos de actuadores:

1. **Hidráulicos.** Se emplean cuando se necesita potencia, pero requieren demasiado equipo para el suministro de energía, así como de mantenimiento periódico.

2. Neumáticos. Son de simple posicionamiento, sus aplicaciones son limitadas desde el punto de vista de precisión y mantenimiento.

3. Eléctricos. Son muy utilizados por su facilidad de mantenimiento y su mayor precisión, en la actualidad hay más trabajos físicos que están siendo ejecutados por máquinas.

Por último, es necesario conocer muy bien las características de cada actuador para utilizarlos correctamente de acuerdo a su aplicación específica.

Por lo tanto, los actuadores para válvulas se clasifican según el tipo de energía utilizada para impulsarlos y por el tipo de movimiento requerido, y existen de dos tipos: actuadores eléctricos multi-vueltas y actuadores eléctricos de cuarto de vuelta, los cuales se describen a continuación:

- El actuador multi-vueltas energizado eléctricamente usa un motor eléctrico monofásico o trifásico que moviliza una combinación de engranajes, estos engranajes arrastran una tuerca que encaja en el vástago de la válvula para abrirla o cerrarla.
- Los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta funcionan similarmente a los multi-vuelta con motores trifásicos o monofásicos y engranajes, la diferencia principal estriba en que el elemento operativo final es una caja de engranajes que produce un movimiento de salida de 90°.

En conclusión, como las válvulas de los tanques de almacenamiento de combustible son de bola, se necesitan un tipo de actuador específico para su

apertura y cierre, que en este caso son los actuadores eléctricos de cuarto de vuelta.

3.2.3. Selección del hardware

3.2.3.1. Sistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento

La selección del sistema de medición de nivel a ser elegido entre los tres métodos presentados anteriormente se realizará por las siguientes características: la precisión en la medición y las prestaciones que posee dicho sistema. En la Tabla 3.3 se muestra una comparación entre la precisión en la medición de nivel y el volumen, para cada uno de los sistemas.

Tabla 3.3. Tabla de la precisión de medición de los sistemas

	Servo	Radar	HTG
Nivel	+/- 1 mm	+/- 1 mm	+/- 10/100+ mm
Volumen - GSV	0,06%	0,06%	0,43%

En la Tabla 3.4 se muestran las prestaciones que posee cada sistema como: alarmas de sobrellenado, interfaz producto y agua, densidad, medición de temperatura, chequeo remoto.

Tabla 3.4. Tabla de las prestaciones de los sistemas

	Servo	HTG	Radar
Alarmas de sobrellenado	++	-/--	++
Interfaz agua	S	#	s
Medición Densidad	P	x	+
Perfil de densidad	P	x	+
Chequeo remoto	S	x	s
Medición temperatura	P	x	+
S = Standard			
x = no posible			
p = opcional			
# = sólo con sensor externo			

Como se puede observar en la Tabla 3.3 la precisión del sistema HTG es baja en comparación de los otros dos sistemas, además ofrece menos prestaciones. El sistema HTG depende de los transmisores de presión para el cálculo de nivel, y a su vez los transmisores necesitarán mantenimiento y calibración continua para su óptimo funcionamiento. Además, al tener que colocar el segundo transmisor de presión a cierta distancia del fondo no se tendrá mediciones por debajo de ese valor. Estas limitaciones físicas impiden el máximo aprovechamiento de la capacidad del tanque, por lo que este método es descartado.

El sistema de servo motor tiene unos valores aceptables de exactitud de medición, y posee casi los mismos sistemas complementarios que el sistema tipo radar. Sin embargo, el medidor servo operado no es apto para productos que contaminan el cable de medición, el tambor de medición, o el desplazador. Por lo tanto, para este sistema el producto no se debe cristalizar, depositar residuos pegajosos, o ser demasiado viscoso, porque al ser netamente mecánico cualquier suciedad afectará la exactitud de la medición; además será sensible a las variaciones de temperatura.

Por lo analizado anteriormente el sistema elegido para nuestro diseño será el de tipo radar, por tener una exactitud aceptable y poseer todos los sistemas complementarios, para obtener de una forma versátil todos los datos necesarios que permiten obtener el volumen corregido según la norma API. Además, el sistema de radar no tiene limitaciones mecánicas del equipo, por no estar en contacto directo con el producto.

Una vez seleccionado el método tipo radar quedaría por seleccionar la marca específica, para ello se citará dos marcas de radares: Enraf y Saab Rosemount. Las especificaciones técnicas entre ambas marcas no varían mucho y ambas cumplen con la clasificación de peligrosidad necesaria, es decir clase 1 división 1 y división 2; según sea el sitio. Las diferencias

radican en la parte de software y comunicaciones, notándose superioridad en el radar Saab Rosemount, por lo que es escogido por esta razón. Los sistemas que posee la marca de radar Saab Rosemount son:

- Nivel, temperatura, y medida del nivel de interfaz del agua.
- Presión del vapor y medida hidrostática de la presión.
- Volumen grueso, masa y cálculos observados de la densidad en la galga.
- Cálculos netos del volumen según la norma API (con el software TankMaster).
- El inventario completo, el híbrido y funciones de transferencia de custodia (con el software TankMaster).
- Profibus, Tiway y TRL/2 propietarios para la comunicación.
- Emulación de otros buses del campo para la instalación eficiente de sistemas antiguos entregados por otros vendedores como Enraf.
- Entradas múltiples incorporadas de temperatura, entradas y salidas analógicas, entradas servo para los transmisores de presión y salidas de relay en las galgas del radar.
- Display local de campo.

3.2.3.2. Actuadores

Para seleccionar la marca del actuador se presenta dos opciones de actuadores eléctricos de cuarto de vuelta Rotork y Limitorque.

El actuador rotork IQT es un equipo robusto que posee doble sello de protección y un display para configuración y visualización remota. Además, su comunicación es muy versátil porque solo se cambia una tarjeta interna para obtener el protocolo deseado, también posee un sistema llamado data logger que almacena eventos tales como son: apertura y cierre remoto o

local, datos del actuador, su estado, número de operaciones y gráficos. Con esta información podrá analizar algún daño o mal funcionamiento y reconfigurarlo si es necesario, sin que se detenga el funcionamiento del actuador durante este proceso. Al comparar estas opciones con el actuador limitador se descarta esta marca por carecer de estas características y por poseer menos facilidades en cuanto a comunicación y visualización de datos almacenados.

3.3. SOFTWARE

3.3.1. Determinación de alternativas

El software debe cumplir con las diferentes necesidades para la aplicación tales como:

- Ser una interfaz gráfica con una visualización amigable que posea símbolos normalizados.
- Comunicarse con varios protocolos como OPC, Ethernet y Modbus, para obtener los datos de los radares y actuadores.
- Debe permitir subir los datos a una base de datos y comunicarse fácilmente con esta.
- Comunicarse en red con otras aplicaciones.
- Poseer un sistema de alarmas y almacenamiento de eventos.
- Registrar datos históricos.
- Tener diferentes niveles de acceso y seguridades.

Entre los posibles programas que cumplen estas características son: IN TOUCH y LOOKOUT.

3.3.1.1. LOOKOUT

Lookout de National Instruments realiza aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) y SCADA, para ambientes industriales automatizados. Lookout posee las siguientes características:

- Para su visualización usa más de 3300 gráficos ya hechos
- Posee OPC cliente servidor, y utiliza cualquier objeto ActiveX
- Se comunica con varios protocolos
- Hecho en los estándares SQL, OPC, y las tecnologías Web de conectividad
- Posee eventos y alarmas distribuidas
- Asegura el ingreso de intrusos ya que no se puede ni cerrar ni minimizar una vez que lo opera un usuario, además activa una seguridad basada en la dirección IP

3.3.1.2. IN TOUCH

InTouch de Wonderware permite realizar aplicaciones HMI (Interfaz hombre máquina) para control de procesos, supervisión y aplicaciones SCADA destinadas a la automatización industrial. Posee las siguientes características básicas:

- Gráficos orientados a objetos
- SuiteLink / OPC y comunicación con varios protocolos de comunicación como: modbus, profibus y ethernet.
- Aplicaciones en Red
- Comunicación con base de datos SQL de Microsoft
- Gráficos de Tendencia Históricas y a Tiempo Real
- Alarmas distribuidas no centralizadas

- Seguridad
- Actualización de lecturas/escrituras optimizada
- Generación de Informes Personalizados y Documentación

3.3.2. Selección

El programa IN TOUCH cumple con todos los requerimientos porque puede comunicarse con el programa de los radares Saab Rosemount por medio del estándar OPC, y se comunica también con el protocolo modbus del PLC para recibir así los datos de los actuadores. Además, posee una versatilidad en la programación así como en la visualización lo que facilitaría el monitoreo de los tanques y sus componentes. En cambio, LOOK OUT cumple con los requerimientos pero se selecciona IN TOUCH porque Petrocomercial posee la licencia y el software, lo que significa un ahorro de dinero al no tener que adquirir un nuevo software. Además, porque los operadores se encuentran familiarizados con otras aplicaciones ya existentes que fueron realizadas en IN TOUCH.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE HARDWARE

4.1. INSTALACIONES DE FUERZA

Las instalaciones de fuerza parten desde el Centro de Control de Motores de Despacho, y los cables de fuerza son transportados mediante bandejas portacables de aluminio hasta cada uno de los radares y actuadores, ubicándose dos centros de carga que alimentan a los radares de los tanques: TB-1008 y TB-1009 el primer centro de carga, y TB-1010, TB-1011 y TB-1013 el segundo. A cada uno de los centros de carga se los alimenta con un voltaje de 480 [VAC], y para cada uno de éstos se tienen los respectivos breakers de control y un transformador de 480 [VAC] a 220 [VAC] para alimentar a los radares.

En el plano PB6 correspondiente al Anexo B, se muestra el diagrama unifilar de las conexiones de fuerza.

4.1.1. Bandejas Portacables

Un sistema de bandejas para cables es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios asociados, hechos de metal u otros materiales no combustibles, que forma un sistema estructural rígido, que es utilizado para soportar cables. Los sistemas de bandejas para cable incluyen escaleras, canales ventilados o no ventilados, bandejas de fondo sólido, y otras estructuras similares.

Este sistema se escogió para brindar muchas facilidades en cuanto a instalaciones contrarias a las tuberías tanto externas como enterradas, además facilita la ampliación del conexionado y el reemplazo rápido en el caso de tener algún daño, por último su implementación es sencilla y el tendido del cable se facilita significativamente.

Para realizar la selección del sistema de bandejas portacables y la planificación de la instalación, se debe elegir el material de las mismas, y analizar las condiciones climáticas del lugar en donde serán instaladas. Por esta razón se escogió la colocación de bandejas de aluminio por sus múltiples ventajas relacionadas con diseño, fácil instalación, menor peso, y su costo total sobre la vida útil porque tendrán una durabilidad mayor especialmente en exteriores. Las bandejas de aluminio son más livianas por lo que esto facilitará su transporte y colocación, y los cortes que se deben realizar en el campo son más fáciles porque el aluminio es más fácil cortar, picar, y taladrar, además presentan una excelente resistencia a la corrosión en muchos ambientes químicos y petrolíferos. Estas son las razones por las que se escogió el uso de bandejas de aluminio.

Existen dos tipos de bandeja de aluminio: tipo escalerilla y tipo ducto, estas pueden ser de diferente altura 2, 4 o 6 pulgadas y su ancho puede oscilar entre 6 y 36 pulgadas, las utilizadas en el diseño son las siguientes:

- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 20" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 6" y alto 6"
- Bandeja tipo escalerilla longitud 6m, ancho 9" y alto 6"
- Bandeja tipo ducto longitud 6m, ancho:4" y alto: 2"

Para determinar el ancho de las canaletas se debe realizar un cálculo basándose en la norma NEC artículo 318, el mismo que se encuentra adjunto en el Anexo C de Normas, que explica los tipos permitidos de cables de acuerdo al tipo utilizado y su diámetro respectivo. El ancho de la bandeja no deberá ser

menor a 1.2 veces la suma de todos los diámetros externos de los cables. En la Figura 4.1 se muestra un ejemplo de un sistema de bandejas tipo escalerilla.

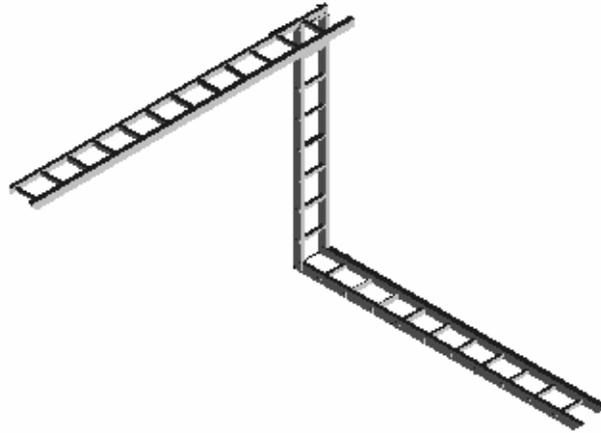


Figura 4.1. Ejemplo de un sistema de bandejas portacables

En la instalación de bandejas portacables se utilizara varios tipos de elementos, entre los que se encuentran:

1. Bandeja tipo escalerilla
2. Bandeja tipo ducto
3. Codo o curva vertical interior 90°
4. Codo o curva vertical exterior 90°
5. Te horizontal 90°
6. Reducción
7. Codo o curva horizontal 90°

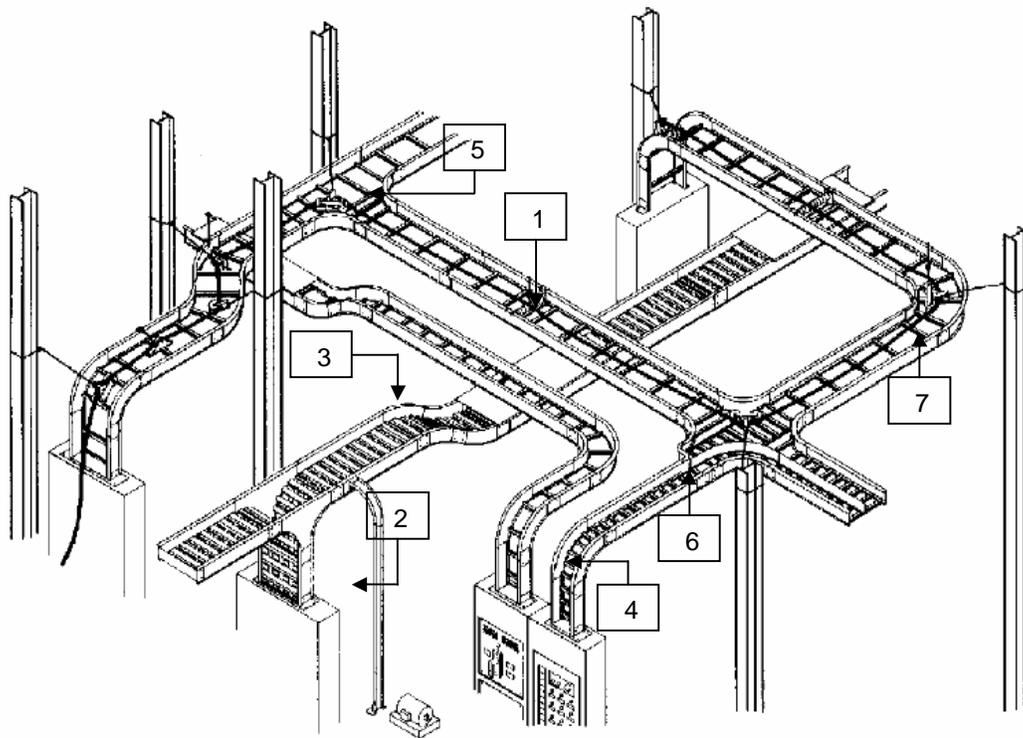


Figura 4.2. Ejemplo de accesorios de un sistema de bandejas

Para instalar las bandejas también se utilizan elementos para que soporten el peso de las mismas, entre los que se cuenta con los siguientes: columnas, ménsulas y sujetadores. La instalación de todo el sistema de bandejas portacables debe cumplir con la norma NEMA VE 2-2000 adjunta en el Anexo C, esta norma explica la forma de transportar, almacenar y realizar el conexionado de las bandejas y sus accesorios. Siguiendo esta norma se realizó la instalación de las bandejas portacables en el terminal El Beaterio.

El plano PB13 en el Anexo B, detalla la instalación de fuerza para los radares, desde el Centro de Control de Motores hasta cada uno de los tanques. Las instalaciones eléctricas, tendido de cables, cables permitidos y puesta a tierra deben cumplir con las normas NEC 318-2.

4.1.2. Conexiones de alimentación para los radares y actuadores

4.1.2.1.

4.1.2.2. Radares

El radar a instalarse en los tanques es el RTG 3930 de la marca Saab, en el cual se concentran todas las señales asociadas al tanque que son: nivel, temperatura, nivel de agua y presión. Este tipo de radar posee una caja de conexión integrada que se encuentra en la cabeza trasmisora, la cual se divide en dos: el conector X12 y el conector X11, los que se muestran en la Figura 4.3.

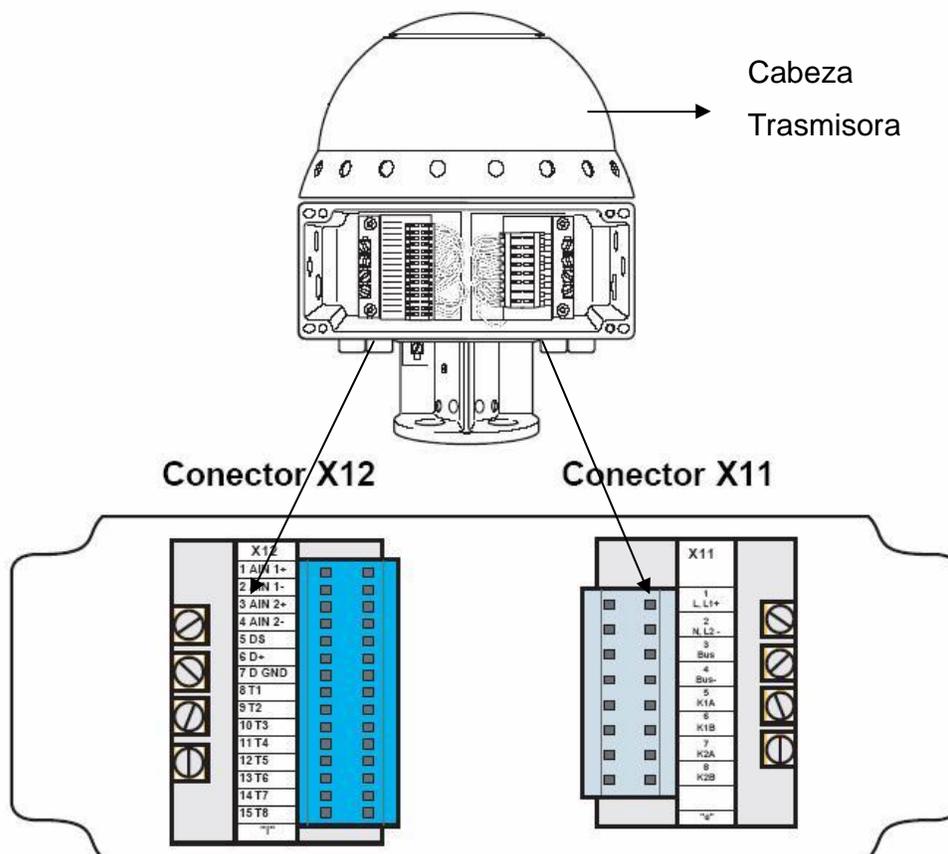


Figura 4.3. Caja de conexiones eléctricas del radar RTG 3930

En donde, el conector X12 se explicará en la Sección 4.2. El conector X11 es una conexión no intrínsecamente segura; esto significa que no posee ninguna seguridad contra antiexplosión y por lo tanto todos los elementos utilizados en la instalación eléctrica deben cumplir los requerimientos del NEC para áreas

clasificadas. Cumpliendo con la sección 501-5 se colocan sellos antiexplosión en los lugares en los que se realizaron las conexiones del conector X11, y todo empalme de cables en áreas clasificadas. Como elemento final de conexión eléctrica se utiliza un acople flexible de bronce que cumple con los requerimientos para áreas clasificadas de acuerdo al NEC 501-4.

En el conector X11 se realizan las conexiones de alimentación eléctrica, Field bus (bus de comunicación de campo Modbus TRL/2) y relés de salidas como se muestra en la Figura 4.4, de la siguiente manera:

1. Suministro de energía L
2. Suministro de energía N
3. FieldBus
4. FieldBus
5. Relé 1A
6. Relé 1B
7. Relé 2A
8. Relé 2B

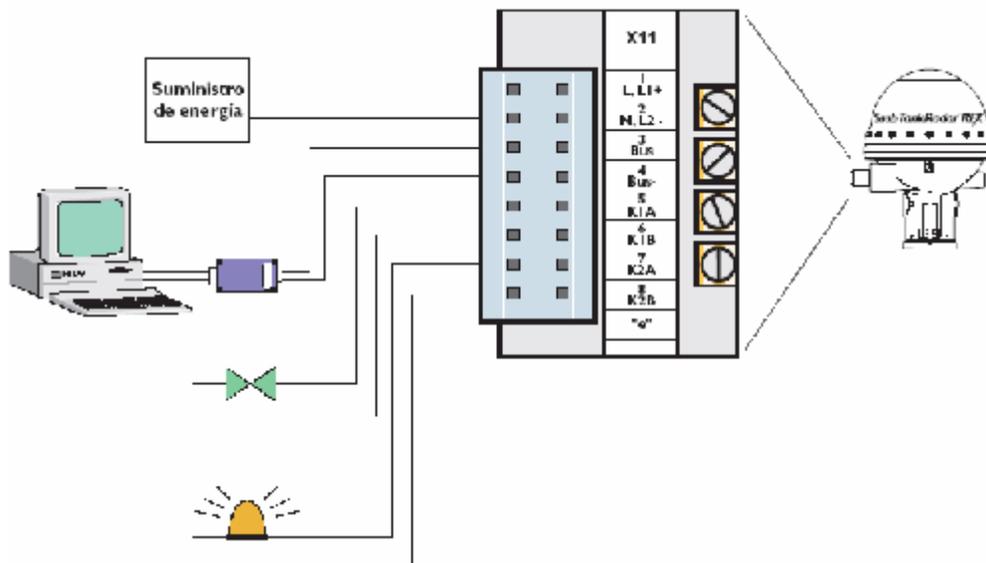


Figura 4.4. Conexiones del conector X11

El suministro de energía se conectará en los terminales 1 y 2 como se muestra en la Figura 4.5. Se puede alimentar con un voltaje que va desde 110 a 220 [VAC] y un transformador rectificador interno automáticamente se adapta al voltaje conectado. La alimentación utilizada para este proyecto es de 220 [VAC] y estas conexiones se detallan en el plano PB8 del conexionado de radares, partiendo del plano de fuerza PB7 que muestra las conexiones desde que se toma la alimentación de 220 [VAC] del MCC. Además se utiliza un breaker trifásico general con protección termo magnética, tomando dos líneas que van a un breaker bifásico y de ahí a un transformador de 480 a 220 [VAC], un breaker para cada radar y permitir que las dos líneas sean enviadas a la placa X11.

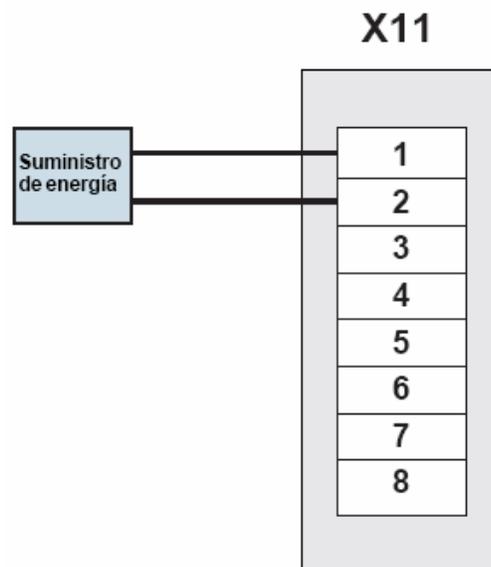


Figura 4.5. Conexionado de alimentación del radar

El fabricante de los radares marca Saab recomienda la utilización de cable para alimentación, de acuerdo a la tabla 4.1, además que muestra la caída de voltaje para distintas longitudes:

Tabla 4.1. Tabla de cables y caída de voltaje para diferentes longitudes

Longitud del Cable	220[VAC]	
	0.75 mm ² (AWG 18 o similar)	1.5 mm ² (AWG 16 o similar)
100 m	1.6 V	0.8 V
200 m	3.2 V	1.6 V
500 m	8 V	14 V

El cable utilizado para el conexionado de fuerza es de la marca Okonite modelo C-L-X tipo MC-HL, que soporta hasta 600 [VAC], y posee 3 conectores 14 AWG para fuerza y 3 de 18 AWG para conexión de tierra, también tiene un recubrimiento metálico flexible para los conductores y una chaqueta de caucho, por esto es resistente a luz del sol y se lo puede usar en exteriores. Además, cumple con la norma NEC 501-5 que permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 2, y la norma NEC 318-2 que es un multiconductor permitido para uso en bandejas portacables. Saab recomienda un conductor AWG 18 o 16, por lo que al colocar el AWG 14 se tendrá una menor caída de voltaje.

El acople flexible de bronce que se encuentra entre el radar y la tubería es de la marca Crouse Hinds del tipo ECLK, y permite su uso en áreas peligrosas Clase 1 División 1. La tubería utilizada para la conexión de los radares en los tanques es de tipo conduit rígida de 1" que cumple con la norma ANSI 80.1; para su utilización en áreas clasificadas.

4.1.2.3. Actuadores

Los actuadores IQT de la marca Rotork tienen una opción para seleccionar el voltaje a aplicarse entre 220 y 480 [VAC], por lo que para el diseño se optó por 480 [VAC], ya que este es el voltaje que se obtiene directamente del Centro de Control de Motores. El detalle del conexionado de los actuadores se encuentra en

el plano PB10 y éste parte del plano PB7 que muestra la alimentación principal de 480 [VAC] del MCC. Además, se colocó un breaker trifásico general con protección termo magnética, después se colocará un breaker para cada actuador, y se tomará dos líneas para enviarlas a los terminales 2 y 3 del actuador que son las entradas de alimentación. La Figura 4.6 muestra la bornera de conexiones del actuador, ésta es redonda y va numerada en forma horaria, y en el centro se encuentran los pines de alimentación y el de tierra.

El tipo de cable utilizado para la alimentación de los actuadores será el mismo que para la alimentación de los radares por cumplir por encima de las necesidades en ambos casos y por ser de uso externo y en canaletas.



Figura 4.6. Bornera de conexiones del Actuador

4.1.3. Protecciones

Las protecciones son muy importantes en cualquier circuito tanto para prevenir accidentes por cualquier imprevisto y para evitar posibles daños en los equipos por mala calidad de la energía eléctrica, por sobrecargas o cortocircuitos.

Tanto los radares como los actuadores tienen en su interior protecciones, tales como: fusibles de protección para las tarjetas electrónicas y protección contra sobrecargas para el motor de los actuadores, sin embargo se coloca protecciones externas adicionales que tienen como propósito evitar daños producidos por agentes externos a los equipos, tales como: descargas, cortocircuitos entre otros y que se detallan en los siguientes numerales. Además, por tener separación entre los diferentes segmentos de esta manera al dar mantenimiento, solo se desconectará el segmento que se necesita.

4.1.3.1. Protección contra sobrecorrientes

Para proteger los equipos instalados se utiliza breakers termo magnéticos, siendo necesario realizar el análisis de los mismos para dimensionarlos correctamente. La norma utilizada es la IEC947-2.

Los radares están conformados netamente por dispositivos electrónicos, por esta razón se requiere protección contra cortocircuitos con una curva de disparo rápida (2 a 4 veces la corriente nominal). Los datos de placa de los radares indica una potencia máxima de 80 [W], de donde la corriente máxima en condiciones de operación normal se calcula de acuerdo a la ecuación 4.1, en donde el voltaje de alimentación como ya se explicó es de 220 [VAC] y el factor de potencia $\cos f$ es igual a 1 por no poseer ninguna carga inductiva, obteniéndose como resultado una corriente de 0,4 [A], por lo que el breaker escogido tiene una corriente nominal de 1 [A], por ser el de menor valor en el mercado. El breaker adquirido es de la marca Merlin Gerin tipo multi 9 modelo C60N con una curva de disparo tipo B, que dispara el breaker a una corriente entre 3 y 5 veces la corriente nominal.

$$P = V \cdot I \cos f$$

Ecuación 4.1.

Los actuadores están conformados por elementos electrónicos y un motor que realiza la apertura o cierre de la válvula, en donde el dimensionamiento se lo realiza considerando la carga más representativa que en este caso es el motor. Los datos de placa del actuador indican una potencia de 500 [W] y a 480[VAC] de alimentación con un factor de 0,8. Estos datos reemplazando en la Ecuación 4.1 se obtiene un valor de corriente de 0.75 [A], por esta razón se escogió un breaker con una corriente nominal de 1 [A] y con una curva de disparo rápida tipo B: se utilizan elementos de estado sólido para el arranque del motor, porque su corriente de arranque máxima será entre 2 y 3 veces la corriente nominal. El breaker será el mismo que para los radares.

El breaker de alimentación principal se dimensiona haciendo una suma de cargas teniendo en cuenta que son 10 actuadores y 5 radares, sumando sus corrientes nominales de 1 [A] serían 15 [A], por lo que se utiliza un breaker de 16[A].

4.1.3.2. Protección contra sobrevoltaje

Para eliminar los posibles sobrevoltaje se recomienda la instalación de supresores de transientes de voltaje que son varistores de metal oxido (VMO o MOV), que truncan o cortan el voltaje sobre un valor de borde predeterminado. Esencialmente un resistor no-lineal, el supresor de transientes se coloca entre una fase y tierra, el cual a niveles de voltaje normales, la resistencia del limitador es alta, por lo que solo una mínima corriente circula por ésta, y a niveles de voltaje por arriba del límite, la resistencia del limitador de transientes se hace tan pequeña, causando un cortocircuito por desviar a tierra la corriente potencialmente dañina. Los limitadores proporcionan una valiosa protección frente a niveles peligrosos de voltaje.

4.1.3.3. Protección a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la corriente que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones, y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se debe conseguir que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Las disposiciones de puesta a tierra pueden ser utilizadas a la vez o separadamente, por razones de protección o razones funcionales, según las prescripciones de la instalación.

Para el caso del terminal El Beaterio, la puesta a tierra posee un buen sistema de tierras tanto para alto voltaje como para cada tanque, además que el terreno es óptimo para puesta a tierra y no necesita mayor preparación.

La conexión a tierra de los radares se muestra en la Figura 4.7 y ésta se conectará a la tierra que posee cada tanque, en cambio los actuadores estarán conectados a la tierra general, y las bandejas portacables se conectará a la tierra del terminal y su conexión se muestra en la Figura 4.8. Para cada una de las cajas de breakers se colocará una tierra individual, enterrando una varilla copperweld debajo de cada caja.

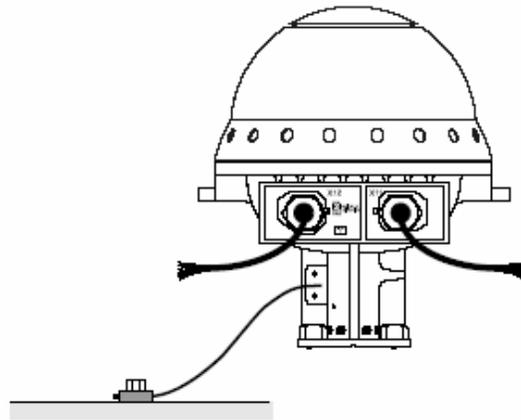


Figura 4.7. Conexión a tierra de los radares

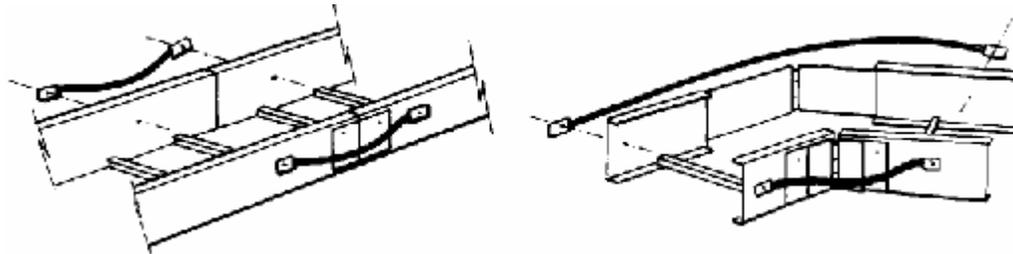


Figura 4.8. Conexión a tierra de las bandejas portacables

4.2. INSTRUMENTACIÓN DE LOS TANQUES

El sistema de radares posee en cada cabeza transmisora la antena que es la encargada de sensar el dato del nivel del combustible y se instala directamente a la cabeza transmisora, además tiene el respectivo conexionado para obtener los datos de temperatura, presión y nivel de agua para cada tanque, para luego enviar los datos al display. La caja de conexiones X12 se muestra en la Figura 4.9, y el conexionado se explica por separado para cada elemento.

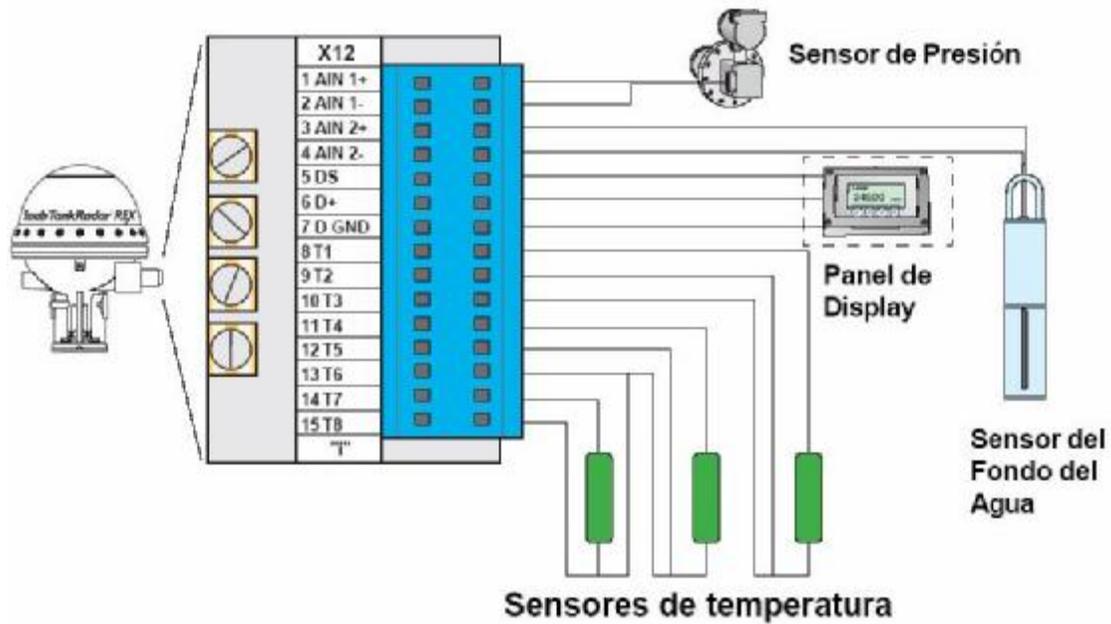


Figura 4.9. Conexiones de la caja X12

Las conexiones son las siguientes:

1. Entrada analógica 1 + /HART
2. Entrada analógica 1 - /HART
3. Entrada analógica 2 +
4. Entrada analógica 2 -
5. Señal de DAU Esclava /Señal de Panel de display
6. Energía de la DAU Esclava /Energía de Panel de display
7. Tierra de la DAU Esclava /Tierra de Panel de display
- 8 a15.T1a T8

4.2.1. Antena

La antena colocada en el radar es una antena parabólica que se muestra en la Figura 4.10. El medidor de antena parabólica RTG 3930 mide el nivel de todo tipo de líquidos y está diseñada para tanques de techo fijo, la cual posee un haz

muy estrecho por lo que es adecuado para tanques estrechos y con estructuras internas. La antena es el único elemento que se encuentra dentro del tanque, y al ser instalado su haz debe ser direccionado 1.5° de ángulo lateral hacia el centro del tanque como se muestra en la Figura 4.11. Generalmente, un dispositivo de inclinación debe ser utilizado para asegurar el ángulo correcto del medidor, y cuando se utiliza el dispositivo de inclinación, está permitido que el plano de la cubierta se incline un máximo de 5.5° alejándose de la pared del tanque, y un máximo de 2.5° hacia la pared del tanque.

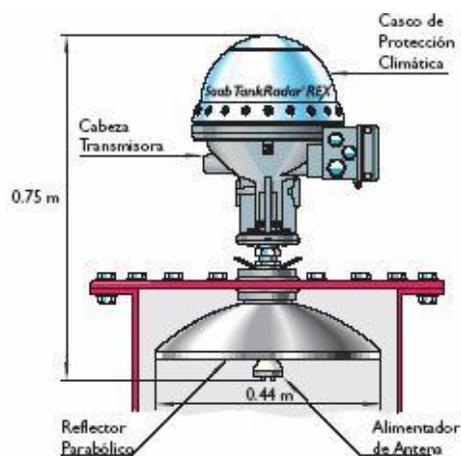


Figura 4.10. Antena parabólica RTG 3930

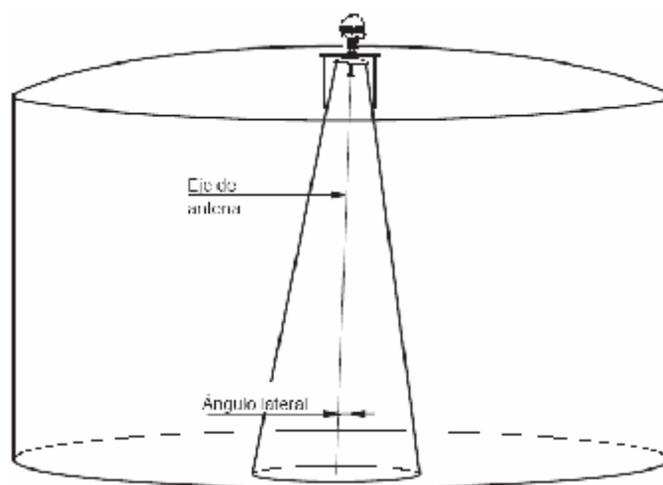


Figura 4.11. Haz de la antena parabólica RTG 3930

4.2.2. Sensores de Temperatura

Los sensores de temperatura se encuentran instalados internamente en una manguera metálica flexible anillada, que son colocados a un costado del radar en el manhole y en la parte inferior tienen una pesa que la mantiene estática, cada sensor es colocado a diferentes alturas dependientes de la altura del tanque. Para determinar las alturas de los sensores de temperatura se sigue la norma API Capítulo 7 Sección 4 adjunta en el Anexo C de Normas y las mismas se muestran en la Tabla 4.2 como sigue:

Tabla 4.2. Tabla de alturas de los sensores de temperatura

Número de Tanque	Posición de los sensores de temperatura (en mm)					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
TB – 1008	0	2500	3750	5000	6250	7500
TB – 1009	0	2500	4000	5500	7000	8500
TB – 1010	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1011	0	4000	6000	8000	10000	12000
TB – 1013	0	3000	4500	6000	7500	9000

Los sensores de temperatura son tipo RTD (detectores de temperatura por resistencia). Los metales puros tienen un coeficiente de resistencia de temperatura positivo bastante constante, este coeficiente de temperatura es la razón de cambio de resistencia debido al cambio de temperatura. Un coeficiente positivo significa que la resistencia aumenta a medida que aumenta la temperatura, en cambio si el coeficiente es constante significa que el factor de proporcionalidad entre la resistencia y la temperatura es constante, y que la resistencia y la temperatura se graficarán en una línea recta.

Una vez obtenido el valor de resistencia medido éste se conecta directamente a la cabeza transmisora como se indica en la Figura 4.12, de donde

se tiene un cable de conexión para cada sensor y un común para todos, así como un retorno común de corriente, la función del retorno es equilibrar el valor de resistencia por la variación en la resistencia total del sensor producida por el cable de conexión, hasta llegar el sensor a la cabeza transmisora. La cabeza transmisora tomará este valor de resistencia en un puente de Wheatstone, luego de transformar el valor de resistencia en señal eléctrica. Los valores de temperatura obtenidos son promediados considerando el nivel de producto en el tanque y solo se tomará en cuenta para el promedio a aquellos sensores que se encuentren dentro del producto, teniendo en cuenta el nivel del combustible en el tanque.

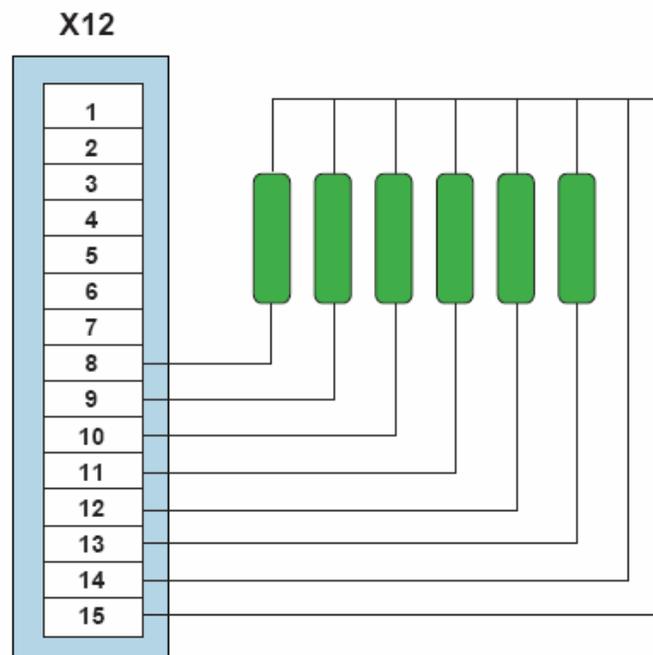


Figura 4.12. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.3. Transmisor de Presión

El transmisor de presión se debe colocar a una altura adecuada de tal manera que únicamente sense la presión del producto, pero no la presión del producto más la del agua del fondo del tanque, y no a una altura muy elevada; porque no se podrá sentir la presión por debajo de este nivel.

Los datos de presión y la altura del tanque permitirán realizar el cálculo de la densidad del líquido, y el conexionado del sensor se muestra en la Figura 4.13, en donde los dos cables irán a los terminales 1 y 2 del módulo X12 del radar.

Para pasar estos cables es necesario la utilización de tubería de 1 pulgada que vaya desde la base del tanque donde se encuentra el sensor hasta el manhole, esto se muestra en el plano PB14 en el Anexo B de planos, en donde la tubería se conectará al radar con un acople flexible de bronce Crouse Hind tipo ECLK para área Clase 1 División 2, y en la base del tanque el sensor se acoplará con manguera flexible a la tubería.

El cable utilizado es de marca Belden tipo 3940 CMG 4c22 que es un cable blindado para comunicaciones de dos pares.

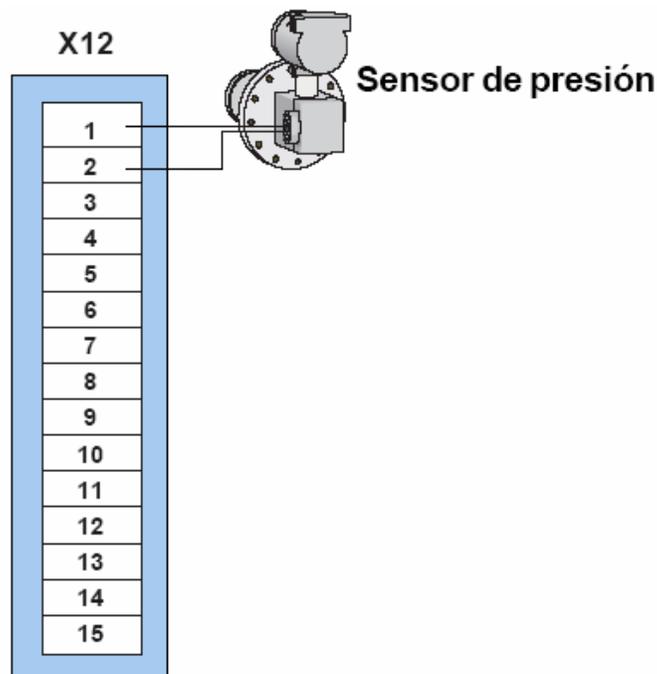


Figura 4.13. Conexiones del transmisor de presión

4.2.4. Sensor de Nivel de Agua

El sensor nivel de agua funciona con el principio capacitivo, el cual dispone de dos placas conductoras en el que el dieléctrico que está entre dichas placas es normalmente el combustible almacenado en el tanque. La capacitancia cambia cuando varía la constante dieléctrica dependiendo de la proporción de agua que se encuentre en el tanque, y se encuentra ubicado al final del tubo donde se encuentran los sensores de temperatura como se muestra en la Figura 4.14. Este sensor debe estar colocado en la base del tanque y correctamente asegurado, para que el movimiento del líquido no le afecte. El sensor envía una señal de salida entre 4 y 20 [mA] y va directamente conectado al radar a los terminales 3 y 4, como se muestra en la Figura 4.15 en el conexionado de la placa X12.

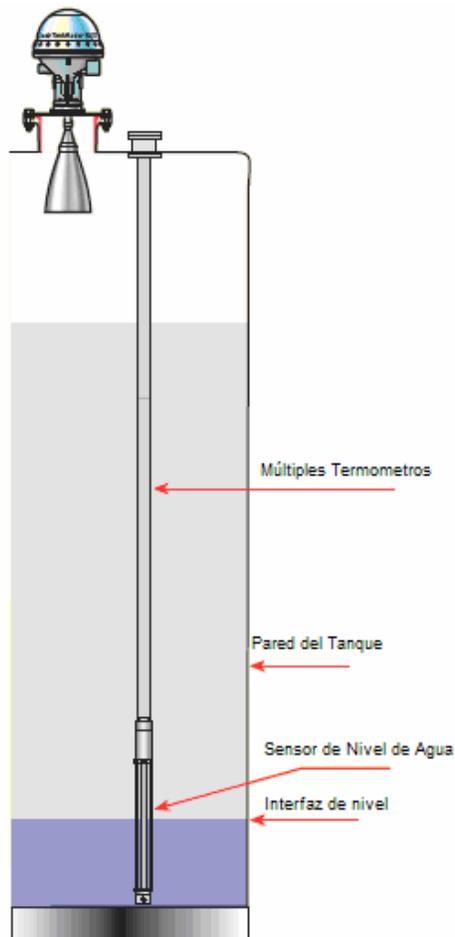


Figura 4.14. Sensor de Nivel de Agua

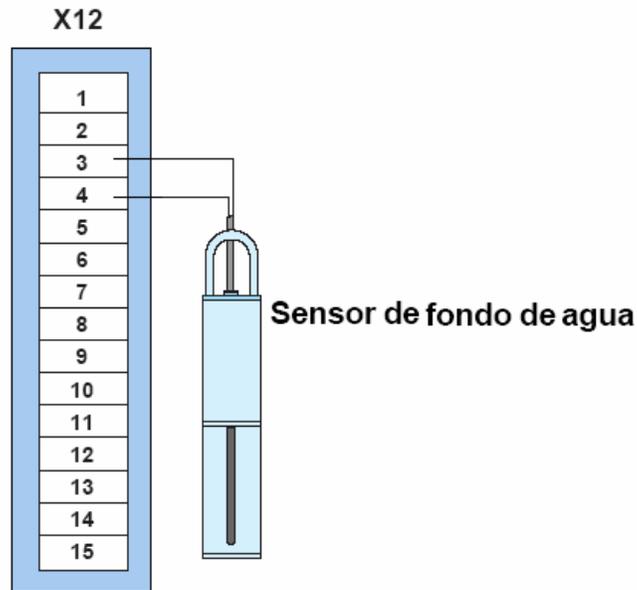


Figura 4.15. Conexiones de los sensores de temperatura

4.2.5. Display

El display RDU 40 se utiliza para visualizar los datos en el campo como se muestra en la Figura 4.16, y el conexionado se muestra en la Figura 4.17 estos tres cables se colocan en la misma tubería que el sensor de presión y utilizando el mismo tipo de cable y acoples. Su implementación se muestra en el plano PB14 en el Anexo B.



Figura 4.16. Display RDU 40

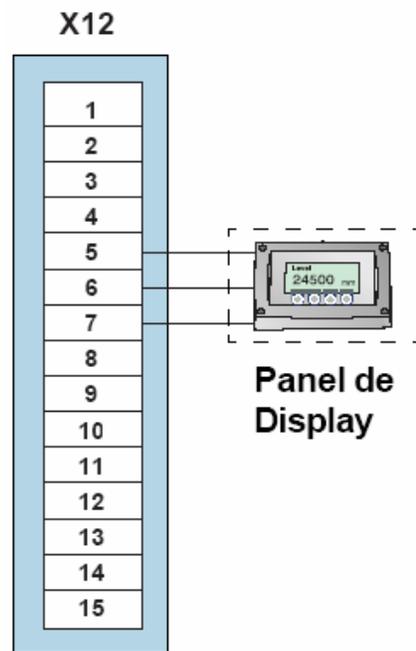


Figura 4.17. Conexiones del display

4.3. INSTALACIONES DE COMUNICACIÓN

4.3.1. Radares

El esquema general de la comunicación de los radares se muestra en la Figura 4.18, en donde las cabezas transmisoras del radar RTG (Radar Tank Gauge) colocadas en el tanque tienen un puerto de comunicación con protocolo Modbus TRL/2 propietario de Saab Rosemount, que es el bus de campo del sistema de medición. Los radares se conectan mediante topología de bus, pudiendo conectarse en un mismo lazo de comunicación hasta un máximo de ocho radares. La información de los tanques se concentra en una unidad de comunicación de campo, FCU (Field Communication Unit), el cual posee también un puerto serial de comunicación para que la información pueda ser ingresada al computador de Planta mediante comunicación RS-232. Por último, para la visualización de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, siendo este software el que provee una interfaz entre el

campo y la estación de control. La Figura 4.18 ilustra el sistema de comunicación de los radares, y el conexionado de la comunicación de los radares y la FCU se muestra en el plano PB8 en el Anexo B.

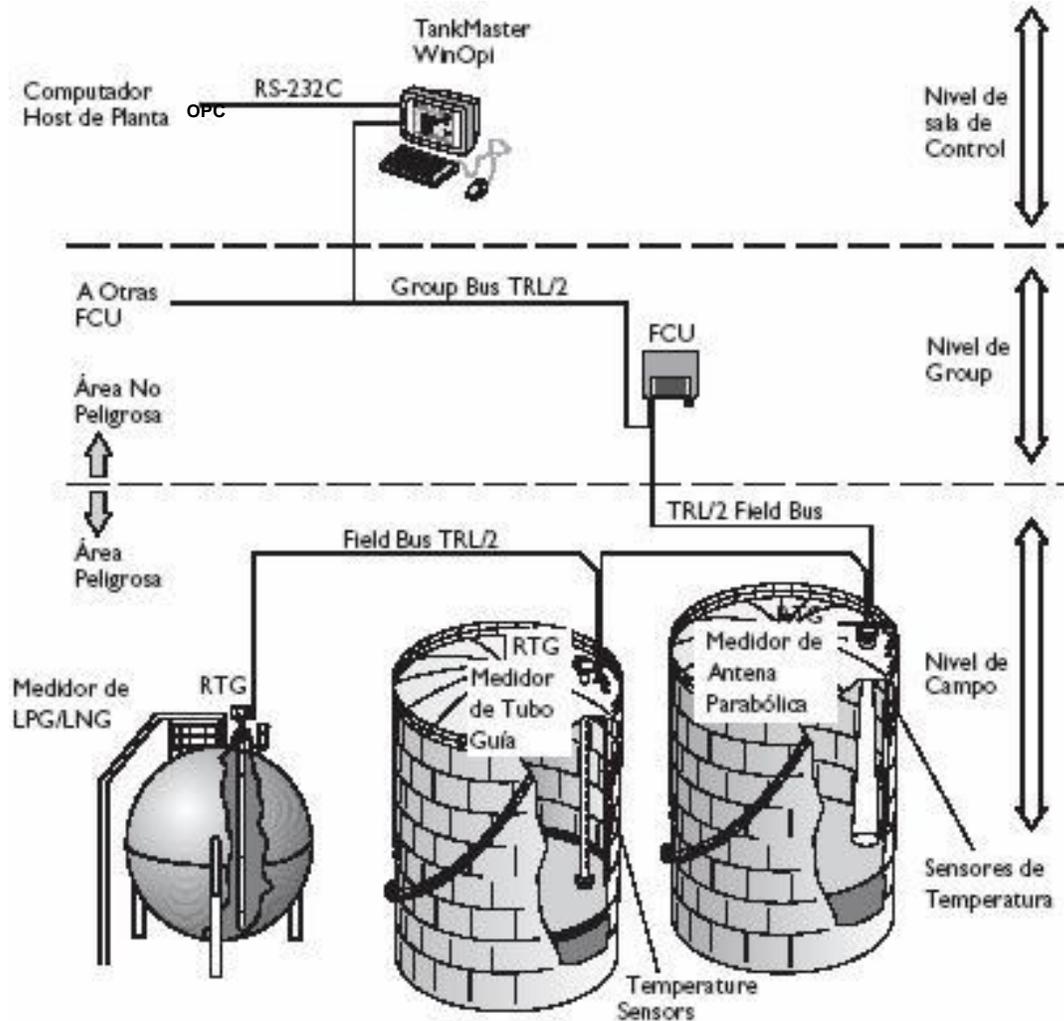


Figura 4.18. Esquema general del sistema de comunicación de los radares

En cada bus TRL/2 se pueden conectar hasta 8 unidades en cada puerto de comunicación de la FCU, que tiene cuatro puertos, y una vez conectado al bus TRL/2, se pueden configurar los transmisores y monitorear la información del tanque. La longitud máxima que soporta el TRL/2 es 4 [Km], siendo esta es una ventaja al momento del cableado, y el cable utilizado es marca Belden tipo 9402 CMG 2PR20, el cual es un cable blindado para comunicaciones de dos pares con

apantallado en cada par de cables y uno que envuelve a todos los cables. Para pasar el cable se usa tubería desde el tanque hasta que llegue a la sala de control, donde se encuentra la FCU. Toda la tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B, que es de 1 pulgada y cumple con norma NEC 501-4 como método de cableado permitido para áreas clasificadas, y la utilización de todos los accesorios necesarios en la instalación de tubería como codos, cajas en forma de T, L y C, además se instalarán sellos antiexplosión según la norma NEC 501-5.

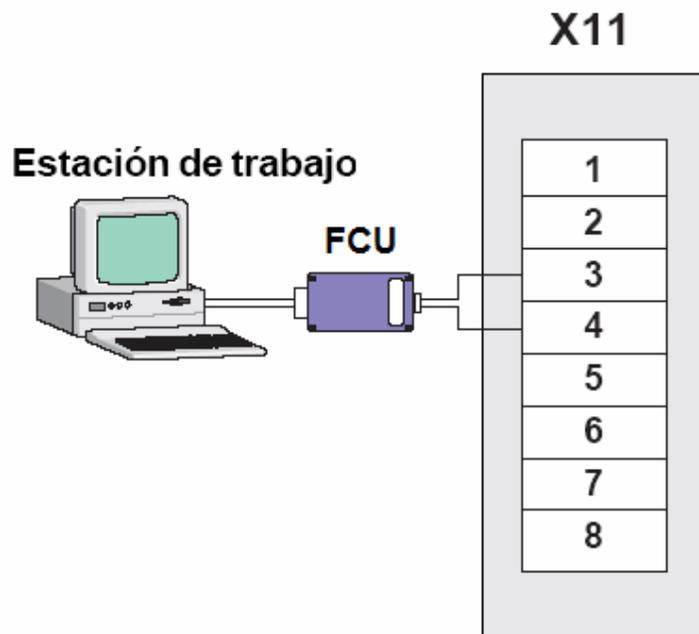


Figura 4.19. Conexión desde el radar a la FCU

La FCU actúa como un portal y un concentrador de información entre el Field Bus y el Group Bus, donde el Field Bus es la conexión de los RTG en topología de bus que va a la FCU, y el Group Bus es la conexión de FCU en topología de bus para luego ir al computador.

Cada FCU puede tener conectados hasta 32 RTG, el cual tiene seis puertos de comunicación del X1 al X6 como se muestra en la Figura 4.20. Los puertos pueden ser configurados individualmente como puertos de Field Bus TRL/2 o Group Bus, puede haber hasta un máximo de cuatro Buses Grupales o Field Bus

al mismo tiempo. La configuración máxima puede ser 2+4, 3+3, o 4+2 buses de cada tipo. Sin embargo, los puertos X5 y X6 nunca son configurados como puertos de Field Bus, mientras que los puertos X1 y X2 no pueden ser configurados como puertos de Group Bus. Como estándar, la FCU es entregada con seis interfaces FCM para cuatro puertos Field Bus y dos puertos de Group Bus como se muestra en la Figura 4.21.

La tabla 4.3 muestra las configuraciones máximas de un FCU extendido.

Tabla 4.3. Configuraciones de la FCU

Conectores	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Alternativa 4+2	FB	FB	FB	FB	GB	GB
Alternativa 3+3	FB	FB	FB	GB	GB	GB
Alternativa 2+4	FB	FB	GB	GB	GB	GB
Puertos	3	4	5	6	1	2

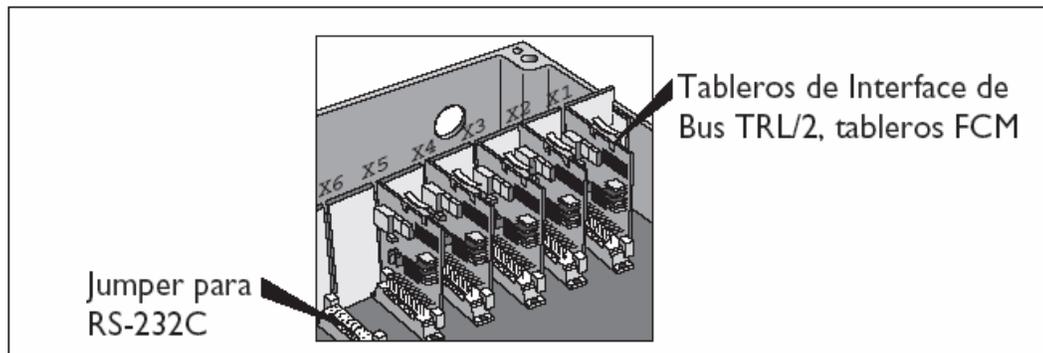


Figura 4.20. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

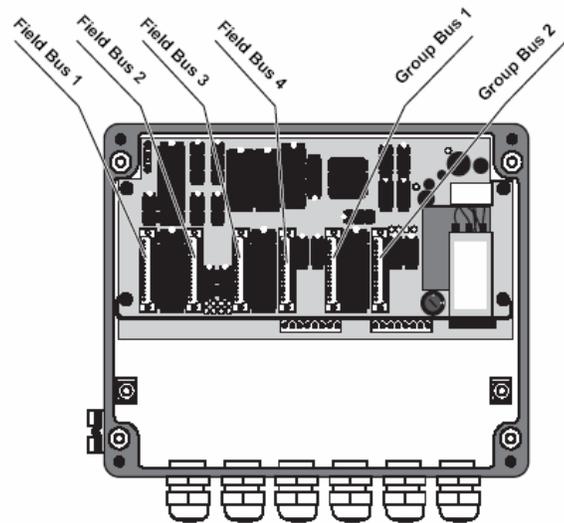


Figura 4.21. Gráfico de la placa interna FCM de la FCU

El FCU va conectada a la PC directamente a través de un puerto RS-232, y llega al puerto serial de la computadora.

La FCU tiene un interruptor para seleccionar el suministro de voltaje, entre 115 [VAC] o 230 [VAC] como se muestra en la Figura 4.22, y se escogió alimentarlo con 115 [VAC].

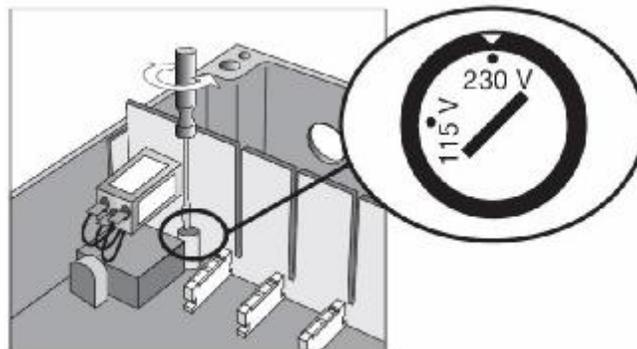


Figura 4.22. Gráfico del selector de alimentación de la FCU

Para la visualización y configuración de los valores adquiridos de los tanques se requiere una licencia del software TankMaster, que incluye una llave física que se conecta al puerto paralelo del computador, esta licencia consta de:

- Licencia para 20 Tanques: El número de tanques puede variar entre 5, 20 y 50 depende de la aplicación

- Inventario de alarmas: Alarmas de nivel, temperatura entre otros
- Host com OPC: Licencia para el uso de comunicación OPC para obtener los datos del software de Saab y utilizarlos en IN TOUCH
- Customization: Esta permite que se pueda configurar los datos en el software Saab, caso contrario solo se podría visualizar.

4.3.2. Actuadores

La comunicación entre los actuadores se la realiza conectando en topología de bus y concentrándolos en un PLC como se muestra en la Figura 4.23, y con un conversor RS-232 a RS-485 para conectar a la PC.

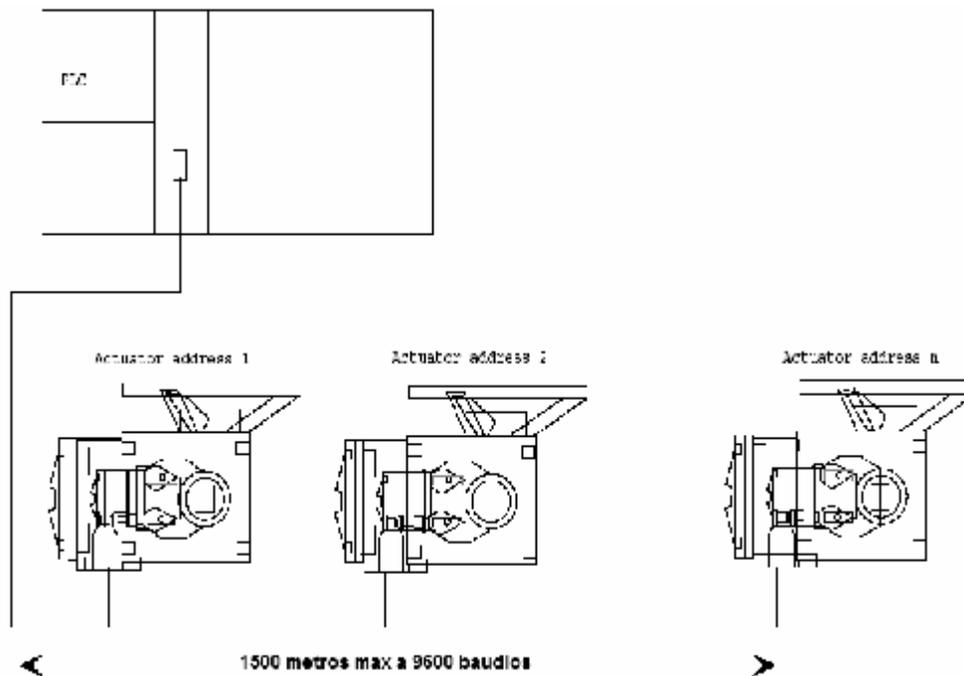


Figura 4.23. Esquema de conexionado de los actuadores al PLC

Para interconectar los actuadores se puede seleccionar comunicación RS-485 de dos hilos o cuatro hilos, para esta aplicación se utiliza una configuración de dos hilos como se muestra en la Figura 4.24, para ello se debe puentear los terminales 24 y 27 y a su vez el 28 y 26, así se tendrá los dos hilos y el Terminal 23 será el común. Estas conexiones se muestran en el plano PB11 en el Anexo B.

El cable utilizado es el mismo que para los radares y el cableado se lo hace por la misma tubería, pero se llega primero al MCC donde está el PLC y luego se partirá para la sala de control. La tubería se muestra en el plano PB13 en el Anexo B.

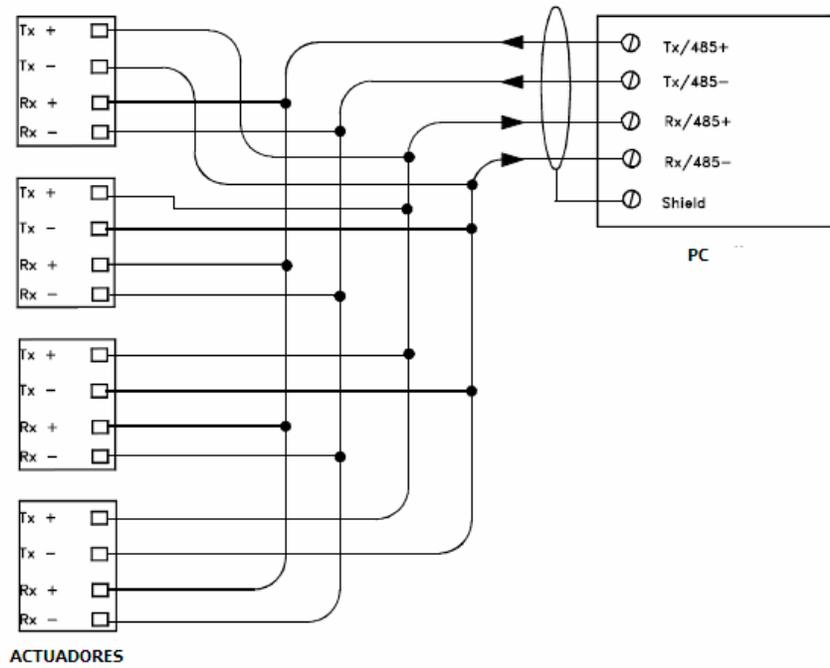


Figura 4.24. Conexionado Actuadores en cuatro hilos RS-485.

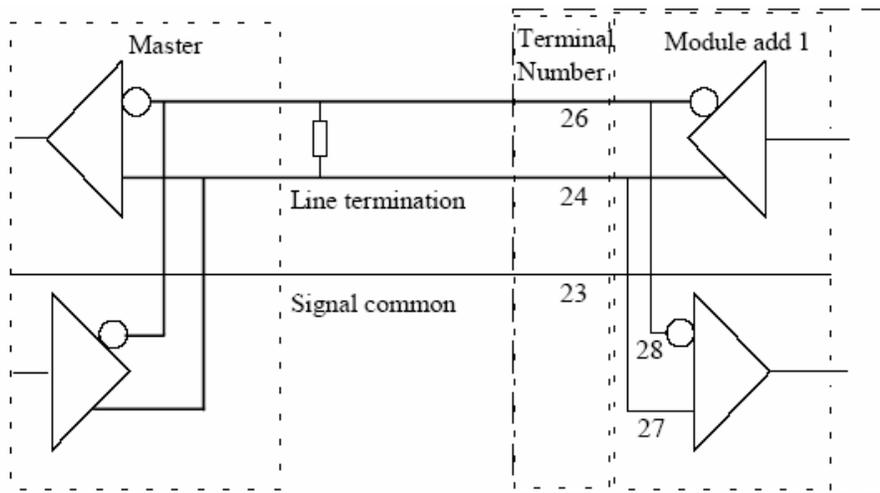


Figura 4.25. Esquema de conexionado de los actuadores

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE SOFTWARE

5.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE NIVEL TIPO RADAR

Los radares Saab Rosemount tienen un programa propio llamado Saab TankMaster que sirve para configuración y monitoreo de los tanques, este programa consta de algunos elementos y herramientas que serán explicados a continuación.

5.1.1. Introducción

Saab TankMaster es un paquete de software para la instalación y configuración de los equipos de medición de nivel de la marca Saab Rosemount, el paquete ofrece herramientas para la instalación y configuración de dispositivos de medición de nivel, y está diseñado para uso en entorno Windows, que permite usar diversos protocolos, y posee los siguientes módulos de software:

- WinSetup
- Servidor de Tanques
- Servidor de Protocolo Maestro Modbus
- Servidor de Protocolo Esclavo Modbus
- WinOpi

El programa WinSetup es una interfaz gráfica de usuario para la instalación, configuración y servicio de los dispositivos de medición de nivel.

El Servidor de Tanques Saab se comunica con los dispositivos a través del Servidor de Protocolo Maestro, y maneja los datos de configuración de todos los tanques y dispositivos instalados.

El Servidor de Protocolo Maestro Modbus ofrece una interfaz de protocolo Modbus entre la estación de trabajo y los dispositivos conectados, este servidor permite la comunicación con dispositivos TRL/2 como RTG y FCU.

El Servidor de Protocolo Esclavo Modbus permite la opción de comunicar un computador host con la FCU, donde se conecta el bus de comunicación Modbus TRL/2 de los radares.

El programa WinOpi es la interfaz gráfica del operador con el sistema de medición de nivel, el cual tiene funciones de monitores de los datos de los tanques y gestión de alarmas, y almacenamiento de históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

5.1.1.1. WinSetup

El programa WinSetup se comunica con el Servidor de tanques y con los distintos servidores de protocolos, para permitir al usuario configurar los dispositivos conectados y asociarlos a un tanque específico. El cual permite la opción de visualizar los datos medidos en campo y registrar la comunicación con los dispositivos conectados. Además ofrece la interfaz gráfica entre el usuario y el sistema de medición de nivel.

El Servidor de Protocolo Maestro transmite los datos de configuración hacia los respectivos sistemas de medición, luego recoge los datos medidos (nivel, temperatura, presión), y los muestra en una interfaz gráfica.

La ventana principal de TankMaster incluye el Workspace (Espacio de trabajo), que muestra los tanques y dispositivos utilizados en el sistema de medición, una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla, y una barra de herramientas, como se muestra en la Figura 5.1.

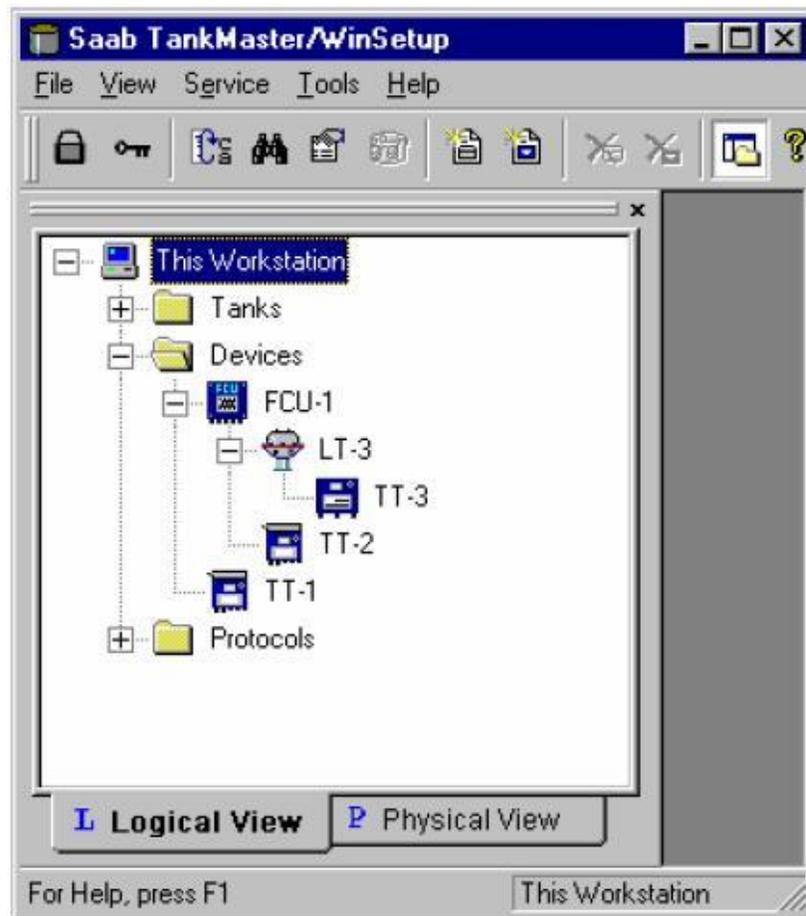


Figura 5.1. Espacio de Trabajo del programa WinSetup

La ventana Workspace muestra los tanques y dispositivos instalados y los protocolos de comunicación disponibles, y ofrece información sobre la configuración de los dispositivos instalados.

El espacio de trabajo le permite realizar las siguientes tareas:

- Instalar y configurar tanques, dispositivos y protocolos
- Retirar tanques, dispositivos y protocolos

- Cambiar propiedades de configuración
- Ver registros de entrada y bases de datos
- Configurar el esquema de la vista de tanques
- Especificar etiquetas para nombres de tanques y dispositivos
- Descargar la configuración de software en un radar
- Ver el registro de comunicación

5.1.1.2. WinOpi

WinOpi es la interfaz del operador con el sistema de medición de nivel, que posee funciones de monitoreo de los datos de los tanques, gestión de alarmas, almacenamiento de registros históricos, así como opciones para cálculos de inventario.

La ventana principal de WinOpi incluye el Workspace (Espacio de trabajo) muestra los tanques y dispositivos, como se indica en la Figura 5.2, y tiene una barra de menú en la parte superior de la pantalla, una barra de estados en la parte inferior de la pantalla y una serie de botones en la barra de herramientas.

El espacio de trabajo le permite realizar diversas tareas:

- Crear grupos de tanques
- Crear grupos de alarmas
- Especificar la posición de los sensores de presión para cálculo de densidad.
- Crear Tablas de capacidad de los tanques
- Visualizar las variables de los tanques
- Visualizar datos de inventario
- Ver registros de alarmas y resumen de alarmas
- Crear tablas de productos.



Figura 5.2. Workspace del programa WinOpi

5.1.2. Configuración

La configuración de un sistema radar incluye la configuración de los buses de comunicación tanto para el bus de campo como el computador, configuración de dispositivos y de tanques de almacenamiento. La instalación de dispositivos incluye tareas como las configuraciones de los instrumentos utilizados para la medición en cada tanque, que son: sensor de nivel de producto, transmisor de nivel de agua, sensores de temperatura y transmisor de presión. La instalación de tanques incluye la especificación del tanque, tales como: tipo, volumen, y entre otros; el dispositivo que se debe asociar al tanque y la señal de origen que se debe utilizar para la introducción de los distintos parámetros del tanque.

Antes de empezar a instalar un sistema radar, se deben conocer los dispositivos utilizados y las variables asociadas a la geometría de cada tanque, registrar todas las direcciones de comunicación que se van a utilizar, y medir todas las distancias de los tanques.

Para instalar un sistema de medición de nivel se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Configuración de protocolos de comunicación
2. Determinación de las unidades de medición y visualización.
3. Instalación y configuración de la Unidad de Comunicación de Campo (FCU).
4. Instalación y configuración de dispositivos.
5. Instalación y configuración de tanques.
6. Calibración

5.1.2.1. Configuración de los protocolos de comunicación

Para la configuración de los protocolos de comunicación se especifica sus parámetros, y se indica si se desea supervisar la comunicación. El Protocolo Maestro se utiliza para la comunicación entre la FCU (maestra) y los dispositivos de campo. En el workspace se ingresa a *MODBUSMASTER* como se muestra en la Figura 5.3, de ahí se desplegará la pantalla mostrada en la Figura 5.4, en la que se deben especificar los parámetros de comunicación como: puerto del computador (COM1), velocidad en baudios, bits de detención, y tipo de módem.

En la Figura 5.5 se muestra la pantalla en la que se coloca el archivo de almacenamiento de los datos adquiridos como: nombre del archivo, tamaño del archivo, y horario de registro, por último en la Figura 5.6 se muestra la pantalla de los datos avanzados para códigos y detección de errores.

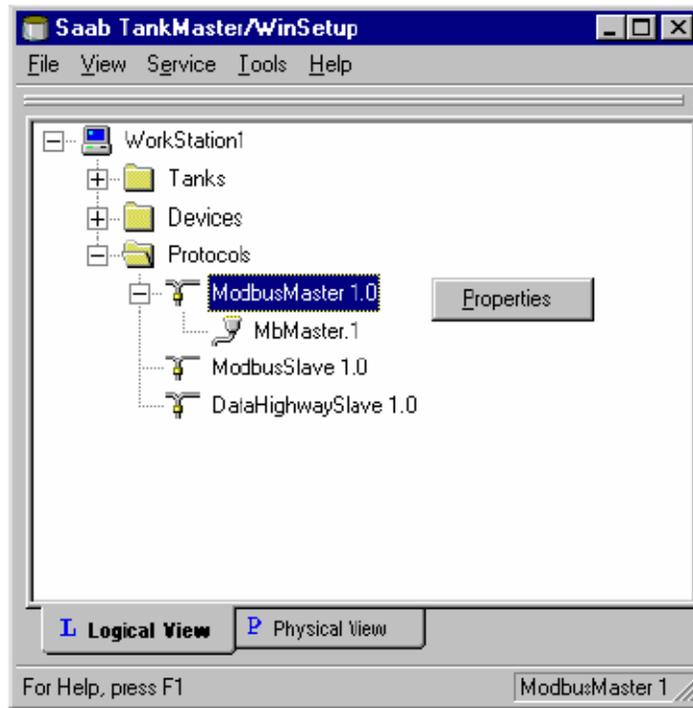


Figura 5.3. Configuración del protocolo de comunicación

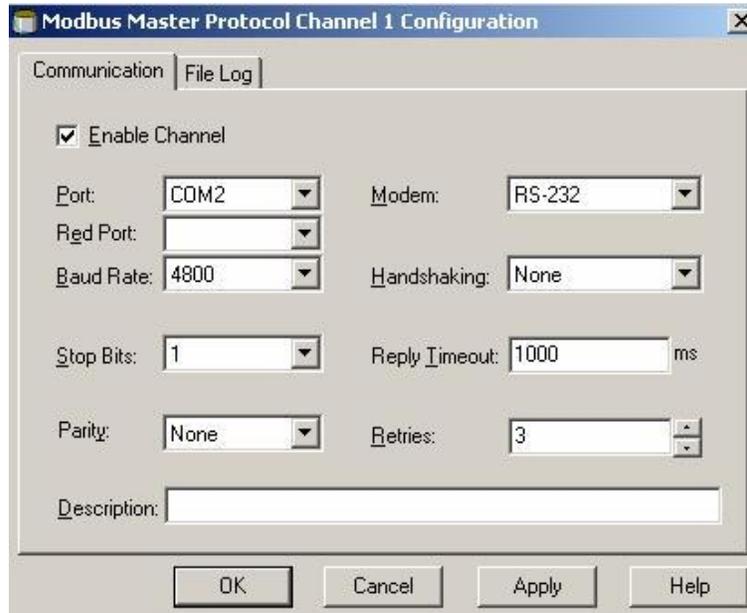


Figura 5.4. Pantalla de configuración de la comunicación Modbus Master

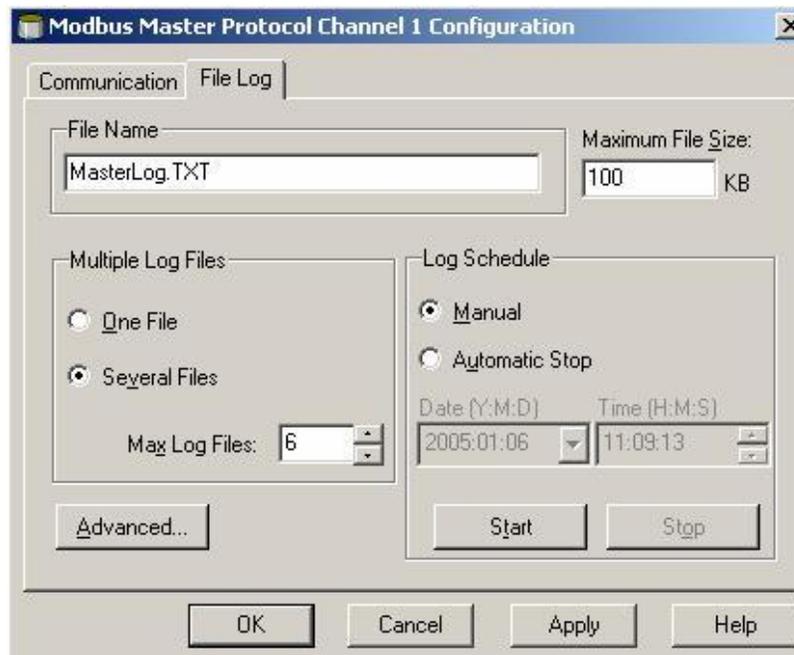


Figura 5.5. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master

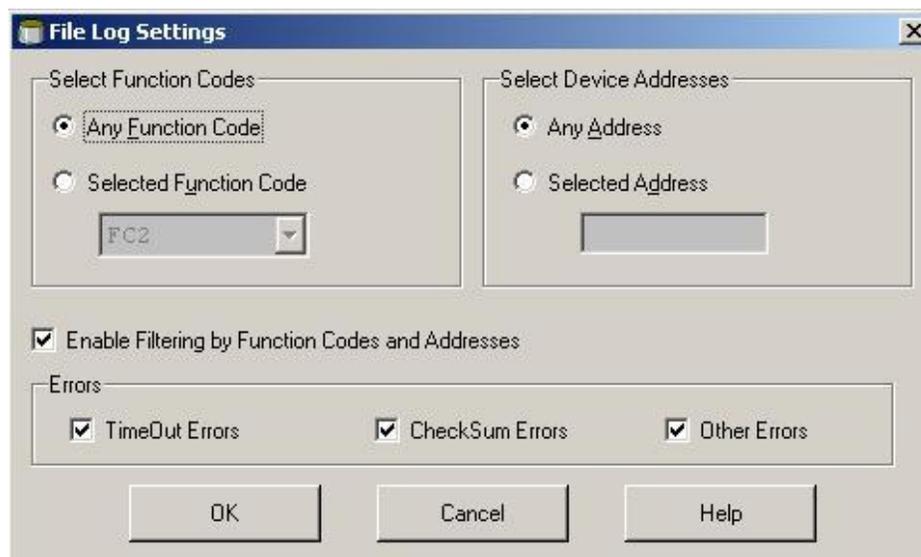


Figura 5.6. Pantalla de configuración del protocolo Modbus Master

Los parámetros para la comunicación del Modbus Master empleados en el proyecto son los siguientes:

Port	COM2
Baud Rate	4800
Stop bits	1

Parity	None
Modem	RS-232
Handshaking	None
Replay Timeout	1000ms
Retries	3
File	MasterLog.TXT
Several Files	Max Log Files: 6
Log Schedule:	Manual
Maximun File Size:	100KB
Advanced	
Any Function Code	
Any address	
Enable filtering by functions codes and address	
Errors: all	

5.1.2.2. Determinación de las unidades de medición y visualización

Se especifican las unidades de medición que se van a utilizar para los cálculos de inventario, los prefijos para las etiquetas de los tanques y dispositivos, y el esquema para la visualización de los datos de los tanques.

El ingreso de las unidades de medida se lo realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.7, en la que se ingresarán valores de temperatura ambiente, densidad de aire, temperatura de referencia y número de alarmas, datos que son necesarios para cálculos de volúmenes y densidades.

Server Preferences

System Setup

System Units

Level/Ullage: m Volume: gal(US)

Temp: deg F Density: kg/m3

Pressure: psi G Weight: kg

Ambient Air Temp Source

Manual: Value: 59.7 °F

Auto: Device: LT-1007 Source: Temperature Sensor: 5

Value Range: Minimum: -100.0 °F Maximum: 300.0 °F

Local Gravity Calculation

Latitude: 0.3

Elevation: 2976.0 m

Manual: Value: 9.7711 m/s²

Calculated

Ambient Air Density Calculation

Unit: kg/m3

Manual: Value: 1.22 kg/m3

Calculated: Base Density: 1.22 kg/m3

Value Range: Minimum: 0.00 kg/m3 Maximum: 10.00 kg/m3

Type

Type: Raw

Max Points: 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms: 100

Reference Temperature

Ref Temp: 60.0 °F

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Figura 5.7. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la Figura 5.8 se muestra la pantalla de preferencias para ingresar los prefijos de los dispositivos para las etiquetas de los tanques, y en la pantalla de la Figura 5.9 se ingresa las variables que se desea que aparezcan en la pantalla de visualización de los tanques, tales como: nivel, temperatura, presión entre otros.

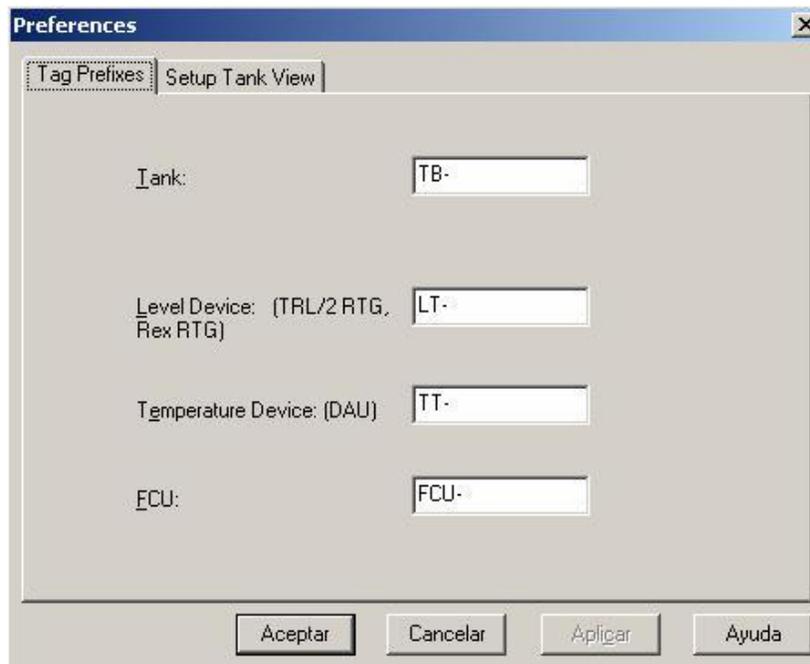


Figura 5.8. Pantalla de configuración de prefijos

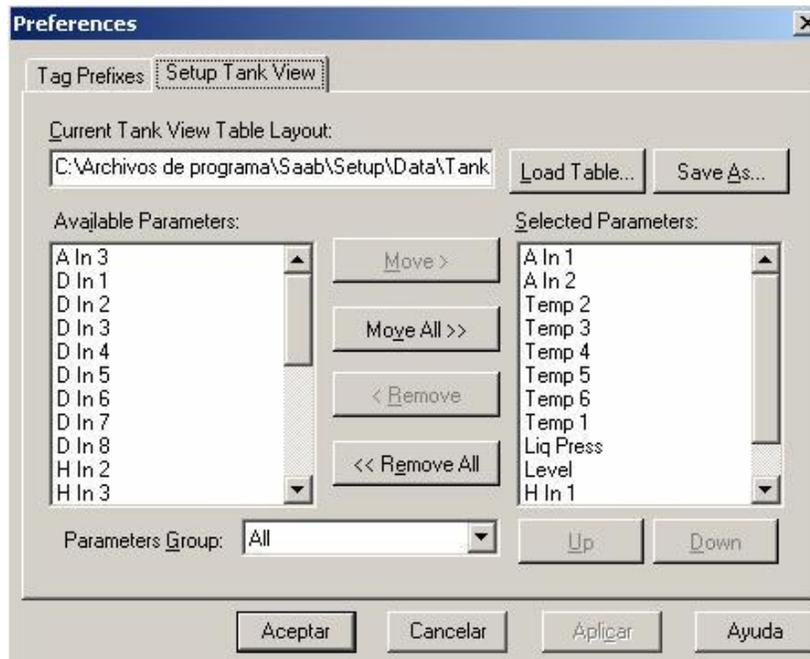


Figura 5.9. Pantalla de configuración de variables visualización para los tanques

La respectiva configuración para las preferencias de setup queda de la siguiente manera:

System Setup**System Units**

Level/Ullage (nivel):	m (metros)
Temperature:	°F
Pressure (Presión):	psiG
Volumen:	gal (US)
Density (densidad):	Kg/m ³
Weight (peso):	Kg

Ambient Air Temp Source

Para la configuración de la temperatura ambiente del aire se configura la temperatura del sensor de nivel número seis del tanque 1007, porque ofrece un valor más aproximado que ingresar este parámetro de manera manual.

Auto	
Device	LT-1007
Source	Temperature
Sensor	5
Value Range	
Minimun	-100 °F
Maximun	300 °F

Local Gravity Calculation

Latitude	0.3
Altitude	2976 m

Ambient Air Density Calculation

Unit	Kg/m ³
Calculated	
Value Range	
Minimun	0,0 Kg/m ³
Maximun	10,0 Kg/m ³

Type

Type Raw
Max Points 2000

Digital Alarms

Max no of Alarms 100

Reference Temperature (Te

Ref Temp 60 °F

Tag Prefixes

Tank	TK-
Level Device	LT-
Temperature Device	TT-
FCU	FCU-

Setup Tank View (Configuración de los instrumentos relacionados a cada tanque)

Selected parameters

A In 1
A In 2
Temp 1
Temp 2
Temp 3
Temp 4
Temp 5
Temp 6
Liq Press
Level
H In 1
Avg Temp
FWL

5.1.2.3. Instalación y configuración de la (FCU)

La FCU debe ser instalada y configurada antes que los otros dispositivos, como los RTG y las DAU, y la instalación de la Unidad de Comunicación de Campo incluye los siguientes pasos:

1. Tipo de dispositivo y etiqueta.
2. Configuración de la comunicación
 - Canal de comunicación
 - Dirección
 - Redundancia
3. Configuración de puerto
 - Puerto tipo (FB o GB)
 - Velocidad en baudios
 - Bits de datos
 - Bits de detención
 - Paridad

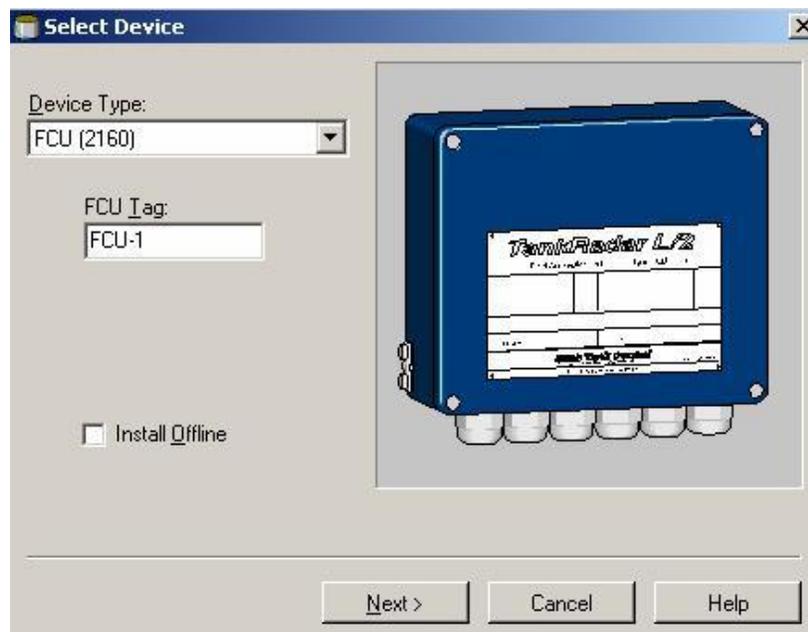


Figura 5.10. Pantalla de configuración de la FCU

La configuración de la FCU se la realiza en la pantalla mostrada en la Figura 5.10, en donde se escoge el tipo de dispositivo, y a continuación se tendrá la pantalla de la Figura 5.11, donde se ingresa la dirección Modbus de la FCU y su Unit ID (es un valor propio de fábrica para cada dispositivo de la marca Saab). A continuación se deberá verificar la comunicación.

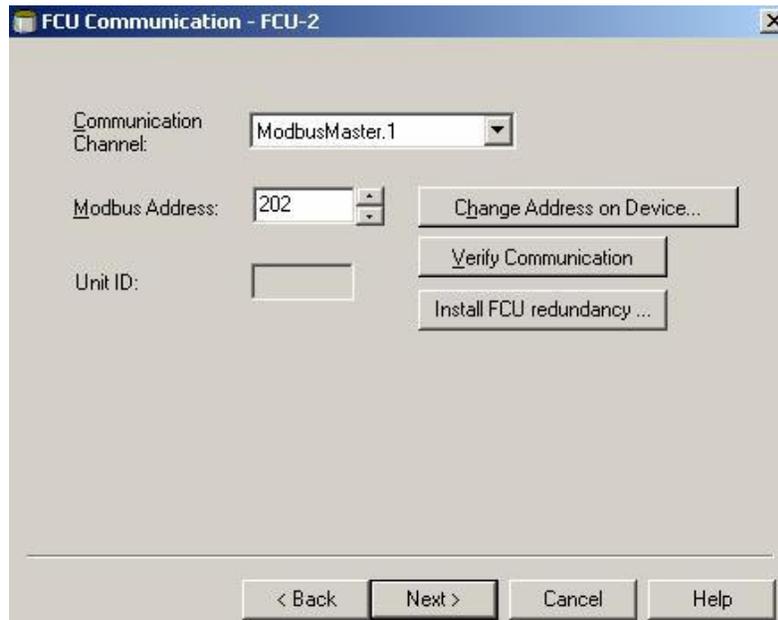


Figura 5.11. Pantalla de configuración de la FCU

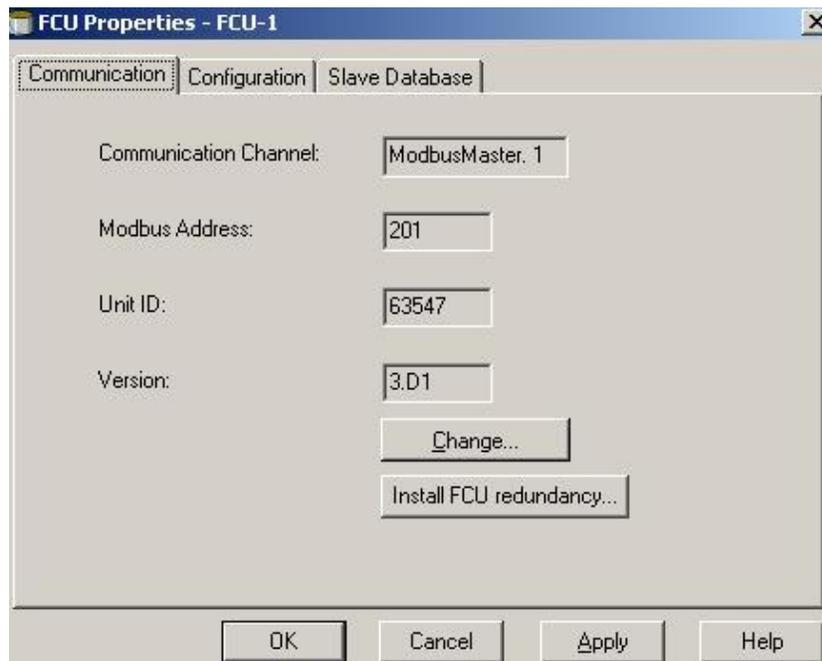


Figura 5.12. Pantalla de configuración de la FCU del Terminal El Beaterio.

Los datos de configuración como dirección, y Unit ID se muestran en la Figura 5.12, en donde la FCU debe ser configurada con una dirección mayor a la 201 por recomendación del fabricante.

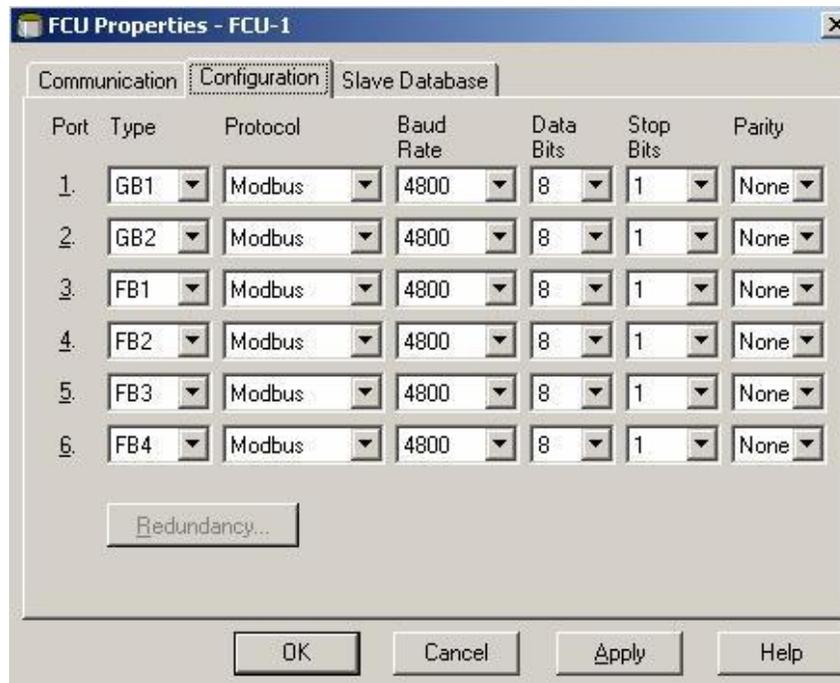


Figura 5.13. Pantalla de propiedades de la FCU

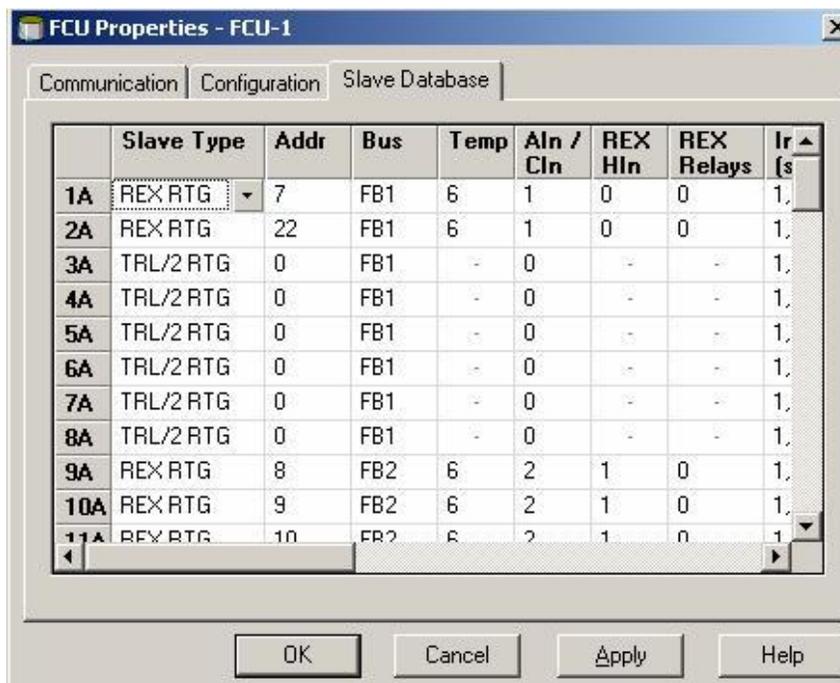


Figura 5.14. Pantalla de propiedades de la FCU

En la pantalla de la Figura 5.13 se configura los puertos a utilizar de acuerdo a las configuraciones de la FCU tipo 2+4, es decir 2 Group Bus y 4 Field Bus con sus respectivos parámetros cada uno, estos se muestran en la Tabla 5.1.

En la pantalla de la Figura 5.14 se tendrá la base de datos esclava, en donde se configuran cada una de las direcciones Modbus de los radares tomando en cuenta que se conectarán máximo 32 RTG, es decir 8 por cada Field Bus, y se tendrá desde la dirección de la 1 a la 32. Por facilidad se coloca la dirección igual al número del tanque para que sea fácil de recordar. Todos los datos se muestran en la Tabla 5.2.

Todos los parámetros de configuración de la FCU se establecen de la siguiente manera:

Communication

Communication Channel	ModbusMaster1
Modbus Address	201
Unit ID	63547
Version	3.D1

Configuration

Tabla 5.1. Tabla de datos de configuración de los puertos de la FCU

Port	Type	Protocol	Baud Rate	Data Bits	Stop Bits	Parity
1	GB1	Modbus	4800	8	1	None
2	GB2	Modbus	4800	8	1	None
3	FB1	Modbus	4800	8	1	None
4	FB2	Modbus	4800	8	1	None
5	FB3	Modbus	4800	8	1	None
6	FB4	Modbus	4800	8	1	None

Slave Database

Tabla 5.2. Tabla de base de datos esclava de la FCU

	Slave Type	Addr	Bus	Temp	Aln/Cln	REX Hin	REX Relays	Int1(s)	Int2(s)	Level Offset
1A	REXRTG	7	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
2A	REXRTG	22	FB1	6	1	0	0	1,0	10,0	-
3A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
4A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
5A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
6A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
7A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
8A	TRL/2RTG	0	FB1	-	0	-	-	1,0	-	-
9A	REXRTG	8	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
10A	REXRTG	9	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
11A	REXRTG	10	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
12A	REXRTG	11	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
13A	REXRTG	13	FB2	6	2	1	0	1,0	10,0	-
14A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
15A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
16A	TRL/2RTG	0	FB2	0	0	-	-	1,0	-	-
17A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
18A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
19A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
20A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
21A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
22A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
23A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
24A	TRL/2RTG	0	FB3	0	0	-	-	1,0	-	-
25A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
26A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
27A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
28A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
29A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
30A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
31A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-
32A	TRL/2RTG	0	FB4	0	0	-	-	1,0	-	-

5.1.2.4. Instalación y configuración de dispositivos

La instalación de un dispositivo incluye los siguientes pasos:

- La comunicación especificando el protocolo y la dirección
- La configuración especificando las distancias de los tanques, las distancias geométricas relacionadas con el transmisor, y los sensores externos (como los sensores de temperatura, nivel de agua) entre otros parámetros en función del tipo de dispositivo instalado.

Los dispositivos a instalar serán los RTG, en la pantalla de la Figura 5.15 se muestra la configuración de la comunicación de un RTG (Radar Tank Gauge), en el que se coloca la dirección Modbus y el unit ID.

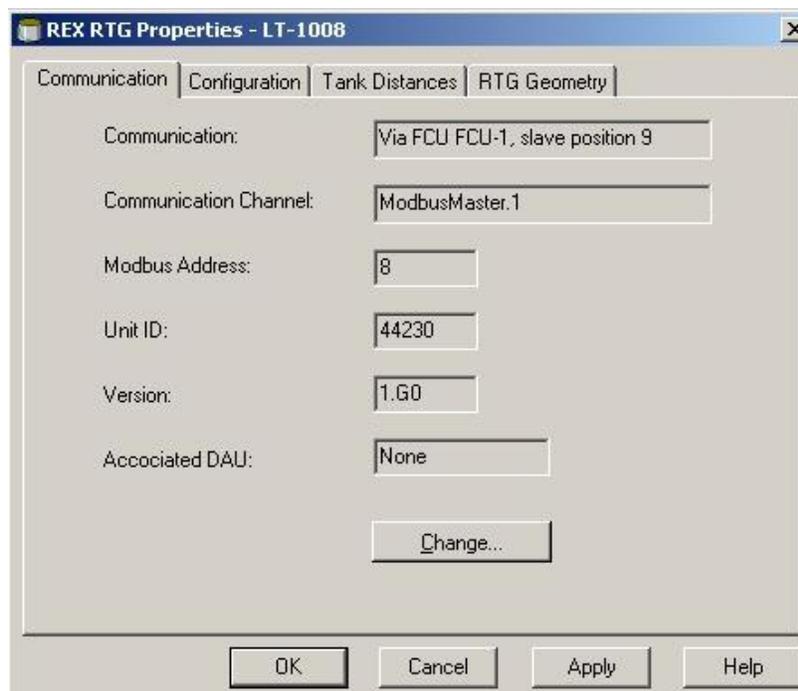


Figura 5.15. Pantalla de configuración de un RTG

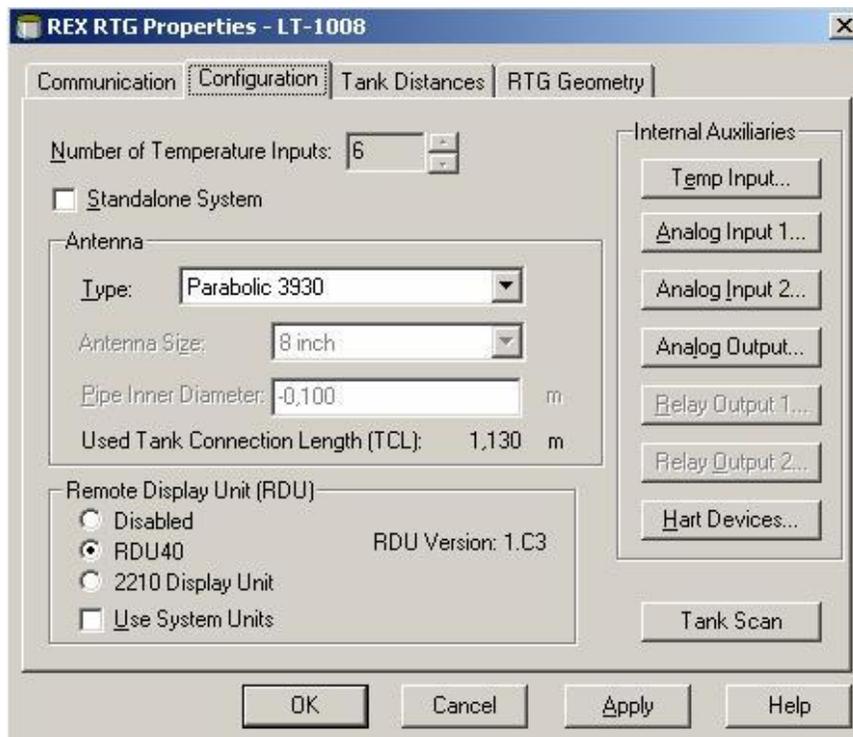


Figura 5.16. Pantalla de configuración de un RTG

La pantalla de la Figura 5.16 es de la configuración del RTG, en donde se coloca el tipo de antena a ser utilizado, el tipo de display de campo y el número de sensores de temperatura. Presionando los botones del extremo derecho se ingresa a nuevas pantallas para configurar las entradas analógicas del transmisor de presión y de nivel de agua, también se ingresa para configurar las entradas de temperatura, y a la altura que están ubicados los sensores de temperatura.

En la Figura 5.17 se muestran las distancias del tanque, que deberán ser tomadas al momento de instalar el radar en el tanque, estas distancias se definen a continuación como se muestran en la Figura 5.18:

- **Altura de Referencia del Tanque (R):** Es la altura desde el punto de medición manual del Tanque (Punto de Referencia del Tanque) hasta el Nivel cero (Dipping Datum Point) situado cerca del fondo del tanque o en el fondo del tanque.

- La Distancia de Referencia del RTG (G): Es la distancia desde el Punto de Referencia del Tanque hasta el Punto de Referencia del RTG, situado en la superficie superior de la brida o en la cubierta de la boca de acceso sobre la que esta instalado el medidor.
- La Distancia del Nivel Mínimo (C): Normalmente (C) es igual a cero, en donde la distancia C se define como la distancia desde el nivel mínimo de la superficie del producto (fondo del tanque) hasta el nivel cero (Dipping Datum Point). Cuando se establece una distancia C, aumenta la amplitud de medición en el fondo del tanque, esto implica también que los niveles inferiores al Nivel cero (Dipping Datum Plate) aparecerán indicados como valores negativos.

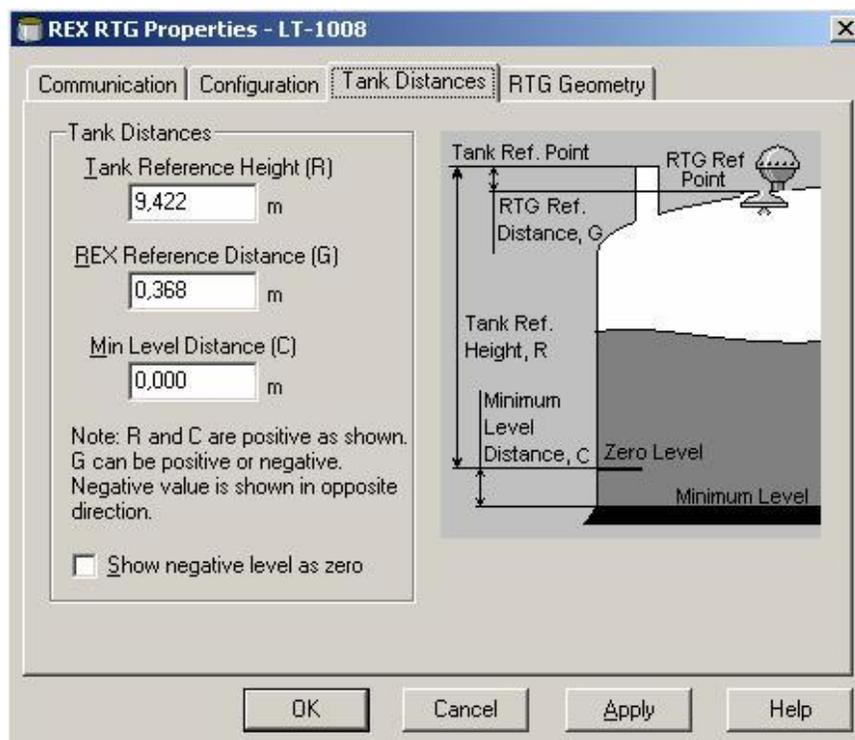


Figura 5.17. Pantalla de configuración de un RTG

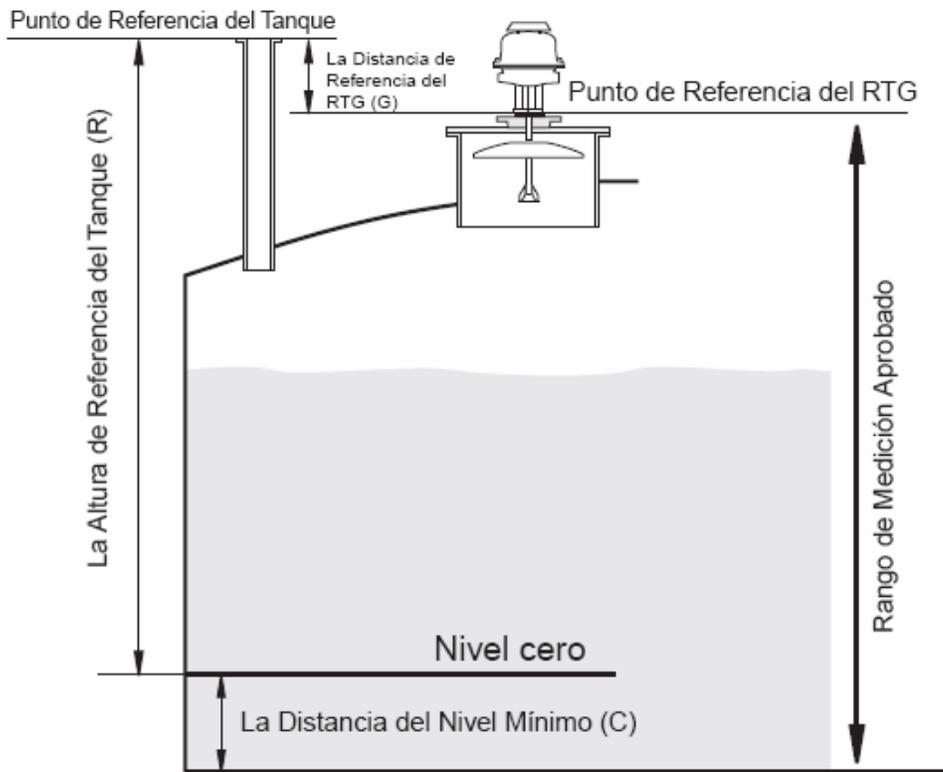


Figura 5.18. Distancias del tanque

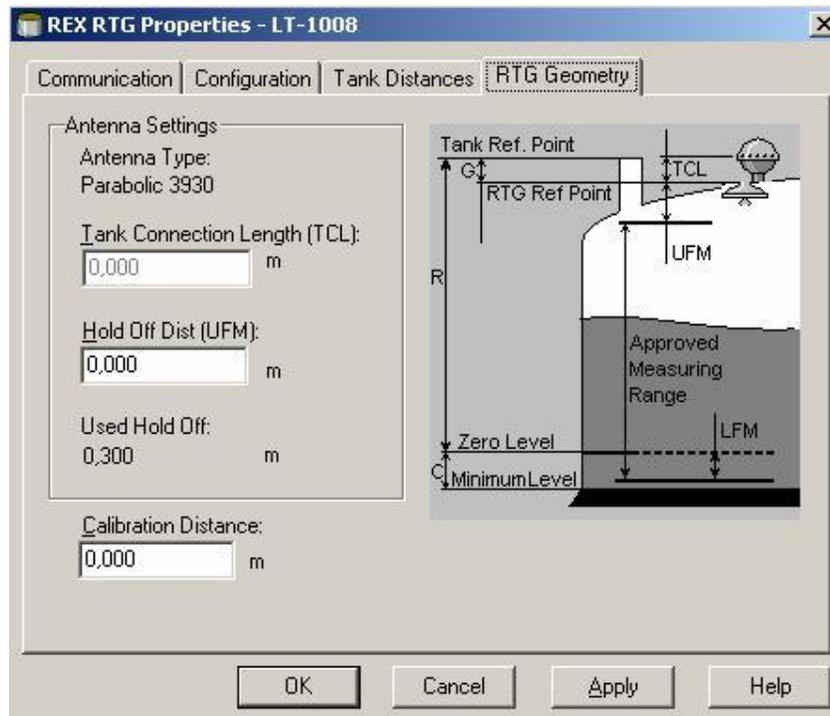


Figura 5.19. Pantalla de configuración de un RTG

En la pantalla mostrada en la Figura 5.19 se configuran las distancias del RTG, siendo el primer valor TCL predeterminado de acuerdo a la antena, y los otros no se colocan para poder utilizar los valores predeterminados, porque estos valores son de los filtros de la microonda de la antena y no es necesario poner nuevos valores.

Al finalizar el proceso de instalación de todos los RTG, se tendrá en el workspace una vista de los RTG instalados como se muestra en la Figura 5.20.

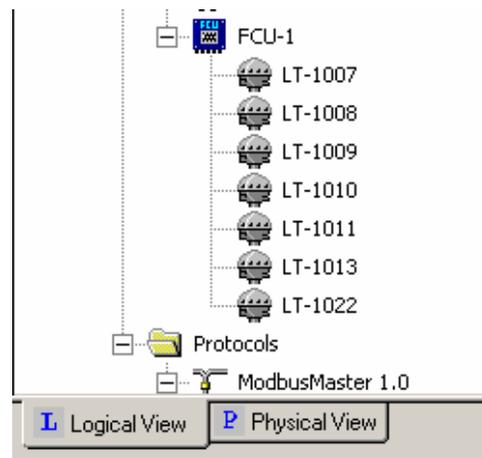


Figura 5.20. Workspace con los RTG instalados

La configuración de todos los RTG y sus datos se muestra en el Anexo D.

5.1.2.5. Instalación y configuración de tanques

La instalación de un tanque incluye los siguientes pasos:

- Elija el tipo de tanque: cilindro, horizontal, esfera o techo flotante
- Establezca una etiqueta para el tanque.
- Seleccione los dispositivos para asociar al tanque
- En la configuración especifique las señales de origen de nivel de agua libre, presión de vapor y presión del líquido.

- En la configuración se decide si desea desconectar la medición automática en alguna variable, y puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar. También, puede especificar una amplitud de valores para cada variable medida.

En la figura 5.21 se escoge el tipo de tanque a ser seleccionado, por lo que para el diseño de los tanques del Terminal El Beaterio solo serán tanques cilíndricos.

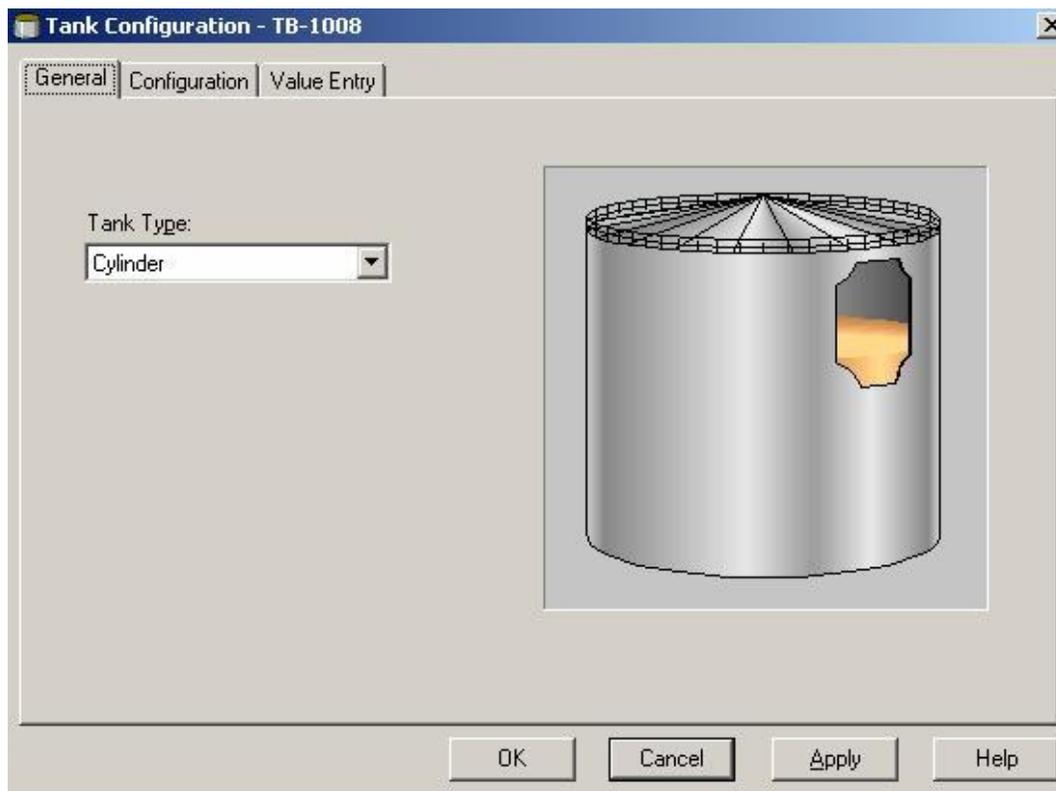


Figura 5.21. Pantalla de configuración de los tanques

Para la configuración se especifican los dispositivos asociados al tanque para nivel de agua y para presión del líquido, esto se muestra en la Figura 5.22, y en la Figura 5.23 se muestra la configuración avanzada de los dispositivos asociados al tanque.

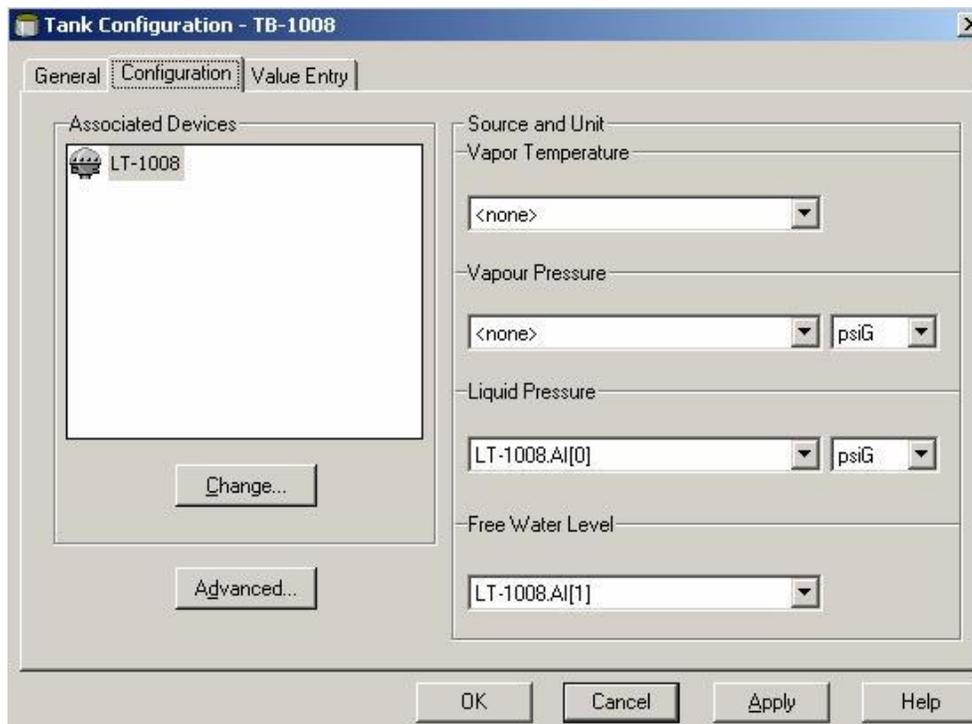


Figura 5.22. Pantalla de configuración de los tanques

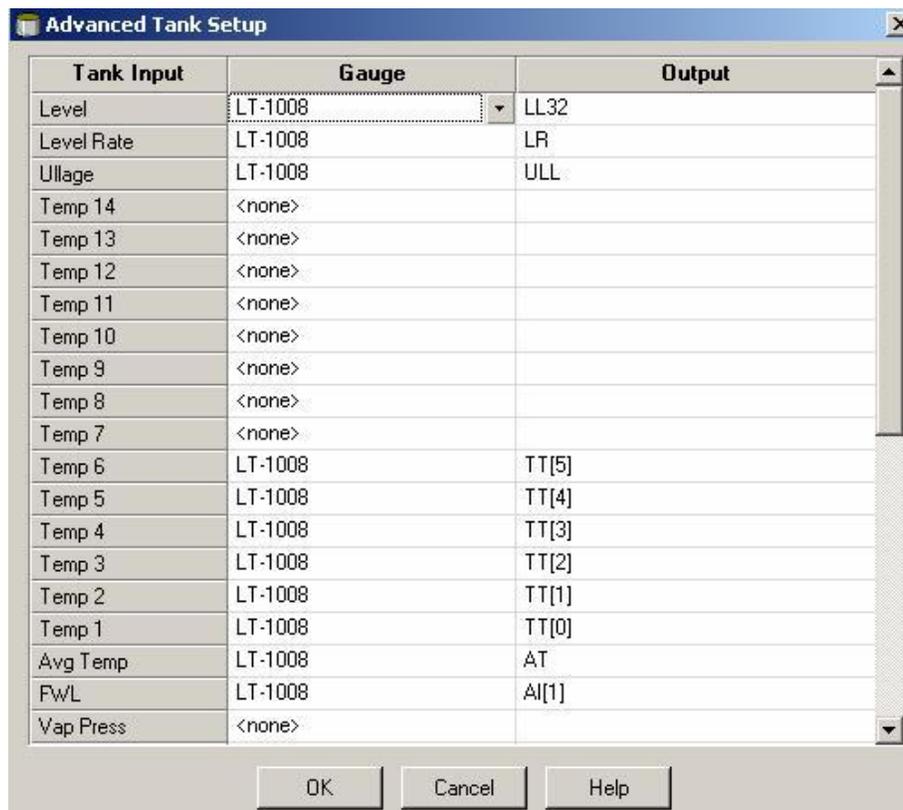


Figura 5.23. Pantalla de configuración de unidades de medición

En la pantalla de la figura 5.24 se muestra el ingreso de valores, donde se decide si se desea desconectar la medición automática en alguna variable, y además se puede especificar un valor manual para que sea utilizado en su lugar, también se coloca el rango de valores para cada variable medida.

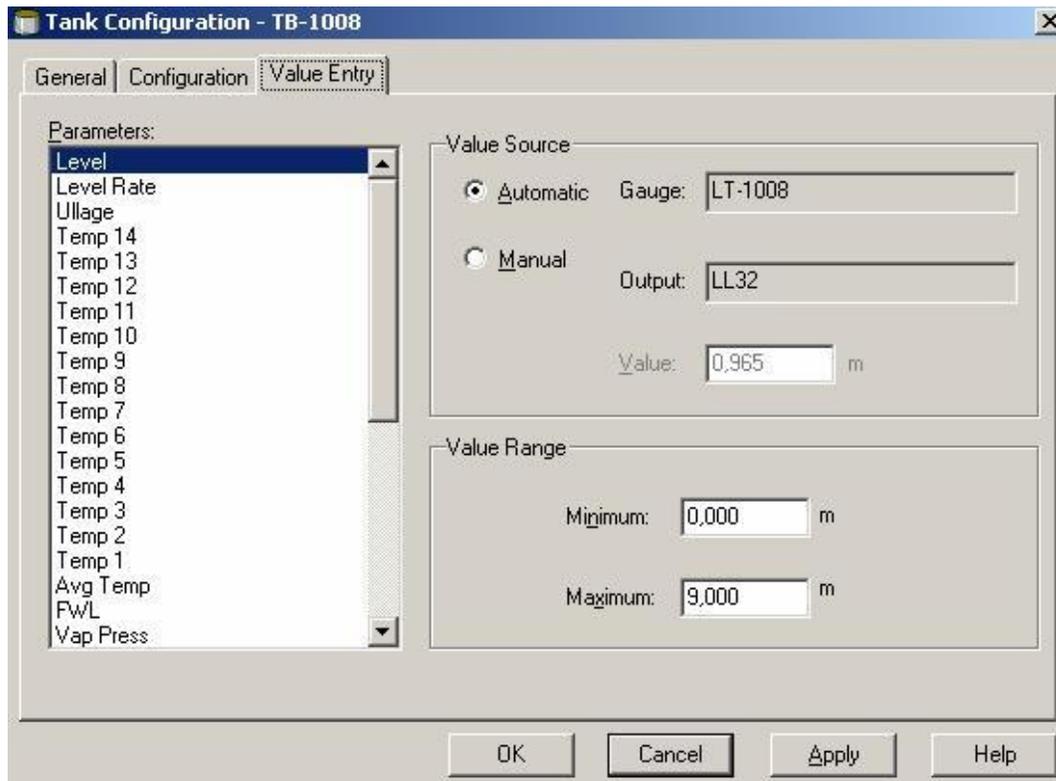


Figura 5.24. Pantalla de configuración de los tanques

Una vez instalados todos los tanques y sus dispositivos asociados se tendrá una vista del workspace como se muestra en la Figura 5.25.

Todas las configuraciones y datos de los tanques instalados y sus dispositivos asociados se encuentran en el anexo D.

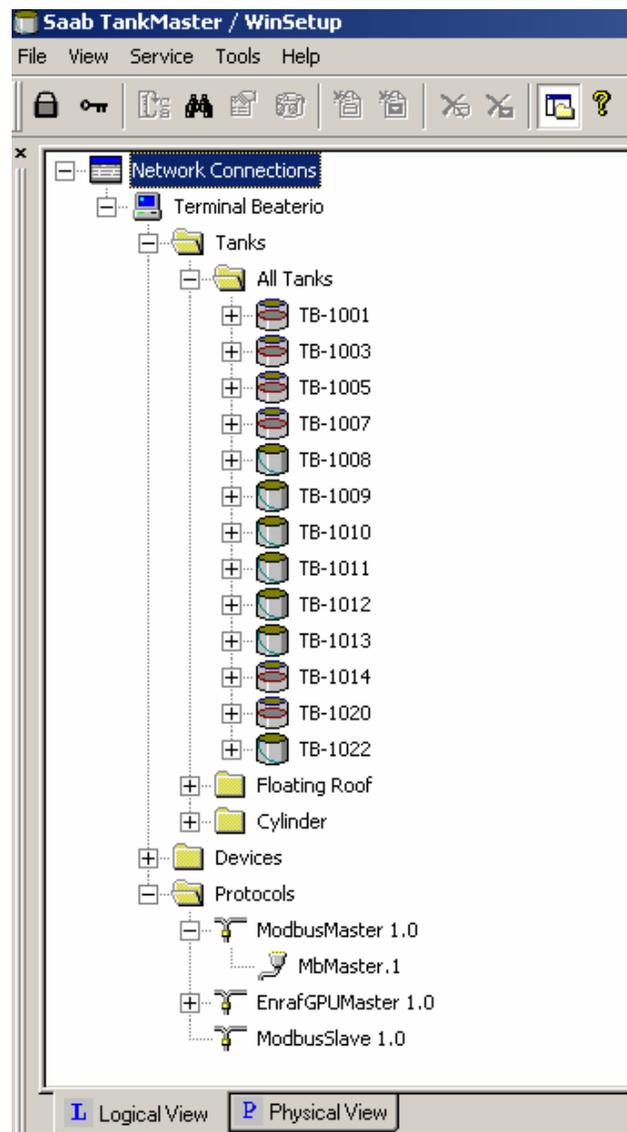


Figura 5.25. Workspace con los tanques instalados

5.1.2.6. Calibración

Ya instalado y configurado todo el sistema será necesario calibrar, para conseguir que los valores medidos por el sistema se encuentren dentro de la precisión que estipula el fabricante, este ajuste debe realizarse una sola vez durante la puesta en servicio final y normalmente no es necesario repetirlo a menos que cambien las condiciones del tanque. Esto se lo realiza haciendo un seguimiento de la medición de los tanques por medio de mediciones manuales del nivel de los tanques, en condiciones de nivel bajo, medio y alto. De esta manera se tendrá el comportamiento del tanque, y estos datos se ingresarán en la parte

de calibración del tanque. Otro parámetro que puede ser variado de acuerdo a la instalación será la Longitud de Conexión del Tanque (TCL), y el valor de calibración que esta en las propiedades del RTG.

5.2. INTERFAZ ENTRE SOFTWARE TANK MASTER Y EL SOFTWARE IN TOUCH

La interfaz usada para transmitir los datos desde el software de Saab hacia el programa IN TOUCH es OPC. OPC, es conectividad abierta vía estándares abiertos para la automatización industrial y los diferentes sistemas de la empresa. OPC asegura su continuidad creando nuevos estándares según las necesidades y adapta estándares existentes para utilizar nueva tecnología.

En 1994 un grupo de vendedores que representaban un amplio espectro de disciplinas del sector industrial formó lo que ahora se conoce como la fundación de OPC. La fundación de OPC se impuso la meta de desarrollar una sola especificación cliente servidor, que cada marca desarrolle su propio software y se pueda compartir datos de una manera rápida, robusta, y se eliminen los esquemas propietarios. Con la adopción de la tecnología OPC, una marca puede centrar sus esfuerzos casi exclusivamente al desarrollo de la interfaz de usuario propia, y realizar el resto de interfaces por medio de OPC.

Tanto el software de Saab Rosemount así como el IN TOUCH permiten la utilización de la tecnología OPC para configurar estas variables y obtener los datos deseados. La configuración se hace desde el servidor que posee el programa IN TOUCH llamado OPC Link, y una vez ahí se ingresa en el menú *Configure* y luego en *Topic definition*, a continuación se desplegará una pantalla que se muestra en la Figura 5.26, en donde se ingresan los siguientes datos:

- Topic Name: el nombre de la variable
- Node Name: el nombre del host de ser necesario

- OPC Server Name: para este caso seria SaabTank Radar.TankServer1. El nombre del servidor OPC lo determina el fabricante Saab Rosemount.
- OPC Path: el nombre de la variable utilizado en el software de Saab.

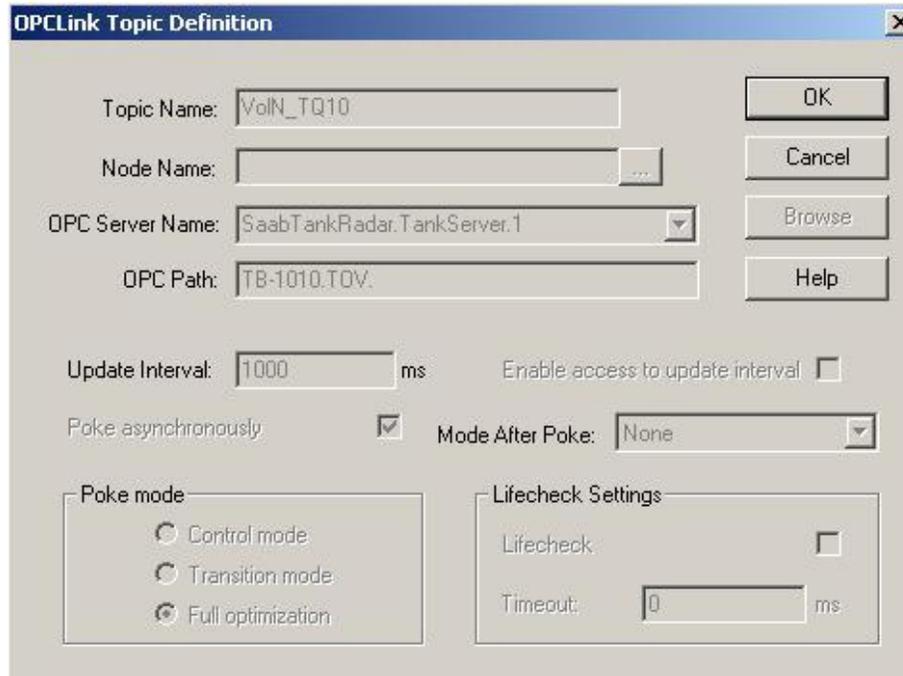


Figura 5.26. Pantalla de configuración del OPCLINK

Una vez realizados los *Topic Definition* (la configuración de las variables desde OPC a Saab Tankmaster) configurados para cada uno de los datos que se va a desde el software de Saab, ahora se configurará estos datos para el programa IN TOUCH. En el menú *Special*, se selecciona la opción *Access name* y se despliega la pantalla que se muestra en la Figura 5.27 donde se ingresa los datos:

- Access: el nombre del acceso a utilizar en In Touch
- Node Name: nombre del host
- Application Name: para este caso OPCLINK
- Topic Name: el nombre que se dio en el OPCLink a la variable

- El protocolo a usar que es SuiteLink. SuiteLink es un protocolo propio de Intouch que es una variable de DDE pero adaptado a las necesidades de Wonderware.

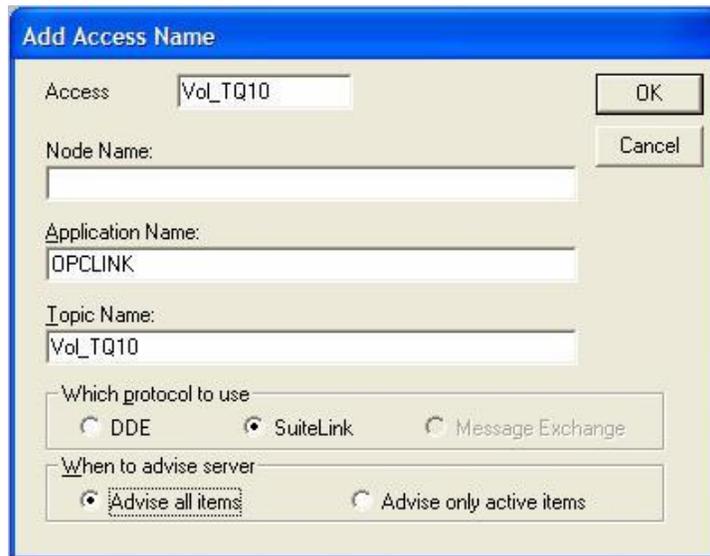


Figura 5.27. Pantalla de configuración de los access name

Ya realizado este paso se ingresa a crear un nuevo tag y se colocan los *Access Name* hechos, como se muestra en la Figura 5.28. Este tag deberá ser de tipo I/O Real y solo de lectura.

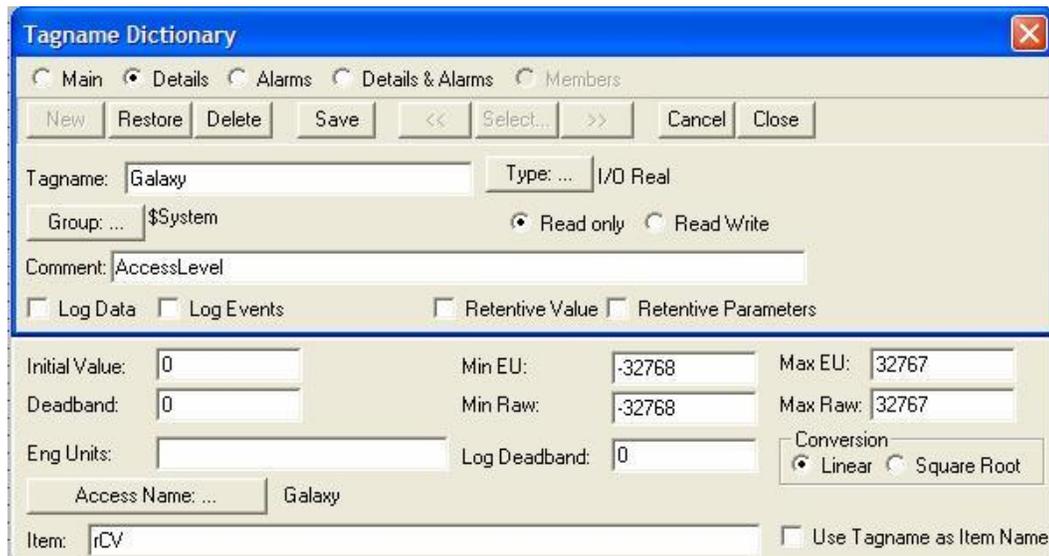


Figura 5.28. Pantalla de configuración de los access name

5.3. DESARROLLO DE LA INTERFAZ DE VISUALIZACION

El desarrollo de la interfaz de visualización, monitoreo de datos y alarmas se lo realiza en el programa IN TOUCH.

5.3.1. Programación en IN TOUCH

Para la realización de la programación en el software IN TOUCH el primer paso es la creación de los respectivos TAGS, que son las variables a utilizar, y desde el diccionario de tagnames se define los tagnames y sus características. Existen diversos tipos de tagnames según su función o características, y pueden ser:

- Memory son los tags internos de In Touch
- I/O: Registros de enlace con otros programas. Son las variables físicas del sistema.
- INDIREC: tags de tipo indirecto
- Group Var: tags de los grupos de alarmas
- HISTREND: tag asociado a los gráficos históricos
- TagID: información acerca de los tags que están siendo visualizados en una gráfica histórica

De los tres primeros tipos pueden ser:

- Discrete tienen valores de 0 o 1
- Integer tagname de 32 bits con signo su valor va desde -2.147.483.648 hasta 2.147.483.647
- Real es un flotante va entre $\pm 3.4e38$
- Message tagname alfanumérico de hasta 131 caracteres de longitud

Una vez creados los tags se procederá a la programación de cada una de las respectivas pantallas, se muestra la pantalla principal en la Figura 5.29, esta pantalla es la de ingreso al programa en la que se ingresa un nombre de usuario y una clave, el nivel de acceso se dará acorde al usuario.



Figura 5.29. Pantalla principal de la aplicación de In Touch

El primer paso es crear la pantalla en donde se colocan los elementos a programar como la llave de encendido y apagado, luego los botones para ingreso de usuario y clave. La configuración de los usuarios se realiza desde el menú *Special\Security\Configure Users*, y a continuación se desplegará la pantalla de la Figura 5.30, en donde se creará el usuario y su nivel de acceso, que tendrá un valor de entre 1 y 9999 siendo 9999 el que utilizará el administrador del sistema.



Figura 5.30. Pantalla de configuración de usuarios

Una vez ingresado un usuario al programa tendrá los derechos acorde a su nivel de acceso, de esta manera se restringe el acceso a la información. Al estar inactiva la pantalla por más de diez minutos el usuario se desactiva y vuelve a la pantalla inicial para que obligatoriamente se ingrese el usuario y la clave.

Todas las pantalla tienen el mismo encabezado y pie de página, estas dos pantalla de la parte superior e inferior siempre estarán activas. El encabezado muestra fecha, hora, una reseña de alarmas y el usuario que se encuentra actualmente utilizando la aplicación.

El menú inferior posee varios botones como:

- Acceso: La pantalla de ingreso de usuario y clave
- Ir a: Es un menú en el que se muestran las pantallas a las que se pueden ingresar
- Operación: Este botón activará una pantalla de operación de la planta
- Parada de Emergencia: Este botón se lo utilizará para detener toda la operación de las islas de despacho en un momento crítico
- Nivel de Tanques: En esta ventana se observará todos los tanques del terminal y sus niveles respectivamente
- Alarmas: Esta ventana nos muestra las alarmas de los tanques, bombas y válvulas
- Calculadora: Abre la calculadora de Windows
- By Pass Válvulas: Abre una pantalla de configuración de válvulas

En la Figura 5.31 se muestra la pantalla Ir a que permite dirigirse a las diferentes pantallas de la aplicación como son: Acceso, Niveles, Históricos, Operación y Configuración.

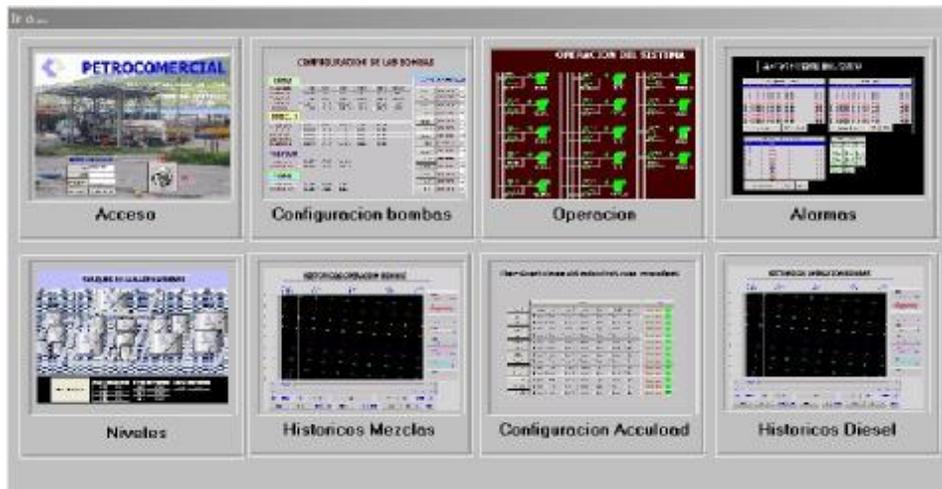


Figura 5.31. Pantalla Ir a

La pantalla de Niveles en la figura 5.32 muestra la ubicación de los respectivos tanques del Beaterio y en la parte inferior indica los niveles de producto. Si estos niveles están intermitentes en color rojo significa que la comunicación tiene una falla y se deberá verificar la misma. El botón Actualizar reinicia las comunicaciones, demora unos pocos segundos y coloca los valores actuales de los niveles. Además se configuró el programa In Touch para que actualice los datos cada 100 milisegundos tiempo suficiente por ser un proceso lento.

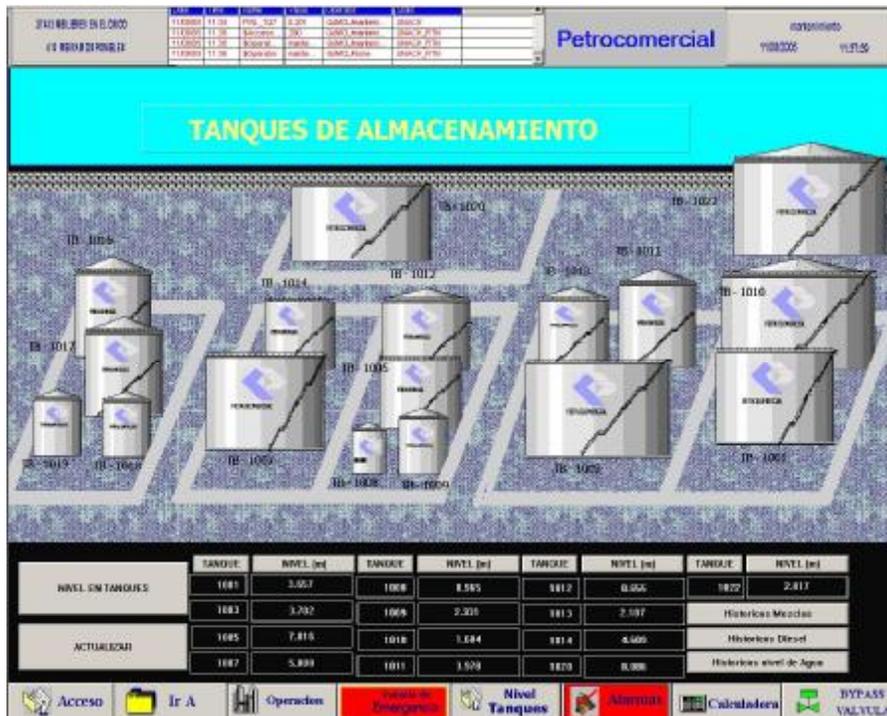


Figura 5.32. Pantalla de los Niveles de los Tanques

Cada tanque que se encuentra en la parte superior al dar un clic se ingresará a una pantalla de datos más específicos del tanque esta pantalla se muestra en la Figura 5.33.

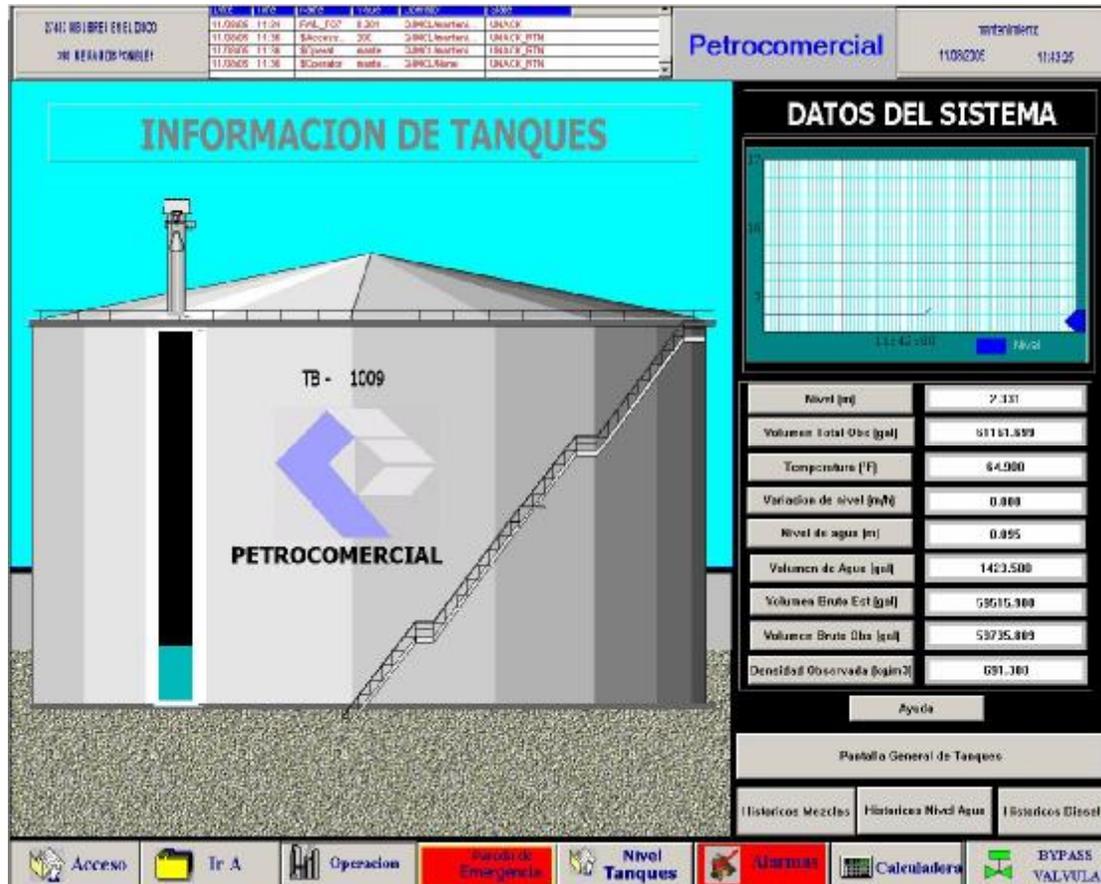


Figura 5.33. Pantalla de los datos de cada tanque

La pantalla de los datos específicos de cada tanque es una pantalla única para todos los tanques, que al momento de presionar en el tanque (de la pantalla general de los tanques) envía la información que debe indicar del respectivo tanque. Estas variables se llaman indirectas ya que son variables generales que toman valores asignados al momento de abrir una ventana, de esta manera se optimizan recursos porque no es necesario crear una pantalla por cada tanque sino que la misma pantalla se acopla para los distintos tanques. Si los datos están en intermitencia indica que los datos mostrados en la pantalla son erróneos, esto se consigue aumentando al nombre de la variable la extensión .Quality que indica si la comunicación de la variable es correcta.

La pantalla muestra los datos del tanque como:

- Nivel: Muestra el valor de nivel en metros de combustible en el tanque.
- Volumen Total Observado: Es el volumen de líquido mas el volumen de agua libre en el tanque.
- Temperatura: Es la temperatura promedio de los sensores inmersos en el combustible.
- Variación de Nivel: La velocidad con la que ingresa o sale el combustible del tanque.
- Nivel de Agua: El nivel en metros de agua libre en el tanque.
- Volumen de Agua: Muestra el volumen calculado acorde al nivel de agua.
- Volumen Bruto Estándar: Es el volumen de combustible sin nivel de agua libre pero corregido a 60 °API.
- Volumen Bruto Observado: Es el volumen de combustible excluyendo el nivel de agua.
- Densidad Observada: Es la densidad calculada a partir del dato de presión del tanque.

En la parte inferior derecha de la pantalla 5.33 se encuentran tres botones de acceso a los registros históricos de los datos de los tanques. Las pantallas de los históricos son:

- Históricos de Diesel: Esta pantalla muestra los valores guardados de los tanques de combustible que tienen diesel, esta pantalla se muestra en la Figura 5.34.
- Históricos de Mezclas: Aquí se muestran el resto de tanques del Terminal.
- Históricos de Nivel de Agua: Muestra los movimientos en los niveles de agua de los tanques y se muestra en la Figura 5.35.

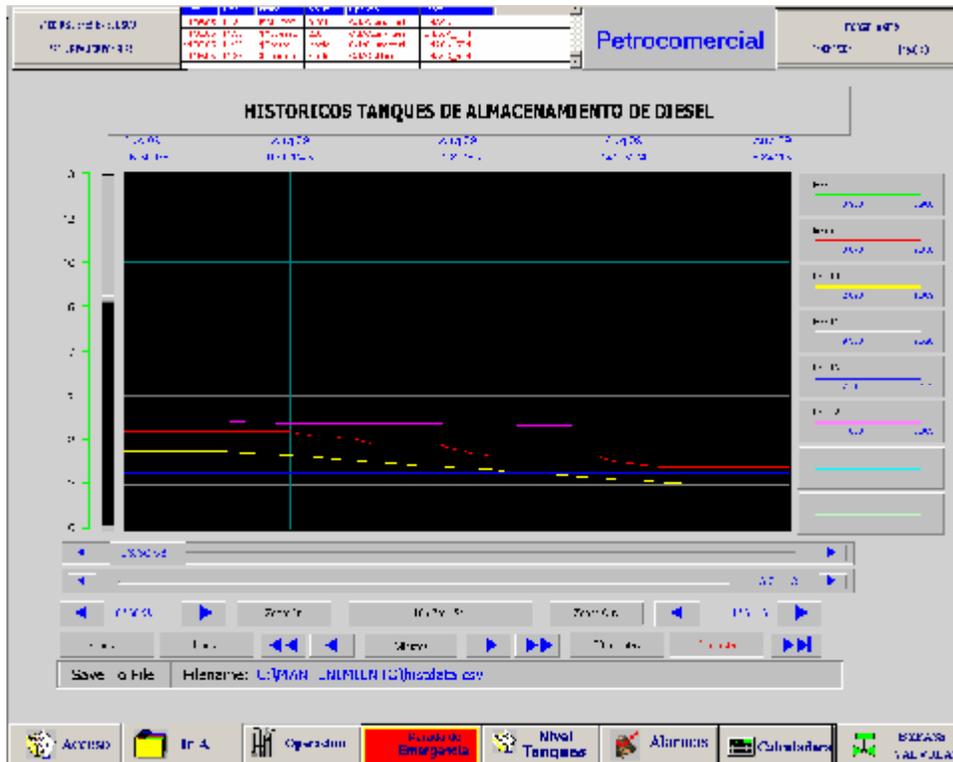


Figura 5.34. Pantalla de los históricos de los tanques

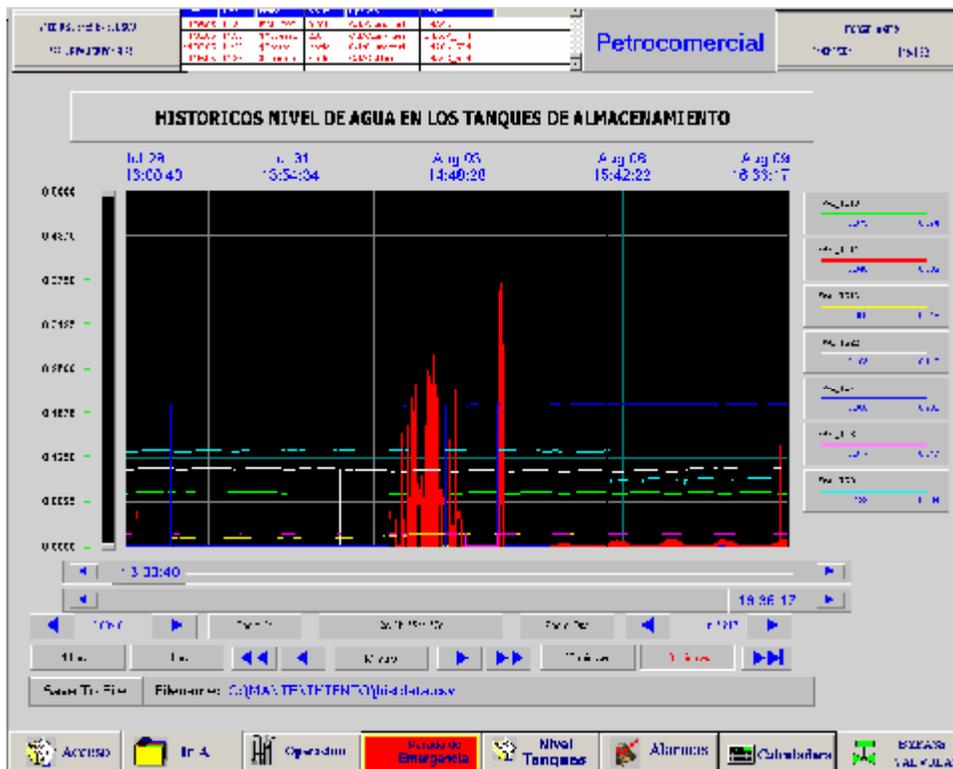


Figura 5.35. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

En la pantalla de datos específicos de los tanques se encuentra un botón de ayuda que muestra una pantalla como se indica en la Figura 5.36. En este se encuentran los conceptos de los diferentes tipos de volúmenes que muestra esta pantalla, y en la pantalla del tanque hay un botón que retorna a la pantalla general de tanques, en donde se puede elegir un nuevo tanque.

Volumen Total Observado	Volumen total con sedimentos e incluido nivel de agua libre.	
Volumen Bruto Observado	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre.	Cerrar
Volumen Bruto Estandar	Volumen total con sedimentos sin nivel de agua libre a temperatura estandar.	

Figura 5.36. Pantalla de ayuda

La Figura 5.37 muestra la pantalla de las alarmas de toda la aplicación, indicando el tipo de alarma, la hora en que sucedió, la fecha, el operador y su estado.

The screenshot displays the 'ALARMAS PRESENTES EN EL SISTEMA' (Active Alarms in the System) interface. At the top, there is a header with 'Petrocomercial' and user information 'NEWY FAW' and 'OFFICE'. Below the header, the main area is divided into several sections:

- ACTIVACIONES:** A table with columns for 'Hora', 'Usuario', 'Tipo', 'Estado', 'Operador', and 'Fecha'. It shows a list of activation records.
- TANQUES DE ALARMA PRESENTE:** A table with columns for 'Tanque', 'Hora', 'Fecha', 'Tipo', 'Estado', 'Operador', and 'Fecha'. It lists tanks with active alarms.
- Botones de Control:** 'Reconstruir datos', 'PREV', and 'SIGUI' buttons are present below the activation and alarm tables.
- ESTADOS DE ALARMA:** A grid showing the status of various pumps and tanks, such as 'COMB-1', 'BOMBA-1', 'BOMBA-2', etc., with green indicators for active status.
- Footer:** A navigation bar with icons for 'ACCESO', 'I/A', 'Operación', 'Estado Emergencia', 'Nivel Tanques', 'Alarmas', 'Calculadora', and 'EXFAS CALIFICAS'.

Figura 5.37. Pantalla de alarmas

Para configurar estas alarmas es necesario que se coloque los datos de nivel alto y bajo, además su respectiva prioridad para cada tag, de esta manera cada variable tendrá sus respectivas alarmas, esto se muestra en la Figura 5.38. La prioridad mas alta es igual a 1 y la mas baja será igual a 999, y se tienen alarmas HIHI, HI, LO y LOLO.

The screenshot shows the 'Tagname Dictionary' window with the following configuration details:

- Tagname:** Galaxy
- Type:** I/O Real
- Group:** \$System
- Access:** Read only
- Comment:** AccessLevel
- Initial Value:** 0
- Deadband:** 0
- Min EU:** -32768
- Max EU:** 32767
- Min Raw:** -32768
- Max Raw:** 32767
- Log Deadband:** 0
- Conversion:** Linear
- Access Name:** Galaxy
- Item:** rCV
- ACK Model:** Condition
- Alarm Comment:** (empty)

Alarm Type	Alarm Value	Priority	Alarm Inhibitor	Value Deadband
<input checked="" type="checkbox"/> LoLo	0.35	1		
<input checked="" type="checkbox"/> Low	0.50	100		
<input checked="" type="checkbox"/> High	19.50	999		0
<input checked="" type="checkbox"/> HiHi	20	1		

Additional alarm settings:

- Minor Deviation:** 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Major Deviation:** 0, Target: 0, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty), Deviation Deadband %: 0
- Rate of Change:** 0, % per: Sec, Min, Hr, Priority: 1, Alarm Inhibitor: (empty)

Figura 5.38. Configuración de las alarmas de los tags

Las alarmas que se utiliza para los tanques son:

- Alarmas de Nivel de combustible: Estos niveles se toman de los valores operativos máximos de los tanques para los valores HIHI y LOLO, mientras que para HI y LO se coloca un rango preventivo para que no sobrepase el llenado, ni baje más del nivel operativo. Esta alarma es la más crítica ya que se podría tener un derramamiento de combustible si se supera el nivel superior, y si se baja del valor mínimo se estará bombeando sedimentos o la presión que se ejercería en el tanque al no tener combustible sería peligrosa.

- Alarmas de Nivel de Agua: No es tan crítica pero si importante porque se debe drenar el agua al existir un valor muy alto.
- Alarma de temperatura: Esta alarma indica un mal funcionamiento en el tanque, por ejemplo al tener excesiva presión subirá la temperatura, además se verificará que el combustible no suba mucho la temperatura como sería en el caso de estar incendiándose el tanque.

CAPÍTULO 6

PRUEBAS Y RESULTADOS

6.1. PRUEBAS

Las pruebas realizadas en el sistema de supervisión de los tanques fueron las siguientes:

- **Pruebas de configuración:** Estas pruebas indican si todos los elementos funcionan de forma adecuada individualmente y en conjunto, si los datos son obtenidos del campo y si cada una de las configuraciones son correctas
- **Pruebas de programación:** Estas pruebas son de corrida de la interfaz en IN TOUCH para verificar el funcionamiento de la aplicación
- **Pruebas de operación:** Se realizan en campo y tienen como propósito comprobar que los datos medidos por los instrumentos instalados cumplan con la precisión requerida.

6.1.1. PRUEBAS DE CONFIGURACIÓN

La configuración del sistema de radares se comprobó al momento de la instalación de cada uno de los elementos del sistema en el programa de Saab Rosemount, porque éste programa permite su instalación previa verificación de la comunicación con cada uno de los elementos. Además, no permite configurar

ningún elemento que no esta conectado y funcionando. Los elementos se comprobaron en el siguiente orden:

- La FCU: Su comunicación con la PC y su comunicación con los cinco RTG de los respectivos tanques.
- Los RTG: Su comunicación con la FCU y cada uno de los elementos que conforman el sistema de medición de nivel como: display, sensor de presión, sensor de nivel de agua, sensores de temperatura y la antena del radar.
- Los tanques: Se asocia al tanque con su respectivo RTG y se verifica los datos propios del tanque.

La comprobación de una configuración exitosa será la obtención de todos los datos de los tanques, esto se observa en el programa WinOpi.

6.1.2. PRUEBAS DE PROGRAMACIÓN

A la aplicación desarrollada en IN TOUCH se realizaron pruebas de corrida verificando su funcionamiento y la adquisición de los datos de los tanques, comprobando pantalla por pantalla el ingreso, salida y visualización de los datos. Se comprobó también el funcionamiento de las respectivas alarmas.

6.1.3. PRUEBAS DE OPERACIÓN

Las pruebas de operación son mediciones realizadas en campo con el fin de comprobar la precisión de los instrumentos y comparar los valores obtenidos por los radares con los de aforamiento manual. Las mediciones se realizaron para el nivel del combustible y para el nivel de agua, y para la temperatura y presión no se realizaron mediciones de campo por venir los instrumentos con un certificado de calibración de fábrica que garantiza la precisión en la medición de las variables respectivas.

6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De las pruebas realizadas se obtuvo los siguientes resultados:

6.2.1. RESULTADOS DE CONFIGURACIÓN

El resultado de la instalación y configuración fue óptimo, lo que se puede verificar en el programa WinOpi al momento de visualizar todos los datos de los radares. También se comprobó los datos de cada tanque y se verificó los datos calculados por el programa, lo que determina que la configuración fue satisfactoria; ya que los datos al ser mostrados quiere decir que la FCU, los RTG y los tanques funcionan tanto individualmente como en conjunto.

6.2.2. RESULTADOS DE PROGRAMACIÓN

Al realizar las corridas de la aplicación se comprobó que las pantallas funcionan correctamente y se analizaron cada una de estas pantallas.



Figura 6.1. Pantalla de los Niveles de los Tanques

La Figura 6.1 indica la pantalla general de los tanques que esta funcionando correctamente, mostrando los valores de los niveles de combustible y cada uno

de los botones muestra la pantalla deseada, además al presionar sobre cada tanque desplegará una pantalla con los datos del tanque presionado, como se muestra en la Figura 6.2. Esta pantalla muestra todos los datos correctamente y cada botón lleva a la pantalla deseada.

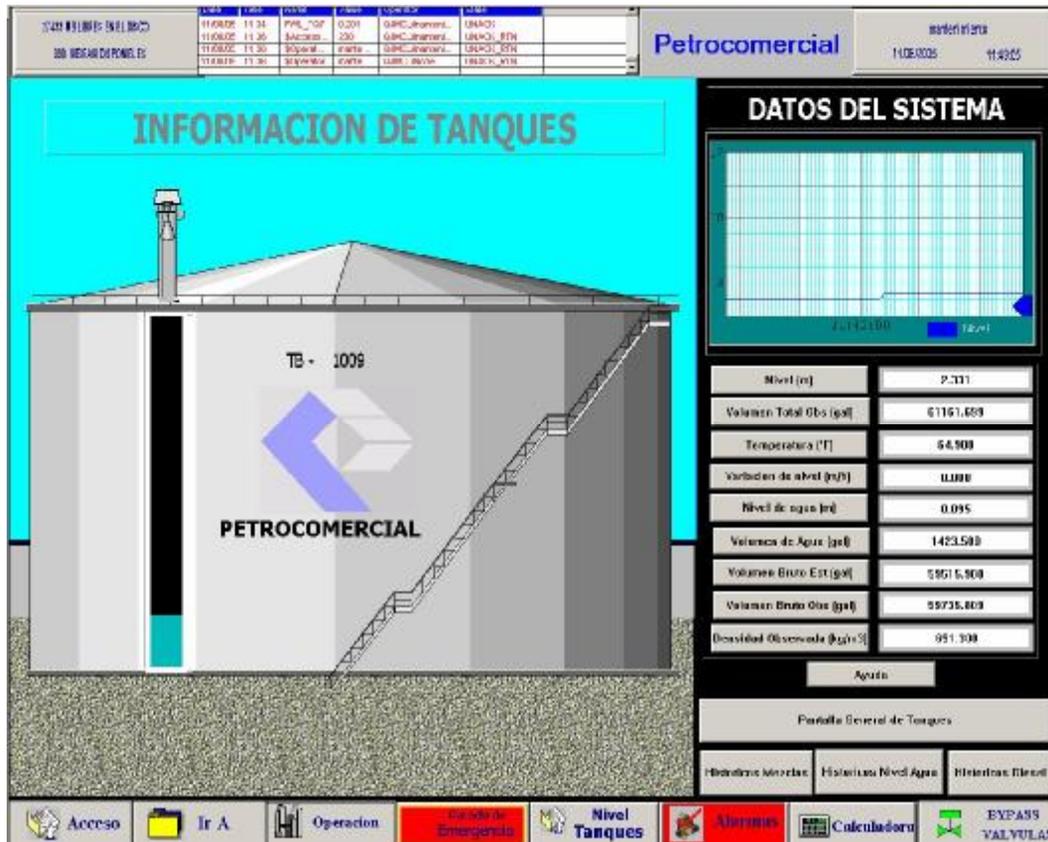


Figura 6.2. Pantalla de los datos de cada tanque

En las Figuras 6.3 y 6.4 se presentan las pantallas de los datos históricos que funcionan correctamente, estos datos corresponden al nivel de combustible, nivel de agua de cada uno de los tanques, y cada una de las herramientas de visualización.

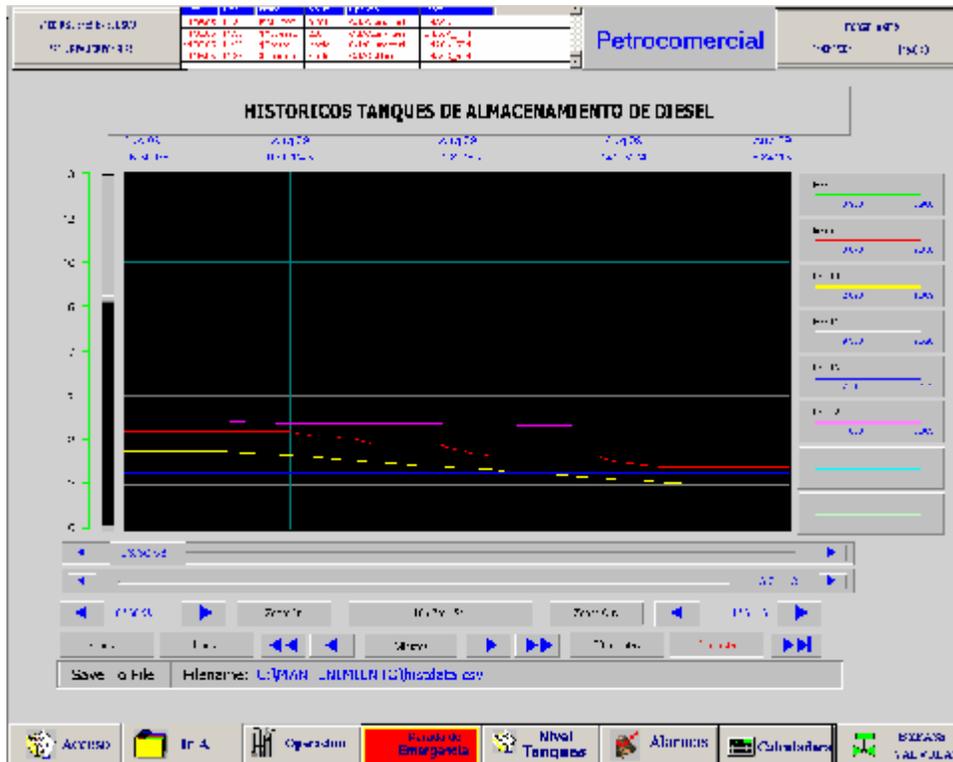


Figura 6.3. Pantalla de los históricos de los tanques

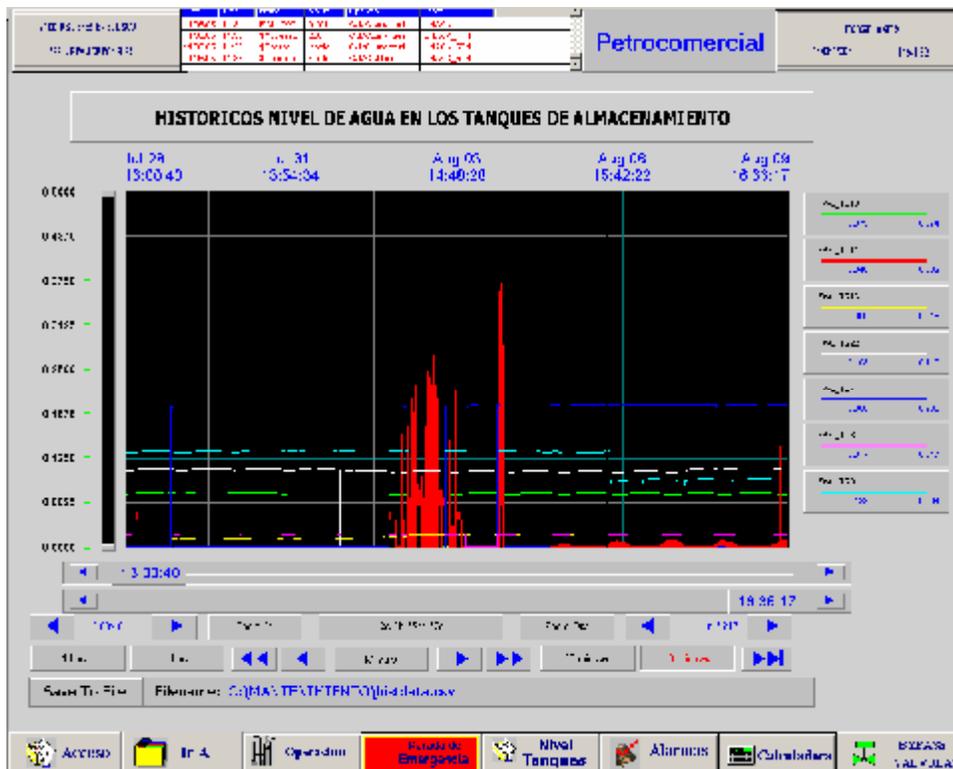


Figura 6.4. Pantalla de los históricos de nivel de agua de los tanques

La pantalla de las alarmas mostrada en la Figura 6.5 funciona correctamente, en la cual se muestra a detalle cada una de las posibles alarmas que puedan existir, y se comprobó que estas se encuentren dentro de los parámetros deseados.



Figura 6.5. Pantalla de las alarmas

En consecuencia cada una de las pantallas funciona bien e interactúan correctamente entre ellas, mostrando correctamente los datos adquiridos desde el campo en tiempo real, teniéndose un resultado final satisfactorio de todo el sistema.

6.2.3. RESULTADOS DE OPERACIÓN

Para realizar estas pruebas se tomaron mediciones manuales de nivel del combustible, para luego comparar los resultados con los obtenidos por el radar. Para obtener estas mediciones es necesario que el tanque se encuentre en reposo, y se debe tomar varios datos de tal forma de tener valores en nivel bajo, medio y alto.

Los datos de nivel de volumen obtenidos del aforamiento manual para cada uno de los tanques se muestran en la Tabla 6.1, para los tanques TB-1008, TB-1009, TB-1010, TB-1011 y TB-1013. Una vez obtenidos estos valores se analizan para realizar cambios en el offset del nivel de los tanques y para ingresar datos para la calibración. La razón para mover el offset de nivel es porque las alturas colocadas en la configuración son medidas y pueden tener errores. La calibración se hace ingresando en el software de configuración tres valores de aforo, que cumplan con un valor en nivel bajo, medio y alto.

Tabla 6.1. Comparación de los valores de medición de Nivel

TANQUE TQ-1007 [mm]			TANQUE TQ-1008 [mm]			TANQUE TQ-1009 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
2441	2440	-1	939	938	-1	484	484	0
3636	3635	-1	943	942	-1	1323	1323	0
3983	3982	-1	953	952	-1	1951	1950	-1
3987	3986	-1	957	955	-2	3788	3787	-1
4042	4042	0				3921	3920	-1
4047	4046	-1						
4481	4479	-2						
TANQUE TQ-1010 [mm]			TANQUE TQ-1011 [mm]			TANQUE TQ-1013 [mm]		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
414	415	1	1969	1971	2	449	450	1
555	555	0	2548	2550	2	610	610	0
911	913	2	4038	4038	0	813	814	1
1558	1559	1	4421	4422	1	2689	2690	1
1888	1888	0	4777	4778	1	10392	10389	-3
4124	4126	2	6680	6681	1	10399	10398	-1

En las tablas 6.2 se observa que las diferencias de los niveles medidos y del radar oscilan de 1 a 3 milímetros, teniéndose un valor de precisión aceptable para

todos los tanques. Tomando en cuenta que algunos tanques todavía se debe tomar más datos.

Para el nivel de agua se procede de la misma manera que para el nivel del combustible, tomando mediciones manuales y comparando con las del radar se corregirá el valor del offset. Obteniéndose valores precisos para unos tanques y en otros debiendo tomar más datos para calibrar. En las Tabla 6.2 se muestran los valores del nivel de agua.

Tabla 6.2. Comparación de los valores de medición de Nivel de Agua

TANQUE TQ-1007			TANQUE TQ-1008			TANQUE TQ-1009		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
195	198	3	20	25	5	136	123	-13
TANQUE TQ-1010			TANQUE TQ-1011			TANQUE TQ-1013		
RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA	RADAR	MEDIDO	DIFERENCIA
79	68	-11	65	57	-8	53	60	7

En el caso de los sensores de temperatura y presión no es necesario calibración por poseer certificación de fábrica que garantiza su precisión. Se comprobó sin embargo que el promedio de temperatura sea obtenido solo de los sensores que se encuentran dentro del combustible, porque la variación de temperatura entre los que se encuentran sumergidos y los que no, afectaría al promedio provocando errores en los cálculos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- EL presente proyecto a cumplido con el objetivo general planteado, y los resultados obtenidos en el mismo cuentan con la aprobación del personal técnico del Terminal El Beaterio de Petrocomercial.
- A más de realizar la simulación del Proyecto, se realizó la implementación del sistema de medición de nivel, porque se contaba con todos los equipos para la ejecución del Proyecto. La ejecución y puesta en marcha del Proyecto es importante porque existen detalles que únicamente en la implementación se presentan, y que deben ser solucionados a fin que el sistema funcione acorde a los requerimientos del cliente, en este caso Petrocomercial.
- Para el presente Proyecto se consideró que la precisión de los equipos este dentro de los requerimientos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que especifica un rango de ± 3 milímetros para los sistemas de medición de nivel, que está regulado para la República del Ecuador. A pesar que la precisión del sistema de medición de nivel tipo radar marca Saab es de 0.5mm, pero bajo condiciones de laboratorio a temperatura y presión controladas.

- Las instalaciones eléctricas fueron diseñadas conforme con las recomendaciones del NEC (National Electric Code), que son las base para la norma NFPA-30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, la cual es la Norma que Petrocomercial exige para las instalaciones eléctricas en áreas clasificadas.
- De las pruebas realizadas se obtuvieron resultados satisfactorios tanto en la configuración de los equipos, como en la programación de las pantallas de la interfaz HMI, y todos los valores de las variables así como los datos calculados a partir de ellos, se presentan de forma correcta en cada una de las pantallas.
- Los instrumentos de medida utilizados en la medición de nivel tipo radar vienen con certificados de calibración de fábrica que garantizan su precisión.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la configuración de las unidades de medida utilizadas antes de configurar los sistemas de medición tipo radar.
- Las unidades del transmisor de presión deben estar configuradas en unidades que existan en el software Tankmaster, esto se recomienda porque inicialmente los transmisores de presión estuvieron configurados en pulgadas de agua como unidad de medida, la misma que no existe en el software Tankmaster y que produjo errores en los cálculos de la densidad.
- Las variables del software Intouch que tienen comunicación OPC deben ser configuradas como de solo lectura, porque esto garantiza que no se produzcan errores en los datos adquiridos de los niveles de los tanques. En

algunos momentos se produjeron errores en el envío de datos desde el Tankmaster al Intouch, porque las variables del Intouch fueron configuradas inicialmente como de lectura y escritura.

- Las mediciones de las alturas de los tanques deben realizarse previamente a la configuración de los mismos, esto reducirá el tiempo de configuración y de puesta en marcha de los equipos.
- Se recomienda no guardar los datos de los registros históricos de los tanques en Intouch, porque éste es un software únicamente de visualización y los datos almacenados en este ocuparían demasiado espacio en el disco duro. Por ello, se recomienda ingresar los datos más importantes adquiridos de los sistemas en bases de datos para que sean almacenados y comprimidos.
- Se recomienda que las mediciones de densidad se las realice cuando la altura de producto sea mayor a cuatro metros, porque por sobre esta altura la medición de densidad tiene una mayor precisión.

BIBLIOGRAFÍA

- CREUS SOLE, antonio, *instrumentación industrial*, sexta edición, Alfa Omega, 1998, 775
- MARTÍNEZ SÁNCHEZ, Victoriano Angel, *Automatización Industrial Moderna*, Primera Edición, Alfaomega Primera Edición, 2001.
- RASHID, Muhammad, *Electrónica de Potencia*, Alfa Omega, 2000, 380.
- Normas API, manual of petroleum measurement standards (MPMS)
- Handbook, crouse-hinds code digest, 1999
- Handbook, national electric code, seventeenth edition, 1981, 1124
- Normativa ANSI/ISA-5.1, instrumentation symbols and identification, 1984
- Normas DIN, Manual de Nomenclatura de Planos
- <http://www.enercongroup.com/Definitions-Measurement.htm>
- http://www.schillig.com.ar/medicion_nivel_grandes_tanques.htm
- http://www.ustpower.com/ESP_TecnologiasDeAcondicionamientoDeEnergia.htm
- <http://www.emersonprocess.com/rosemount/>
- <http://www.enraf.com/default.aspx>
- <http://www.tvtronica.com.ar/Actuadores.htm>
- <http://www.opcfoundation.org>
- <http://apuntes.rincondelvago.com/cables-y-conductores.html>
- <http://html.rincondelvago.com/protecciones-electricas.html>

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. ELEMENTOS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	6
FIGURA 2.2. CINTA DE MEDICIÓN DE NIVEL PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO	12
FIGURA 2.3. DENSÍMETRO LISTO PARA UNA LECTURA	15
FIGURA 2.4. RANGOS TÍPICOS DE GRAVEDADES API CORREGIDAS A 60 ° F.....	15
FIGURA 3.1. DIVISIÓN DE ÁREAS CLASIFICADAS PARA UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE.....	24
FIGURA 3.2. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON SERVO	27
FIGURA 3.3. ESQUEMA DEL SISTEMA HIMS CON RADAR.....	27
FIGURA 3.4. ESQUEMA DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 3.5. ESQUEMA EXPLICATIVO DEL SISTEMA HTG	28
FIGURA 4.1. EJEMPLO DE UN SISTEMA DE BANDEJAS PORTACABLES.....	40
FIGURA 4.2. EJEMPLO DE ACCESORIOS DE UN SISTEMA DE BANDEJAS	41
FIGURA 4.3. CAJA DE CONEXIONES ELÉCTRICAS DEL RADAR RTG 3930.....	42
FIGURA 4.4. CONEXIONES DEL CONECTOR X11	43
FIGURA 4.5. CONEXIONADO DE ALIMENTACIÓN DEL RADAR.....	44
FIGURA 4.6. BORNERA DE CONEXIONES DEL ACTUADOR	46
FIGURA 4.7. CONEXIÓN A TIERRA DE LOS RADARES	50
FIGURA 4.8. CONEXIÓN A TIERRA DE LAS BANDEJAS PORTACABLES.....	50
FIGURA 4.9. CONEXIONES DE LA CAJA X12.....	51
FIGURA 4.10. ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.11. HAZ DE LA ANTENA PARABÓLICA RTG 3930.....	52
FIGURA 4.12. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	54
FIGURA 4.13. CONEXIONES DEL TRANSMISOR DE PRESIÓN	55
FIGURA 4.14. SENSOR DE NIVEL DE AGUA	56
FIGURA 4.15. CONEXIONES DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA	57
FIGURA 4.16. DISPLAY RDU 40.....	57
FIGURA 4.17. CONEXIONES DEL DISPLAY	58
FIGURA 4.18. ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE LOS RADARES	59
FIGURA 4.19. CONEXIONADO DESDE EL RADAR A LA FCU	60
FIGURA 4.20. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	61
FIGURA 4.21. GRÁFICO DE LA PLACA INTERNA FCM DE LA FCU	62
FIGURA 4.22. GRÁFICO DEL SELECTOR DE ALIMENTACIÓN DE LA FCU	62
FIGURA 4.23. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES AL PLC	63
FIGURA 4.24. CONEXIONADO ACTUADORES EN CUATRO HILOS RS-485.	64
FIGURA 4.25. ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS ACTUADORES	64
FIGURA 5.1. ESPACIO DE TRABAJO DEL PROGRAMA WINSETUP.....	67

FIGURA 5.2. WORKSPACE DEL PROGRAMA WINOPI	69
FIGURA 5.3. CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	71
FIGURA 5.4. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA COMUNICACIÓN MODBUS MASTER	71
FIGURA 5.5. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.6. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL PROTOCOLO MODBUS MASTER	72
FIGURA 5.7. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	74
FIGURA 5.9. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE VARIABLES VISUALIZACIÓN PARA LOS TANQUES	75
FIGURA 5.10. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	78
FIGURA 5.11. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU	79
FIGURA 5.12. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LA FCU DEL TERMINAL EL BEATERIO.	79
FIGURA 5.13. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.14. PANTALLA DE PROPIEDADES DE LA FCU	80
FIGURA 5.15. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	83
FIGURA 5.16. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	84
FIGURA 5.17. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	85
FIGURA 5.18. DISTANCIAS DEL TANQUE	86
FIGURA 5.19. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UN RTG.....	86
FIGURA 5.20. WORKSPACE CON LOS RTG INSTALADOS	87
FIGURA 5.21. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	88
FIGURA 5.22. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	89
FIGURA 5.23. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE UNIDADES DE MEDICIÓN	89
FIGURA 5.24. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES	90
FIGURA 5.25. WORKSPACE CON LOS TANQUES INSTALADOS.....	91
FIGURA 5.26. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL OPCLINK	93
FIGURA 5.27. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.28. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAME	94
FIGURA 5.29. PANTALLA PRINCIPAL DE LA APLICACIÓN DE IN TOUCH.....	96
FIGURA 5.30. PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DE USUARIOS	96
FIGURA 5.31. PANTALLA IR A	98
FIGURA 5.32. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	98
FIGURA 5.33. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE	99
FIGURA 5.34. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.35. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES	101
FIGURA 5.36. PANTALLA DE AYUDA	102
FIGURA 5.37. PANTALLA DE ALARMAS.....	102
FIGURA 5.38. CONFIGURACIÓN DE LAS ALARMAS DE LOS TAGS.....	103
FIGURA 6.1. PANTALLA DE LOS NIVELES DE LOS TANQUES	109
FIGURA 6.2. PANTALLA DE LOS DATOS DE CADA TANQUE.....	110
FIGURA 6.3. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE LOS TANQUES	111

FIGURA 6.4. PANTALLA DE LOS HISTÓRICOS DE NIVEL DE AGUA DE LOS TANQUES 111
FIGURA 6.5. PANTALLA DE LAS ALARMAS 112

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	9
TABLA 2.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS VÁLVULAS DE ENTRADA Y DE SALIDA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	10
TABLA 2.3. NÚMERO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.4. TIEMPO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA A VARIOS NIVELES.....	13
TABLA 2.5. RANGOS DE TEMPERATURA.....	16
TABLA 3.1. TABLA DE CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS PELIGROSAS	20
TABLA 3.2. TABLA DE CLASIFICACIÓN POR GRUPOS.....	23
TABLA 3.3. TABLA DE LA PRECISIÓN DE MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 3.4. TABLA DE LAS PRESTACIONES DE LOS SISTEMAS	32
TABLA 4.1. TABLA DE CABLES Y CAÍDA DE VOLTAJE PARA DIFERENTES LONGITUDES.....	45
TABLA 4.2. TABLA DE ALTURAS DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA.....	53
TABLA 4.3. CONFIGURACIONES DE LA FCU	61
TABLA 5.1. TABLA DE DATOS DE CONFIGURACIÓN DE LOS PUERTOS DE LA FCU.....	81
TABLA 5.2. TABLA DE BASE DE DATOS ESCLAVA DE LA FCU	82
TABLA 6.1. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	113
TABLA 6.2. COMPARACIÓN DE LOS VALORES DE MEDICIÓN DE NIVEL DE AGUA	114