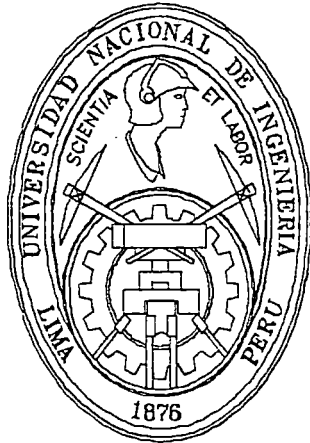


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“PROPUESTA DE UN SISTEMA AUTOMATIZADO PARA EL
CONTROL DE INVENTARIO Y TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO Y
LNG”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELECTRICISTA**

JUAN ALBERTO CALLE CARRASCO

PROMOCIÓN 1998 – I

Digitalizado por:

LIMA - PERÚ

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Objetivo.....	5
1.2. Descripción.....	6
1.3. Alcances y Limitaciones.....	6
CAPÍTULO 2 ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍAS	
DE MEDICIÓN.....	11
2.1. Generalidades	11
2.2. Antecedentes.....	14
2.3. Implicancia Económica.....	15
2.4. Descripción del Universo de Productos a medir.....	17
2.4.1. Generalidades.....	17
2.4.2. Líquidos de Gas Natural (LNG).....	17
2.4.2.1. Definición- Generalidades.....	17
2.4.2.2. Distribución y Transporte.....	19
2.4.2.3. Usos	19
2.4.2.3.1. Productos para la Exportación.....	21

2.4.2.3.2.	Productos para el Mercado Interno.....	22
2.4.3.	Petróleo Crudo.....	24
2.4.3.1.	Definición- Generalidades.....	24
2.4.3.2.	Refinación.....	26
2.4.3.3.	Algunos Derivados del Petróleo.....	27
2.4.4.	Gas Licuado de Petróleo.....	30
2.4.4.1.	Características Físicas y Químicas del LPG.....	30
2.4.4.2.	Características Toxicológicas.....	31
2.4.4.3.	Precauciones y Manejo.....	31
2.5.	Estudio de Parámetros Físicos y Tecnologías de Medición.....	36
2.5.1.	Definiciones en Instrumentos de medición	36
2.5.2.	Instrumentos y comunicación	44
2.5.2.1.	Transmisores, procesadores y señales.....	44
2.5.2.1.1	Transmisores inteligentes.....	52
2.5.2.2.	Comunicaciones.....	55
2.5.3.	Parámetros físicos e instrumentos de medición.....	59
2.5.3.1.	Medición de nivel.....	60
2.5.3.1.1.	Tipos de medidores de nivel.....	60
2.5.3.2.	Medición de temperatura.....	82
2.5.3.2.1.	Tipos de medidores de temperatura.....	83
2.5.3.3.	Medición de presión.....	97
2.5.3.3.1.	Tipos de medidores de presión.....	98
2.5.3.4.	Masa, densidad y peso específico.....	110

2.5.4.	Calibración de Instrumentos.....	113
2.6.	Sistemas de Medición de Control de Inventario y Transferencia de custodia basados en nivel.....	118
2.6.1.	Sistema Manual.....	119
2.6.2.	Sistema de Medición Automático de nivel.....	119
2.6.3.	Sistema Hidrostático e Híbrido.....	122
2.6.4.	Descripción del Sistema de Medición de nivel Seleccionado.....	124
2.6.4.1.	Sistema de Medición por Radar.....	124
2.6.4.1.1.	Técnica y Principio de Medición.....	125
2.6.4.1.2.	Procedimiento Normal de Medición.....	126
2.6.4.1.3.	Parámetros de Medición	126
2.6.4.1.4.	Elementos Sustentatorios que Justifican la Aplicación de tecnología Radar.....	130

CAPÍTULO 3	DISEÑO Y FORMULACIÓN DEL MODELO PARA EL PROCEDIMIENTO GENERAL DE CÁLCULO HÍBRIDO DEL VOLUMEN ALMACENADO.....	134
3.1	Introducción.....	134
3.2	Definiciones.....	135
3.2.1.	Tabla de capacidad del tanque (TCT).....	135
3.2.2.	Volumen Total Observado (TOV).....	136
3.2.3.	Nivel Libre de Agua (FWL).....	136

3.2.4.	Volumen de Agua (FWV).....	137
3.2.5.	Volumen Bruto Observado (GOV).....	137
3.2.6.	Espacio Disponible (AVRM).....	137
3.2.7.	Densidad Observada.....	137
3.2.8.	Densidad de Referencia.....	137
3.2.9.	Factor de Corrección de Volumen (VCF).....	137
3.2.10.	Volumen Bruto Estándar (GSV).....	137
3.2.11.	Volumen Neto Estándar (NSV)	138
3.2.12.	Peso en Aire (WIA).....	138
3.1	Cálculo del Volumen Observado.....	139
3.3.1.	Cálculo del Volumen Total Observado VTO.....	139
3.3.2.	Cálculo del Volumen Neto.....	141
3.3.3.	Volumen Bruto Estándar.....	141
3.3.4.	Volumen Neto Estándar.....	141
3.3.4.1.	Peso en Aire.....	142
3.3.4.2.	Peso en Vacío.....	142
3.2	Cálculo de Masa y Líquido de Vapor en Tanques de LPG.....	142
3.4.1	Masa de Vapor.....	143
3.4.2	Volumen de Líquido Equivalente.....	143
3.3	Cálculo de la Densidad.....	144
3.5.1	Cálculo de la Densidad Observada.....	144
3.5.2	Cálculo de la Densidad de referencia.....	146
3.4	Cálculo del Factor de Corrección del Volumen FCV.....	146

CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE INGENIERÍA, EQUIPAMIENTO E INSTALACIÓN...	149
4.1. Consideraciones Técnicas para la Instalación de Equipos e Instrumentos.....	150
4.1.1. Consideraciones Técnicas Mecánicas.....	150
4.1.2. Consideraciones Técnicas de Instrumentación y Control.....	151
4.1.2.1. Instalación de Medidores de Nivel, Interfase, Temperatura y Presión.....	151
4.1.2.2. Instalación de Accesorios a Prueba de explosión y conexión de equipos e instrumentos de medición y control.....	152
4.1.2.3. Instalación del Sistema de Supervisión Remota.....	154
4.1.3. Consideraciones Técnicas Eléctricas.....	154
4.1.3.1. Suministro de Energía Eléctrica.....	154
4.1.3.2. Instalación del Gabinete Autosoportado de Suministro de Energía Eléctrica en Subestación.	155
4.1.3.3. Tendido de Cables Eléctricos.....	156
4.1.3.4. Accesorios y Empalmes de Cables.....	156
4.1.3.5. Instalación del Centro de Cargas CC.....	157
4.1.3.6. Sellos y Accesorios Eléctricos a Prueba de Explosión ..	157
4.1.3.7. Protección a Tierra.....	158
4.2. Requerimientos Básicos de Equipos e Instrumentos	159
4.2.1. Elementos Mecánicos.....	159
4.2.1.1. Elementos de Unión	159

4.2.2. Instrumentos de Medición y Control.....	159
4.2.2.1. Medidores de Nivel.....	160
4.2.2.2. Sensores de Temperatura	162
4.2.2.3. Sensor de Interfase.....	162
4.2.2.4. Caja de Conexión JB (Junction Box).....	163
4.2.2.5. Cable de Comunicación y Señal.....	163
4.2.2.6. Panel de Lectura Remoto	163
4.2.2.7. Unidades de Adquisición, Procesamiento y comunicación de datos.....	164
4.2.2.8. UPS	165
4.2.2.9. Software de Supervisión Remota HMI.....	165
4.2.3. Equipo y Material Eléctrico.....	166
4.2.3.1 Generalidades.....	166
4.2.3.2. Clasificación de Áreas Peligrosas.....	166
4.2.3.3. Conduits y Accesorios de Unión	167
4.2.3.4. Cables y Conductores	168
4.2.3.5. Gabinete de Distribución TD.....	169
4.2.3.6. Estabilizador con Transformador de Aislamiento y By Pass Automático.....	169
4.2.3.7. Transformador de Ultra Aislamiento Apantallado en Seco	170
4.2.3.8. Centros de Cargas CC.....	171

CAPITULO 5 EVALUACION ECONOMICA Y COSTO DEL PROYECTO.....	172
5.1 Introducción.....	172
5.2 Análisis Costo/Beneficio.....	173
5.1.1. Estudio de costos	173
5.1.1.1. Bases de Cálculo de los precios unitarios.....	173
5.1.1.1.1. Fuente de abastecimiento.....	173
5.1.1.1.2. Análisis de Precios Unitarios	174
5.1.2. Estudio de Beneficios.....	178
5.1.2.1. Reducción de pérdidas.....	179
5.1.2.2. Mejoramiento del plan de Producción y despacho.....	179
5.1.2.3. Posición del Inventario.....	180
5.3 Cálculo del indicador costo/ beneficio.....	181
Conclusiones.....	183
Recomendaciones	186
Bibliografía	188
Apéndice A: Reglamento de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos según ley orgánica de hidrocarburos.....	189
Apéndice B: Especificaciones Técnicas.....	195
Medidor de nivel tipo radar.....	196
Pressure Transmitter.....	203
Water Interfase Measurement.....	206
Data Acquisition Units.....	207
Field Communication Unit.....	208
Cable de transmisión de datos y señal.....	210

Estabilizador con transformador de ultra - aislamiento.

By pass automático.....211

Especificaciones técnicas del transformador de aislamiento.....213

Apéndice C: Documentación técnica de sistema ATG (Automatic Tank Gauging)

Aplicado a LPG y LNG.....214

Relación de planos.....215

PRÓLOGO

El desarrollo acelerado de la tecnología en el área de instrumentación y control, viene permitiendo a los ingenieros presentar alternativas técnicas de solución factibles y económicamente viables a diferentes requerimientos de automatización de los procesos industriales. La automatización desempeña un papel cada vez más importante para incrementar seguro y confiablemente el rendimiento y productividad de los procesos industriales.

Se debe resaltar la importancia de la automatización aplicado a requerimientos actuales y de mediano plazo dentro del sector de hidrocarburos, llámese petróleo o gas natural.

Dentro de la etapa de almacenamiento posterior al proceso de transformación, tanto el petróleo crudo y sus derivados como los líquidos de gas natural (LNG) son almacenados en tanques especiales, para realizar su respectivo control de inventario y transferencia posterior.

El motivo principal que me lleva a realizar este trabajo entre otros, es mi deseo de contribuir con la práctica adquirida en campo con tecnologías aplicadas al sector hidrocarburos, en cuanto al control de inventario y transferencia de custodia se refiere. Asimismo, mi experiencia obtenida en la implementación de un sistema de medición automático en la planta de Z Gas en San José-Guatemala y el entrenamiento de estos sistemas de control en el exterior, contribuyeron también a mi decisión de presentar este proyecto de tesis.

En el capítulo 1, se definen el propósito y descripción del proyecto, el alcance y las limitaciones del mismo.

En el capítulo 2, se proporciona una información exhaustiva acerca de actualidad real nacional e internacional en los temas de Control de Inventario y Transferencia económica y su impacto económico que estos procesos representan. Asimismo, se pone énfasis de la importancia de las

características de los productos difíciles y por último se hace un estudio teórico minucioso en el área de instrumentación y las tecnologías aplicadas para el proceso de medición de los mismos.

En el capítulo 3, se presenta un modelo de cálculo del volumen almacenado, en general, para tanques verticales de techo fijo o flotante y tanques esféricos. Con esto, se da un aporte para los especialistas en desarrollo de programas y poder diseñar un software HMI que permita contar con la información de los procesos a distancia y en tiempo real.

En el capítulo 4, Se proporciona todo el alcance técnico básico para la instalación del sistema, desde los instrumentos de campo hasta el sistema de supervisión remoto HMI. Asimismo, se indican los requerimientos mínimos acerca de las características de los equipos e instrumentos involucrados.

En el capítulo 5, se presenta el análisis económico y el costo de implementación del proyecto, presentándose en detalle las partidas y los costos correspondientes a cada ítem.

Adicionalmente, se presentan algunos apéndices, a través de los cuales, se brinda información acerca de los reglamentos de seguridad pertinentes al almacenamiento de hidrocarburos, así como las normas generales que indica la DGH (Dirección General de Hidrocarburos) en cuanto a la clasificación de zonas peligrosas y las normas de instalación de equipos eléctricos en las mismas. Asimismo, se proporcionan hojas de especificaciones técnicas e información adicional de los equipos e instrumentos definidos en el proyecto.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo

El presente proyecto tiene como propósito el desarrollo de un modelo de cálculo del volumen de hidrocarburo almacenado en un tanque dado, así como el planteamiento técnico necesarios para la implementación de un sistema de control de inventario y transferencia de custodia automatizado de LNG, LPG y petróleo crudo con unidades de tecnología Radar a fin de conseguir un Sistema Híbrido que permita determinar tanto la masa como el volumen de manera exacta y confiable, cumpliendo a cabalidad lo establecido en las recomendaciones de la Organización Internacional de Metrología Legal OIML R85 "Automatic level gauges for measuring the level of liquid in fixed storage tanks" ; así como lo establecido en el Capítulo.3 Secciones.1.B,3 y 6 de las normas API, relacionadas con la exactitud de la medición en la transferencia y custodia del petróleo y sus derivados.

Este sistema por su exactitud y confiabilidad puede ser utilizado como oficial para las operaciones de transferencia de custodia, control y manejo del inventario, igualmente de mejorar las condiciones operativas y de control de transferencias de los productos almacenados en los tanques

Speech ②

→ 1.2 Descripción

in sevtar

Diapositiva ②
Foto de STC (Sist. Gval)

Este sistema se basa en la aplicación de medidores de niveles, sensores de presión, temperatura, interfase, unidades de adquisición, transmisión de datos y de monitoreo HMI con tecnologías de última generación, definidos para la medición de tanques de almacenamiento tanto de petróleo crudo, LPG y LNG. El operador, asimismo, a través del HMI permitirá verificar y visualizar los volúmenes y niveles actuales de los productos transferidos y/o almacenados en tiempo real.

1.3 Alcances y Limitaciones

El sistema a ser implementado lo comprenden básicamente dos niveles, el primero incluye los instrumentos de campo: medidores de nivel, sensores de temperatura, de interfase y presión, un junction box para conexión de los cables de comunicación y un sistema de transmisión de datos. El segundo nivel lo comprende una unidad de adquisición de datos, el cual procesa y

speech { transmite toda la información a un sistema de aplicación HMI o indicador remoto a través de los cuales se tendrán las lecturas y permitirán al operador visualizar los inventarios o mediciones actuales de cada tanque.

El proyecto comprende básicamente el estudio técnico para el desarrollo de los siguientes trabajos en campo:

- Instalación en campo de sensores de interfase, presión, temperatura del tipo multipunto y medidores de nivel del tipo radar y servomotor sobre los tanques de almacenamiento de GLP y productos de petróleo.
- Adecuación de facilidades para el montaje de los instrumentos en los tanques.
- Instalación de conduits metálicos y de PVC SAP de 1", en donde se alojarán los cables de transmisión de datos y energía eléctrica. Las líneas también incluyen una serie de obras civiles como movimiento de tierras, instalación de ductos, buzones, cruces con instalaciones existentes, etc.
- Cableado de líneas de transmisión de datos a una caja de conexiones (Junction Box) y de ésta con la unidad de concentración de datos y de ésta a la PC.
- Instalación de un centro de cargas CC en un área cercana al patio de tanques, el cual distribuirá la energía eléctrica a cada medidor de nivel. El CC a su vez estará conectado a un tablero de distribución TD ubicado en la subestación.

- Instalación de un gabinete TD comprendido por un estabilizador, transformador de aislamiento, ubicado en el centro de control de motores CCM.
- Cableado eléctrico de los medidores de nivel, CC y TD.

El proyecto no incluye la implementación de un sistema SCADA, al cual se podrá integrar el HMI. Asimismo, no está contemplado el desarrollo mismo del software HMI, ni el automatismo de estaciones de bombeo. Los productos principales están referidos principalmente a petróleo crudo, LNG y LPG, no obstante, la aplicación se puede extender a otros productos químicos en general como derivados del petróleo.

A fin de desarrollar el proyecto, será necesario la elaboración de la ingeniería básica y de detalle así como el pliego de especificaciones técnicas de los diferentes componentes que comprenden el sistema para su debida instalación y el cual estará basado en diseños y experiencias de proyectos similares.

3
Los trabajos de ingeniería requeridos para la ejecución de los trabajos serán desarrollados de manera que el sistema instalado permita obtener los datos de volumen y masa de los productos almacenados en los tanques acorde a

lo establecido en el Capítulo 3.6 de las Normas API relacionadas con la exactitud en la transferencia y custodia del petróleo y sus derivados"

Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement System". y otros como

En general, el diseño en su totalidad se desarrollará según estándares internacionales y prácticas de ingeniería aceptadas por las principales industrias involucradas en el rubro que proporcionen la seguridad y confiabilidad requerida.

Las certificaciones y normas a ser aplicados son las que se identifican a continuación:

Certificaciones: NMI, PTB, SIM, ISO, API, OIML, UL, CSA, BASEFA, FCC,

TUV

Normas:

ISA Recommended Practices (latest edition)

RP2.1 Manometer Tables

S5.1 Instrumentation Symbols and Identification

S5.4 Instrument Loop Diagrams

RP 12.1 Electrical Instruments in Hazardous Atmosphere

S12.4 Instrument Purging for Reduction of Hazardous Area Classification

API.3 Standard for Level Measurement in Pressurized Tanks. API.3.1B

Standard for Level Measurement in Stationary Tanks

API.3.6 Measurement of Liquids by Hybrid Systems.

API.7 Temperature Determination

ISO.4266.1 Measurement of Level in Atmospheric Tanks.

ISO.4266.4 Measurement of Temperature.

OIML.R.85 Automatic level gauges for level measurement.

CAPÍTULO 2

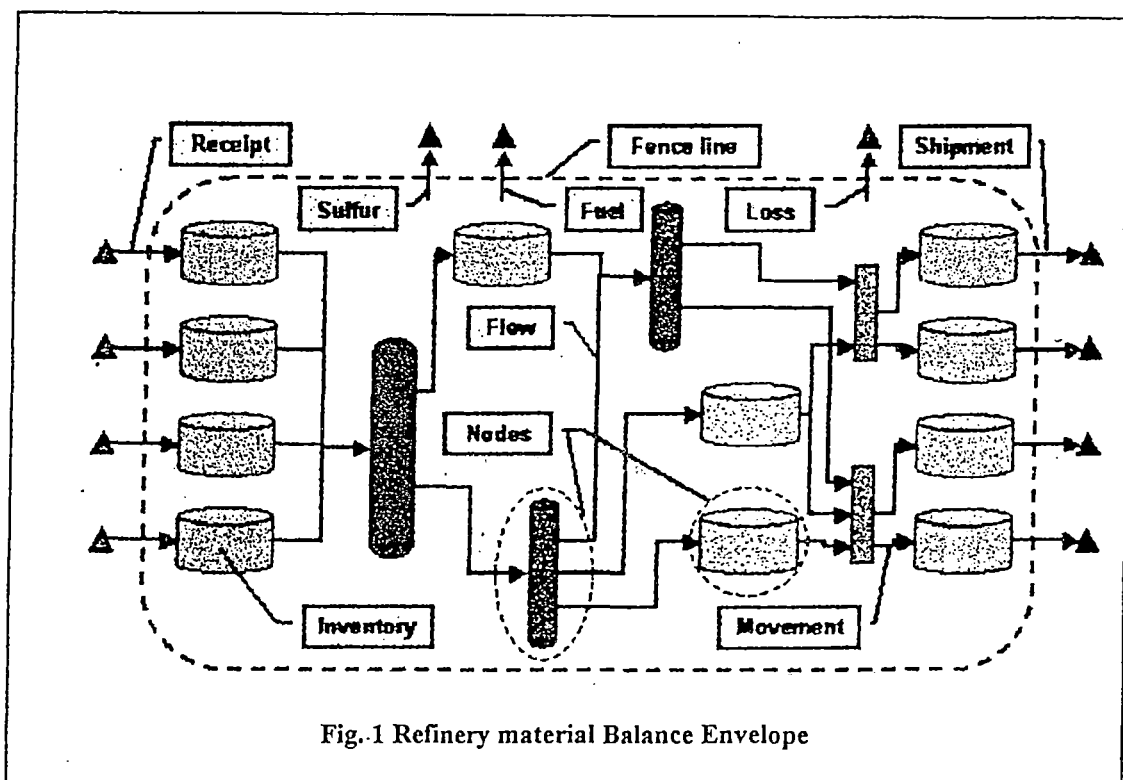
ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN

2.1 Generalidades

Los conceptos de Control de Inventario y Transferencia de Custodia se refieren comercialmente al proceso de medición de volúmenes almacenados o transferidos respectivamente, que toma lugar cuando una compañía compra una cantidad de petróleo crudo, gas natural o cualquier producto similar de otra compañía, y ese producto es transferido a embarcaciones marítimas, cisternas, oleoductos o tanques de almacenamiento. La fig. 1 ilustra estos procesos.

El control de inventario propiamente dicho es el proceso por el cual se logra obtener un registro actualizado de los volúmenes de todos los productos, así

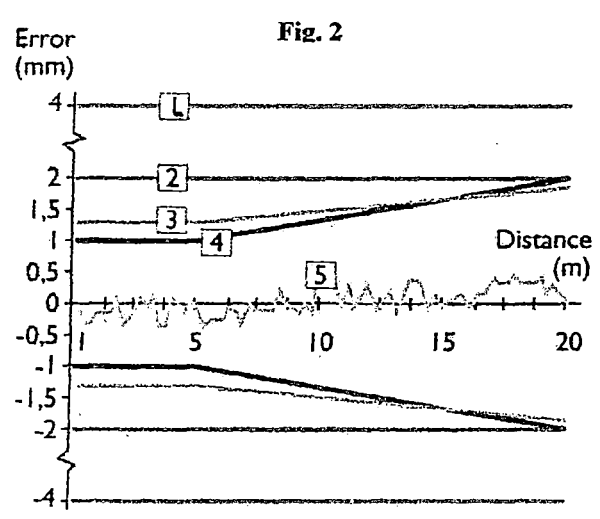
como de todos los datos referentes a ellos, como son la temperatura, presión, densidad, etc.



Este proceso de control tiene como propósito conocer los probables movimientos de los productos disponibles ya sea de entrada (recepción), salida (despacho) y de su respectiva reserva actual.

Cuando se mide grandes cantidades, la precisión de los equipos de medición toma un papel importante, ya que un pequeño error, puede significar miles de dólares en pérdida a una compañía y un extra beneficio a la otra. El error máximo permisible para sistemas basado en nivel debe ser igual o menor a lo establecido en el numeral 3.4 de la recomendación OIML R85. La fig. 2 ilustra la precisión según esta organización y los establecidos por algunos países.

Custody transfer requirements in various countries



- 1 SIM (France) requirement. Field accuracy. Max permissible error "moyenne".
- 2 PTB (Germany) requirement. Transfer accuracy. Max permissible error.
- 3 NMI (The Netherlands) requirement. Transfer accuracy. Max permissible error.
- 4 OIML (Organisation Internationale de Métrologie Légale) requirement. Transfer accuracy. Max permissible error.
- 5 Saab TankRadar L/2 measurement log RTG 2930 according to SP report 91V30372.

2.2 Antecedentes

El operador de una planta terminal o refinería requiere conocer el despacho, recepción y la disponibilidad de los productos en movimiento o almacenados respectivamente.

En la actualidad, en nuestro país, el control de inventario en las plantas de almacenamiento de petróleo y LPG son llevados a cabo con sistemas antiguos como es la medición por cinta ("plomada") y en algunos casos, se usan sistemas algo mejorados pero que se encuentran dentro de la familia de los del tipo "con contacto", como son el sistema flotador, capacitivo, servo motor y de presión hidrostática o de presión diferencial usados para LPG. Estos, siempre requerirán de un mantenimiento periódico y sufren descalibración, motivo por el cual requieren un ajuste periódico. No obstante, algunas compañías involucradas en el sector vienen desarrollando algunos avances en cuanto a los temas de control de inventario (CI) y transferencia de custodia (TC).

Por otra parte, existen actualmente reglamentos nacionales impuestos por OSINERG que obligan a las empresas involucradas a realizar una medición de los volúmenes manejados de petróleo y LPG. Sin embargo, este proceso tomará su tiempo hasta que las empresas se encuentren debidamente

implementadas con sistemas que favorezcan a lograr un mejor control de los productos y los beneficios correspondientes que se generarían.

En algunos países de Europa, el proceso de TC está gobernado por una estricta regulación gubernamental y entre los métodos aceptados para este fin se encuentran aquellos basados en la medición automática de niveles (ATG). En los EE.UU, no obstante, para la medición de TC son determinados por mutuo acuerdo entre el comprador y el vendedor (contrato) y usualmente se aplican las normas del Instituto Americano de Petróleo (API).

De acuerdo a las estadísticas en EE.UU, aproximadamente el 70-80% de las mediciones están basadas en la medición manual. Actualmente, Es común encontrar en algunas refinerías y plantas de almacenamiento realizar la medición de niveles manualmente cada mes. Es decir, la medida manual de tanques es la base para la TC y CI en muchas localidades incluyendo nuestro país.

2.3 Implicancia Económica

En un tanque grande de almacenamiento, una diferencia de nivel de $\frac{1}{4}$ ", dentro de un marco regulatorio, puede representar miles de dólares para las

empresas involucradas, así como pérdidas en regalías e impuestos para el gobierno.

En el patio de despacho, donde las unidades de almacenamiento cargan y descargan cientos de miles de barriles, la mayoría de las compañías insisten en contratar una empresa supervisora para inspeccionar la TC. Esto involucra el uso de mediciones manuales en los tanques de los terminales y en los buques durante la transferencia y es una labor muy intensa. Normalmente esta tarea le puede costar a una empresa que cuente con 15 tanques alrededor de 180,000 dólares anuales.

Las compañías involucradas en CI y TC ciertamente necesitan precisión, ya que si hay algún error de medición, alguien tiene que pagar por ello. Si no existe propósito de CI o TC, entonces una precisión de 3 mm será aceptable.

En general, la implementación de un sistema ATG elimina la participación de terceros, lo cual significaría un ahorro considerable de dinero anualmente.

2.4 Descripción del Universo de Productos a medir

2.4.1 Generalidades

Dentro de los productos más difíciles de medir se encuentran el petróleo crudo, residuales y otros que se encuentran en fase líquido gaseoso como el LPG. Como se sabe, en este último, los tanques son herméticos y sometidos a alta presión, lo cual los hacen inaccesibles para su mantenimiento y verificación manual (hand dipping).

Una de las propiedades determinantes para la medición de niveles en los hidrocarburos es su baja conductividad eléctrica y los efectos producidos por la variación de la temperatura y densidad. Otras condiciones físicas que dificultan su medición son los vapores, las condensaciones que se producen y en algún caso también el estado turbulento de la superficie del producto.

2.4.2 Líquidos de Gas Natural (LNG)

2.4.2.1 Definición- Generalidades

Los Líquidos del Gas Natural (LNG) son hidrocarburos con enlace simple de carbono los cuales, bien sea por alta presión ó baja temperatura, pueden ser mantenidos en estado líquido. Esta característica permite que sean

almacenados y transportados de manera fácil y eficiente. Asimismo, su capacidad como fuente de energía ó de insumo como materia prima para la obtención de hidrocarburos más complejos hace que los LNG tengan una alta cotización dentro del mercado nacional e internacional.

Se consideran LNG los siguientes hidrocarburos:

Etano, (C_2H_6 ; CH_3-CH_3); Gaseoso en condiciones atmosféricas.

Propano, (C_3H_8 ; $CH_3-CH_2-CH_3$); Gaseoso en condiciones atmosféricas.

Butanos, (C_4H_{10} ; $CH_3-CH_2-CH_2-CH_3$); Gaseoso en condiciones atmosféricas.

Pentano, Gasolina Natural, Residual (C_5+ ; $CH_3-CH_2-CH_2-CH_2-CH_3$);

Líquido en condiciones atmosféricas.

Más del 70 % del gas natural es metano, al que acompañan otros hidrocarburos saturados como el eteno, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de otros gases. Obviamente, la composición del gas natural oscila según la procedencia del mismo. El gas natural es menos denso que el aire al contrario de lo que le sucede al Propano y al Butano.

2.4.2.2 Distribución y Transporte

La Distribución y el transporte del gas natural desde los yacimientos hasta los puntos de consumo se realizan de dos formas:

- a) Transporte y distribución mediante canalizaciones de gas (Gasoductos).- En este caso la distribución del gas natural en estado gaseoso por tuberías se realiza a diferentes presiones, llegando esta presión al orden de los cientos de bares.
- b) Transporte y Almacenamiento de gas natural en estado líquido (LNG).- El LNG en este caso se transporta y almacena en unas condiciones de temperatura de -163°C (estado criogénico) para que los recipientes solamente tengan que soportar la presión hidrostática. La fig. 3 ilustra un buque transportador de LNG.

2.4.2.3 Usos

Los LNG pueden ser utilizados como fuente de energía/combustible para ser utilizados en las cocinas de los hogares, en procesos comerciales/industriales o en los vehículos automotores, como aditivos para ciertos procesos industriales (Ej: Mezclado con el crudo) o como materia prima para la obtención de otros hidrocarburos tales como etileno, propileno, anhídrido maléico, butanodiol y otros.



Fig. 3 Los tanques de almacenamiento de LNG en buques son implementados con sistemas de medición automática para el proceso de transferencia de custodia.

2.4.2.3.1 Productos para la Exportación

De acuerdo a la política actual de LNG en el Perú se vienen desarrollando algunos proyectos de producción y exportación de LNG. A continuación se hace una breve reseña del proyecto más importante en el país.

El desarrollo y puesta en marcha del único megaproyecto que hoy está bajo estudio en el país, es el del gas de camisea, con una posible inversión cercana a los US\$ 1,600 millones que eventualmente podría crecer hasta los 3 mil millones para despacho y venta de 650 millones de pies cúbicos / día a la costa oeste de Norte América. Este proyecto lo vienen ejecutando las siguientes empresas: Pluspetrol, con 36% de participación como operador del campo e integran Hunt Oil Petroleum (36%), la empresa de Corea del Sur SK (18%) y Tekpetrol, perteneciente al grupo Tecchint (10%).

El gas, en cualquiera de sus fórmulas, a diferencia del petróleo crudo, tiene que ser procesado para poder embarcarse y transportarse. El proyecto en sustancia consiste en construir una planta, al sur de Cañete y antes de Chíncha en el punto denominado Melcho-Rita Km. 169 de la Panamericana Sur. La planta está destinada a convertir el gas metano en líquido mediante un proceso de enfriamiento. Cuando el producto llega a 160 grados bajo cero se convierte en líquido y se reduce en volumen 600 veces. Esto permite

que el gas licuado pueda ser embarcado en buques-tanque especiales "metaneros" que lo mantienen a la misma temperatura de menos 160 °C durante el trayecto. En el punto de destino, el gas es sometido al proceso inverso recuperando el estado y volumen originales. La planta proyectada es relativamente pequeña en comparación con otras en el mundo y tendrá inicialmente, una capacidad para procesar 650 millones de pies cúbicos por día. La atención a los buques-tanque, que probablemente serán cuatro en servicio permanente, exigirá la construcción de un rompeolas y un puerto con un muelle de aproximadamente 1,300 metros.

Se espera exportar unos 650 millones de pies cúbicos/ día a la costa oeste de Norteamérica, para lo cual se estaría firmando un contrato de 20 años, y la diferencia quedaría para el consumo nacional.

2.4.2.3.2 Productos para el Mercado Interno

El mercado interno de los LNG está dividido en función del uso final que se le da a los mismos; este uso puede ser como fuente de energía/combustible, como aditivo de procesos industriales o como materia prima.

a) Como fuente de Energía/Combustible.- En este caso, lo que se comercializa en el mercado interno es el conocido LPG (Gas Licuado de Petróleo) el cual es propano puro o una mezcla de propano-butano, el cual debe de cumplir con las normas pertinentes. Es importante destacar que cuando el uso de los LNG es como fuente de energía/combustible, la empresa estatal actúa como proveedor del LPG (propano o la mezcla propano-butano) a nivel de fuente de suministro a empresas mayoristas de capital privado, las cuales son las encargadas de comercializar el producto dentro del mercado interno.

Esta comercialización, es regulada por el Ejecutivo Nacional y comprende tres sectores: doméstico, comercial e industrial y automotor.

a.1) El LPG doméstico.- Es comercializado tanto a granel como en balones y su precio está sujeto al marco regulatorio establecido por una resolución del MEM.

a.2) El LPG comercial/industrial.- Como fuente de energía es comercializado a granel y su precio es determinado por la libre competencia.

a.3) El LPG automotor.- Es comercializado a granel y su precio de venta está referenciado a veces al precio de la gasolina de 87 octanos.

b) Como aditivo o materia prima.- Cuando los productos de los LNG son utilizados como aditivo en procesos industriales o como materia prima para la industria petroquímica, entra en una categoría de "LNG para corrientes de industrialización". Dentro de este rubro se pueden comercializar todos los productos que conforman los LNG, tales como etano, propano, butanos, gasolina natural, pentano y residual. El precio al cual la empresa estatal vende los productos de los LNG requeridos por las empresas industrializadoras, está sujeto a regulaciones establecidas por el Ministerio de Energía y Minas.

2.4.3 Petróleo Crudo

2.4.3.1 Definición – Generalidades.

El petróleo es un líquido oleaginoso, inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro, y consiste en una mezcla completa de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos.

En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como se extrae de los yacimientos. Este petróleo crudo es una mezcla de una variedad de aceites minerales y gases. Todos

estos hidrocarburos se encuentran generalmente presentes al principio en forma de petróleo crudo líquido.

La proporción de los diferentes hidrocarburos que integran el petróleo crudo varía en cada yacimiento, de lo que resulta la existencia de petróleos crudos que varían desde un líquido opaco, negro y grueso, tan pesado como el agua y que contiene muy poco – algunas veces nada – de los hidrocarburos que se usan como gasolina, hasta aquellos crudos que pueden contener 40% o más de esos componentes de la gasolina, de color claro y transparente y con tres cuartos del peso del agua; en casos extremos, un yacimiento puede producir solamente hidrocarburos que se convierten en gases al salir a la presión de la superficie.

Aunque el crudo es solamente una simple mezcla de tal variedad de hidrocarburos, estos componentes no se separan por sí solos, sino que hay que separarlos por medio de calor gradual, que hace evaporar primero los hidrocarburos livianos y luego, los más pesados; asimismo se puede calentar el crudo hasta convertirlo en gas y luego enfriarlo progresivamente, en cuyo caso los hidrocarburos pesados serán los primeros en convertirse en líquidos, luego los menos pesados, y así sucesivamente. Éste último principio es la base principal en la refinación.

2.4.3.2 Refinación

Para obtener productos de características precisas y utilizar de la manera más rentable posible las diversas fracciones presentes en el petróleo necesario efectuar una serie de operaciones de tratamiento y transformación que, en conjunto, constituyen el proceso de refino o refinación de petróleos crudos.

Primeramente, se realiza un análisis en laboratorio del petróleo a refinar - puesto que no todos los petróleos son iguales, ni de todos pueden extraerse las mismas sustancias-, a continuación se realizan una serie de refinaciones "piloto" donde se realizan a pequeña escala todas las operaciones de refino. Después de estudiar convenientemente los pasos a realizar, se inicia el proceso.

La operación fundamental es la destilación fraccionada continua, en la que el petróleo es calentado a altas temperaturas e introducido en unas columnas de platos, donde se separan los productos ligeros y los residuos. Esta operación sólo suministra productos en bruto, que deberán ser mejorados para su comercialización.

La primera etapa en el refinado del petróleo crudo consiste en separarlo en partes, o fracciones, según la masa molecular. El crudo se calienta en una caldera y se hace pasar a la columna de fraccionamiento, en la que la temperatura disminuye con la altura. Las fracciones con mayor masa molecular (empleadas para producir por ejemplo aceites lubricantes y ceras) sólo pueden existir como vapor en la parte inferior de la columna, donde se extraen.

2.4.3.3 Algunos Derivados del Petróleo

- GLP - Se utiliza como combustible doméstico e industrial.
- Bencina industrial - Se usa como materia prima para la fabricación de disolventes alifáticos o como combustible doméstico.
- Combustóleo o Fuel Oil - Es un combustible pesado para hornos y calderas industriales.
- Disolventes alifáticos - Sirven para la extracción de aceites, pinturas, pegantes y adhesivos; para la producción de thinner, gas para quemadores industriales, elaboración de tintas, formulación y fabricación de productos agrícolas, de caucho, ceras y betunes, y para limpieza en general.
- Asfaltos - Se utilizan para la producción de asfalto y como material sellante en la industria de la construcción.

- Bases lubricantes - Es la materia prima para la producción de los aceites lubricantes.
- Polietileno - Materia prima para la industria del plástico en general.
- Alquitrán aromático - Materia prima para la elaboración de negro de humo que, a su vez, se usa en la industria de llantas. También es un diluyente.
- Ácido nafténico - Sirve para preparar sales metálicas tales como naftenatos de calcio, cobre, zinc, plomo, cobalto, etc., que se aplican en la industria de pinturas, resinas, poliéster, detergentes, tensoactivos y fungicidas.
- Benceno - Sirve para fabricar ciclohexano.
- Tolueno - Se usa como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, adhesivos, pegantes, thinner y tintas, y como materia prima del benceno.

A continuación se hace una breve reseña de la política actual del petróleo en el Perú en términos comerciales.

El Perú como importador de crudo, Diesel y gas licuado de petróleo, se ha visto afectado por los precios internacionales que no hace excepciones a las dos empresas refinadoras locales más importantes como son la Refinería de Talara y La Pampilla (privatizado).

El crudo que procesan las refinerías estatales es comprado en un 60% en el país y el restante 40% se importa. Repsol (refinería la Pampilla) importa el 100% del crudo que emplea con lo que puede tener un costo adicional al dispuesto por Petroperú. Talara es una refinería que hoy procesa 62mil barriles por día, surte buena parte del mercado y genera utilidades. Se espera que en los siguientes años se mejore su capacidad a 90 mil barriles por día.

Aparentemente, estaría existiendo una competencia desigual en términos de beneficios entre la empresa privada y del estado. Según los primeros, el estado debería mantenerse equilibrada la cuota de mercado que debería estar acorde con la capacidad de producción. Las referidas de Talara y Conchán sumadas tienen cerca de 80mil barriles / día de capacidad de refinería de crudo y la Pampilla está entre 110 y 112 mil barriles/día. Ocurre que la segunda representa el 60% de la capacidad de refinería pero en cuota de mercado llegaron solamente al 46% en el año 2002.

El consumo actual del país es mucho más alto en Diesel y kerosene, así como el GLP (gas licuado) en tanto ha bajado sustancialmente el consumo de gasolina, de acuerdo con la tendencia del mercado Internacional.

La proporción de consumo de Repsol-IPF es de 70% importado por 30 nacional. Las importaciones provienen de Venezuela, Ecuador, Colombia, algo de Argentina y también del África especialmente de Nigeria, que es un crudo muy bueno para el esquema de refino. El crudo nacional proviene de los pozos que opera Pluspetrol y viene desde Andoas en la selva hasta Bayovar con puerto de embarque en la costa.

2.4.4 Gas Licuado de Petróleo LPG

2.4.4.1 Características Físicas y Químicas del LPG

El gas licuado de petróleo o LPG es una mezcla de hidrocarburos livianos conformada principalmente por propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}) en proporciones variables; sus características principales se indican en la tabla N°1. A temperatura ambiente y presión atmosférica, es gaseosa y al comprimirla aplicando presión moderada pasa a estado líquido. Puede obtenerse en una planta de procesamiento de gas natural o en una refinería, a través de las unidades de ruptura catalítica. En su estado gaseoso es más pesado que el aire, en su estado líquido es más liviano que el agua, no es tóxico, ni venenoso, es incoloro, inodoro e insípido y no contiene residuos. Es altamente inflamable combinado con el aire con una proporción que contenga de un 2 a un 10% de LPG. El LPG es un producto de refinación del petróleo crudo y también un gas natural, proviene como el metano de los yacimientos petrolíferos.

Se puede afirmar que el LPG es un óptimo carburante, tiene una elevada propiedad antiexplosiva, tiene además un mejor rendimiento en términos de carburo y produce emisiones mas limpias. El LPG cuando está presente en forma gaseosa en la atmósfera que puede formar mezclas de fácil encendido, de las que no es simple notar su presencia.

2.4.4.2 Características Toxicológicas

El LPG cuando se encuentra en estado gaseoso actúa como asfixiante simple y depresor del sistema nervioso central. En estado líquido puede causar quemaduras por congelamiento e irritación de la piel. Los datos toxicológicos son escasos y no se conocen efectos sistémicos crónicos debido a exposición industrial, a pesar de la presencia de odorizantes.

2.4.4.3 Precauciones y manejo

Este es un gas inflamable a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo cual se debe tener especial cuidado en el diseño de los tanques de almacenamiento, tuberías y llenadores. Es conveniente recordar que este producto genera vapores desde una temperatura de menos 148° C, que al mezclarse con el aire en proporciones de 1.9 a 9.5% en volumen, causa mezclas inflamables y explosivas; y que por tener una densidad mayor que la del aire (1.8 veces aprox.), sus vapores se concentran en las zonas bajas, que son sensibles a fuentes de ignición tales como, interruptores, pilotos de

estufas, tomas de corriente, lámparas, puntos calientes, etc., pudiendo causar incendios y/o explosiones.

Tabla N°1

	Propano	Butano	Propano - Butano
Fórmula	(C ₃ H ₈)	(C ₄ H ₁₀)	50%-50%
Punto de Ebullición			
°C	-42.1	0	-21.05
Gravedad			
Específica	1.53	2	1.77
Lbs. X Galón a			
15.6°C	4.24	4.81	4.525
Btu x Lbs. De Gas	21591	21220	21406
Temperatura Llama			
°F	3595	3615	3605
Octanaje	140	92	116
Presión en PSI a			
21°C	120	16.5	68.25

Fuente: National Gas Association

Para el diseño de las instalaciones en que se almacena, transporta y maneja LPG deben tenerse en cuenta las y las reglamentaciones normas correspondientes expedidas por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos (D.G.H.).

En particular se deben revisar cuidadosamente las válvulas, conexiones y accesorios de los tanques, cisternas y cilindros que se utilizan para almacenar el producto con el fin de evitar escapes. Asimismo, ventilar adecuadamente el sitio en donde se ubiquen los recipientes y las instalaciones que conduzcan este producto, para evitar concentraciones de alto riesgo en caso de escape.

Como precaución especial, debido al poder de solvencia orgánica relativamente alto que tiene el producto, se debe evitar el contacto de éste con algunos plásticos, caucho natural y revestimientos en base de caucho.

Actualmente, en el Perú se viene desarrollando un proyecto de instalación de una planta criogénica para la licuefacción de gas natural por parte de la empresa Petrotech, que estará ubicada en el área de pariñas (Talara – Piura).

La planta tendrá una capacidad de diseño de 50 millones de pies cúbicos y está próxima a culminarse en los Estados Unidos la construcción de esta planta. La inversión total será de US\$ 30 millones y la empresa tiene programado ponerla en operación a fines del primer semestre del presente año. En ella se tratará el gas natural asociado proveniente de los campos de Peña Negra y Lobitos.

Una planta criogénica como la mencionada, permite procesar el gas, enfriándolo a temperaturas por debajo de menos 40°C. A esa temperatura se condensa la humedad que está en el gas que en este caso no es otra cosa que su riqueza en hidrocarburos en estado gaseoso (butano y propano). La mezcla de estos gases se conoce comúnmente como LPG. Asimismo en esa humedad están contenidos los hidrocarburos acíclicos naturales que son las cadenas mayores a C5, que se conocen como gasolinas naturales. A ellas les bastan recipientes que resistan 30 libras de presión para ser almacenadas. Con tratamientos adicionales pueden ser utilizadas como solventes para uso automotor.

La exportación de gas natural licuefactado (LNG) requiere de procesos de enfriamiento a temperaturas muy inferiores a 50°C requiriendo inversiones superiores a los millones de dólares como en el caso de Camisea.

El volumen de gas a tratar inicialmente en la planta criogénica de Petrotech será de 40 millones de pies cúbicos, de los cuales se recuperarán entre 2,000 y 2,500 barriles diarios de líquidos condensados estimándose que entre 1,700 y 2,000 barriles corresponderán a LPG, mientras que de 300 a 500 barriles corresponderán a gasolinas naturales.

El LPG se almacenará al estado líquido en tanques presurizados para su venta a los mayoristas en la planta de procesamiento. El mercado potencial del área norte abarca Tumbes, Piura, Lambayeque, parte de Cajamarca, la Libertad y San Martín. Al ser Perú importador de LPG y siendo su principal mercado la gran Lima esta podría ser otro punto de venta del LPG que producirá Petro Tech. cuando Camisea entre en producción, la situación de abastecimiento de mercados cambiará, por lo que un importante mercado potencial sería el vecino país de Ecuador que actualmente es importador de LPG.

Cabe señalar que la demanda actual del mercado de Lima y provincias es de 10 al 12 mil barriles diarios de LPG, de los cuales entre 6mil y 8mil se cubren mediante importación, adquiriéndose el remanente de las refinerías de Talara (2,000 barriles) y la pampilla (3,000 barriles).

Repasar

2.5 Estudio de Parámetros Físicos y Tecnologías de Medición

2.5.1 Definiciones en Instrumentos de medición

Los instrumentos de medición empleados en las industrias de proceso tales como química, petroquímica, alimenticia, metalúrgica, energética, textil, papel, etc., tienen su propia terminología; los términos empleados definen las características propias de medida y de control de los diversos instrumentos utilizados: Indicadores, registradores, controladores, transmisores y actuadores como válvulas de control, contactores y arrancadores electrónicos. A continuación se definen los términos que son características intrínsecas que todos los instrumentos presentan:

Campo de medida (range).- Se define como el espectro o conjunto de valores de la variable medida que están comprendidos dentro de los límites superior e inferior de la capacidad de medida o de transmisión del instrumento; viene expresado por los dos valores extremos. Por ejemplo: el campo de medida del instrumento de temperatura de la figura 4 es de 100-300° C.

Alcance (span).- Es la diferencia algebraica entre los valores superior e inferior del campo de medida del instrumento. En el instrumento de temperatura de la figura 4, su valor es de 200°C.

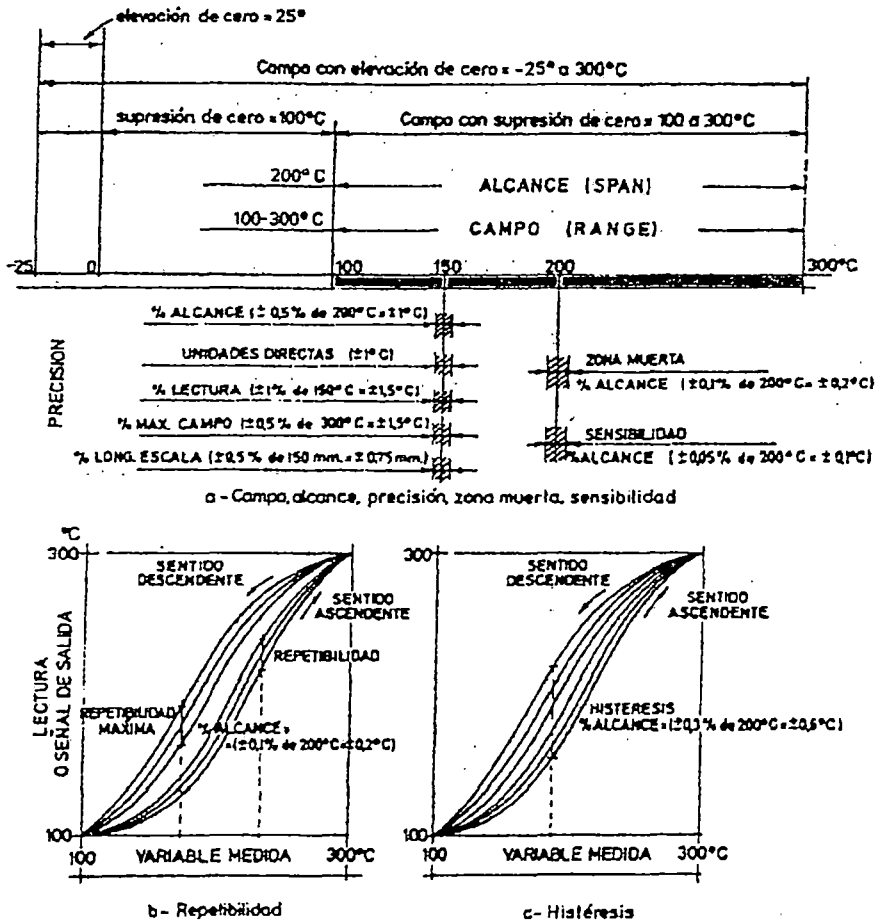


Fig. 4 Definiciones de los instrumentos

Error.- Es la diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el instrumento y el valor real de la variable de la medida. Si el proceso está en condiciones de régimen permanente existe el llamado error estático. En condiciones dinámicas el error varía considerablemente debido a que los instrumentos tienen características comunes a los sistemas físicos, absorben energía del proceso y esta transferencia requiere cierto tiempo para ser

transmitida, lo cual da lugar a retardos de lectura del aparato. Siempre que las condiciones sean dinámicas, existirá en mayor o menor grado llamado error dinámico (diferencia entre el valor instantáneo de la variable y el indicado por el instrumento): su valor depende del tipo de fluido en el proceso, de su velocidad, del extremo primario (termopar, bulbo y capilar), de los medios de protección (tubo), etc. El error medio del instrumento es la media aritmética de los errores de cada punto de la medida determinados para todos los valores crecientes y decrecientes de la variable medida.

Cuando una medición se realiza con la participación de varios instrumentos colocados uno a continuación de otros, el valor final de la medición estará constituido por los errores inherentes a cada uno de los instrumentos.

Como es improbable que todos los instrumentos tengan al mismo tiempo, sus errores máximos en todas las circunstancias de la medida, suele tomarse como error total de una medición, la raíz cuadrada de la suma algebraica de los cuadrados de los errores máximos de los instrumentos.

Por ejemplo, el error obtenido al medir un caudal con un diafragma, un transmisor electrónico de 4-20 mA c.c., un receptor y un integrador electrónico será:

Error del diafragma	2%
Error del transmisor de 4-20 mA c.c.	0,5 %

Error del receptor electrónico	0,5 %
Error del integrador electrónico	0,5 %

El error total de la transmisión entonces es: +/- 2.18%

Incertidumbre de la medida (uncertainty).- Los errores que existen necesariamente al realizar la medida de una magnitud, hacen que se tenga una incertidumbre sobre el verdadero valor de la medida. La incertidumbre es la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor de la magnitud medida. En el cálculo de la incertidumbre interviene la distribución estadística de los resultados de series de mediciones, las características de los equipos, etc.

Cuando se dispone una sola medida, la incertidumbre es:

$$i = a \cdot K$$

Donde:

K = factor que depende del nivel de confianza (K = 2 para 95%)

a = desviación típica del instrumento indicada por el fabricante.

Exactitud.- Es la cualidad de un instrumento de medida por la que tiende a dar lecturas próximas al verdadero valor de la magnitud medida.

Precisión (accuracy).- La precisión es la tolerancia de medida o de transmisión del instrumento (intervalo donde es admisible que se sitúe la magnitud de la medida), y define los límites de los errores cometidos cuando el instrumento se emplea en condiciones normales de servicio durante un periodo de tiempo determinado (normalmente 1 año). La precisión puede ser relativa o absoluta.

Hay que señalar que los valores de precisión de un instrumento se consideran en general establecidos para el usuario, es decir, son los proporcionados por los fabricantes de los instrumentos. Sin embargo, estos últimos suelen considerar también los valores de calibración en fábrica y de inspección. Por ejemplo, un instrumento que en fábrica tiene una precisión de calibración de $\pm 0,8\%$, en la inspección le corresponde $\pm 0,9\%$ y la dada al usuario es $\pm 1\%$.

Con ello se pretende tener un margen de seguridad para compensar los efectos en conjunto de las diferencias de apreciación de las personas que efectúan la calibración, las diferentes precisiones de los instrumentos de medida utilizados, las posibles alteraciones debidas al desplazamiento del

instrumento de un punto a otro, los efectos ambientales y de envejecimiento, etc.

Zona muerta (dead zone o dead band).- Es el campo de valores de la variable que no hace variar la indicación o la señal de salida del instrumento, es decir, que no produce su respuesta, viene dada en tanto por ciento del alcance de la medida, por ejemplo: en el instrumento de la figura 4 es de +/- 0,1%, es decir, de $0,1 \times 200/100 = \pm 0,2 \text{ } ^\circ \text{ C}$.

Sensibilidad (sensitivity).- Es la razón entre el incremento de la lectura y el incremento de la variable que lo ocasiona, después de haberse alcanzado el estado de reposo. Por ejemplo, si en un transmisor electrónico de 0-10 bar, la precisión pasa de 5 a 55 bar y la señal de salida de 11,9 a 12,3 mA c.c., la sensibilidad es el cociente:

$$(12,3-11,9)/(20-4) / (5,5-5)/10 = \pm 0,5 \text{ Ma c.c./bar}$$

Repetibilidad (repeatability).- La repetibilidad es la capacidad de reproducción de las posiciones de índice o de la señal de salida del instrumento al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación, recorriendo todo el campo. Se considera en general su valor máximo

(repetibilidad máxima) y se expresa en tanto por ciento del alcance: un valor representativo es el $\pm 0,1 \%$.

Histéresis (Hysteresis).- La histéresis es la diferencia máxima que se observa en los valores indicados por el índice o la pluma del instrumento para el mismo valor cualquiera del campo de medida, cuando la variable recorre toda la escala en los dos sentidos, ascendente y descendente. Se expresa en tanto por ciento del alcance de la medida. Por ejemplo: si en un termómetro de 0-100 %, para el valor de la variable de 40°C, la aguja marca 39,9 al subir la temperaturas desde 0, e indica 40,1 al bajar la temperatura desde 100°C, el valor de la histéresis es de:

$$(40,1-39,9) / (100-0) * 100 = \pm 0,2\%$$

Resolución.- Se define como la magnitud de los cambios en escalón de la señal de salida (expresados en tanto por ciento de salida de toda la escala) al ir variando continuamente la medida en todo el campo. Es también el grado con que el instrumento puede discriminar valores equivalentes de una cantidad, o la menor diferencia de valor que el aparato puede distinguir.

Trazabilidad (traceability).- Es la propiedad del resultado de las mediciones efectuadas con un instrumento o con un patrón, tal que puede relacionarse con patrones nacionales o internacionales, mediante una cadena interrumpida de comparaciones, con todas las incertidumbres determinadas.

Ruido.- Es cualquier perturbación eléctrica o señal accidental no deseada que modifica la transmisión, indicación o registro de los datos deseados.

Linealidad.- Viene a ser la aproximación de una curva de calibración a una línea recta especificada.

Temperatura de servicio.- Es el rango de temperaturas en el cual se espera que trabaje el instrumento dentro de límites de error especificados.

Vida útil de servicio.- Tiempo mínimo especificado durante el cual se aplican las características de servicio continuo e intermitente del instrumento sin que se presenten cambios en su comportamiento más allá de tolerancias especificadas.

2.5.2 Instrumentos y comunicación

2.5.2.1 Transmisores, procesadores y señales

Los transmisores son instrumentos que captan la variable de proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor indicador, registrador, controlador o una combinación de estos. Los instrumentos de medición y de control son relativamente complejos y su función puede comprenderse bien si están incluidos dentro de una clasificación adecuada. Como es lógico, pueden existir varias formas para clasificar los instrumentos, cada una de ellas con sus propias ventajas y limitaciones. Se considerarán dos clasificaciones básicas: la primera relacionada con la función del instrumento y la segunda con la variable del proceso. De acuerdo con la función del instrumento, obtenemos las formas siguientes:

Instrumentos ciegos: son aquellos que no tienen indicación visible de la variable. Ejemplo de estos son: presostatos y termostatos (interruptores de presión y temperatura respectivamente) que pueden ser usados como instrumentos de alarma al ajustarse a un valor de disparo.

Instrumentos indicadores: estos disponen de un índice y de un escala graduada en la que puede leerse el valor de la variable. Existen también

indicadores digitales que muestran la variable en forma numérica con dígitos.

Elementos primarios:- están en contacto con la variable y utilizan o absorben energía del medio controlado para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable controlada. El efecto producido por el elemento primario puede ser un cambio de presión, fuerza, posición, medida eléctrica, etc. Por ejemplo: en los elementos primarios de temperatura de bulbo y capilar, el efecto es la variación de presión del fluido que los llena y en los de termopar se presenta una variación de fuerza electromotriz. Ver fig 5.

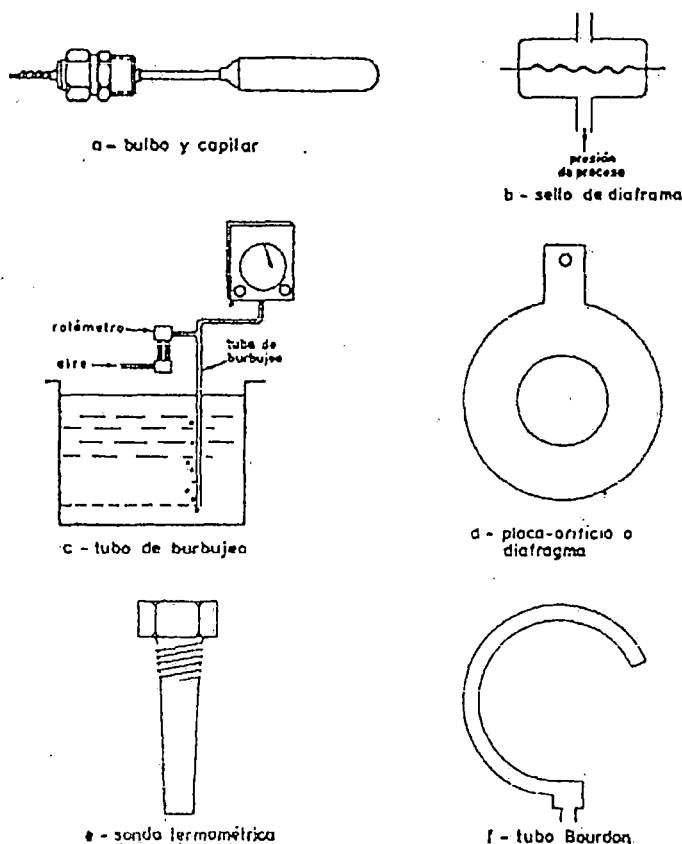


Fig. 5 Elementos primarios

Los transmisores: captan la variable de proceso a través del elemento primario y transmiten a distancia en forma de señal neumática de margen de 3 a 15 psi (libras por pulgada cuadrada) o electrónica de 4 a 20 mA de corriente continua. La señal digital utilizada en algunos transmisores inteligentes es apta directamente para ordenador.

Transductores: reciben una señal de entrada en función de una o más cantidades físicas y lo convierten modificada o no a una señal de salida. Son transductores, un relé, un elemento primario, un transmisor, un convertidor PP/I (presión de proceso a intensidad), un convertidor PP/P (presión a señal neumática), etc.

Convertidores: son aparatos que reciben una señal de entrada neumática (3-15 psi) o electrónica (4-20 mA c.c.) procedente de un instrumento y después de modificarla envían la resultante en forma de señal de salida estándar. Ejemplo: un convertidor P/I (señal de entrada neumática a señal de salida electrónica, un convertidor I/P (señal de entrada eléctrica a señal de salida neumática). Conviene señalar que a veces se confunde convertidor con transductor. Este último término es general y no debe aplicarse a un aparato que convierta una señal de instrumentos.

Receptores: reciben las señales procedentes de los transmisores y las indican o registran. Los receptores controladores envían otra señal de salida normalizada a los valores ya indicados 3-15 psi en señal neumática, o 4-20mA c.c. en señal eléctrica, que actúan sobre el elemento final de control.

Controladores: comparan la variable controlada (presión, nivel, temperatura) con un valor deseado y ejercen una acción de control a un elemento actuador.

Elemento final de control (actuador): recibe la señal del controlador y modifica el valor del agente de control (caudal, nivel, etc). De acuerdo con la variable del proceso, los instrumentos se dividen en instrumentos de caudal, nivel, presión, temperatura, densidad y peso específico, humedad y punto de rocío, viscosidad, posición, velocidad, pH, conductividad, frecuencia, fuerza, turbidez, etc. Esta clasificación corresponde específicamente al tipo de las señales medidas siendo independiente del sistema empleado en la conversión de la señal de proceso. De este modo, un transmisor neumático de temperatura del tipo de bulbo y capilar, es un instrumento de temperatura a pesar de que la medida se efectúa convirtiendo las variaciones de presión del fluido que llena el bulbo y el capilar; el aparato receptor de la señal neumática del transmisor anterior es un instrumento de temperatura, si bien, al ser receptor neumático lo podríamos considerar instrumento de presión,

caudal, nivel o cualquier otra variable según fuera la señal medida por el transmisor correspondiente. Asimismo, esta clasificación es independiente del número y tipo de transductores existentes entre el elemento primario y el instrumento final. Así ocurre en el caso de un transmisor electrónico de nivel de 4 a 20 mA c.c., un receptor controlador con salida de 4-20 mA c.c. a neumática de 3-15 psi y la válvula neumática de control; todos estos instrumentos se consideran de nivel.

Nótese que se consideran instrumentos de campo y de panel; la primera designación incluye los instrumentos locales situados en el proceso o en sus proximidades (es decir, en tanques, tuberías, secadores, etc) mientras que la segunda se refiere a los instrumentos montados en paneles, armarios o pupitres situados en salas aisladas o en zonas del proceso. Ver fig. 6.

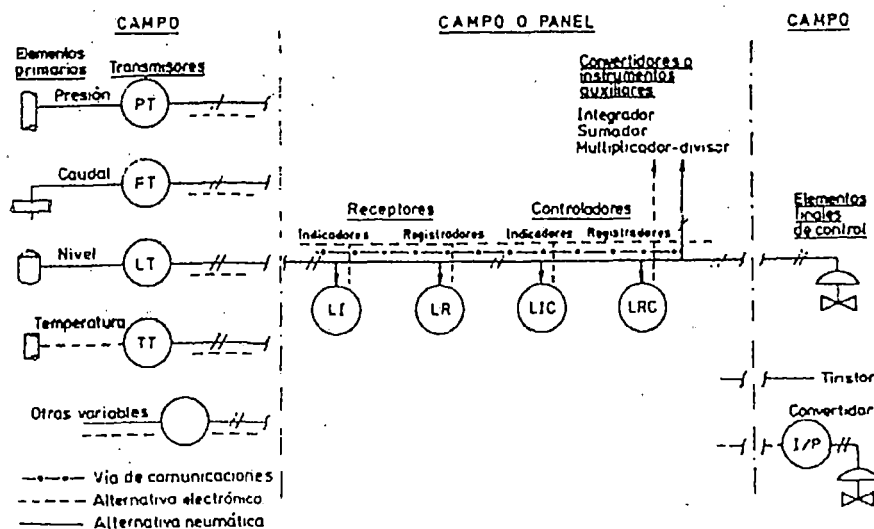


Fig. 6 Clases de Instrumentos

Existen varios tipos de señales de transmisión neumáticas, electrónicas, digitales, hidráulicas, y telemétrica. Las más empleadas en la industria son las tres primeras, las señales hidráulicas se utilizan ocasionalmente cuando se necesita una gran potencia y las señales telemétricas se emplean cuando hay una distancia de varios kilómetros entre el transmisor y el receptor.

Los transmisores electrónicos generan la señal estándar de 4-20 mA c.c., a distancias de 200m a 1 Km, según sea el tipo de instrumento transmisor. Todavía pueden encontrarse transmisores que envían las señales 1-5 mA c.c., 10-50 mA c.c., 0,5 mA c.c., 1-5 mA c.c., 0-20 mA c.c., 1-5 V c.c., utilizadas anteriormente a la normalización de la señal indicada de 4-20 mA c.c. La señal electrónica de 4 a 20 mA c.c. tiene un nivel suficiente y de compromiso entre la distancia de transmisión y la robustez del equipo. Al ser continua y no alterna, elimina la posibilidad de captar perturbaciones, está libre de corrientes parásitas y emplea sólo dos hilos que no precisan blindaje.

El "cero vivo" con que empieza la señal (4 mA c.c.) ofrece las ventajas de poder detectar una avería por corte de un hilo (la señal se anula) y de permitir diferenciar todavía más el ruido de la transmisión cuando la variable está en su nivel más bajo.

La señal digital consiste en una serie de pulsos en forma de bits. Cada bit consiste en dos signos, el 0 y el 1 (código binario), y representa el paso (1) o no (0) de una señal a través de un conductor. Por ejemplo: dentro de la señal electrónica de 4-20 mA c.c., los valores binarios de 4, 12 y 20 mA son respectivamente de 00000000, 01111111 y 11111111. Si la señal digital que maneja el microprocesador del transmisor es de 8 bits, entonces puede enviar 8 señales binarias (0 y 1) simultáneamente. Como el mayor número binario de 8 cifras es:

$$11111111 = 1 + 1 * 2 + 1 * 2^2 + \dots + 1 * 2^7 = 255$$

Se sigue que la precisión obtenida con el transmisor debida exclusivamente a la señal digital es de:

$$1/255 * 100 = +/- 0,4\%$$

Si la señal es de 16 bits, entonces puede manejar 16 señales binarias (0 y 1). Siendo el mayor número binario de 16 cifras:

$$11111111111111 = 1 + 1 * 2 + 1 * 2^2 + \dots + 1 * 2^{15} = 65535$$

La precisión obtenida con el transmisor debida exclusivamente a la señal digital es de:

$$1/65535*100=+/-0,00152$$

Las fibras ópticas en la transmisión se están utilizando en lugares de la planta donde las condiciones son duras (campos magnéticos intensos que influyen la señal...). Los módulos de transmisión pueden ser excitados por fuentes de luz de LED (Ligth Emiting Diodes) o diodo láser. Los módulos receptores disponen de fotodetector y preamplificador. Con los cables o multiplicables de fibra óptica y con convertidores electroópticos, la transmisión de datos puede efectuarse con multiplexores transmitiendo simultáneamente a la velocidad máxima definida por la norma RS232 de transmisión de datos para modems y multiplexores. Las ventajas de la transmisión por fibra óptica incluyen la inmunidad frente al ruido eléctrico (interferencias electromagnéticas), el aislamiento eléctrico total, un anchura de banda mayor que la proporcionada por los correspondientes hilos de cobre, ser de pequeño tamaño y de poco peso, sus bajas pérdidas de energía, y que las comunicaciones sean seguras.

El microprocesador se utiliza en la transmisión por las ventajas que posee de rapidez de cálculo, pequeño tamaño, fiabilidad, precio cada vez más competitivo.

El microprocesador ha permitido, a partir de 1986, la aparición del primer transmisor con señal de salida enteramente digital, lo cual facilita las comunicaciones enteramente digitales entre el transmisor y el controlador o receptor. Esta digitalización de las señales y su envío a los sistemas de control, si bien varía de acuerdo a cada fabricante, está experimentando un proceso de normalización a cargo del comité SP50 de ISA.

2.5.2.1.1 Transmisores inteligentes

Los instrumentos digitales "inteligentes" en particular los transmisores son dispositivos electrónicos que disponen de un procesador de gran capacidad y velocidad de procesamiento. Algunos instrumentos, inclusive cuentan con un procesador DSP (Digital Signal Processing), el cual mejora estas propiedades. Estos dispositivos ofrecen principalmente las siguientes características:

La calibración se ve facilitada por la "inteligencia" proporcionada por el microprocesador incorporado en el instrumento. Este guarda digitalmente en una EPROM los datos que proporcionan correcciones precisas de las no linealidades de los sensores ante variaciones en la temperatura y en la presión ambiente para toda la vida útil del instrumento. Se encuentran grabados unos 126 puntos o más en lugar de los cinco típicos $\pm 0\%$,

25%, 50%, 75%, 100%) con los puntos que se calibra un instrumento convencional. Un comunicador portátil dotado de visualizador de cristal líquido y teclado alfanumérico permite comprobar desde el propio transmisor, o bien desde cualquier punto de la conexión (dos hilos) el estado y calibración del transmisor. Estos instrumentos presentan pues la ventaja de que no es necesaria su calibración. En todo caso., puede ajustarse el aparato enviado a través del teclado alfanumérico del comunicador el número de identificación del instrumento y los valores inferior y superior del campo de medida con los que se desea reajustar al aparato.

Los transmisores inteligentes con señal de salida de 4-20 mA c.c. pueden intercambiarse perfectamente con transmisores de otras marcas. Ello no es posible si son de señal de salida digital, debido a la falta de normalización en el campo de las comunicaciones que subsiste actualmente.

Existen instrumentos que reúnen tres transmisores en un solo aparato, midiendo la presión, la presión diferencial y la temperatura. De este modo permiten medir los caudales volumétricos y másico compensados de líquidos y gases a partir de un elemento primario, tal como una placa-orificio, tobera o tubo Venturi, reduciendo el coste (menores cableados, mano de obra y mantenimiento) y aumentando la precisión.

El transmisor inteligente incorpora un procesador que convierte la señal digital en analógica, además de funciones adicionales a las propias de la medida de la variable.

Si el transmisor inteligente transmite una señal rápida, tal como la presión o el caudal, existe el peligro de que la cantidad de tareas y cálculos que debe realizar el microprocesador, le impida captar todos los valores de la variable. En este caso, debe utilizarse un transmisor electrónico analógico.

En resumen. Las algunas ventajas del transmisor inteligente con relación a los instrumentos electrónicos analógicos convencionales (señal de salida 4-20 mA c.c.) son:

- Mejora de la precisión (2:1 como mínimo).
- Mejora de la estabilidad en condiciones de trabajo diversas (3:1 a 5:1).
- Campos de medida más amplios.
- Mayor fiabilidad.

En cuanto a las desventajas, existe el problema de la rapidez y la falta de normalización de las comunicaciones.

2.5.2.2 Comunicaciones

La mayor parte de las comunicaciones entre los instrumentos de proceso y el sistema de control se basan en señales analógicas. Sin embargo, los instrumentos digitales capaces de manejar grandes volúmenes de datos y guardarlos en unidades históricas están aumentando día a día sus aplicaciones. Su precisión es unas diez veces mayor que la señal clásica de 4-20 mA c.c. En lugar de enviar cada variable por un par de hilos, transmiten secuencialmente las variables a través de un cable de comunicación llamado bus.

La tecnología fieldbus o bus de campo es un protocolo de comunicaciones digital de alta velocidad que está en camino de sustituir a la clásica señal analógica de 4-20 mA en todos los sistemas de control distribuido (DCS) y controladores programables, instrumentos de medida y transmisión y actuadores. La arquitectura fieldbus conecta estos aparatos con ordenadores que puedan trabajar para muchos niveles en la dirección de la planta. Los protocolos patentados por el fabricante no permiten al usuario la intercambiabilidad o interoperatividad de sus instrumentos, es decir, no es

posible sustituir un instrumento de un fabricante por otro similar de otro fabricante, ni intercambiar instrumentos de funcionalidad equivalente.

La arquitectura interna del "fieldbus" tiene los siguientes niveles o capas:

- *Nivel 1: Físico.*- especifica las condiciones del medio de transmisión, las características eléctricas, mecánicas y funcionales y la codificación de los datos.
- *Nivel 2: Enlace.*- establece el enlace lógico, el control de flujo y errores, la sincronización de la transmisión y el control de acceso al medio.
- *Nivel 3 al 6:* Son objeto de protocolo.
- *Nivel 7: Aplicación.*- contienen los servicios y regula la transferencia de mensajes entre las aplicaciones del usuario y los diferentes instrumentos.

El primer bus de campo. Efectivamente abierto, utilizado ampliamente fue el MODBUS de Gould Modicon que sólo dispone del nivel 1 (físico) y del 2 (enlace). La fundación Fieldbus (Fieldbus Foundation) fue creada en 1994 para definir un único estándar según la normas IEC-ISA y agrupa la organización WorldFIP y la Fundación ISP. Ello fue posible gracias a los progresos efectuados en los protocolos FIP y PROFIBUS.

En Europa existen normas de la CECELEC (EN-82150) y está en marcha una iniciativa europea que puede reunir características de las normas FIP, PROFIBUS y P-NET. La norma ISP-SP50, que inicialmente tenía que terminarse en 1989, se le ha retrasado debido a la política de competencia de los fabricantes de instrumentos y todavía no es un estándar universal.

El sistema "totalmente abierto" desde la sala de control hasta los instrumentos de campo se conseguirá con el "fieldbus" estándar. Este proporciona el control automático y secuencial, alarmas e inteligencia en los instrumentos de campo.

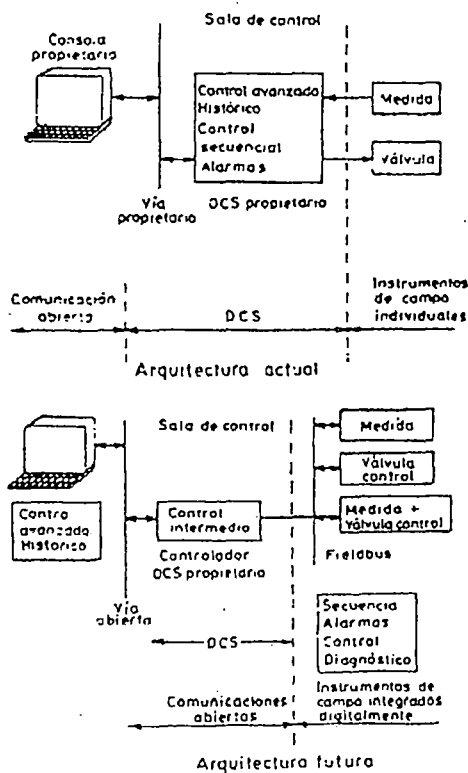


Fig. 7 Arquitecturas actual y futura de "fieldbus"

En la figura 7 pueden verse las arquitecturas actual y futura de "fieldbus". Cabe señalar que el sistema totalmente abierto puede combinar con UNIX, Ethernet, con la base de datos relacional Oracle y con Windows, lo que reduce la necesidad de interfaces. Asimismo, el sistema abierto combinado con el Software comercial puede conducir a una potencial pérdida de seguridad de datos por lo que los suministradores propietarios del sistema lo desarrollan con sumo cuidado.

Actualmente, los fabricantes están investigando continuamente en la evolución de sus equipos, por lo que no están excesivamente interesados en que exista un solo estándar.

Por otro lado, al realizar en un tiempo mínimo las máximas aplicaciones posibles de su "fieldbus" propietario, el fabricante puede conseguir una cierta irreversibilidad del mercado, de tal modo que los propios usuarios pueden forzar la normalización del protocolo de comunicaciones que emplean. Ver tabla 2.

2.5.3 Parámetros físicos e instrumentos de medición

Existen muchas variables que son de interés industrial y que pueden clasificarse como físicas. Las variaciones físicas son aquellas relacionadas con las causas físicas que actúan sobre un cuerpo, con su movimiento o bien con las propiedades físicas de las sustancias. Entre ellas se encuentran: el nivel, la temperatura, la presión, el peso, la densidad, peso específico, la humedad y el punto de rocío, la viscosidad, velocidad, entre otros. Para propósitos del presente estudio, se abordarán los parámetros de nivel, temperatura, presión, masa, densidad y peso específico de líquidos almacenados en tanques cerrados.

Tabla 2 Características de transmisores

<i>Transmisor</i>	<i>Señal</i>	<i>Precisión</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Neumático	3-15 psi 0.2-1 bar	$\pm 0.5\%$	Rapidez Sencillo	Aire limpio No guardan información Distancias limitadas Mantenimiento caro Sensible a vibraciones
Electrónico convencional	4-20 mA c.c.	$\pm 0.5\%$	Rapidez	Sensible a vibraciones deriva térmica
Electrónico Inteligente	4-20 mA c.c.	$\pm 0.2\%$	Mayor precisión Intercambiable Estable, Fiable Campo de medida más amplio Bajo coste mantenimiento	Lento (para variables rápidas puede presentar problemas)
Electrónico Inteligente Señal digital	Digital	$\pm 0.1\%$	Mayor precisión Más estabilidad Fiable Autodiagnóstico Comunicación bidireccional Configuración remota Campo de medida más amplio Bajo coste mantenimiento	Lento (para variables rápidas puede presentar problemas) Falta normalización de las comunicaciones No intercambiable con otras marcas

2.5.3.1 Medición de nivel

En la industria, la medición de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento correcto del proceso como de la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales.

La utilización de instrumentos electrónicos con microprocesador en la medida de otras variables, tales como la presión y la temperatura, permite añadir «inteligencia» en la medida del nivel, y obtener precisiones de lectura altas, del orden de $\pm 0,2\%$, en el inventario de materias primas o finales o en transformación en los tanques del proceso. El transmisor de nivel «inteligente» hace posible la interpretación del nivel real (puede eliminar o compensar la influencia de la espuma en flotación del tanque, en la lectura), la eliminación de las falsas alarmas (tanques con olas en la superficie debido al agitador de paletas en movimiento), y la fácil calibración del aparato en cualquier punto de la línea de transmisión.

2.5.3.1.1 Tipos de medidores de nivel

Los medidores de nivel de líquidos trabajan midiendo, bien directamente la altura de líquido sobre una línea de referencia, bien la presión hidrostática,

bien el desplazamiento producido en un flotador por el propio líquido contenido en el tanque del proceso, o bien aprovechando características eléctricas del líquido.

Los primeros instrumentos de medida directa se dividen en: sonda, cinta y plomada, nivel de cristal e instrumentos de flotador. Los aparatos que miden el nivel aprovechando la presión hidrostática se dividen en:

Medidor manométrico

Medidor de membrana

Medidor de tipo burbujeo

Medidor de presión diferencial de diafragma

Los instrumentos que utilizan características eléctricas del líquido se clasifican en:

Medidor resistivo

Medidor conductivo

Medidor capacitivo

Medidor ultrasónico

Medidor de radiación

Medidor de láser

A continuación se aborda brevemente los diferentes tipos de medidores de nivel extendiéndose la explicación de los más importantes.

a) Medidor de sonda.- consiste en una varilla o regla graduada, de una longitud conveniente para ser introducida dentro del depósito. La determinación del nivel se efectúa por lectura directa de la longitud mojada por el líquido. En el momento de la lectura el tanque debe estar abierto a presión atmosférica. Se utiliza generalmente en tanques de fuel-oil o gasolina. Otro medidor consiste en una varilla graduada, con un gancho que se sumerge en el seno del líquido y se levanta después hasta que el gancho rompe la superficie del líquido. La distancia desde esta superficie hasta la parte superior del tanque representa indirectamente el nivel. Se emplea en tanques de agua a presión atmosférica. Otro sistema parecido es el medidor de cinta graduada y plomada, que se emplea cuando es difícil que la regla graduada tenga acceso al fondo del tanque. Ver fig.8.

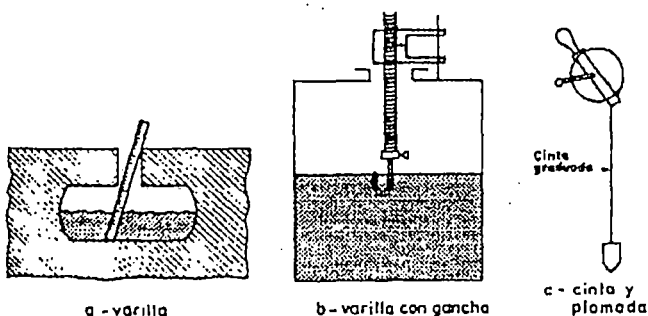


Fig. 8 Medidor de sonda

b) Medidor tipo flotador.- es el modelo más antiguo y el más utilizado en tanques de gran capacidad tales como los de fuel-oil y gas-oil. Tiene el inconveniente de que las partes móviles están expuestas al fluido y pueden romperse y de que el tanque no puede estar sometido a presión. Además, el flotador debe mantenerse limpio.

Los instrumentos de flotador tienen una precisión de $\pm 0,5\%$. Son adecuados en la medida de niveles en: tanques abiertos y cerrados a presión o al vacío, y son independientes del peso específico del líquido. Por otro lado, el flotador puede obstruirse en el tubo guía por un eventual depósito de los sólidos o cristales que el líquido pueda contener y además los tubos guía muy largos pueden dañarse ante olas bruscas en la superficie del líquido o ante la caída violenta del líquido en el tanque. Entre los instrumentos basados en la presión hidrostática tenemos el medidor manométrico, de membrana, de burbujeo y de presión diferencial. Ver fig. 9.

c) Medidor manométrico.- consiste en un manómetro conectado directamente a la parte inferior del tanque. En la figura 10 puede verse un instrumento de este tipo en el que se observarán varios accesorios como

son una válvula de cierre para mantenimiento, y un elemento de decantación con una válvula de purga. El manómetro mide la presión debida a la altura de líquido h que existe entre el nivel del tanque y el eje del instrumento. Así pues, el campo de medida del instrumento corresponderá a:

$$0-h*d*g$$

Donde:

h = altura de líquido en m

γ = densidad del líquido en kg/m³

$g = 9,8 \text{ m/s}^2$

o bien, expresando d en g/cm³ se obtendría $0-0,098 h \gamma$ bar (o bien $0-0,1 h \gamma$ kg/cm²).

d) Medidor de membrana.- utiliza una membrana conectada con un tubo al instrumento receptor. La fuerza ejercida por la columna de líquido sobre el área de la membrana comprime el aire interno a una presión igual a la ejercida por la columna de líquido. El volumen del aire interno es relativamente grande, por lo cual el sistema está limitado a distancias no mayores de unos 15 m debido a la compresibilidad del aire. Como se indico anteriormente, la presión máxima que el líquido ejercerá es $0,098 h \gamma$ bar. El

instrumento es delicado ya que cualquier pequeña fuga del aire contenido en el diafragma destruiría la calibración del instrumento.

e) **Medidor de tipo burbujeo.**- emplea un tubo sumergido en el líquido a cuyo través se hace burbujear aire mediante un rotámetro con un regulador de caudal incorporado. La presión del aire en la tubería equivale a la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido, es decir, al nivel.

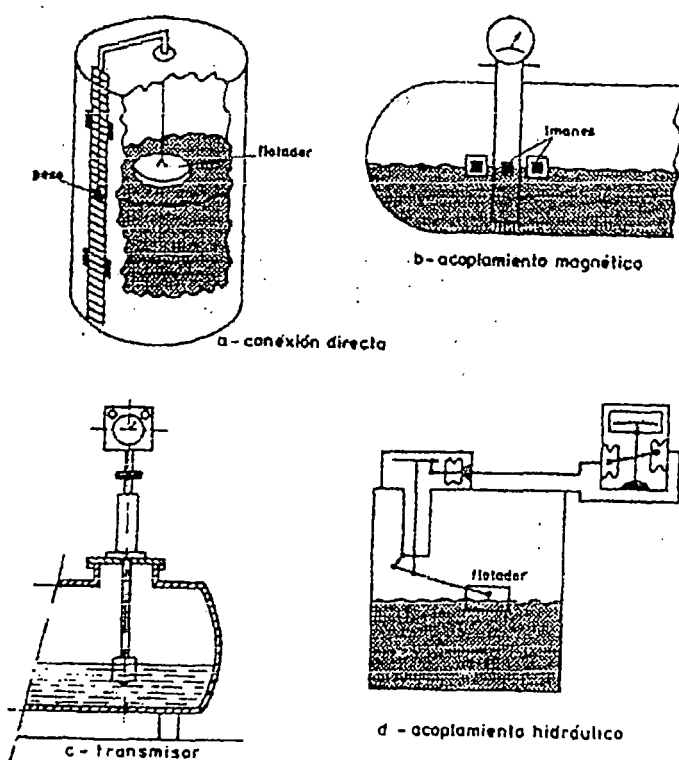


Fig. 9 Instrumento de flotador

La presión de aire en la tubería, es decir, el nivel, se mide mediante un manómetro de fuelles cuyo campo de medida corresponde a la presión máxima ejercida por el líquido ($0,098 h\gamma$ bar, con h en m y γ en g/cm^3). El manómetro receptor puede colocarse hasta distancias de 200 m.

El método de burbujeo es simple y da buen resultado, en particular, en el caso de líquidos muy corrosivos o con sólidos en suspensión y en emulsiones. No se recomienda su empleo cuando el fluido de purga perjudica al líquido y para fluidos altamente viscosos donde las burbujas formadas del aire o del gas de purga presentan el riesgo de no separarse rápidamente del tubo. Desde el punto de vista de mantenimiento, es muy útil situar una T con un tapón en la parte superior del tubo para su limpieza periódica.

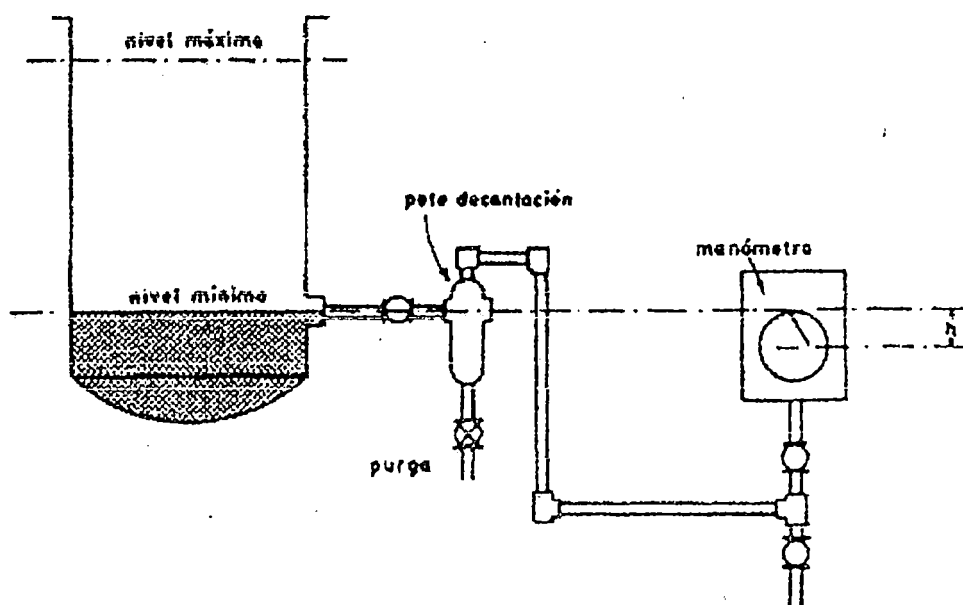


Fig. 10 Medidor manométrico

g) Medidor de presión diferencial.- consiste en un diafragma en contacto con el líquido del tanque, que mide la presión hidrostática en un punto del fondo del tanque. Ver fig. 11. En un tanque abierto esta presión es proporcional a la altura del líquido en ese punto y a su peso específico. Es decir:

$$P = H \gamma g$$

en la que:

P = presión

H = altura de líquido sobre el instrumento

γ = densidad del líquido

$g = 9,8 \text{ m/s}^2$

El diafragma forma parte de un transmisor neumático, electrónico o digital de presión diferencial.

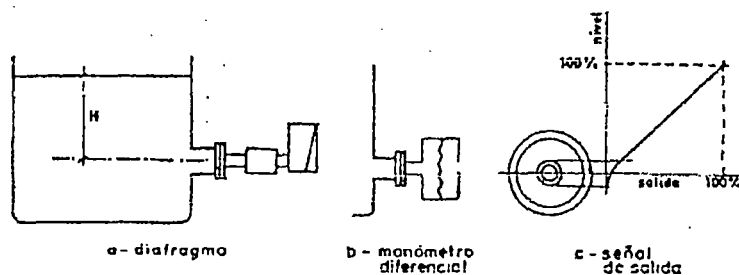


Fig. 11 Medidor de diafragma

En el tipo más utilizado, el diafragma está fijado en una brida que se monta rasante al tanque para permitir sin dificultades la medida de nivel de fluidos, tales como pasta de papel y líquidos con sólidos en suspensión, pudiendo

incluso ser de montaje saliente para que el diafragma se adecue correctamente con las paredes interiores del tanque tal como ocurre en el caso de líquidos extremadamente viscosos en que no puede admitirse ningún recodo. Ver fig. 12.

En el caso de que el tanque esté cerrado y bajo presión, hay que corregir la indicación del aparato para la presión ejercida sobre el líquido debiendo señalar que la lectura será muy poco precisa, si la presión es grande. Se suele conectar un tubo en la parte superior del tanque y medir la diferencia de presiones entre la toma inferior y la superior, utilizando transmisores de presión diferencial de diafragma tal como los presentados en la figura 13.

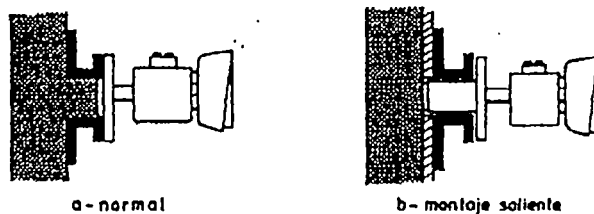


Fig. 12 tipos de diafragma

Cuando los gases o vapores encima del líquido son condensables, la línea desde la toma superior se llena gradualmente con el condensado hasta llenar todo el tubo, en cuyo caso la tubería dibujada a la derecha del transmisor de las figuras 13 a y b tendrá mayor presión que la tubería izquierda y, por lo tanto, habrá que cambiar las conexiones del instrumento

ya que éste indicará bajo cuando el nivel sea alto y viceversa: En efecto, puede verse en la figura que:

$$P = (H - h) \gamma \quad \text{para } h = 0 \quad p = H$$

De este modo, el instrumento tendrá que estar graduado a la inversa, es decir, indicar 0 % a 3 psi y 100 % a 15 psi en un transmisor neumático, o bien señalar 0 % a 4 mA y 100 % a 20 mA en un transductor de señal de salida 4-20 miliamperios en corriente continua.

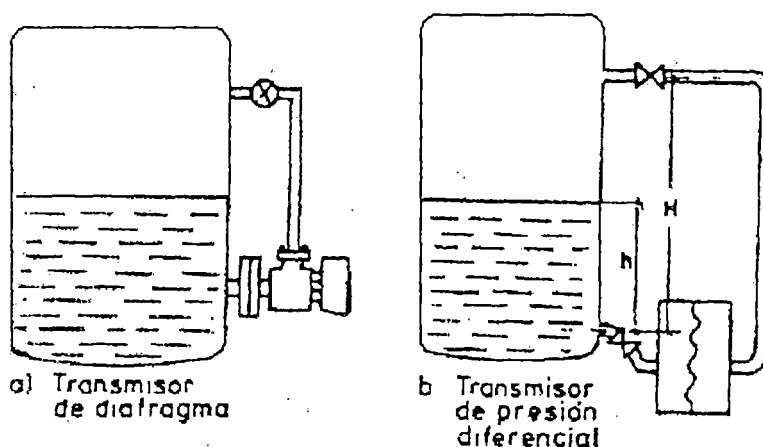


Fig. 13 Medidores de presión diferencial en tanque cerrado

Para corregir este inconveniente se utiliza un muelle llamado de supresión que está aplicado a la barra de equilibrio de fuerzas del transmisor y que produce una fuerza igual a la diferencia entre el nivel máximo y el mínimo. Como es natural, puede ajustarse la tensión del muelle para cada caso particular.

En tanques cerrados y a presión con líquido de vapor condensable existe el riesgo de obturación de la línea de compensación, en particular si el fluido no es limpio. En este caso se recomienda emplear un transmisor de presión diferencial unido con dos capilares a dos diafragmas conectados en las partes inferior y superior del tanque.

La precisión de los instrumentos de presión diferencial es de $\pm 0,5\%$ en los neumáticos, $\pm 0,2\%$ a $\pm 0,3\%$ en los electrónicos, y de $\pm 0,15\%$ en los «inteligentes» con señal de salida de 4-20 mA c.c. y de $\pm 0,1\%$ en los que se emplean en los tanques abiertos y cerrados a presión y a vacío, no tienen partes móviles dentro del tanque, son de fácil limpieza, son precisos y confiables, admiten temperaturas del fluido hasta 120°C y no son influidos por las fluctuaciones de presión. Sin embargo, en tanques cerrados presentan el inconveniente de la posible condensación de los vapores del tanque en el tubo de conexión al instrumento; este inconveniente se elimina fácilmente con un resorte de supresión. Hay que señalar que el material del diafragma debe ser el adecuado para resistir la corrosión del fluido (existen materiales de acero inoxidable 316, monel, tantalio, hastelloy B, inoxidable recubierto de teflón).

Los instrumentos basados en la presión hidrostática permiten inventariar el tanque. En la figura 14 puede verse el montaje de los instrumentos, tres

transmisores de presión situados en las partes inferior, media y superior del tanque, y una sonda de temperatura. Las medidas calculadas son:

$$\text{Nivel} = (P_i - P_s) / \text{Densidad} + h_i$$

$$\text{Masa} = (P_j - P_s) \times \text{Área media del tanque}$$

$$\text{Volumen} = \text{Masa} / \text{Densidad}$$

La temperatura media tomada entre la parte inferior y la media del tanque permite corregir la densidad y el volumen calculados. Otros factores que influyen son la configuración del tanque, los asentamientos del tanque en el terreno, las expansiones térmicas y las variaciones de densidad en las

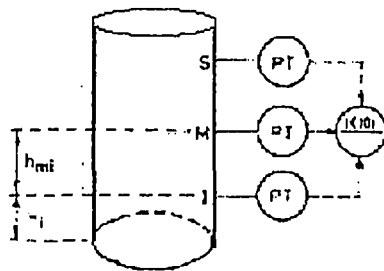


Fig. 14 Inventario de un tanque

capas del líquido. La precisión en la medida de la masa llega al +/- 0,01 %.

h) Medidor de nivel de tipo desplazamiento.- consiste en un flotador parcialmente sumergido en el líquido y conectado mediante un brazo a un tubo de torsión unido rígidamente al tanque. Dentro del tubo y unido a su

extremo libre se encuentra una varilla que transmite el movimiento de giro a un transmisor exterior al tanque.

Según el principio de Arquímedes, el flotador sufre un empuje hacia arriba que viene dado por la fórmula:

$$F = SH\gamma g$$

en la que:

F = empuje del líquido

S = sección del flotador

H = altura sumergida del flotador

γ = densidad del líquido

$g = 9,8 \text{ m/s}^2$

y el momento sobre la barra de torsión es

$$M = (SH\gamma g - P)l$$

siendo l el brazo del tubo de torsión y P el peso del flotador.

Tal como puede verse en la expresión anterior, al aumentar el nivel, el

líquido ejerce un empuje sobre el flotador igual al volumen de la parte sumergida multiplicada por la densidad del líquido, tendiendo a neutralizar su peso propio, así que el esfuerzo medido por el tubo de torsión será muy pequeño. Por el contrario, al bajar el nivel, menor parte del flotador queda sumergida, y la fuerza de empuje hacia arriba disminuye, resultando una mayor torsión. El instrumento sirve también para medir la densidad del líquido. En este caso, el flotador está totalmente sumergido. El campo de medida de densidades es bastante amplio, de 0,4 a 1,6. La precisión es del orden de $\pm 0,5\%$ a $\pm 1\%$ y el intervalo de medida puede variar de 0-300 a 0-2000 mm c. de a. El instrumento puede utilizarse en tanques abiertos y cerrados a presión o a vacío, tiene una buena sensibilidad pero presenta el inconveniente del riesgo de depósito de sólidos o de crecimiento de cristales en el flotador que afectan a la precisión de la medida y es apto sólo para la medida de pequeñas diferencias de nivel (2000 mm máximo estándar).

Entre los instrumentos basados en características eléctricas del líquido se tienen los siguientes:

i) **Medidor de nivel conductivo o resistivo.**- es el más común, consiste en uno o varios electrodos y un relé eléctrico o electrónico que es excitado cuando el líquido

moja a dichos electrodos. El líquido debe ser lo suficientemente conductor como para excitar el circuito electrónico, y de este modo el aparato puede discriminar la separación entre el líquido y su vapor, tal como ocurre, por ejemplo, en el nivel de agua de una caldera de vapor. Cuando el líquido moja los electrodos se cierra el circuito electrónico y circula una corriente segura del orden de los 2 mA; el relé electrónico dispone de un temporizador de retardo que impide su enclavamiento ante una ola del nivel del líquido o ante cualquier perturbación momentánea o bien en su lugar se disponen dos electrodos poco separados enclavados eléctricamente en el circuito. Ver fig. 15. El instrumento se emplea como alarma o control de nivel alto y bajo, utiliza relés eléctricos para líquidos con buena conductividad y relés electrónicos para líquidos con baja conductividad:-

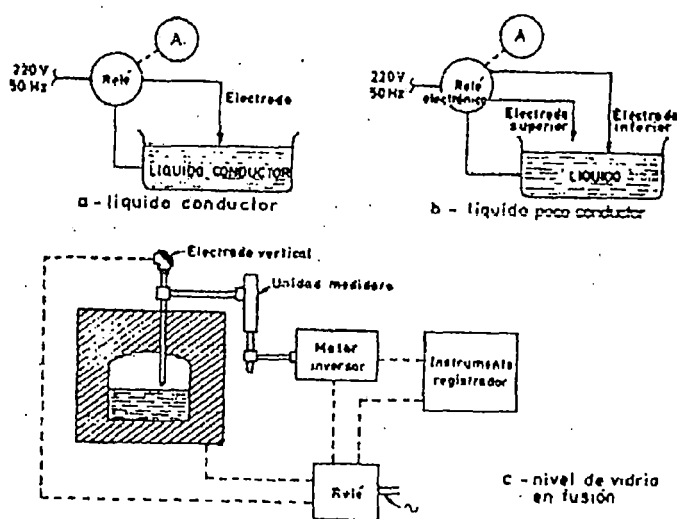


Fig. 15 Medidor de nivel conductivo

El instrumento es versátil, sin partes móviles, su campo de medida es

contenido en el tanque debe tener un mínimo de conductividad y si su naturaleza lo exige, la corriente debe ser baja para evitar la deterioración del producto. Por otro lado, conviene que la sensibilidad del aparato sea ajustable para detectar la presencia de espuma en caso necesario.

j) Medidor de capacidad.- mide la capacidad del condensador formado por el electrodo sumergido en el líquido y las paredes del tanque. La capacidad del conjunto depende linealmente del nivel del líquido. Ver fig. 16.

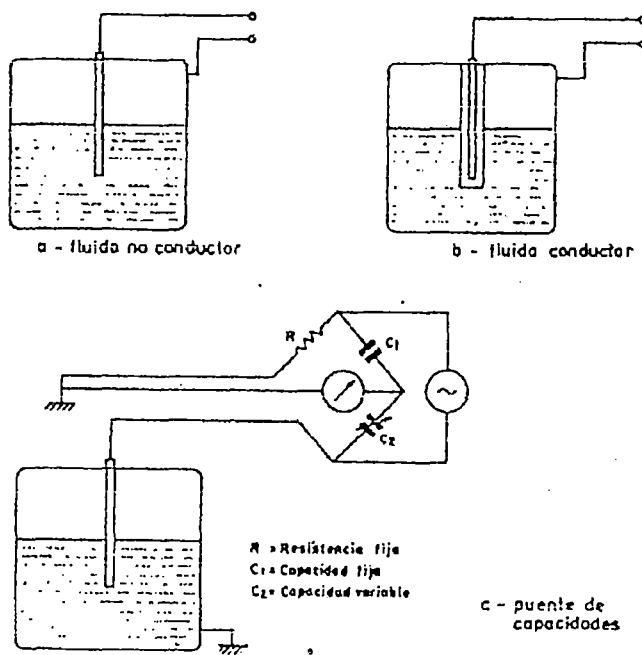


Fig. 16 Medidor de capacidad

En fluidos conductores con una conductividad mínima de 100 microhmios/c.c. el electrodo está aislado usualmente con teflón interviniendo

las capacidades adicionales entre el material aislante y el electrodo en la zona del líquido y del gas.

El circuito electrónico (puente de capacidades) alimenta el electrodo a una frecuencia elevada, lo cual disminuye la reactancia capacitiva del conjunto y permite aliviar en parte el inconveniente del posible recubrimiento del electrodo por el producto. Hay que señalar que en los fluidos conductores, los sólidos o líquidos conductores que se encuentran en suspensión o emulsión, y las burbujas de aire o de vapor existentes, aumentan y disminuyen respectivamente la constante dieléctrica del fluido dando lugar a un error máximo de 3 % por cada tanto por ciento de desplazamiento volumétrico. Por otro lado, al bajar el nivel, la porción aislante del electrodo puede quedar recubierta de líquido y la capacidad adicional que ello representa da lugar a un error considerable. La precisión de los transductores de capacidad es del 1 %.

Se caracterizan por no tener partes móviles, son ligeros, presentan una buena resistencia a la corrosión y son de fácil limpieza. Su campo de medida es prácticamente ilimitado y pueden emplearse en la medida de nivel de interfases. Tienen el inconveniente de que la temperatura puede afectar las constantes dieléctricas (0.1 % de aumento de la constante dieléctrica/°C) y de que los posibles contaminantes contenidos en el líquido pueden adherirse

a la unidad capacitiva falseando la lectura, en particular en el caso de líquidos conductores. El funcionamiento del sistema a una frecuencia elevada, o bien la incorporación de un circuito detector de fase, compensan en parte este inconveniente.

j) Medidor ultrasónico.- se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo en un receptor. El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. Ver fig. 17, los sensores trabajan a una frecuencia de unos 20 kHz. Estas ondas atraviesan con cierto amortiguamiento o reflexión el medio ambiente de gases o vapores y se reflejan en la superficie del sólido o del líquido. En la figura 17 se disponen detectores que se utilizan en los casos de alarmas o de indicación continua del nivel.

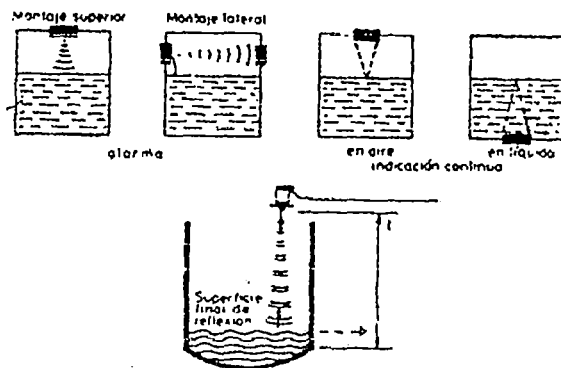


Fig. 17 Transductor ultrasónico de nivel

En las aplicaciones de alarma de nivel, los sensores vibran a una frecuencia de resonancia determinada que se amortigua cuando el líquido los moja.

En el segundo caso de indicación continua del nivel, la fuente ultrasónica genera impulsos que son detectados por el receptor una vez ha transcurrido el tiempo correspondiente de ida y vuelta de la onda a la superficie del sólido o del líquido. En la figura 18 puede verse el diagrama de bloques de un sistema de medida de ultrasonidos. El sensor emisor dispone de un oscilador excitador para enviar un impulso ultrasónico a la superficie del fluido y el sensor receptor recibe esta señal reflejada enviando una señal función del tiempo transcurrido, y por lo tanto del nivel, a un oscilógrafo o a un indicador.

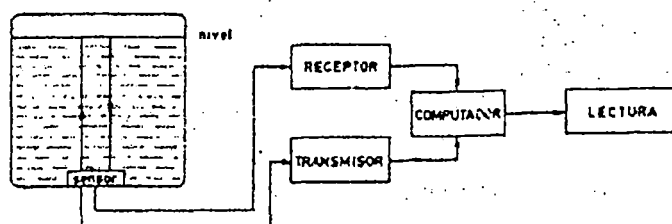


Fig. 18 Diagrama de bloque de un transductor

La precisión de estos instrumentos es de ± 1 a 3% . Son adecuados para todos los tipos de tanques y de líquidos o fangos pudiendo construirse a prueba de explosión. Presentan el inconveniente de ser sensibles a la densidad de los fluidos y de dar señales erróneas cuando la superficie del nivel del líquido no es nítida como es el caso de un líquido que forme espuma, ya que se producen falsos ecos de los ultrasonidos.

La utilización del ordenador permite, a través de un programa, almacenar el perfil ultrasónico del nivel, y así tener en cuenta las características particulares de la superficie del líquido, tal como la espuma, con lo cual se mejora la precisión de la medida. Por otro lado, el ordenador facilita la conversión del nivel a volumen del tanque para usos de inventario, y además proporciona características de autocomprobación («self-checking») del instrumento.

k) Medidor de radar .- emplea la propagación de una onda electromagnética que no es influida por la temperatura ni por las variaciones de densidad que puedan existir sobre el líquido. De este modo, la espuma que es transparente a la señal de radar, deja de ser un problema como ocurría en el medidor de ultrasonidos. Un oscilador de estado sólido genera una frecuencia de barrido de 10 a 11 GHz y enfoca la señal sobre el líquido por medio de una antena. La diferencia de frecuencias entre las señales de transmisión y de retorno es proporcional al tiempo empleado por las mismas.

Así:

$$d = \frac{v}{2dt} \quad \text{con} \quad v = \frac{v}{\sqrt{\epsilon}}$$

siendo: d = distancia del emisor al líquido

v = señal de velocidad

dt = tiempo de recorrido

c = velocidad de la luz

e = constante dieléctrica

Como la constante dieléctrica de los vapores sobre el líquido es casi la unidad, la variación de la velocidad es despreciable, de modo que la señal de velocidad de radar es más constante que la de ultrasonidos.

l) Medidor de nivel por rayos gamma.- consiste en un emisor de rayos gamma montado verticalmente en un lado del tanque y con un contador

Geiger que transforma la radiación gamma recibida en una señal eléctrica de " corriente continua. Como la transmisión de los rayos es inversamente proporcional a la masa del líquido en el tanque, la radiación captada por el receptor es, inversamente proporcional al nivel del líquido ya que el material absorbe parte de la energía emitida. Las paredes del tanque absorben parte de la radiación y al detector llega sólo un pequeño porcentaje. Los detectores son, en general, tubos Geiger o detectores de cámara iónica y utilizan amplificadores de C.c. o de c.a. El instrumento dispone de compensación de temperatura, de linealización de la señal de salida, y de reajuste de la pérdida de actividad de la fuente de radiación, extremo este último a tener en cuenta para conservar la misma precisión de la puesta en marcha. Como desventajas en su aplicación figuran el blindaje de la fuente y

el cumplimiento de las leyes sobre protección de radiación, que en nuestro país están reglamentadas por la Junta de Energía Nuclear. La precisión en la medida es de $\pm 0,5$ a ± 2 % y el instrumento puede emplearse para todo tipo de líquidos ya que no está en contacto con el proceso. Su lectura viene influida por el aire o por los gases disueltos en el líquido. El sistema se emplea en caso de medida de nivel en tanques de acceso difícil o peligroso. Es ventajoso cuando existen presiones elevadas en el interior del tanque que impiden el empleo de otros sistemas de medición. Hay que señalar que el sistema es caro y que la instalación no debe ofrecer peligro alguno de contaminación radiactiva siendo necesario señalar debidamente las áreas donde están instalados los instrumentos y realizar inspecciones periódicas de seguridad.

m) Medidor de láser.- En aplicaciones donde las condiciones son muy duras, y donde los instrumentos de nivel convencionales fallan, encuentra su aplicación el medidor de láser (y también el de radiación). Tal es el caso de la medición de metal fundido, donde la medida del nivel debe realizarse sin contacto con el líquido y a la mayor distancia posible por existir unas condiciones de calor extremas. El sistema consiste en un rayo láser enviado a través de un tubo de acero y dirigido por reflexión en un espejo sobre la superficie del metal fundido. El aparato mide el tiempo, que transcurre entre el impulso emitido y el impulso de retorno que es registrado en un fotodetector de alta resolución, y este tiempo es directamente proporcional a

la distancia del aparato emisor a la superficie del metal fundido. Un microprocesador convierte este tiempo al valor de la distancia a la superficie del metal en fusión, es decir, da la lectura del nivel. En la tabla 3 se muestra una comparación entre los tipos estudiados de medición de nivel.

Tabla 3 Medidores de nivel de líquidos

Instrumento	Campo de medida	Precisión % escala	Pres. max bar	Tem. Máx Fluido °C	Desventajas	Ventajas
Sonda	Limit	0,5mm	Atm	60	Manual, sin olas. Tanques abiertos	Barato preciso
Cristal			150	200		Seguro preciso
Flotador	0-10m	+1-2%	400	250	Sin transmisión	Simple. Indep. Natu
Manométrico	ait. Tanque	+1%	atm	60	Posible agarrotamiento Tanques	Raleza liq. Barato
Membrana			400	200	Fluidos limpios	Barato
Burbujeo	0-25m	+1%			Tanques abiertos	Barato
Presión diferencial	ait. Tanque	+1%	150	200	Mantenimiento Contaminación Líquido	Barato versátil
Desplaza	0,3m	+0.15%a	100	170		Interfase líquido
Miento				200	Posible agarrotamiento	Facil limpieza
Conductivo	0-25m	+0,5%	80		Expuesto a corrosión	robusto interfases versátil
Capacitivo	limitado 0.6m	+1%	80-250	200-400	Líquido conductor	Resistencia corrosión
Ultrasonido	0.30m	+1%	400	200	Recubrimiento electrodo	Todo tipo tanques
Radar	0-30m	+1%	-	150	Sensible a densidad	Y líquidos
Radiación	0-2.5m	+2,5mm	-	1500	Sencible a la constante dieléctrica	Y líquidos son Espuma
Láser	0-2m	+0,2-5%			Fuente radiactiva láser	Y sin contacto líquido

2.5.3.2 Medición de la temperatura

La medida de temperatura constituye una de las mediciones más comunes y más importantes que se efectúan en los procesos industriales. Las

limitaciones del sistema de medida quedan definidas en cada tipo de aplicación por la precisión, por la velocidad de captación de la temperatura, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumento indicador, registrador necesario; es importante señalar que es esencial una comprensión clara de los distintos métodos con sus ventajas y desventajas propias para lograr una selección óptima del sistema mas adecuado.

2.5.3.2.1 Tipos de medidores de temperatura

Los instrumentos de temperatura utilizan diversos fenómenos que son influidos por la cantidad de calor y entre los cuales figuran.

- a. Variaciones en volumen o en estado de los cuerpos (sólidos, líquidos o gases);
- b. Variación de resistencia de un conductor (sondas de resistencia);
- c. Variación de resistencia de un semiconductor (termistores);
- d. F.e.m. creada en la unión de dos metales distintos (termopares);
- e. Intensidad de la radiación total emitida por el cuerpo (pirómetros de radiación);
- f. Otros fenómenos utilizados en laboratorio (velocidad del sonido en un gas, frecuencia de resonancia de un cristal...). De este modo se emplean los instrumentos siguientes:

Termómetros de vidrio, termómetros bimetálicos, elementos primarios de bulbo y capilar rellenos de líquido, gas o vapor, termopares, pirómetros de radiación, termómetros de resistencia, termómetros ultrasónicos, termómetros de cristal de cuarzo.

Para el presente estudio se hará referencia solamente al termómetro de resistencia por tratarse de su aplicación.

Termómetros de resistencia.- La medida de temperatura utilizando sondas de resistencia depende de las características de resistencia en función de la temperatura que son propias del elemento de detección.

El elemento consiste usualmente en un arrollamiento de hilo fino del conductor adecuado bobinado entre capas de material aislante y protegido con un revestimiento de vidrio o de cerámica.

El material que forma el conductor se caracteriza por el llamado «coeficiente de temperatura de resistencia» que expresa a una temperatura especificada, la variación de la resistencia en ohmios del conductor por cada grado que cambia su temperatura.

La relación entre estos factores puede verse en la expresión lineal siguiente:

$$R_t = R_0 (1 + \alpha t)$$

en la que:

R_0 = resistencia en ohmios a 0° C

R_t = resistencia en ohmios a t° C

α = coeficiente de temperatura de la resistencia cuyo valor entre 0° y 100°

C es de $0,003850 \Omega \cdot \Omega^{-1} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ en la Escala Práctica de Temperaturas

Internacional (IPTS-68). Si la relación resistencia-temperatura no es lineal la

ecuación general pasa a:

$$R_t = R_0 [1 + A t + B t^2 + C (t - 100) t^3] \text{ válida de } -200 \text{ a } 0^\circ \text{ C}$$

o bien

$$R_t = R_0 (1 + A t + B t^2) \text{ válida de } 0 \text{ a } 850^\circ \text{ C}$$

y en la que A, B, C..., son coeficientes de temperatura de la resistencia de valores:

$$A = 3,90802 \times 10^{-3}; \quad S = -5,802 \times 10^{-7}$$

$$C = -4,27350 \times 10^{-12}$$

En la figura 19 pueden verse las curvas de resistencia relativa de varios metales en función de la temperatura.

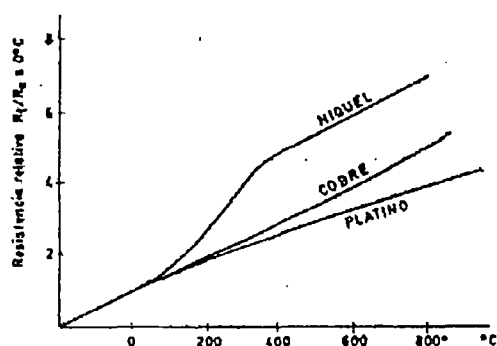


Fig. 19 Curvas de resistencia relativa de varios metales en función de la temperatura

Los materiales que forman el conductor de la resistencia deben poseer las siguientes características: a) Alto coeficiente de temperatura de la resistencia, ya que de este modo el instrumento de medida será muy sensible. b) Alta resistividad, ya que cuanto mayor sea la resistencia a una temperatura dada tanto mayor será la variación por grado (mayor sensibilidad). c) Relación lineal resistencia-temperatura. d) Rigidez y ductilidad, lo que permite realizar los procesos de fabricación de estirado y arrollamiento del conductor en las bobinas de la sonda, a fin de obtener tamaños pequeños (rapidez de respuesta). e) Estabilidad de las características durante la vida útil del material.

Los materiales que se usan normalmente en las sondas de resistencia son el platino y el níquel. El platino es el material más adecuado desde el punto de vista de precisión y de estabilidad pero presenta el inconveniente de su

coste. En general la sonda de resistencia de platino utilizada en la industria tiene una resistencia de 100 ohmios a 0° C. El níquel es más barato que el platino y posee una resistencia más elevada con una mayor variación por grado, sin embargo, tiene como desventaja la falta de linealidad en su relación resistencia-temperatura y las variaciones que experimenta su coeficiente de resistencia según los lotes fabricados. El cobre tiene una variación de resistencia uniforme, es estable y barato, pero tiene el inconveniente de su baja resistividad.

En la tabla 4 se indican las características de las sondas de resistencia de platino, de níquel y de cobre, y en la tabla 5 los valores de resistencia de las sondas de Pt 100. Cabe señalar que la misma tabla es válida para termorresistencias Pt 500 (500 ohmios a 0°) y Pt 1000 (1.000 ohmios a 0°) multiplicando los valores correspondientes por 5 y por 10 respectivamente.

El error en la lectura de los valores de las sondas (tolerancia) es:

Clase: A

Precisión, C°: $0,15 + 0,00 |t|$

Clase B

Precisión. C°: $0,3 + 0,005 |t|$

$|t|$ modulo de la temperatura en C° sin signo.

La variación de resistencia de las sondas es medida con un puente de Wheatstone dispuesto en montajes denominados de dos hilos, de tres hilos o de cuatro hilos, según sean los hilos de conexión de la sonda de resistencia al puente. En la figura 20 pueden verse estos distintos tipos de montaje.

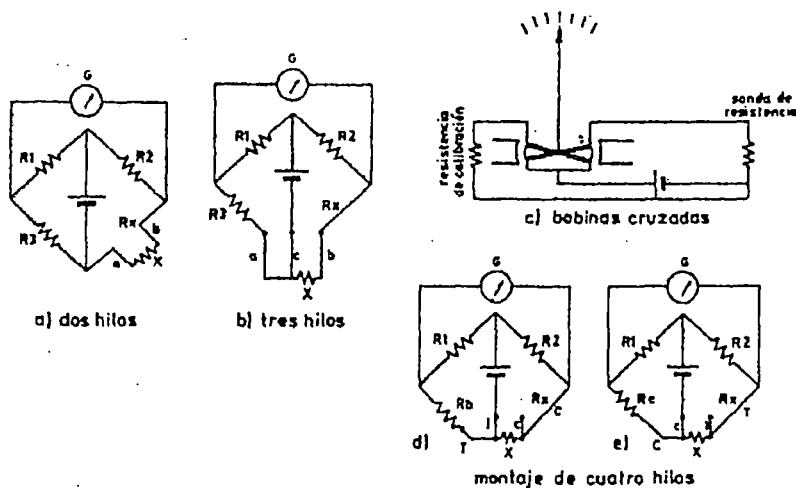


Fig. 20 Tipos de circuitos de puente de Wheatstone a sondas de resistencia

En el montaje de dos hilos, la sonda de resistencia se conecta a uno de los brazos del puente y se varía R_3 hasta que se anula la desviación del galvanómetro. En este instante, se cumple la ecuación

$$\frac{R_1}{R_3} = \frac{R_2}{x}$$

De aquí $x = R_3 X \frac{R_2}{R_1}$ como valor de la sonda de resistencia.

Es el montaje mas sencillo, pero presenta el inconveniente de que la resistencia de los hilos a y b de conexión de la sonda al puente varía cuando cambia la temperatura, y esta variación falsea por lo tanto la indicación; aunque estos hilos sean de baja resistencia (gran diámetro) y ésta sea conocida, las longitudes que puede haber en campo entre la sonda y el panel donde esté el instrumento receptor, añaden una cierta resistencia al brazo de la sonda. En efecto, la ecuación anterior pasa a:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R_2}{x + K(a + b)}$$

Con x = valor resistencia desconocida.

K = coeficiente de resistencia por unidad de longitud

a y b = longitudes de los hilos de conexión de la sonda al puente.

El montaje de dos hilos se emplea, pues con resistencias moderadas del hilo de conexión y cuando la lectura no necesita ser demasiado exacta. El montaje de tres hilos es el más utilizado en la práctica. En este circuito la sonda está conectada mediante tres hilos al puente. De este modo, la medida no es efectuada por la longitud de los conductores ni por la temperatura, ya que ésta influye a la vez en dos brazos adyacentes del puente, siendo la única condición que la resistencia de los hilos a y b sea exactamente la misma. En efecto en la figura puede verse que la ecuación correspondiente es:

$$\frac{R_1}{R_3 + Ka} = \frac{R_2}{x + Kb}$$

y como $Ka = Kb$, haciendo $R_2/R_1 = 1$, R_3 puede ajustarse a un valor igual a x para que el galvanómetro no indique tensión.

Hace un tiempo se utilizaba un instrumento de bobinas cruzadas representado en la figura 20 c en lugar de un galvanómetro y en montaje de tres hilos para eliminar las variaciones de resistencia de las líneas de conexión. Este instrumento dispone de una resistencia de calibración que inicialmente equivale a la resistencia de medida. De este modo, por ambas bobinas pasa la misma corriente, compensándose sus efectos y permaneciendo estacionario el índice. Al elevarse la temperatura de la sonda crece su resistencia, desequilibrando el instrumento y señalando el índice un nuevo valor proporcional al aumento de temperatura de la sonda.

El montaje de cuatro hilos se utiliza para obtener la mayor precisión posible en la medida, como es el caso de calibración de patrones de resistencia en laboratorio. Se basa en efectuar dos mediciones de la resistencia de la sonda combinando las conexiones de modo tal que la sonda pase de un brazo del puente al adyacente. De este modo se compensan las resistencias de los hilos de conexión y el valor de la resistencia al promedio de los valores determinados en las dos mediciones.

La medición automática de la resistencia y por lo tanto de la temperatura, se lleva a cabo mediante instrumentos autoequilibrados que utilizan un circuito de puente de Wheatstone. En la figura 21 puede verse uno de estos instrumentos. La sonda de resistencia está conectada al puente mediante un circuito de tres hilos. Si el puente está desequilibrado la señal de error en forma de tensión continua que aparece en AA es convertida a una tensión alterna (BB) y amplificada en tensión (CC) y potencia (DD), para excitar el motor de equilibrio E. Éste se mueve en la dirección adecuada para equilibrar el puente a través del brazo móvil del reóstato que al mismo tiempo acciona los mecanismos asociados de indicación, registro y control.

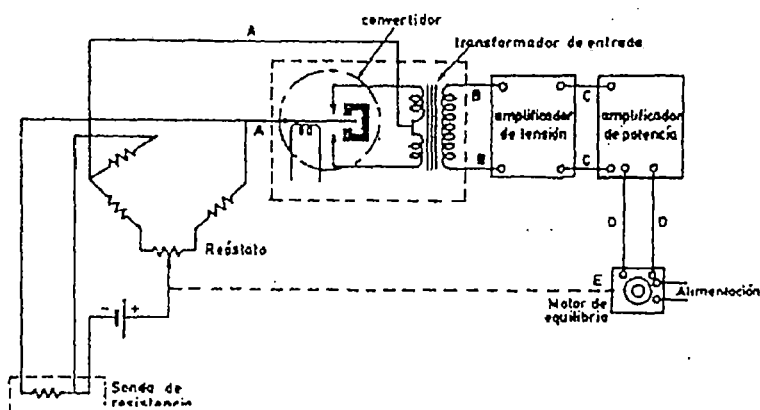


Fig. 21 Puente de Wheatstone para sonda de resistencia

Otros instrumentos utilizan un puente de capacidades con un condensador variable cuya posición está calibrada en función de la temperatura, alimentándose el circuito con la tensión alterna estabilizada de un oscilador. En la figura 22 puede verse uno de estos instrumentos en el que puede observarse en forma análoga al circuito de puente de Wheatstone que ante

una señal de error el amplificador alimenta el motor de equilibrio que acciona el condensador variable

La adición de un microprocesador a la sonda de resistencia permite obtener un transmisor "inteligente" con la posibilidad del cambio automático del sensor o del campo de medida, la obtención por hardware o software de puentes de Wheatstone o de capacidades de distintas características.

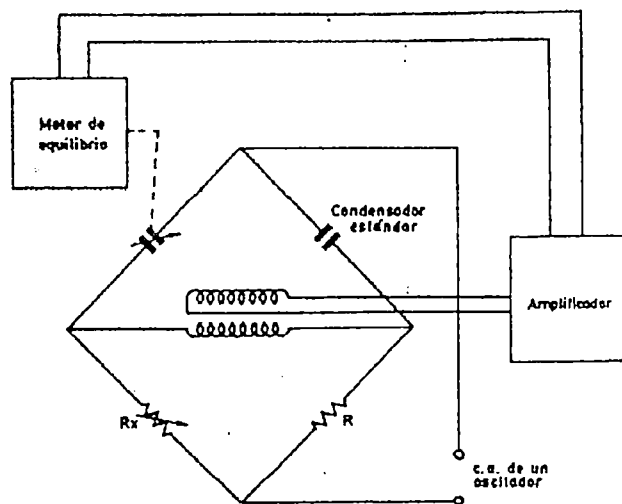


Fig. 22 Puente de capacidades para sonda de resistencia

Una característica muy importante de los Instrumentos de Temperatura es su velocidad de respuesta. La constante de tiempo de un instrumento es el tiempo necesario para que alcance el 63.2% de la variación total de temperatura que experimenta. Es decir, si un instrumento cuya sonda o elemento primario pasa de un recinto de 70°C a otro de 270°C puede

alcanzar el 63,2% de la diferencia $270-70 = 200^{\circ}\text{C}$ en 0,1 segundos; este tiempo será la constante de tiempo de la medida con el instrumento (fig.23).

Los elementos primarios eléctricos, sondas de resistencia, termistores, termopares y pirómetros de radiación se caracterizan porque el tiempo de respuesta depende únicamente del intercambio térmico entre el fluido y el elemento, ya que la corriente eléctrica circula por los cables de conexión a la velocidad de la luz directamente al receptor.

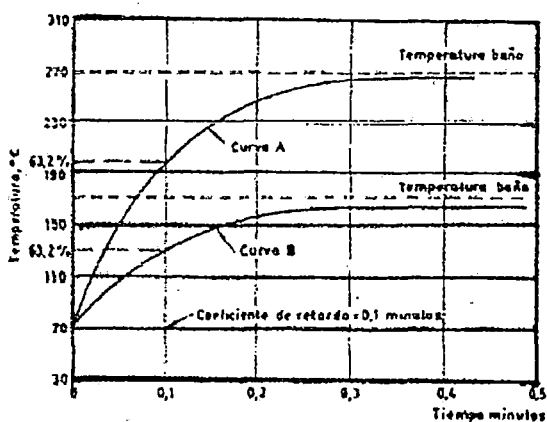
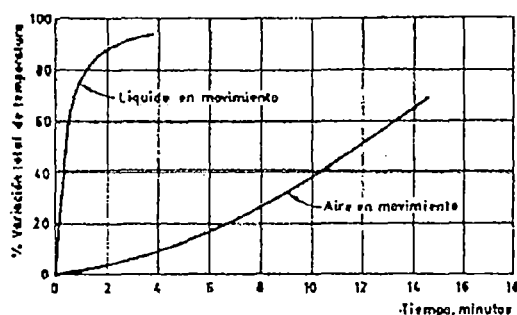


Fig. 23 Velocidad de respuesta

En la sonda de resistencia, la masa a calentar está formada por una bobina de hilo arrollada en un núcleo y embebida en una cápsula rígida. Véase la curva de respuesta en la figura 24. Otros factores que influyen en la respuesta son la clase de fluido que rodea al elemento y la velocidad de circulación, cuanto mayor sea esta última tanto mayor será el suministro de calor de fluido al elemento de temperatura.

En el aire por ejemplo, el elemento tiene una constante de tiempo mayor que en un líquido por lo cual se recomienda que la velocidad del aire sea como mínimo de 2m/s para reducir así el coeficiente de retardo. Si la velocidad del fluido es excesiva, la frecuencia de la onda turbulenta generada puede igualar la frecuencia natural de la vaina o del tubo, con lo que éstos pueden entrar en resonancia y romperse. Para evitarlo, el tubo debe tener las paredes gruesas.

FIG. 24 Respuesta de una sonda de resistencia



La profundidad de inmersión tiene también su importancia. Si es insuficiente, no permite una respuesta suficientemente rápida y existe el riesgo de un error dinámico importante (ver fig.25).

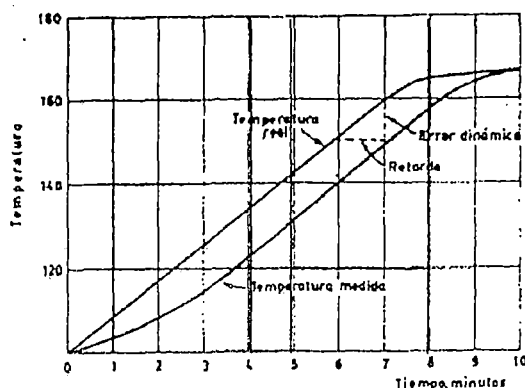


Fig. 25 Error dinámico

El error dinámico es inherente a toda medida, ya que siempre se transfiere energía entre el fluido y el elemento y esta transferencia requiere necesariamente un cierto tiempo para efectuarse. En la tabla 6 puede verse un resumen de características de los instrumentos de temperatura.

Tabla 6 Características de los transductores eléctricos de la temperatura

Elemento	Deriva	Alcance máximo	Precisión	Repetibilidad	Temp. env. °C	Distancia máxima al proceso	Linealidad	Amplif. de salida	Exposiciones	Ventajas
Térmico	< 1 %/año	20° C	± 1 %	± 0.25 %	500	6 m (mód. 25)	5, excepto vapor	Depende del material del bulbo	Sistema térmico voluminoso	Económico
Bimetal		50° C	± 1 %	± 0.25 %	500	—	Buena	—	Módulo local	
Resistencia de platino	0.3° C/año	< 11° C	± 0.3° C	± 0.05° C	300	< 300 m	escala exp. a baja temperatura	A proteger en líquidos y atmósfera corrosiva	Baja línea de temperatura, frágil	Buena estabilidad, alcance estrecho
platina	< 0.05° C/año	< 3° C	± 0.01° C	0.03° C	950	< 1500 m	Excelente	—	Más caro que el termopar o el termistor, frágil	Señal salida > termopar. Mejor estabilidad. Medidas de precisión. Sensibilidad, respuesta rápida.
coque	—	—	± 0.1° C	—	120	—	Buena	—	Baja resistividad, baja temperatura	Barato
Termistor	sin ex. vapor 1° C/año convección < 0.05° C/año	< 1° C	± 0.005° C	0.03-0.11° C	400	< 1500 m	Pobre	Cualquiera	No lineal, alta deriva sin convección	Señal salida > termopar y buena de resistencia. Alcance estrecho. Pequeño tamaño. Sensibilidad excelente, respuesta rápida
Termopar de platino-coque (T)			0.4-2 % (0.4-0.8° C)	± 0.11° C	370	< 1500 m con limit. potencia	Buena	Ordinario-inductivo	Baja temper. máx.	Alta resistencia a corrosión de humedad, bueno en bajas temperaturas
termo-resistencia (J)	< 0.5° C/año o > 11° C/año a más trabajo tamaño, convección		0.3-0.5 % (1.1-2.2° C)	—	550			Reductora	Alcance amplio, compensación unión fría, linealidad mejor que solda de resistencia	Buena en atmósf. reductoras. Más económico
termo-resistencia (K)			0.5 % (± 3° C)	—	1100	Calibre constructivo limitado por Q. errores (cables con pers.)	Muy buena	Ortante	Más caro que T o J	Buena en atmósf. oxidantes. Termopar más lineal
Pt-Pd/Rd (R y B)			1-3° C	—	1600		Buena a alta temperatura		Más caro que K	Protegido es bueno en atmósferas oxidantes
Radiación de óptico	—	30° C	1-3° C	Muy buena	6000		Pobre, varía con la cuarta potencia de la temperatura	El haz de radiación del objeto a la lente del prisma no debe interrumpirse		Respuesta rápida. Más preciso. Indicado por la sensibilidad de los cuerpos
termopar fotoeléctrico	—	10° C 100° C	± 0.3 % ± 0.5 %	± 0.5 % ± 0.25	5000				Pobre linealidad más caro que el termopar	Temperatura < 700° C. Respuesta rápida y lectura a bajas temperaturas
termistor	—	20° C	± 0.5 %	Muy buena	—					Sin contacto con el material. Buena repetibilidad
resistencia	—	30° C	± 0.5 %	—	—					El más barato, concepto óptico. Atmósfera de polvo, vapor, relativamente independiente de la humedad
coque	—	30° C	± 0.0015	Muy buena	250	—	Pobre	—	Pobre linealidad	Precisión muy elevada

(En las páginas 294 y 295)

2.5.3.3 Medición de presión

La presión es una fuerza por unidad de superficie y puede expresarse en unidades tales como pascal, bar, atmósferas, kilogramos por centímetro cuadrado y psi (libras por pulgada cuadrada). La presión puede medirse en valores absolutos o diferenciales. La presión absoluta se mide con relación al cero absoluto de presión (puntos A y A' de la figura 26) y la presión atmosférica es la presión ejercida por la atmósfera terrestre medida mediante un barómetro. A nivel del mar, esta presión es próxima a 760 mm (29,9 pulgadas) de mercurio absolutos o 14,7 psia (libras por pulgada cuadrada absolutas) y estos valores definen la presión ejercida por la atmósfera estándar.

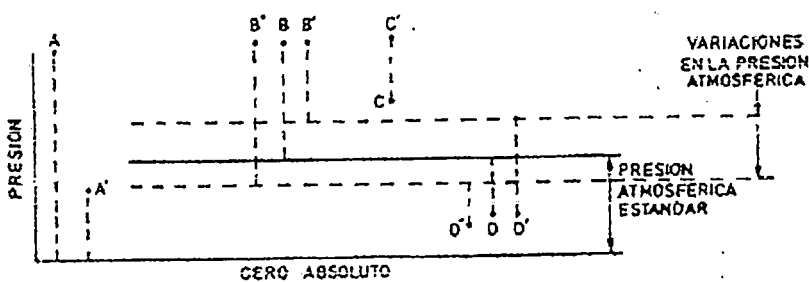


Fig. 26 Clases de presión

La presión relativa es la determinada por un elemento que mide la diferencia entre la presión absoluta y la atmosférica del lugar donde se efectúa la medición (punto B de la figura). La presión diferencial es la diferencia entre dos presiones, puntos C y C'. El vacío es la diferencia de presiones entre la presión atmosférica existente y la presión absoluta, es

decir, es la presión medida por debajo de la atmosférica (puntos D, D' y D''). Viene expresado en mm columna de mercurio, mm columna de agua o pulgadas de columna de agua. Las variaciones de la presión atmosférica influyen considerablemente en las lecturas del vacío.

2.5.3.3.1 Tipos de medidores de presión

El campo de aplicación de los medidores de presión es amplio y abarca desde valores muy bajos (vacío) hasta presiones de miles de bar. En la figura 27 pueden verse los tipos de instrumentos y su campo de aplicación.

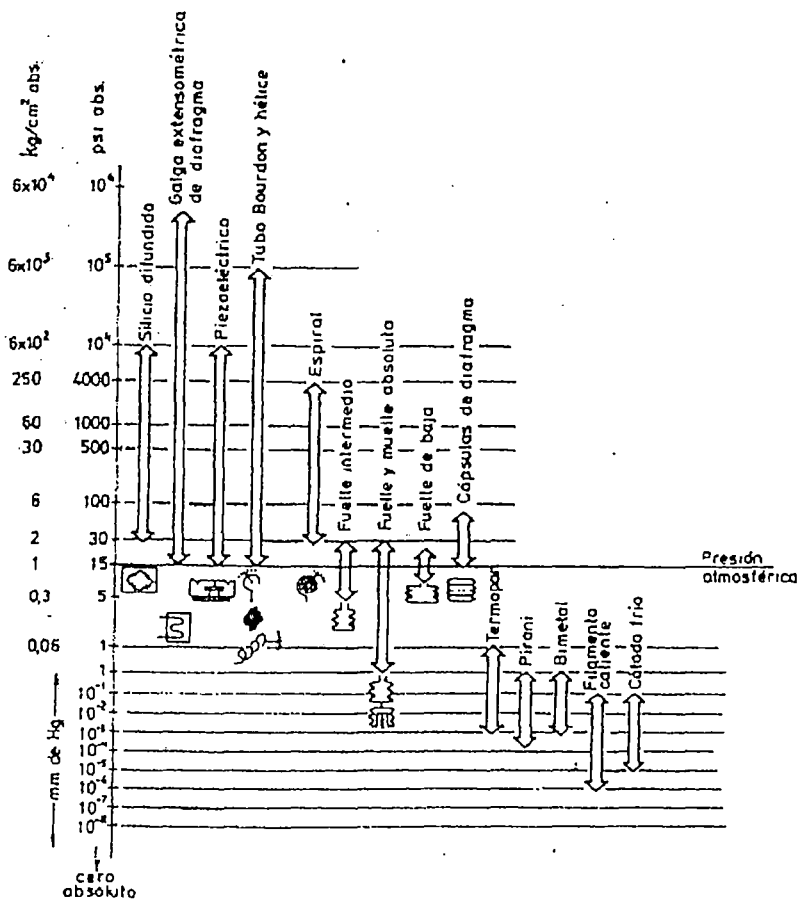


Fig. 27 Instrumentos de presión y campo de aplicación

Los instrumentos de presión se clasifican en tres grupos: mecánicos, neumáticos, electromecánicos y electrónicos. Para propósitos de este estudio se abordará los últimos que se clasifican según el principio de funcionamiento en los siguientes tipos:

Transmisores electrónicos de equilibrio de fuerza

Resistivos

Magnéticos

Capacitivos

Extensiométricos

Piezoeléctricos

a) Transmisores electrónicos de equilibrio de fuerzas.- En este instrumento el elemento mecánico de medición (tubo Bourdon, espiral, fuelle...) ejerce una fuerza sobre una barra rígida del transmisor. Para cada valor de la presión, la barra adopta una posición determinada excitándose un transductor de desplazamiento tal como un detector de inductancia, un transformador diferencial o bien un detector fotoeléctrico. Un circuito oscilador asociado con cualquiera de estos detectores alimenta una unidad magnética y la fuerza generada reubica la barra de equilibrio de fuerzas. Se completa así un circuito de realimentación variando la corriente de salida en forma proporcional al intervalo de presiones del proceso. Ver fig. 28

Los transductores electrónicos de equilibrio de fuerzas tienen una elasticidad muy buena y un nivel alto en la señal de salida pero presentan un ajuste del cero y del alcance (span) complicado y una alta sensibilidad a vibraciones y su estabilidad es medianamente pobre. Su intervalo de medida corresponde al del elemento mecánico que utilizan (tubo Bourdon, espiral, fuelle, diagrama...) y su precisión es del orden de 0,5-1%.

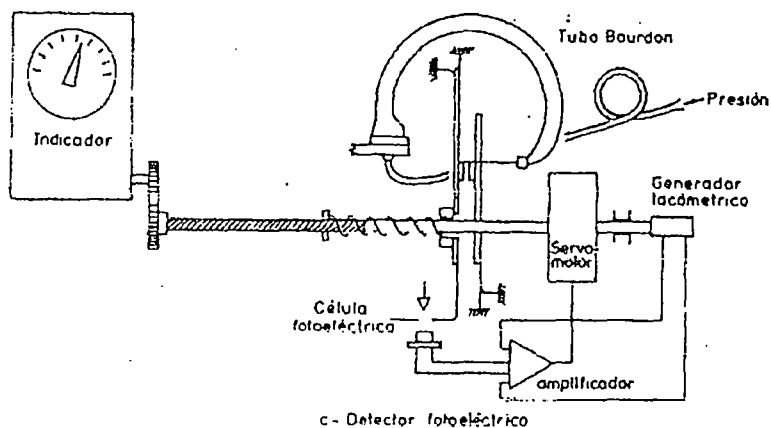
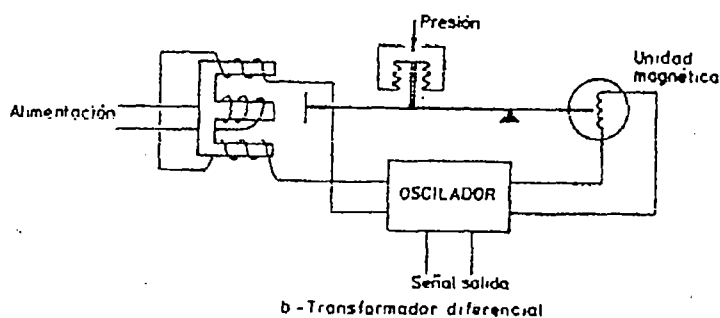
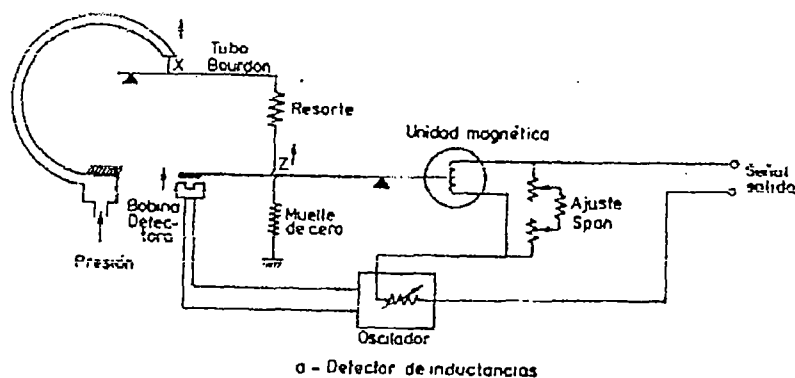


Fig. 28 Transmisor electrónico de equilibrio de fuerzas

b) **Transductores resistivos.**- Constituyen, sin duda, uno de los transmisores eléctricos más sencillos. Consisten en un elemento elástico (tubo Bourdon o cápsula) que varía la resistencia óhmica de un potenciómetro en función de la presión. En la figura 29 puede verse un transductor resistivo representativo que consta de un muelle de referencia, el elemento de presión y un potenciómetro de precisión. El muelle de referencia es el corazón del transductor ya que su desviación al comprimirse debe ser únicamente una función de la presión y además debe ser independiente de la temperatura, de la aceleración y de otros factores ambientes externos.

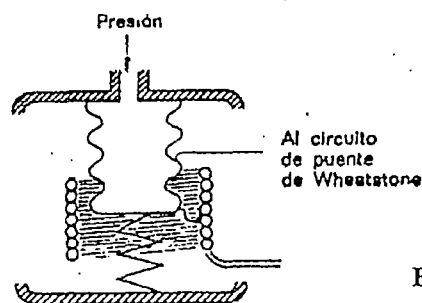


Fig. Transductor resistivo

Los transductores resistivos son simples y su señal de salida es bastante potente como para proporcionar una corriente de salida suficiente para el funcionamiento de los instrumentos de indicación sin necesidad de ampliación. Sin embargo, son insensibles a pequeños movimientos del contacto del cursor, muy sensibles a vibraciones y presentan una estabilidad pobre en el tiempo.

El intervalo de medida de estos transmisores corresponde al elemento de presión que utilizan (tubo Bourdon, fuelle...) y varía en general de 0-0,1 a 0-300 kg/cm². la precisión es el orden de 1-2%.

c) Transductores magnéticos.-Se clasifican en dos grupos según el principio de funcionamiento.

c.1) Transductores de inductancia variable.- son aquellos en los que el desplazamiento de un núcleo móvil dentro de una bobina aumenta la inductancia de ésta en forma casi proporcional a la porción metálica del núcleo contenida dentro de la bobina. La bobina se alimenta con una corriente alterna y la f.e.m. de autoinducción generada se opone a la f.e.m. de alimentación, de tal modo que al ir penetrando el núcleo móvil dentro de la bobina la corriente presente en el circuito se va reduciendo por aumentar la f.e.m. de autoinducción. Ver fig. 30.

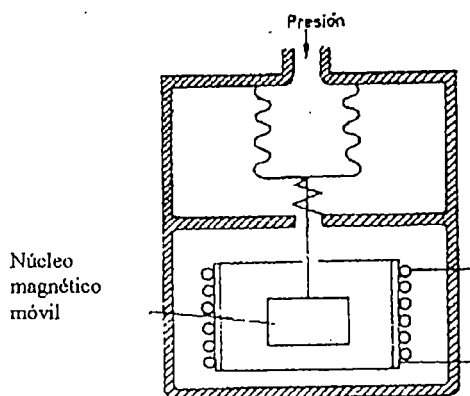


Fig. 30 Transductor de inductancia variable

Los transductores de inductancia variable tienen las siguientes ventajas: no producen rozamiento en la medición, tienen una respuesta lineal, son pequeños y de construcción robusta y no precisan ajustes críticos en el montaje. Su precisión es del orden de $\pm 1\%$.

c.2) Los transductores de reluctancia variable (fig. 31) consisten en un imán permanente o un electroimán que crea un campo magnético dentro del cual se mueve una armadura de material magnético.

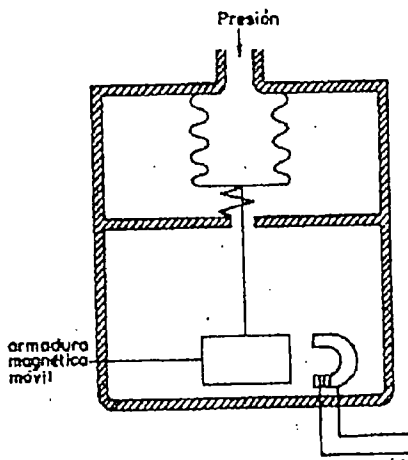


Fig. 31 Transductor de reluctancia variable

El circuito magnético se alimenta con una fuerza magnetomotriz constante con lo cual al cambiar la posición de la armadura varía la reluctancia y por lo tanto el flujo magnético. Esta variación del flujo da lugar a una corriente inducida en la bobina que es, por tanto, proporcional al grado de desplazamiento de la armadura móvil. El movimiento de la armadura es pequeño (del orden de un grado como máximo en armaduras giratorias)

sin contacto alguno con las partes fijas, por lo cual no existen rozamientos eliminándose la histéresis mecánica típica de otros instrumentos. Los transductores de reluctancia variable presentan una alta sensibilidad a las vibraciones, una estabilidad media en el tiempo y son sensibles a la temperatura. Su precisión es del orden de $\pm 0,5\%$. Ambos tipos de transductores posicionan el núcleo o la armadura móviles con un elemento de presión (tubo Bourdon, espiral...) y utilizan circuitos eléctricos bobinados de puente de inductancias de corriente alterna.

d) Transductores capacitivos.- Se basan en la variación de capacidad que se produce en un condensador al desplazarse una de sus placas por la aplicación de presión (fig. 32). La placa móvil tiene forma de diagrama y se encuentra situada entre dos placas fijas. De este modo se tienen dos condensadores uno de capacidad fija o de referencia y el otro de capacidad variable, que pueden compararse en circuitos oscilantes o bien en circuitos de puente de Wheatstone alimentados con corriente alterna. Los transductores capacitivos se caracterizan por un pequeño tamaño y su construcción robusta, tienen un pequeño desplazamiento volumétrico y son adecuados para medidas estáticas y dinámicas. Su señal de salida es débil por lo que precisan de amplificadores con el riesgo de introducir errores en la medición. Son sensibles a las variaciones de temperatura y a las aceleraciones transversales y precisan de un ajuste de los circuitos oscilantes y de los puentes de a.c. a los que están acoplados. Su intervalo

de medida es relativamente amplio, entre 0,05-5 a 0,5-600 bar y su precisión es del orden de $\pm 0,2$ a $\pm 0,5\%$.

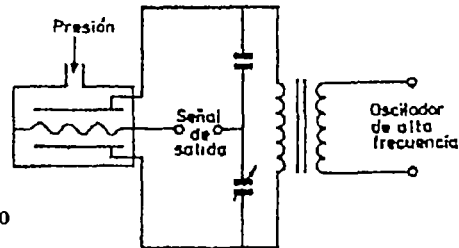


Fig. 32 Transductor capacitivo

e) **Galgas extensométricas (strain gage).**- Se basan en la variación de longitud y de diámetro, y por lo tanto de resistencia, que tiene lugar cuando un hilo de resistencia se encuentra sometido en una tensión mecánica por la acción de una presión. Existen dos tipos de longitud y galgas cementadas (fig. 33) formadas por varios bucles de hilo muy fino que están pegados a una hoja base de cerámica, papel o plástico, y galgas sin cementar en las que los hilos de resistencia destacan entre un armazón fijo y otro móvil bajo una ligera tensión inicial.

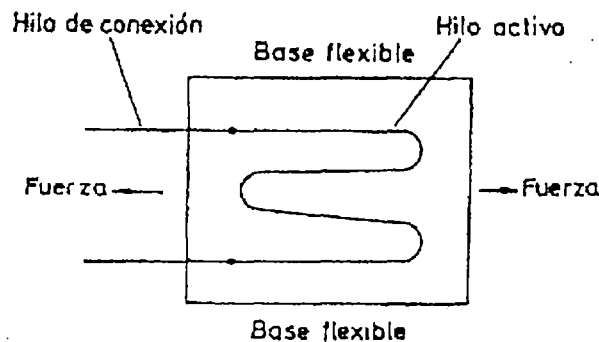


Fig. 33 Galga cementada

En ambos tipos de galgas, la aplicación estira o comprime los hilos según sea la disposición que el fabricante haya adoptado, modificando pues la resistencia de los mismos. La galga forma parte de un puente de Wheatstone y cuando está sin tensión tiene una resistencia eléctrica determinada. Se aplica al circuito una tensión, nominal tal que la pequeña corriente que circula por la resistencia crea una caída de tensión en la misma y el puente se equilibra para estas condiciones. Cualquier variación de presión que mueva el diagrama del transductor cambia la resistencia de la galga y desequilibra el puente. El intervalo de medida de estos transductores varía de 0-0,6 a 0-10000 bar y su precisión es el orden de $\pm 0,5 \%$.

Una innovación de la galga extensométrica la constituyen los transductores de presión de silicio difundido. Consisten en un elemento de silicio situado dentro de una cámara conteniendo silicona que está en contacto con el proceso a través de un diagrama flexible. El sensor está fabricado a partir de un monocristal de silicio en cuyo seno se difunde boro para formar varios puentes de Wheatstone constituyendo así una galga extensométrica autocontenida. El espesor del sensor determina el intervalo de medida del instrumento. El sensor con su puente Wheatstone incorporado forma parte del circuito de la figura 34. Cuando no hay presión las tensiones E_1 y E_2 son iguales y, al aplicar la presión del proceso R_b y R_c disminuyen su resistencia y R_a y R_d la aumentan dando lugar a

caídas de tensión distintas y a una diferencia entre E_1 y E_2 . Esta diferencia se aplica a un amplificador diferencial de alta ganancia que controla un regulador de corriente variable. Un margen de corriente continua de 3 a 19 mA con 1mA del puente produce una señal de salida de 4 a 20 mA c.c.

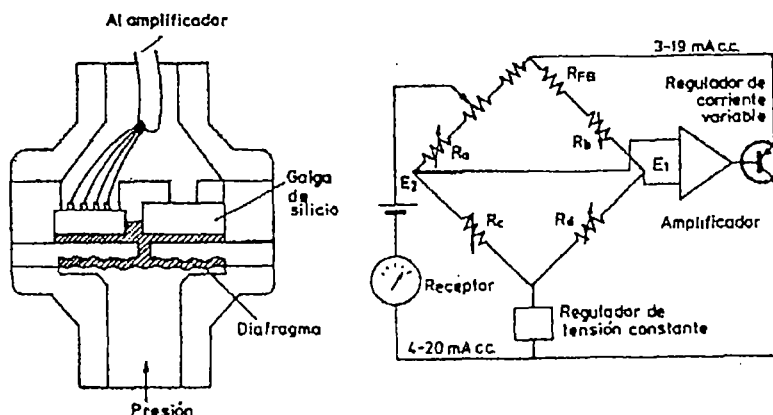


Fig. 34 Transductor de presión de silicio difundido

Esta corriente circula a través de la resistencia de realimentación R_{fb} y produce una caída de tensión que equilibra el puente. Como esta caída es proporcional a R_{fb} , esta resistencia fija el intervalo de medida (span) del transductor. El cero del instrumento se varía intercalando resistencias fijas en el brazo izquierdo del puente (cero fino).

La adición de un microprocesador permite añadir "inteligencia" al instrumento al hacer posible funciones adicionales, tales como la compensación de temperatura ambiente, proporcionando un aumento de la

precisión de la medida en particular si la señal de salida de instrumento es enteramente digital en lugar de la analógica de 4-20 mA c.c. El intervalo de medida de los transductores de silicio difundido varía de 0-2 a 0-600 bar, con una precisión del orden de $\pm 0,2\%$. Las galgas extensométricas pueden alimentarse con c.c. o c.a. Tienen una respuesta frecuencial excelente y pueden utilizarse en medidas estáticas y dinámicas. Presentan una compensación de temperatura relativamente fácil y generalmente no son influidas por campos magnéticos. Con excepción de las galgas de silicio difundido poseen las siguientes desventajas: señal de salida débil, pequeño movimiento de la galga, alta sensibilidad a vibraciones y estabilidad dudosa a lo largo del tiempo de funcionamiento. La galga de silicio difundido tiene la ventaja adicional de estar en contacto directo con el proceso sin mecanismos intermedios de medición de la presión pudiendo así trabajar correctamente aunque el fluido se deposite parcialmente sobre el diagrama del elemento ya que mide directamente la presión del fluido y no la fuerza que éste hace sobre el diagrama

f) Transductores piezoeléctricos.- Los elementos piezoeléctricos son materiales cristalinos que, al deformarse físicamente por la acción de una presión, generan una señal eléctrica. Dos materiales típicos en los transductores piezoeléctricos son el cuarzo y el titanato de bario, capaces de soportar temperaturas del orden de 150°C en servicio continuo y de 230°C en servicio intermitente.

Tabla 7 Transductores electromecánicos

	Margen en bar	Precisión en % de toda la escala	Estabilidad en el tiempo	Sobrecarga	Temp. máx. de servicio °C	Nivel señal salida	Impedancia salida	Error de cero por influencia temperat. ambiente	
Equilibrio de fuerzas	2-6000	0,5	Media a mala	150 %	65	10 V	600 Ω	0,9-2,3 %	
Resistivos	0-0,1 a 0-300	1	Mala	150 %	80	Variac. res.	0-Res. total	0,7-3 %	
Magnéticos	Inductancia variable Reluctancia variable	0,5	Media	150 %	↓	0-5 V	2 k Ω	0,9-2,3 %	
		1	Media	150 %	↓	0-5 V	2 k Ω	0,6-2,4 %	
Capacitivos	0,05-5 a 0,05-600	1	Media a buena	150 %	150	↓	5 k Ω	0,5-1,9 %	
Galgas extensométricas	Cementadas	0-0,5 a 0-3000	0,5	Mala	↓	120	35 mV	350 Ω	0,5-2,4 %
	Sin cementar	0-0,01 a 0-600	1	Mala	200 %	↓	↓	350 Ω	↓
	Silicio difundido	0-2 a 0-600	0,3	Muy buena	200 %	107	2-10 V	600 Ω	0,4-1 %
Piezoelectrónicos	0,1-600	1	Mala	↓	90	600 mV/ber	1000 M Ω	1-4,8 %	

Son elementos ligeros, de pequeño tamaño y de construcción robusta. Su señal de respuesta a una variación de presión es lineal y son adecuados para medidas dinámicas, al ser capaces de respuestas frecuenciales de hasta un millón de ciclos por segundo. Tienen la desventaja de ser sensibles a los cambios en la temperatura y de experimentar desviación en el cero y precisar ajuste de impedancias en caso de fuerte choque. Asimismo, su señal de salida es relativamente débil por lo que precisan de amplificadores de señal que pueden introducir errores en la medición. En la tabla 7 pueden verse características de los transmisores electromecánicos descritos.

2.5.3.4 Masa, densidad y peso específico

a) **Peso.**- El peso de un cuerpo es la fuerza con que es atraído por la Tierra.

La relación entre la masa del cuerpo, es decir, entre la cantidad de materia que contiene, y su peso viene dado por la expresión:

$$P = m g$$

En la que:

P = peso

m = masa

g = aceleración debida a la gravedad

Como la masa de un cuerpo es constante y la aceleración de la gravedad varia con el lugar (es decir de 9,78 en el ecuador y 9.83 en los polos) y también con la altura, es obvio que el peso del cuerpo variará según el lugar de la Tierra y la altura a que se encuentre sobre el nivel del mar. En la industria interesa determinar el peso de las sustancias en las operaciones de inventario de materias primas de productos finales, en la mezcla de ingredientes, etc.

b) **Densidad y Peso específico.**- En los procesos industriales la densidad es una variable cuya medida es a veces vital. Tal es el caso, en la medición de masa equivalente del contenido de hidrocarburos almacenados. Asimismo, en la determinación de la concentración de algunos productos

químicos como el ácido sulfúrico, la medida exacta del caudal en gases o vapores que viene influida por la densidad de un producto final que garantiza las cantidades de los ingredientes que intervienen en la mezcla, etc.

La densidad o masa específica de un cuerpo se define como masa por unidad de volumen, expresándose normalmente en g/cm^3 (o kg/m^3). La densidad varía con la temperatura y con la presión (en los gases). Los valores se especifican para un valor base de la temperatura que en líquidos suele ser 0°C o de 15°C y en los gases de 0°C y para un valor estándar de la presión que en los gases es de 1 atmósfera. La densidad relativa es la relación para iguales volúmenes de las masas del cuerpo y del agua a 4°C en el caso de líquidos, y en los gases la relación entre masa del cuerpo y la del aire en condiciones normales de presión y de temperatura (0°C y 1 atmósfera).

Evidentemente, la densidad relativa no tiene dimensiones. Además hay que señalar que, siendo la densidad del agua a 4°C de 1 g/cm^3 , los valores numéricos de la densidad relativa de un líquido coinciden con los de la densidad.

El peso específico es el peso del fluido por unidad de volumen. Por lo tanto, entre el peso específico y la densidad existirá la relación.

$$\text{Peso específico} = \text{densidad} * g$$

Siendo g la aceleración debida a la gravedad. Si el peso específico y la densidad se refieren al agua en el caso de líquidos o al aire en el caso de gases (densidad relativa), resultará que el peso específico relativo será igual a la densidad relativa. Por esto en el lenguaje vulgar suelen tomarse como sinónimos:

$$\text{Peso específico} = \text{densidad} * g$$

$$\text{Peso específico agua} = \text{densidad agua} * g$$

Otra unidad de medida de densidad son los Grados API que equivale a:

$$(141,5 / (\text{densidad relativa a } 15^{\circ}\text{C})) - 131,5$$

y están normalizados por el American Petroleum Institute para productos petrolíferos.

2.5.4 Calibración de Instrumentos

Se ha visto que los instrumentos pueden medir, transmitir y controlar las variables que intervienen en un proceso. En la realización de todas estas funciones existe una relación entre la variable de entrada y la de salida del instrumento. En los instrumentos de medición existe una correspondencia entre la variable de entrada y la de salida, representando esta última el valor de la variable de entrada. Siempre que el valor representado corresponda exactamente al de la variable de entrada el instrumento estará efectuando una medición correcta. Ahora bien, en la práctica, los instrumentos determinan en general unos valores inexactos en la salida que se apartan en mayor o menor grado del valor verdadero de la variable de entrada, lo cual constituye el error de la medida. El error es universal e inevitable y acompaña a toda medida, aunque ésta sea muy elaborada, o aunque se efectúe un gran número de veces. Es decir, el valor verdadero no puede establecerse con completa exactitud y es necesario encontrar unos límites que lo definan, de modo que sea práctico calcular la tolerancia de la medida.

Las desviaciones de la curva variable-lectura de un instrumento típico, tal como el de la figura 35, con relación a la recta ideal representan los errores de medida del aparato. Esta curva puede descomponerse en tres que representan indudablemente los tres tipos de errores que pueden hallarse en forma aislada o combinada en los instrumentos:

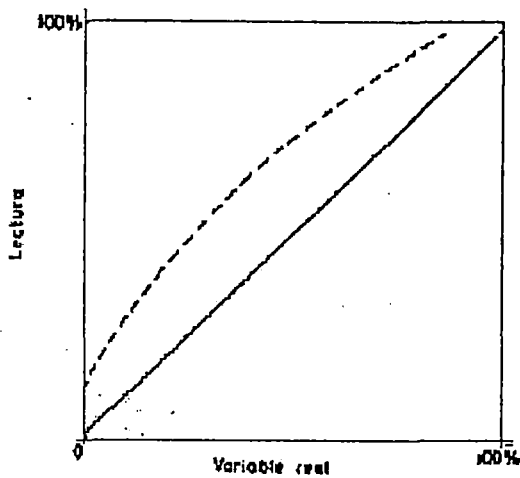


Fig. 35 Relación medida real lectura en un instrumento descalibrado

Error de cero.- Todas las lecturas están desplazadas un mismo valor con relación a la recta representativa del instrumento. Este tipo de error puede verse en la fig. 36 en la que se observará que el desplazamiento puede ser positivo o negativo. El punto de partida o base de la recta representativa cambia sin que varíe la inclinación o la forma de la curva.

Error de multiplicación.- todas las lecturas aumentan o disminuyen progresivamente con relación a la recta representativa, según puede verse en la figura 37 en la que se observará que el punto base no cambia y que la desviación progresiva puede ser positiva o negativa.

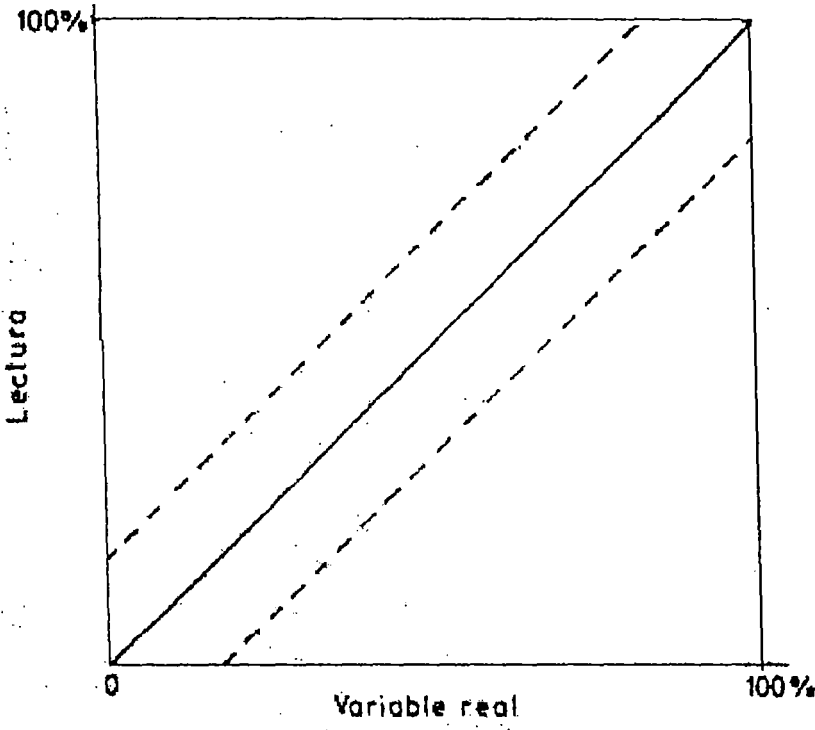


Fig. 36 Error de cero

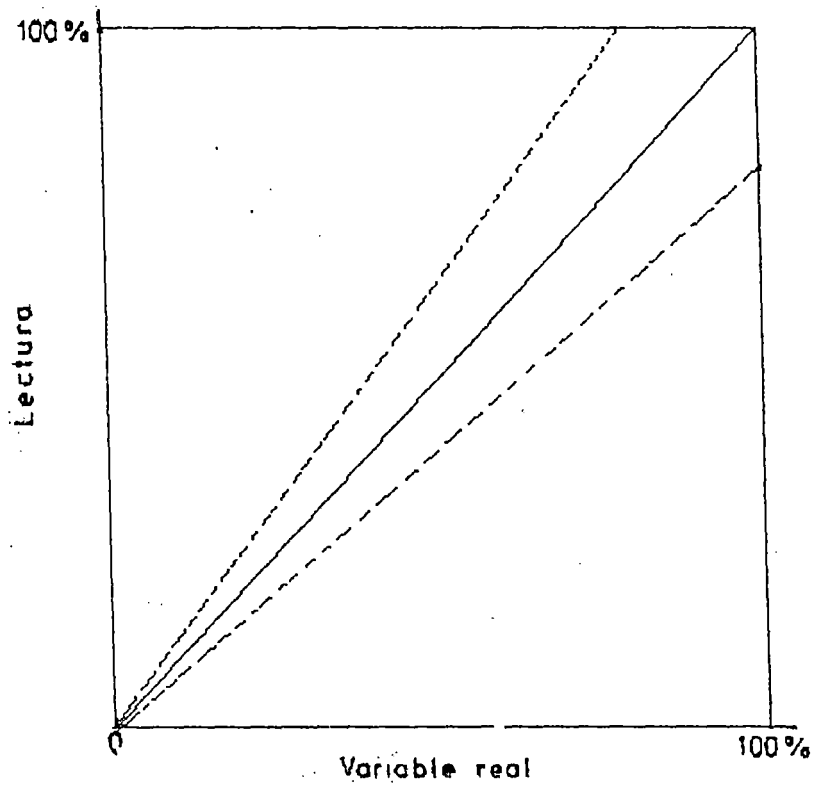


Fig. 37 error de multiplicación

Error de angularidad.- La curva real coincide con los puntos 0 y 100% de la recta representativa, pero se aparta de la misma en los restantes. En la figura 10.6 puede verse en error de este tipo. El máximo de la desviación suele estar hacia la mitad de la escala.

Los instrumentos pueden ajustarse para corregir estos errores, hay que señalar que algunos instrumentos, por su tipo de construcción, no pueden tener error de angularidad. La combinación de estos tres errores da lugar a una curva de relación medida real- lectura, tal como la representada en la figura 35.

La norma ISO 9002 abarca específicamente la dirección de la calidad en el proceso de producción del producto y define, en forma de instrucciones y procedimientos, la forma específica en que debe operar una empresa. Desde el punto de vista de la aplicación de la norma ISO 9002, el término verificación de los instrumentos significa "la comprobación de que cada instrumento incluido dentro de la forma ISO 9002 se encuentre dentro de la tolerancia en la medida aceptada por el Departamento de fabricación de la empresa". Esta definición se aparta de la clásica de calibración "realización de las operaciones necesarias para que el instrumento tenga los mínimos errores posibles como si hubiera salido de inspección de la fábrica de suministrador". Con relación al apartado de "equipos de inspección, medida

de ensayo”, el sistema de calidad ISO 9002 establece que el suministrador de un producto debe:

- Identificar, Calibrar y ajustar todo el equipo de inspección, medida y ensayo que puede afectar la calidad del producto, a intervalos definidos con relación a equipos de calibración certificados por un organismo reconocido.
- Establecer, documentar y mantener los procedimientos de calibración de los instrumentos y de los equipos de calibración.
- Asegurar que las condiciones ambientales sean las adecuadas para las operaciones de calibración, inspección, medida y ensayos que se efectúen en los instrumentos.

La implantación de la norma ISO 9002 presupone la redacción de manuales de calibración de los instrumentos afectados (clave en la obtención de la calidad esperada del producto fabricado por la empresa), la creación de procedimientos documentados para la calibración y la conformidad o no conformidad de los instrumentos y equipos de calibración, el entretenimiento del personal destinado a la calibración ISO 9002, y la creación de un área separada dentro del taller de instrumentos donde se encontrarán ubicados los equipos y herramientas de calibración.

El período de calibración de cada instrumento es fijado por la propia empresa, de acuerdo con la experiencia que posee sobre el trabajo en la planta. Normalmente suele ser de un año para los aparatos normales.

2.6 Sistemas de Medición de Control de Inventario y Transferencia de Custodia basados en nivel

En este apartado se presentan en base a lo expuesto en 2.5.3.1 los sistemas de medición de nivel para propósitos de inventario y transferencia de custodia aprobados internacionalmente según normas API. Los métodos de medición de nivel aceptados para Control de Inventario y Transferencia de Custodia son:

- a) Sistema de Medición manual
- b) Sistema de Flotadores
- c) Sistema Servomotores
- d) Sistema de Medición por radar
- e) Medición hidrostática (basado en presión)
- f) Híbrido (basado en presión y nivel)

A diferencia de lo expuesto anteriormente, en esta parte se exponen las ventajas y desventajas prácticas de los medidores de nivel aplicados netamente a los procesos de control de inventario (CI) y transferencia de custodia (TC).

2.6.1 Sistema Manual

La medición manual o plomada es una labor muy intensa y no del todo preciso, pero muchos operadores lo solicitan y los usan los supervisores. La medición manual consiste de una cinta certificada que alcanza el fondo del tanque o el nivel. Los inspectores toman las mediciones y posteriormente se procede a calcular los volúmenes de acuerdo a procedimientos y tablas correspondientes a las normas API. El gran problema con la medición manual es la precisión.

2.6.2 Sistemas de Medición automáticos de nivel

Los sistemas de medición de nivel por radar, servomotor y de flotación son los principales tipos usados para aplicaciones de TC y CI, aunque los sistemas hidrostáticos y los híbridos también están siendo aceptados. Los medidores de nivel han demostrado ser la mejor tecnología a nivel mundial para tanques grandes, mientras que para tanques pequeños, como

cisternas, con frecuencia se usan los medidores de flujo para la TC, puesto que también desarrollan funciones de protección contra derrames y de vacío, control de inventario y determinación de pérdidas.

Los flotadores siguen siendo usados pero el problema es su mantenimiento, por eso solo algunas compañías lo usan para TC. A los flotadores, para su óptimo funcionamiento, se les adapta un tubo guía (Still pipe) dentro del cual van instalados. A través de un programa de mantenimiento y de calibración en base a normas API 3.1B se puede lograr un buen funcionamiento de estos sistemas.

Los medidores de nivel servomotores, han sido usados para TC y CI por muchos años desde 1950. Este sistema es un sensor flotador suspendido de un hilo flexible y resistente que se enrolla en un tambor, el sensor se sumerge en el fluido determinando el nivel y la interfase con el agua, además de generar un perfil de densidades. La densidad del flotador es mayor que la densidad del líquido y cuando el flotador está parcialmente inmerso en el líquido, el peso aparente es el peso del flotador menos el peso del producto desplazado (Principio de Arquímedes).

Los medidores de nivel por radar están ganando gran aceptación para aplicaciones de CI y TC y para el año 2005, muchas compañías incluyendo buques petroleros se habrán implementado con estos sistemas.

Un medidor que tiene la precisión necesaria pero que aún no ha sido usado para TC es el sensor magnetoestrictivo digital. Este sensor cuenta con todas las recomendaciones y especificaciones API.

Otro sistema que se ha venido aplicando para CI de líquidos de gas natural (GLP) tanto en la producción como en embarcaciones marítimas es el sensor capacitivo. Estos sensores se extienden desde lo alto del tanque hasta el fondo y está constituido de varios elementos capacitivos segmentados. Cuando el nivel cambia, se produce un cambio en la corriente que fluye a través del segmento afectado por la superficie del fluido. Sin embargo, se advierte que estos sensores no deben aplicarse en situaciones donde se requiere una medición muy precisa. Cuando se instalan y calibran adecuadamente pueden ofrecer una precisión de 1.5-3%. Las imprecisiones de mediciones son causadas por ligeros cambios en la capacitancia. Algunos factores que contribuyen a la variación de la capacitancia son la temperatura, humedad, vapores, turbulencia y el cambio de la constante dieléctrica del producto. Aunque algunos fabricantes han

superado estos problemas y mejorado la precisión, no existe alguna aplicación para TC de estos sensores.

2.6.3 Sistema Hidrostático e Híbrido

En algunos casos se requiere que los productos sean medidos en unidades de masa. Para estos casos existen dos métodos de medición que han ganado popularidad en los últimos años: el sistema de medición hidrostático (HTG) y el sistema de medición híbrido (HTMS).

El sistema HTG consiste de 3 transmisores de presión y un transmisor de temperatura. Este sistema mide la masa, densidad y nivel del producto y esta reconocido globalmente como una tecnología adecuada para Control de Inventario y Transferencia en tanques de almacenamiento.

El sistema HTMS es similar, pero incorpora un sensor de nivel. mientras que el sistema HTG es adecuado para una alta presión de masa y no para aplicaciones estándar de volúmenes, el sistema HTMS tiene la capacidad de hacer ambas mediciones con una alta precisión, siempre y cuando los componentes elegidos cumplan con los estándares de la MPM S3.6 (Mediciones de Hidrocarburos Líquidos con sistemas híbridos).

Los requerimientos para Control de Inventario y Transferencia de Custodia basados en la medición de nivel de acuerdo a la OIML R85, son aceptados actualmente en aproximadamente 20 países. Sólo existen 2 tecnologías que han demostrado el cumplimiento de estos requerimientos; estos sistemas son de Radar y Servomotor.

El presente proyecto propone el uso principalmente de sistemas de radar, tanto para tanques cilíndricos como para tanques esféricos (LPG).

Para conseguir mediciones precisas con medidores de nivel, cada tanque es cubicado ("Strapped") es decir, que el tanque es medido de tal manera que el volumen es conocido para una determinada altura del tanque, evitando que cualquier anomalía dentro del tanque no pueda afectar el volumen. Los tanques son usualmente medidos cada 12" y el procedimiento de cubicación puede repetirse periódicamente para compensar alguna deformación del tanque y cambio del producto. Los valores de nivel y volúmenes son ingresados en una tabla de cubicación contenido en un programa, a través del cual se efectúa el cálculo y la extrapolación del volumen correcto para cada valor de nivel.

2.6.4 Descripción del Sistema Seleccionado

De acuerdo a lo expuesto en 2.5 y 2.6 respecto a transmisores y mediciones de nivel especialmente y a las características propias y condiciones de trabajo que presentan los productos, para la medición de nivel se recomienda el uso de dispositivos inteligentes de medición como son los de tecnología radar o servomotor dependiendo del caso y que permitan un cálculo híbrido.

A continuación se describe el sistema de medición de nivel por radar por ser el más preciso y confiable.

2.6.4.1 Sistema de Medición de nivel por Radar

El medidor por radar es un dispositivo de medición de distancia autónomo. La distancia y los cálculos de nivel se realizan continuamente en el mismo medidor. El medidor consiste de una unidad de procesamiento DSP, una unidad de conexión al tanque (brida) y una antena reflectora de ondas de radio.

Senci + Disp.

2.6.4.1.2 Procedimiento normal de medición

El procedimiento normal de medición del medidor se realiza de la siguiente manera:

1. El haz de radar es enviado desde la unidad hacia la atmósfera libre del tanque.
2. La onda de impacto es reflejada y recibida por la antena del medidor.
3. Comparando la diferencia de frecuencias entre las ondas enviada y recibida, se obtendrá una señal resultante con frecuencias correspondientes a las distancias de todos los ecos en el tanque. La frecuencia diferencial esta relacionada a la distancia de medición según un valor de Hz por metro.

Algunos Fis. de Principio de Med. + Hz de radar

2.6.4.1.3 Parámetros de Medición

A continuación se exponen las condiciones que dificultan la medición y las diferentes características que presentan los sistemas de medición por radar para superar esas condiciones y poder de esta manera ser aplicados en mediciones difíciles.

- a) Sensibilidad:- Determina la capacidad de detección de una señal débil. En los medidores de nivel este es el factor más importante, ya

que de ello depende la confiabilidad del sistema. Es decir, si no hay señal no hay nivel.

La intensidad de la señal recibida es afectada por:

1. Atenuación por la distancia.- hace que la señal de radar recibida sea más débil en distancias largas de medición.
2. Tamaño de la antena.- influye esencialmente en el rendimiento. Una antena grande proporciona un haz más estrecho y mayor área de recepción. La duplicación del área aumenta la relación de señal/ eco aproximadamente en seis veces.
3. Condiciones de superficie.- una superficie turbulenta reduce la energía reflejada. En aplicaciones de procesos industriales se considera como normal la turbulencia de superficie.
4. Constante dieléctrica.- distintos tipos de líquidos tienen constantes dieléctricas diferentes que pueden ser clasificados en dos grupos: "Similares al aceite" y "similares al agua". Los primeros reflejan solamente un porcentaje pequeño de energía de onda, mientras los del segundo reflejan mucho más
5. Espuma.- puede eliminar el eco en el peor de los casos, o puede presentarse totalmente transparente al radar.
6. Vapor y polvo.- tienen una influencia similar a la espuma en el rendimiento. Esta es eliminada utilizando una frecuencia de 10GHz.

7. Suciedad en la antena.- afecta el rendimiento de la misma forma que la espuma. Pero con el sistema de alta sensibilidad de un medidor de Radar y una antena diseñada y dimensionada correctamente, la influencia de la suciedad en la antena es reducida a un mínimo.

Los medidores de Radar se caracterizan por su alta sensibilidad que garantizan una medición de gran precisión y de alta confiabilidad, aún en condiciones muy difíciles. En todo medidor de radar una cierta cantidad de energía de onda electromagnética regresa al medidor. Una medición precisa puede obtenerse solamente si la señal recibida es suficientemente más fuerte que el eco. Es por eso, que la sensibilidad (relación de señal / eco) es una de las cualidades más importantes que diferencia medidores de alta calidad y de aquellos medidores de menor confiabilidad. Una elevada relación de señal / eco hace posible detectar y medir ecos débiles, que se presentan normalmente en los tanques de proceso donde las condiciones varían. En resumen, un medidor de nivel por radar, debido a su alta sensibilidad, puede ser recomendado para cualquier aplicación difícil.

b) Frecuencia:- una alta frecuencia es mejor, ya que el ancho del haz de ondas será menor. Por otro lado, la sensibilidad al polvo incrementa lo cual es negativo. La frecuencia debe ser alrededor de 10 GHz para proporcionar

un balance óptimo entre el ángulo del rayo y la sensibilidad a la contaminación.

c) Ancho de Banda: un ancho de banda es bueno por cuanto mejora la precisión pero es más costoso.

d) Rango Dinámico: determina la capacidad de manejar una mayor diferencia entre el eco más fuerte y el eco más débil.

e) Reflexión de la Superficie: si se asume una superficie idealmente laminar, la reflexión dependerá de la constante dieléctrica del fluido.

f) Intensidad: la intensidad de la onda electromagnética en el espacio libre decae rápidamente con la distancia y debido a los factores anteriormente indicados.

g) Ambiente: las condiciones del espacio libre interno del tanque influye en el comportamiento de las ondas electromagnéticas. la turbulencia reduce la reflexión y la espuma atenúa la señal.

h) Antena: Para prevenir una distribución de energía en direcciones no deseadas, se debe usar antenas de mayor superficie. Una antena grande concentra mejor el haz de ondas y se obtiene una mejor ganancia de reflexión.

2.6.4.1.4 Elementos Sustentatorios que Justifican la Aplicación de tecnología Radar

Además de las características antes mencionadas, los sistemas de medición por radar ofrecen las siguientes ventajas:

a) Temperatura Ambiental.- Para algunos otros tipos de medidores, la temperatura ambiente puede afectar la precisión de la medición y disminuir la vida de la electrónica. Pero el Sistema de Radar, con calibración digital continua y cabeza de transmisor controlada por temperatura, está diseñado para proporcionar operación precisa y libre de problemas sin importar el clima.

b) Procesamiento de Señal Digital DSP.- La electrónica del sistema está digitalizada óptimamente para el manejo de señales libre de interferencia y alta fiabilidad. El medidor no necesita recalibración porque el oscilador integral de referencia digital revisa la precisión de la medición 6 veces por segundo.

c) Emulación de Medidores Mecánicos.- El medidor de radar puede emular varias marcas de medidores mecánicos y otros. Esto significa que puede reemplazar un medidor de una marca propietaria en particular y

conectarse directamente en el cableado existente, utilizando los mismos cables de transmisión de señal. Desde un punto de vista de transmisión de datos, el medidor de radar actúa igual que el medidor instalado previamente. Los ahorros en costos de instalación y cableado son considerables.

d) Cálculos Híbrido de Inventario de Tanques.- El Sistema Radar puede hacer cálculos de inventario directamente en el medidor. Utilizando las entradas de sensores adicionales, el medidor realiza funciones de inventario e híbridos, calculando:

- Volumen bruto
- Masa
- Densidad
- Nivel
- Temperatura
- Nivel de interfaz Aceite/Agua

e) Alarmas Seguras de Sobrellenado y Derrames.- Un medidor de nivel puede ofrecer salidas opcionales de relé aprobadas por TÜV por seguridad de sobrellenado. Estas salidas son activadas por nivel, temperatura, presión, fondo de agua o válvulas de control.

alensis de Souto

f) Tiempo Corto en Reembolso.- Los medidores tipo radar también han mejorado la precisión, por lo tanto el tiempo de reembolso de la inversión ha sido corto. El tiempo de recuperación de la inversión será más corto cuantas más operaciones de transferencia diarias, semanales o mensuales realice la compañía. El costo de sacar un tanque de servicio para reparación, recalibración de un medidor mecánicos es aproximadamente 2-3 veces el costo de instalar un medidor tipo radar para tanque pero una vez instalado el sistema radar no será necesario estos procedimientos, considerándose un MTBF (Mean Time Between Failure) de más de 10 años.

g) Seguridad Ambiental.- La seguridad del empleado y la gerencia ambiental son altas prioridades en una planta terminal o refinería, otra razón por la que el sistema de medición de radar es una alternativa atractiva para el establecimiento. Cada establecimiento se debe esforzar por ser un lugar de trabajo libre de accidentes. Sobrellenar un tanque es peligroso para los empleados, puede tener un impacto ambiental negativo, y puede resultar en costos altas actividades de limpieza. La medición confiable evita el sobrellenado.

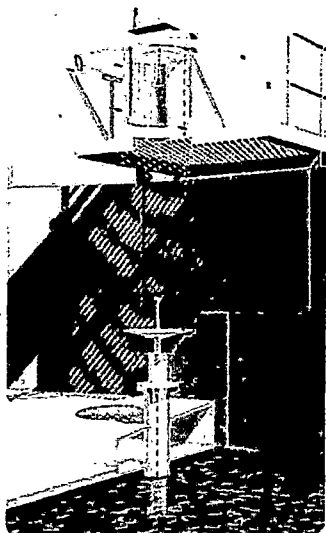
El sistema de medición que se propone protege a través de un elemento de alarma el medio ambiente, minimizando así el impacto negativo que pueden resultar producto de sobre llenados, derrames y fugas, además de emisiones de vapor. Obviamente, un mal funcionamiento de esta alarma

puede generar un aviso erróneo de la lectura real en caso de sobrellenado. En este caso el sistema asegura que los niveles son continuamente chequeados por algún cambio de nivel inesperado que podría iniciar una posible fuga.

g.1) Prevención de Emisiones

El sistema de radar integra para los casos de tanques de techo flotante, un sello (EES: Environmental emission seal) que elimina la posibilidad de emisión de vapor por las boquillas del techo del tanque. Esto se puede apreciar en la siguiente figura.

Preventing oil tank emissions



The new RTG 2935/EES (Environmental Emission Seal) is a new design from Saab Tank Control, and an example of Saab's development related to environmental issues. This unique device eliminates vapor emission from roof openings on open floating roof tanks used for oil storage.

It gives enormous benefits to users by reducing installation cost as no expensive still-pipe is required.

The RTG 2935/EES makes the complete family of custody transfer gauges from Saab Tank Control the ultimate cost cutting solution.

- Totally sealed
- Measures through the floating roof
- Measures on the true product surface via the Environmental Emission Seal
- Affords custody transfer accuracy

g.2) Estudio de Caso

Un caso práctico de posible contaminación ambiental se da en el tanque de seguridad blowdown drum donde se recupera los gases y líquidos de la refinería. En este tanque es muy importante que la medición de nivel sea completamente confiable ya que no se debe permitir la descarga de hidrocarburos en forma de vapor al aire. Un sistema completo lo comprenden las válvulas de seguridad, bombas y el sistema de control (DCS) este último recibe la medición del nivel y controla las bombas automáticamente configurándose en el mismo los límites de alarma por alto y bajo nivel así como para el arranque y parada de las bombas. En la siguiente página se adjunta artículo sobre esta aplicación.

g.3) Aprobación de Protección Contra Sobre Llenado TÜV.

En Europa especialmente en Alemania, existen reglamentos muy estrictos para propósitos de seguridad contra contaminación del agua debido a derrames generados en tanques de almacenamientos de productos petroquímicos. Estos tanques están obligados a contar con un sistema de alarma por sobrellenado es decir cuando el producto alcance el nivel alto / alto, este sistema de alarma debe contar con certificación TÜV.

Blowdown Drum:

Radar for safe and environmental measurement

As an important safety measure, Saab TankRadar Pro measures the level in a blowdown drum at Preem Refinery in Göteborg, Sweden. Whenever a safety valve opens, gases or liquids are collected in this tank.

No hydrocarbons in the air

The blowdown drum is a safety tank between the refinery process area and the flare. It is very important that the level measurement is fully reliable, as the output signals from Saab TankRadar Pro are included in the safety alarm system. The Swedish law has strong restrictions on discharge of hydrocarbons into the air.

Reliable measurement

If a failure occurs in the refinery process, gases and liquids are evacuated to the blowdown drum through safety valves and piping. TankRadar Pro measures the level and controls the pumps automatically by sending the 4-20 mA signal to the DCS system. The radar gauge also decides when to analyze the liquids. Limits are set in the DCS system for low level alarm, pump cut-off, analysis of product, pump cut-in and high level alarm.

Density differences make level measurement difficult. Before using Saab TankRadar Pro, Preem Refinery had a mechanical level gauge in a standpipe (bridle) outside the tank. The standpipe got deposits from rust and salt, and thus manual drainage of the standpipe was needed. The pump had to be opened and closed often, causing a lot of maintenance. When changing to radar level measurement, Preem Refinery improved the reliability and accuracy, and cut the cost for maintenance.

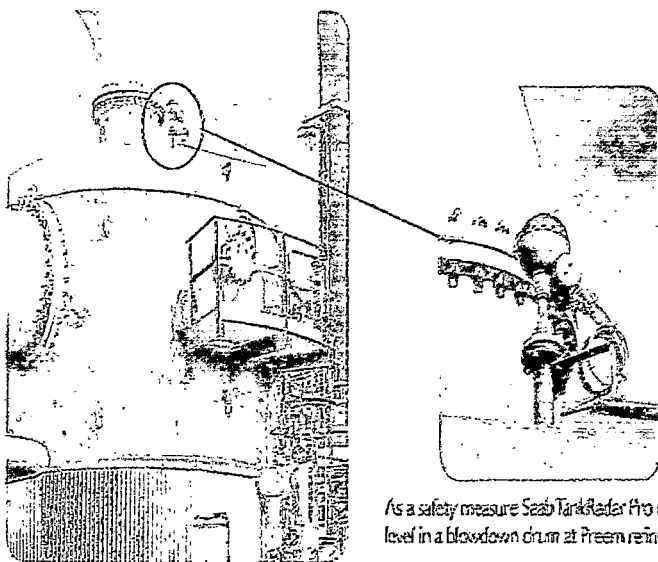
Another advantage is that radar measurement isn't affected by density.

"With our old mechanical gauge, we could have an error span of over 500 mm (20") due to density differences between the product in the standpipe and the tank. We are very satisfied with TankRadar Pro," says Sten Johansson, Instrumentation Engineer at Preem.

Ulrika Sälsten



"We have improved the reliability and saved money due to the low maintenance," says Roger Löfgren, Electrical and Instrumentation Engineer at Preem Refinery.



As a safety measure Saab TankRadar Pro controls the level in a blowdown drum at Preem refinery.

h) Garantía.- Los medidores de nivel por radar están probados y aprobados en todo el mundo. Más de 40,000 unidades de Radar están instaladas en todo el mundo. Los sistemas de Radar cumplen totalmente con el estándar API para medición en tanques, Cap. 3.1b. Se recomienda unidades de la marca, Saab Tank Control, la cual está clasificado AAA y completamente certificado de acuerdo a los estándares de calidad ISO 900 y estándares ambientales ISO 14000. Pero tal vez lo más importante de todo son los más de 20 años de satisfacción probada que el fabricante ha dado a sus clientes.

Estas unidades han sido instaladas en la planta Z Gas de Guatemala. En nuestro país, la misma compañía cuenta con unas unidades las cuales les han dado buenos resultados, comparados con los sistemas mecánicos con los que cuentan también. Asimismo, en el caso de empresas del estado, las refinerías Iquitos y el Milagro de propiedad de Petroperú, dentro de un programa de modernización, se han venido también implementando estos sistemas obteniéndose grandes resultados. En la sección de apéndices se proporciona mayor información documentada en cuanto a la aplicación confiable y garantizada de esta tecnología.

A continuación se adjuntan artículos referentes a la aplicación de sistemas de radar y su aceptación por las compañías extranjeras que han implementado sistemas de control de inventario y transferencia de custodia con tecnología radar.

Fina's Antwerp facility in Belgium is considered among the best in Europe in terms of capacity utilization and desulphurization. It produces not only fuels, including alternative petrol and diesel formulas with a very low sulphur content, but also petrochemical raw materials like naphtha and LPG, basic products like propylene, solvents for the chemical sector as well as heavy desulphurized fuel oil.

The plant has 200 tanks with a total storage capacity of over 2 million cubic meters. The production capacity is 340,000 barrels per day.

Maintenance cost cutbacks

In 1994, Fina Antwerp refinery started a large project to optimize all processes, from arrival of incoming primary products to delivery of refined products. The company wanted reliable equipment that required low maintenance. An important part of the project was the tank gauging upgrade.

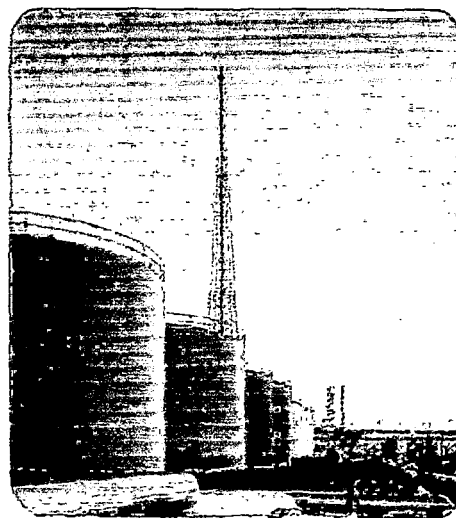
To reduce high maintenance costs, Fina wanted to replace a large number of mechanical gauges with maintenance-free level gauges, which would be easy to install and had high accuracy and reliability. Radar-based tank gauging equipment proved best as it uses non-contact measurement and has no moving parts inside the tank that require maintenance. Fina decided to install Saab TankRadar RTGs on 108 of their 200 tanks.

"The choice was easy" says Mr. Dekeyser. "The radar technology experience and know-how of Saab Tank Control speaks for itself".

Today only three people per shift handle all storage tanks, including products from asphalt

to LPG. Two sulphur tanks have been running without cleaning for three years. Six asphalt tanks have been in continuous operation since December 1998.

"The Saab TankRadar RTG gauges are very reliable and need no maintenance at all. Once installed, they work perfectly – and profitably", says a satisfied Johan Dekeyser.



The Fina Antwerp refinery has installed Saab TankRadar RTGs on 108 of their 200 tanks.

Van Ommeren is one of the three largest independent tank storage companies in the world. The company combines high grade tank storage with tanker shipping, tank container operations and a network of agency and forwarding offices. A world-wide network of 54 tank terminals, with a total storage capacity in excess of 15 million cubic meters, forms the backbone of Van Ommeren's operations.

Van Ommeren's Hamburg terminal, with its 300 tanks and a total capacity of 712,000 m³, is the second largest in Germany. The product turnover is four million tonnes per year, which includes petroleum products, vegetable oils, oleo-chemicals and gases for all major oil companies.

To increase productivity in this busy checkpoint, Van Ommeren Hamburg has signed a long-term agreement with Saab Tank Control to supply 150 radar gauges over a five year period. The decision followed a test of Saab's gauge vs. one competing radar tank gauge. Mr. Jürgen Franke, Managing Director of Van Ommeren Hamburg, is responsible:

"The most important reason for us in choosing Saab Tank Control was the possibility to reliably automate monitoring of tank level and temperature" he says. "The advantages are several: Savings in personnel. Greater safety thanks to prevention of leakage and overflow. Reduced energy consumption in tanks with heated products thanks to more precise temperature monitoring. And so on".

Increased customer satisfaction

"Increased automation can also be used commercially, adding value for our customers" Mr. Franke explains. "With accurate on-line readouts we can reduce administration and cut lead time, which means quicker access to information and better advice for our customers".

In addition to supplying the Hamburg system, Van Ommeren and Saab Tank Control have reached a global agreement. So in the coming years, Van Ommeren's customers will most certainly experience added value worldwide.



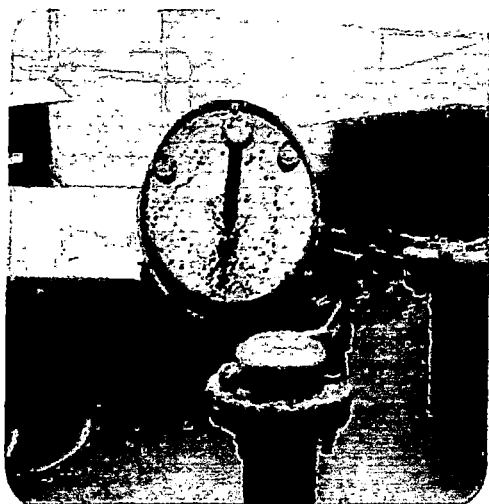
Each day 4-5 river barges, 1-2 tank ships, 60-70 road tankers and 20 tank waggons are loaded and unloaded at the busy Hamburg terminal.

The heavy Venezuelan crude oil refined at the CITGO Lake Charles (Louisiana) refinery has a high sulfur content that earlier resulted in high maintenance costs due to H₂S-induced corrosion in traditional mechanical gaugeheads. The risks of tank overfilling due to level measurement inaccuracies have also been greatly reduced by installing Saab TankRadar. CITGO has installed 34 Saab TankRadar units of which 10 are located at Lake Charles.

Short payback time

"The savings for us in buying Saab TankRadar lie in the no-contact measurement system, the lack of moving parts, reliability and extremely low maintenance costs", said CITGO Process Control Analyst Kevin Mothershed. "Up to 70% of our instrument technicians' time (in the oil movement area) has been spent on mechanical gauge maintenance. The radar gauges have also improved accuracy, so payback time on the investment has been short".

Microwaves don't break down. They don't get stuck in a still pipe and they are relatively unaffected by a tank's temperature or contents. The radar gauges are not in contact with the



A parabolic antenna still working after use in heavily contaminating double-blown bitumen with temperatures over 220 °C (430 °F).

contents of the tank. Only one component is located inside – the antenna at the top.

"The costs of taking a tank out of service for gauge repair is approximately 2-3 times the cost of installing a tank radar gauge", explained Mothershed. "The parabolic antenna model works perfectly well in severe service, such as coker feed. Never before has such a measuring instrument solved so many problems".

Environmental safety

Employee safety and environmental stewardship are high priorities at CITGO, another reason the Saab gauging system was an attractive alternative for the facility. Every CITGO facility strives to be an accident-free workplace. Overfilling a tank is dangerous for employees, it can have negative environmental impact, and it can result in expensive cleanup activities.

Reliable gauging prevents overfilling. The Saab TankRadar leak alarm ensures tank levels are continuously checked for unexpected level changes that could indicate a possible leak.

"We have had very few problems with the radar gauges and Saab Tank Control has always backed its products with a completely professional and service-minded organization" Mothershed concluded.

Staff safety essential: Statoil choose Saab TankRadar Rex

"With an automated tank gauging system we can now provide our staff with a safe working environment. I rely on Saab TankRadar Rex a hundred percent", says Jan Ekelund, Manager at Statoil's terminal in Malmö.

Jan Ekelund has been with Statoil for more than 30 years. He started out as road tanker driver and later started working at the terminal in Malmö. In the old days, there were many more employees at the terminal.

But oil companies are eager to save costs. Nowadays only four people keep the terminal up and running from 6 a.m. to 12 p.m. every day of the year. The terminal in Malmö is Statoil's second largest, taking in 800,000-m diesel oil, gasoline, jet fuel and heating oil every year. The products are measured accurately both on the tanker delivering and when pumped in one of the 38 storage tanks that store the oil products. An accredited third party (Cargo Surveyor or SGS) hand dip to control the amount against the radar gauges. The oil comes from Statoil's two refineries, Mongstad in Norway and Kalundborg in Denmark.

Approved system at sea

"My first contact with Saab was from the tank gauging system on the product tankers calling at the terminal. The majority has Saab TankRadar. For example on the Tärntank ships I could experience their high accuracy", says Jan Ekelund.

Because of the good performance Jan Ekelund had wanted the land-based Saab TankRadar for a long time. But it was not until a large terminal upgrade project for Statoil Terminals in Sweden and Denmark was approved that it could be reality. In total, over 90 automated inventory tank-gauging systems will be installed.

Turn-key project for 91 tanks

Saab Tank Control's representative in Sweden, Wesmar, has taken a turnkey responsibility for the order. The system in Malmö was installed during Christmas time last year. The electrical installation was carried out by Inac and the mechanical installation by Uj Oljeledningar. Statoil had some problem with wrong plastic pipes around cables that did not resist UV radiation at the start but that was fixed quickly by Inac. The project has gone well and the Terminal Manager is very satisfied with Wesmar's and its engineer Kaj Pettersen's turnkey job.

The Malmö terminal has bought 24 Saab TankRadar Rex, allowing them to stop the time consuming and at wintertime dangerous work to stand on the tank roof



Jan Ekelund is satisfied with being able to provide a safe work place for his staff, thanks to Saab TankRadar Rex.

every time a new loading is made to hand dip. Precision helps the terminal to use the full tank volumes, and achieve better control over how much is pumped in and out. In tank gauging precision means ± 1 mm (less than 1/16 inch).

Reliability a key safety issue

Every day tank trucks from Statoil, Jet, Preem and Shell come and get their special mix of oil and additives mixed to 95, 96, 98, unleaded gasoline and fuel oil for private houses, all run by a computer system. Statoil has a terminal automation system from Norrap called Accella giving all data when loading trucks, generating reports for drivers etc.

The great rate of turnover demands efficient and automated handling and measurement equipment with the highest accuracy and minimal maintenance.

"For us the reliability is critical. Overfill would not only cost us much it would also put the staff in danger", says Mr. Ekelund.

According to Statoil safety regulations no person is allowed on the tank when pumping. At the same time this could also be a safety hazard since ship pumping has a varying speed which creates overfill

hazard if levels are not checked regularly by hand dip. Having a reliable automatic tank gauge now means a lot as they can read reliable levels from the control room.

Monthly reports

The Rex system feeds tank data automatically to the Terminal Automation System. Inventory data to the Statoil head Office is sent once a month. This will be done via the automatic level and temperature values from Saab TankRadar Rex instead of hand dipping.

Ulrika Sällsten

Facts:

Statoil is a Norwegian, state-owned company. It is one of the world's largest net sellers of crude oil, and a substantial supplier of natural gas to Europe. Statoil ranks as the biggest retailer of gasoline and other oil products in Scandinavia. Net operating revenue for the group in 1998 totaled NOK 107 billion.

The terminal in Malmö is one of Sweden's most modern tank terminals that turn over more than 3,000 cubic meters of fuel oil and diesel per day. The oil products from the own company arrive by tanker barge. Before onward transport by tanker truck the oil is pumped over one of the terminal's 38 storage tanks, which have a total capacity of 42,000 cubic meters.

LNG/C Delta in commercial operation

The LNG/C carrier Delta is now in commercial operation with Saab TankRadar Custody Transfer level gauging on board. This retrofit installation was accomplished as planned and the carrier has now been shipping loads back and forth from Nigeria to Europe.

The System was delivered in May 1999 and the installation was made at Norship Co Shipyard in Norfolk, VA, USA, without any need for new tank penetration, which made the installation procedure much quicker and easier.

In March 1999, a successful Factory Acceptance Test was performed on the Saab TankRadar Custody Transfer System. Several advantages and high verification efficiency was noted. The operator Argent Marine Corporation, together with Shell International Trading and Shipping Company and the sworn surveyor NKKK, supervised the installation. The ship left Norfolk in October 1999 with records taken by NKKK to full satisfaction for issuing a Custody Transfer Certificate. Finally, after a short stop in Sobrenia in Brest, France for further upgrading, the Delta passed the gas trials in Zeebrugge, Belgium.

Quick and easy installation

The radar still pipe was inserted one segment at a time through the 6" penetration flange of the scrapped Nitrogen bubbler gauging system. The support for the still pipe in these membrane tanks (IGZ type Mark I) has been designed and produced by Argent Marine Corporation in close co-operation with engineers from Saab Marine Electronics, and the class ABS.

Trouble-free discharging

The first discharge of LNG/C Delta was performed at Pyeong Taek Terminal in Korea in the beginning of January 2000. The Korean sworn surveyor KIMSKO, and a representative from the gas buyer Korean Gas Corporation attended. They found the Saab TankRadar Custody Transfer System to their full liking, and reports were taken from the system. The logging from the complete discharge provided invaluable data and instilled trust in the radar method for this type of application. Since then five loadings and discharges have been done and the Saab radar has performed to the satisfaction of the crew.

Another retrofit installation of Saab TankRadar Custody Transfer System has been carried out onboard Galeomma in

Charleston, SC, USA. This sister ship of Delta's will be certified during April.

Radar gauging for liquefied gas

To facilitate measuring performance, a still pipe guides the radar waves through either the pipe tower (Moss tank types), or along the tripod structure (Membrane tank types). If the liquid surface is boiling, it does not affect the inside of the still pipe. The thermal conductance by the metal pipe extending into the liquid will cool down the immediate layer of vapor in the pipe just above the liquid level. From extensive signal amplitude logging on the test ship LNG/C Khannur, as well as on LNG/C Delta, this theory is supported by high and consistent echo amplitude for all operational conditions.

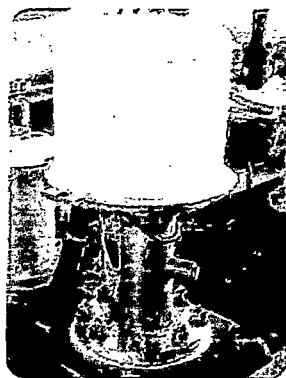
Another exclusive feature of the Saab TankRadar for liquefied gas is the (patent applied) planar array attenuator now being installed on the Galeomma tank bottom, just below the radar still pipe.

The CTS (Custody Transfer System) requirements for LNG is very demanding on level accuracy, especially in the top and bottom region. At the final stage of discharge, a small amount of LNG is always left in the tanks in order to keep the tanks at cryogenic conditions for the ballast trade. A calculated "boil-off" of about 0,15% volume/day until the next loading must also be taken into account. It is then essential that the gauging for the CTS, report at the end of discharge as well as the gauging before the loading, can be made very accurate at levels in the region of a couple of centimeters to a couple of decimeters from the bottom.

Normal methods such as deflecting a strong bottom echo, or calculating the level from using a strong bottom echo and an estimated dielectric constant, are not practicable for various reasons. A planar array attenuator is mounted at the bottom just underneath the radar still pipe. Materials and mounting methods are compatible to the environmental and cryogenic conditions and the tank materials used for an LNG tank. The profile is very low and the radar properties are optimized, enabling level measurement



Mr. Paruta, NKKK and Mr. Jan Wallberg, Saab Marine Electronics during the verification procedure.



The installation of the Saab TankRadar Custody Transfer system did not require new tank penetration, which made the installation quicker and easier.

down to about 20 mm above the mounting surface (= bottom). Full accuracy, ± 5 mm, is achieved down to a 40 mm level. At the same time, with an empty tank, the attenuator returns a measurable echo, used as the "lower verification level" required by the (soon to be issued) ISO 13689 standard.

Tomas Åkerström

For further information about these conditions and technical solutions, please contact Technical Manager Mr. Tomas Åkerström. Phone: +46 31 3370 150. E-mail: tomas.akerstrom@marine.saab.se

dispositivo : Diseño de flujo de CI. Repasar

CAPÍTULO 3

DISEÑO Y FORMULACIÓN DEL MODELO PARA EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL VOLUMEN ALMACENADO

3.1 Introducción

Los cálculos de inventario se basan principalmente en términos de volúmenes. El cálculo principal, es encontrar un factor de corrección de volumen. Este factor, se usa luego para calcular el volumen en base a una temperatura que se toma como referencia. El procedimiento de cálculo de inventario que se describe en este capítulo, es vital para el desarrollo del programa de aplicación a través del cual el operador, podrá tener información de los productos. Este procedimiento toma en cuenta las normas API entre otras para el cálculo de inventario.

El cálculo de inventario se divide en 3 partes:

- Cálculo del volumen observado.
- Cálculo de la densidad observada.
- Cálculo del factor de corrección y la densidad de referencia.

Antes de proceder con el desarrollo del procedimiento, se definirán algunos términos que a continuación se describen.

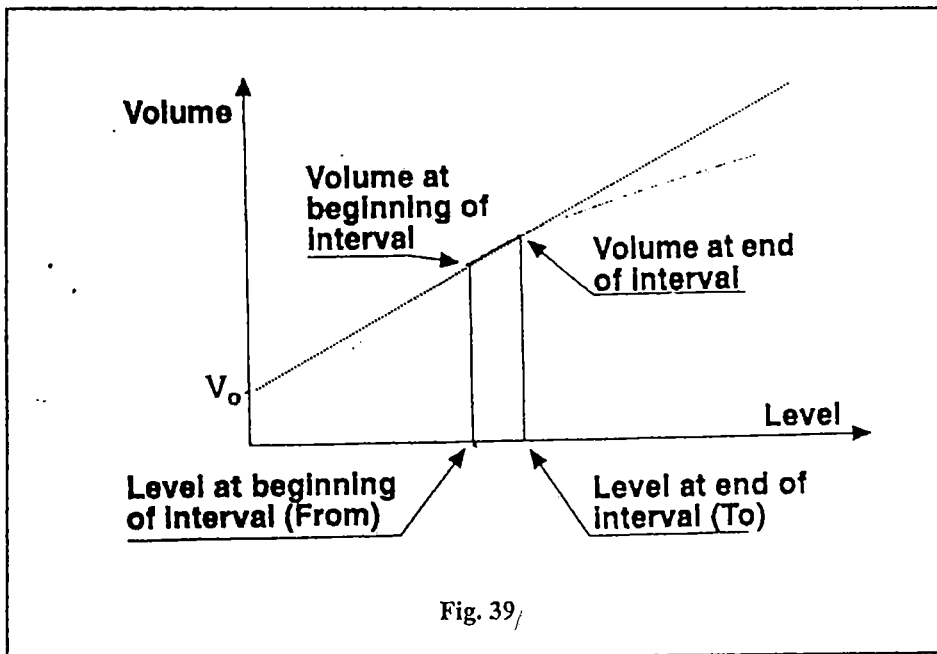
3.2 Definiciones

3.2.1 Tabla de capacidad del tanque (TCT).- Es una tabla que describe la geometría del tanque y es obtenida a partir de la cubicación del tanque. La TCT es usada para convertir el nivel del producto al correspondiente valor de volumen a una determinada temperatura. Un método para la obtención de la TCT es el denominado método internacional. Este método se basa en el hecho que, dentro de un intervalo, existe una relación aproximadamente lineal entre el nivel y volumen, tal como se muestra en la figura 39. El volumen base corresponde al nivel cero obtenido por extrapolación de la relación lineal. Según este método, el volumen se calcula como:

$$V = V_0 + \text{Área} * L$$

Donde:

- L** : Es el nivel medido
- V** : Es el volumen deseado correspondiente al nivel medido
- V_o** : Volumen base
- Área** : Coeficiente de área que describe la variación del volumen con el nivel dentro del intervalo



3.2.2 Volumen Total Observado (TOV): Es el volumen total a la temperatura real del Producto.

3.2.3 Nivel Libre de Agua (FWL): Es el nivel de agua en el fondo del tanque. Este nivel es medido a través de un sensor de interfase.

3.2.4 Volumen de Agua (FWV): Es el volumen de agua en el fondo del tanque determinado por el FWL y la TCT.

3.2.5 Volumen Bruto Observado (GOV): Es el volumen resultante de extraer el FWV del TOV.

3.2.6 Espacio Disponible (AVRM).- Es el volumen resultante de extraer el TOV del volumen máximo del tanque. Ver fig. 40.

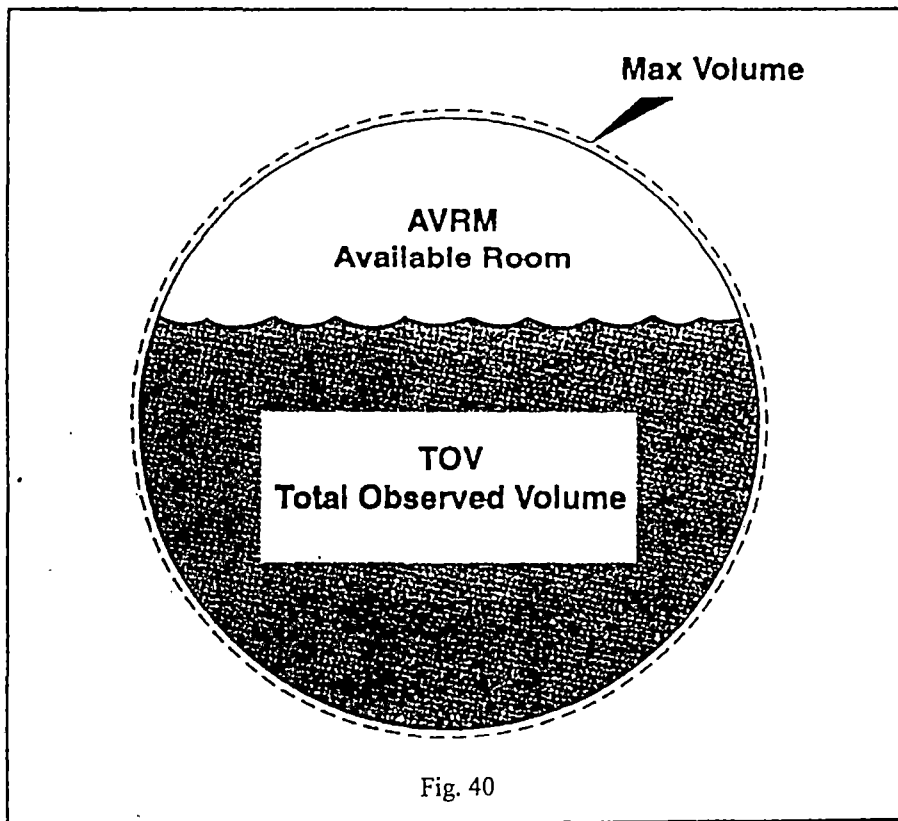
3.2.7 Densidad Observada.- Es la densidad a partir de la medición de la presión en el tanque y conocida la gravedad del lugar.

3.2.8 Densidad de Referencia.- Es la densidad obtenida a partir de la densidad observada y el promedio de temperatura del producto.

3.2.9 Factor de Corrección de Volumen (VCF).- Es un factor de conversión del volumen a la temperatura real del producto correspondiente al volumen a la temperatura de referencia estándar 15°C. El VCF se calcula de acuerdo a la norma API 2540. Asimismo, el VCF se calcula automáticamente a partir de la densidad observada, temperatura promedio y el coeficiente de expansión térmica (TEC).

3.2.10 Volumen Bruto Estándar (GSV).- Es el GOV corregido a la temperatura de referencia. La corrección es hecha usando el VCF.

3.2.11 Volumen Neto Estándar (NSV).- Es el GSV menos el FWV y sedimentos disueltos. Para los tanques de gas se debe agregar el volumen equivalente en líquido.



3.2.12 Peso en Aire (WIA).- Es el NSV afectado por la densidad de referencia menos la densidad del aire.

A continuación se presenta el procedimiento general para el cálculo de inventario.

3.3 Cálculo del Volumen Observado

Inicialmente se calculara el V_{TCT} , que es el volumen determinado según la tabla de cubicación. Como se mencionó anteriormente:

$$V = V_0 + \text{Área} * (\text{nivel} + L_0);$$

Donde:

V_0 = Volumen al inicio del intervalo

L_0 = Nivel al inicio del intervalo

Entonces:

$$\rightarrow V_{TCT} = Vol_{\text{remanente}} + V$$

3.3.1 Cálculo del Volumen Total Observado (VTO)

El VTO se calcula a partir de la TCT y una fórmula de compensación de temperatura. La fórmula del VTO es la siguiente y toma en cuenta la expansión térmica del tanque:

$$VTO = V_{TCT} * (1 + TEC_{sh} * \Delta T)$$

Donde:

V_{TCT} = Volumen obtenido a partir de la tabla TCT (tabla de capacidad o cubicación del tanque).

TEC_{sh} = Coeficiente de expansión del tanque ($TEC_{sh} = 2 * \alpha$, donde α es el coeficiente de expansión térmica lineal y depende del material del tanque).

Ver tabla 10.

Tabla 10

Shell Material	α	TEC_{sh}
Mild carbon steel	0.0000112	0.0000224
304 Stainless steel	0.0000173	0.0000346
316 Stainless steel	0.0000159	0.0000318

$$\Delta T = T_{sh} - TB;$$

donde:

$$T_{sh} = \frac{7 * T_L}{8} + \frac{T_R}{8}; \text{ ó } T_{sh} = T_L$$

dependiendo si el tanque cuenta o no con aislamiento y si $T_L >< T_B + 10^\circ\text{C}$.

T_A = Temperatura del ambiente.

T_B = Temperatura base del tanque.

Para tanques con techo flotante, se debe corregir el VTO por un factor de corrección debido al movimiento del techo del tanque.

3.3.2 Cálculo de Volumen Neto

Los cálculos de volumen neto y peso, se efectúan principalmente según las normas API2540, ASTM D1250, IP200 entre otros. Para los cálculos, se hará uso del factor de corrección de volumen VCF y la densidad de referencia, los cuales serán calculados diferentemente de acuerdo a la TCT seleccionada.

3.3.3 Volumen Bruto Estándar (GSV):

El volumen bruto estándar, es el volumen bruto observado compensado con la temperatura de referencia de acuerdo a los cálculos API:

$$GSV = GOV * FCV$$

3.3.4 Volumen Neto Estándar (NSV):

El volumen neto estándar se calcula como el GSV menos el volumen de agua y sedimentos disueltos (SW). Para tanques de LGN/GLP, se agrega Vg (líquido equivalente de vapor).

Así: $NSV = (GSV + Vg) * (1 - SW/100)$

3.3.4.1 Peso en aire (WIA)

El peso en aire se calcula como:

$$WIA = NSV * (D_{ref} - D_{air})$$

3.3.4.2 Peso en vacío (WIV):

El peso en vacío se calcula como:

$$WIV = NSV * D_{ref}$$

3.4 Cálculo de la masa y líquido de vapor en tanques de GLP

Según la norma ISO 4267 Estándar, los cálculos se desarrollan como sigue:

1. Volumen de vapor normalizado a presión y temperatura (V)

$$V = \frac{AVRM * (P_v + 101,325) * TB}{TA * 101,325}$$

Donde:

AVRM = Espacio disponible por encima del nivel del líquido (m³) dentro del tanque

P_v = Presión de vapor (Kpa) (lo proporciona el medidor de presión).

TB = Temperatura base en K (273.15 + 15).

TA = Temperatura de vapor en K (temperatura de vapor observado + 273.15).

101,325 = Presión estándar (Kpa).

3.4.1 Masa de vapor

La masa se calcula con la siguiente fórmula:

$$M_y = \frac{V * M_m}{23,6451}$$

Donde:

Mm = masa molecular (Kg/Kmol.).

23,6451 = cte. Para gas ideal.

3.4.2 Volumen de líquido equivalente (Vg)

$$V_g = V/VLVR$$

VLVR = relación de volumen líquido vapor.

El volumen equivalente del líquido se añade al NSV.

3.5. Cálculo de la densidad

En esta parte se calcula la densidad observada y la densidad de referencia.

3.5.1 Densidad Observada ($D_{\text{obs vacío}}$)

La densidad observada se calcula de acuerdo a los procedimientos API. Esta puede ser calculada cuando se miden, tanto la presión del líquido como la presión del vapor. Todas las unidades deben estar en SI. El cálculo de la densidad observada en vacío, se basa en el balance de presiones. De acuerdo a la fig. 41 se tiene:

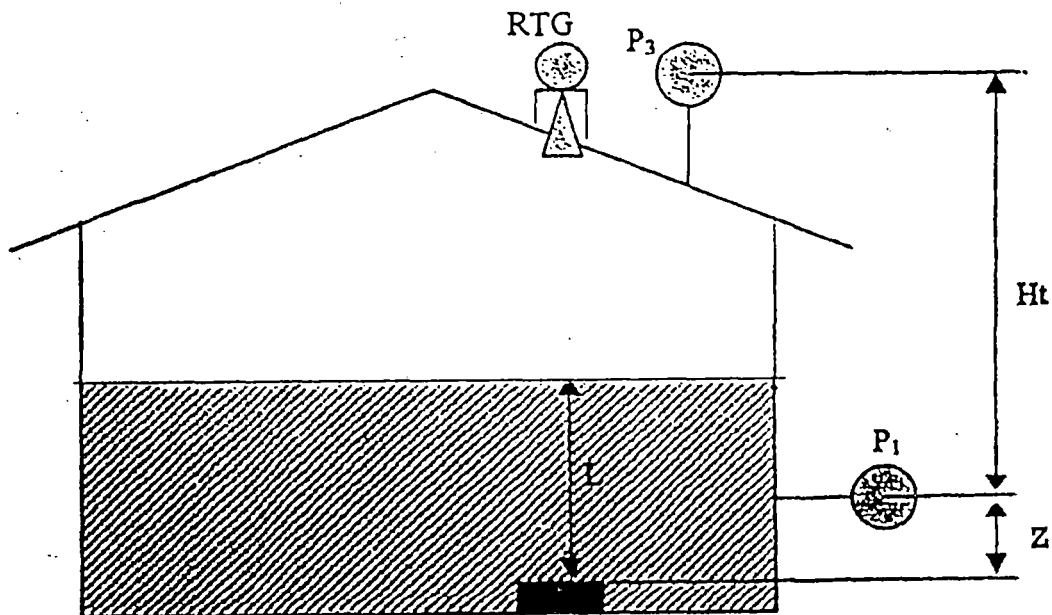


Fig. 41

$P_1 - P_3$ = altura total del producto líquido (encima de P_1) + la altura de presión dentro del tanque - la altura del aire ambiental entre P_1 y P_3 .

Desarrollando se obtiene que:

$$D_{\text{obs vacío}} = D_v + \frac{(P_1 - P_3) - (g * (D_y - D_{\text{air}}) * Ht)}{((L - Z) * g)}$$

Donde:

D_v = Densidad del vapor en el tanque. Valor por defecto 1.22

D_{air} = Densidad del aire en el ambiente. Valor por defecto 1.22

P_1 = Presión del líquido encima de la presión del aire (lo proporciona el sensor de presión).

P_3 = Presión de vapor encima de la presión del aire (lo proporciona el sensor de presión).

Cuando se ingresa manualmente la densidad de referencia y se tiene un valor de VCF, entonces la densidad observada en vacío ($D_{\text{obs vacío}}$) se calcula como:

$$D_{\text{obs vacío}} = D_{\text{ref}} / \text{VCF}$$

3.5.2 Cálculo de la densidad de referencia

La densidad de referencia se calcula en base a la densidad observada medida con uno o más sensores de presión y el promedio de la temperatura del producto. La densidad se calcula, diferentemente dependiendo de la TCT que se use. En el caso que se disponga del valor de la densidad observada, la densidad de referencia puede ser calculada de acuerdo a la norma ASTM tabla 53, y según la norma API 2540 y tablas 53A o 53B más actualizada.

En este ultimo caso, se lleva a cabo un proceso iterativo, donde se inicializa $D_{\text{obs vacío}} = D_{\text{ref}} = 0.5 \text{ kg/m}^3$, se calcula VCF de acuerdo a las tablas 53A o 53B y se calcula $D_{\text{ref}} = D_{\text{obs vacío}} / \text{VCF}$. Si el nuevo valor de D_{ref} difiere en más de 0.05 kg/m^3 del último valor entonces se procede a repetir el cálculo de VCF y D_{ref} hasta que los valores se ajusten.

3.6 Cálculo del Factor de Corrección del Volumen (FCV):

El FCV se calcula de acuerdo a la norma API 2540, el cual define 8 tablas para los factores de corrección de volumen, según el tipo de producto derivado del petróleo. Por ejemplo, para petróleo crudo, en general se usa la tabla 6/54/24/60 A. Algunas tablas, usan el coeficiente de expansión térmica

determinado experimentalmente (TEC) para obtener los factores de corrección, en estos casos, el operador debe indicar el TEC del producto.

Tres son las ecuaciones que forman la base para el cálculo del VCF y el TEC. Cuando se usa la tabla 6 ó 24, la densidad se convierte en Kg/m³ en la fórmula 4 ó 5 y se redondea a 0.5 Kg/m³.

$$\text{Ecuación N}^\circ 1: \text{VCF} = \text{EXP}[-T_{\text{ec}} T_{\text{ref}} * \Delta T * (1.0 + 0.8 * T_{\text{ec}} T_{\text{ref}} * \Delta T)]$$

$$\text{Ecuación N}^\circ 2: T_{\text{ec}} T_{\text{ref}} = (K_0 + K_1 * D_{\text{ref}}) / D_{\text{ref}}^2$$

$$\text{Ecuación N}^\circ 3: T_{\text{ec}} T_{\text{ref}} = A + B / D_{\text{ref}}^2$$

Descripción:

T_L = Temperatura (promedio) del líquido en el tanque.

T_{ref} = Temperatura de referencia del volumen, 15°C o 60°F

$$\Delta T = T_L - T_{\text{ref}}$$

D_{ref} = Densidad a la temperatura de referencia, T_{ref}

$T_{\text{ec}} T_{\text{ref}}$ = Coeficiente de expansión térmica del líquido, TEC, a la

Temperatura de referencia, T_{ref}

K_0, K_1, A, B = Constantes.

Al elegir las ecuaciones 1, 2, ó 3, las constantes K_1 , K_2 , A y B dependerán del valor de la densidad (o del ° API del producto). Ver tabla 11.

De acuerdo a las tablas API que se use, el coeficiente de expansión térmica $T_{ec}T_{ref}$ se calculará o se ingresará manualmente.

Tabla 11

Tabla API	Producto	Densidad	Constantes
54A	Crudos	610.0-1075.0	$K_0= 613.9723$ $K_1=0.0$
54B	Fuel Oils	839.0-1075.0	$K_0=186.9696$ $K_1=0.4862$
54B	Jet group	788.0-838.5	$K_0=594.5418$ $K_1=0.0$
54B	Kerosene	770.5-787.5	$A=-.00336312$ $B= 2680.3206$
54B	Gasolina	653.0-770.0	$K_0=346.4228$ $K_1=0.4388$

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DE INGENIERÍA, EQUIPAMIENTO E INSTALACIÓN

El presente capítulo, proporciona información netamente técnico en cuanto a la ingeniería e instalación misma de los instrumentos, y se pone bastante énfasis a prácticas básicas aplicadas en estos tipos de proyectos a efectos de llevar a cabo la instalación segura y confiable del sistema.

Tanto para el estudio de ingeniería e instalación se harán uso de las normas indicadas en el capítulo 1.

4.1 Consideraciones Técnicas para la Instalación de Equipos e Instrumentos

4.1.1 Consideraciones Técnicas Mecánicas

Las obras mecánicas incluyen la fabricación de soporte y montaje adecuados, en función de las características propias de cada medidor y de la aplicación de acuerdo al producto y tipo de tanque.

En los techos de los tanques se deberán adecuar facilidades para la instalación de los equipos como boquillas, plataformas y still pipes, además de soportes verticales fijados a la pared del tanque o escalera para la instalación de los conduits eléctricos. Para los casos de tanques esféricos y de techo flotante, deberán instalarse tubos guías el cual estará alineado verticalmente con una tolerancia de $\pm 0.3^\circ$ (0.1m a 20m). Asimismo, el flange guardará un alineamiento horizontal con una tolerancia de $\pm 2^\circ$. A lo largo del tubo guía se practicarán agujeros a través de los cuales el producto pasará al interior del tubo dentro del cual será medido el nivel. Además, se fijará el tubo guía al fondo del tanque a través de un elemento de unión fabricado y unido por soldadura. Se recomienda que el nivel máximo de LPG a la brida sea de 800 mm como mínimo.

De requerir efectuar trabajos de soldadura en caliente HOT TAPPING, este se efectuará conforme al API 2201, así como otras pertinentes a este proceso como: API 2201 Procedures for Welding or Hot Tapping on Equipment Containing Flammables, AWS Especificaciones para electrodos de soldadura, ANSI 16.5 (Latest Edition approved by the ASME Code).

4.1.2 Consideraciones Técnicas de Instrumentación y Control

Para la comunicación de los instrumentos de campo al indicador remoto o PC, será necesario el uso de cajas borneras (Junction Box) de interfase. Esto es con la finalidad de agrupar los cables de transmisión de datos provenientes de varios tanques ubicados cercanos entre si y llevar un único par, facilitando de esta manera la comunicación remota.

4.1.2.1 Instalación de Medidores de Nivel, Interfase, Temperatura y Presión

Los medidores de nivel estarán conectados con los sensores de interfase, temperatura y presión, a través de circuitos intrínsecamente seguros que servirán tanto para alimentación y comunicación. Estos circuitos deberán ser protegidos contra efectos electromagnéticos (EMC).

La instalación, que incluye la calibración y pruebas de todos los instrumentos involucrados en el presente proyecto de medición automática, se llevará a cabo siguiendo estrictamente los procedimientos indicados por el fabricante.

4.1.2.2 Instalación de Accesorios a Prueba de Explosión y Conexión de equipos e Instrumentos de medición y control

Por la clasificación de área peligrosa todas las instalaciones se harán a prueba de explosión y deberán instalarse los elementos de unión y accesorios mas adecuados.

Se deberá aplicar un compuesto sellador de fibra cerámica en todas las conexiones que involucren sellos EYS a efectos de evitar el ingreso de humedad y partículas extrañas.

Los materiales y equipos antiexplosivos utilizados en las instalaciones deberán tener inscripciones o certificados que indiquen marca, clase, división o grupo y la entidad que aprobó su uso.

Para la interconexión de los instrumentos se ejecutarán rutas desde cada uno de los sensores de presión y temperatura hasta el medidor de nivel y desde este hacia la sala de control. Los cables de comunicación se enlazarán en paralelo desde cada tanque a una Bornera JB ubicada en una

caseta cercana al patio de tanques, y de esta bornera hacia la unidad de adquisición y concentración de datos FCU y de este a la PC.

Para el tendido y conexionado se deberá contar con los equipos y facilidades necesarias para instalar el cable de comunicación sin sufrir daño alguno a lo largo de los conduits de AG y PVC.

El cableado será protegido contra daños físicos (STP-5) y los contactos eléctricos deben ser herméticamente sellados a fin de asegurar la operación en la atmósfera de la planta.

A efectos de llevar a cabo las pruebas de exactitud y operatividad de los instrumentos de medición de nivel, se emplearán un método de Comparación PATRON definido en fábrica, además de realizar las pruebas FAT (factory acceptance test) y SAT (site acceptance test), para todos y cada uno de los sistemas a instalarse.

Se deberá comprobar en el campo la exactitud de los equipos de medición de nivel, realizando para ello comparaciones de los valores obtenidos mediante aforo en tres diferentes puntos. La cinta de referencia deberá ser

certificada por alguna agencia internacional debiendo suministrar las tablas de corrección de la calibración de la cinta acorde con el Anexo D "Equipment and Test Methods" OIML R85.

4.1.2.3 Instalación del Sistema de Supervisión Remota

Estos trabajos incluyen las instalaciones y conexiones de la Unidad de comunicación y monitoreo a distancia HMI, así como de las unidades de lectura y visualización en el centro de control.

Todas las unidades deberán ser configuradas correctamente siguiendo los procedimientos indicados por el fabricante y tomando como referencia el manual de configuración e instalación.

4.1.3 Consideraciones Técnicas Eléctricas

4.1.3.1 Suministro de Energía Eléctrica

La tensión de alimentación a todos los equipos a instalar será de 220V, 1P, 60Hz. Los transmisores de presión, interfase y temperatura serán alimentadas desde el medidor de nivel a través de circuitos intrínsecamente seguros. La alimentación de energía sólo lo recibirán los medidores de nivel

desde un centro de cargas CC cercana al patio de tanques. A la vez, la alimentación principal al CC llegará proveniente del gabinete de distribución con tensión de 220 V estabilizado, comprendido por un estabilizador, transformador de aislamiento y un tablero de distribución TD conectado al tablero principal de la subestación o CCM.

4.1.3.2 Instalación del Gabinete Autosoportado de Suministro de Energía Eléctrica en Subestación

Este gabinete, el cual incluye estabilizador equipado con transformador de aislamiento y tablero de distribución TD, será instalado en el espacio destinado dentro de la sala de control de motores o subestación. Las salidas y entradas de los cables de alimentación serán instaladas bajo piso a través de alguna canalización existente, tomando las precauciones del caso y sin interrumpir con las operaciones normales del sistema.

Los conductores de puesta a tierra tanto del transformador y TD serán llevados a la red de puesta a tierra existente.

4.1.3.3 Tendido de Cables Eléctricos

Se deberá contar con los elementos necesarios para transportar el cable sin sufrir daño alguno y llevar a cabo con el tendido. Independientemente de la clasificación del lugar donde se encuentre la instalación eléctrica, el cableado será alojado en su totalidad dentro de los ductos eléctricos y buzones. Ningún cable debe ser introducido a los ductos hasta que todos aquellos trabajos o maniobras, cuya naturaleza pueda ser de riesgo, hayan sido completados.

Todos los circuitos deberán ser rotulados en los tableros a donde se conecten. La identificación se realizará con etiquetas y/ o cinturones de vinil o similares. Los conductores no estarán expuestos a líquidos, gases o vapores inflamables que tengan efectos dañinos, ni a temperaturas excesivas. Los conductores de los circuitos intrínsecamente seguros correspondientes al sensor de temperatura, interfase y presión se instalarán en conduits metálicos flexibles.

4.1.3.4 Accesorios y Empalmes de Cables

Los empalmes entre los cables donde sea necesario deberán mantener la integridad estructural de los cables a los cuales son aplicados y resistir

esfuerzos mecánicos, térmicos, ambientales y la corriente de falla esperada durante el periodo de operación.

4.1.3.5 Instalación del Centro de Cargas CC

Este tablero se recomienda ser instalado dentro de una zona no clasificada a fin de evitar riesgos y reducir costos y protegido del ambiente.

4.1.3.6 Sellos y Accesorios Eléctricos a Prueba de Explosión

En general, cualquier equipo eléctrico que se localice en áreas peligrosas, estará provisto de elementos a prueba de explosión. En las salidas de los instrumentos, a fin de impedir el paso de gases, vapores o flamas de un área a otra de la instalación eléctrica, capaces de producir arcos eléctricos, chispas o altas temperaturas, se deberá aplicar en los sellos un sellador de fibra cerámica.

En general, las conexiones en tanque se llevarán a cabo usando conduits rígidos, salvo en las salidas de los instrumentos de campo, en los que se usaran conduits metálicos flexibles.

Se deberá contar con las herramientas necesarias para el trabajo mecánico de las conexiones correspondientes a las curvas necesarias para el paso de los conduits verticales hacia los techos de los tanques y piso. Los materiales y equipos antiexplosivos utilizados en las instalaciones deberán tener inscripciones o certificados que indiquen marca, clase, división o grupo y la entidad que aprobó su uso.

4.1.3.7 Protección a Tierra

Las conexiones a tierra se ajustarán a la sección 3 del CNE Suministro vigente y de Utilización y según las normas indicadas inicialmente. En general todos los instrumentos tanto de campo como los ubicados en la sala de control deberán contar con una conexión de protección a tierra. El cable a usar será aquel que indique o recomiende el fabricante de los equipos y se ajusten a lo establecido en las normas nacionales e internacionales. Se recomienda un conductor de sección $s = 4\text{mm}^2$.

Los medidores obedecen a un sistema monofásico trefilar, y aquel conductor indicado para conexión a tierra se conectará al medidor. En el caso de los cables de comunicación ambos extremos de la línea apantallada serán conectadas exteriormente a los instrumentos correspondientes. Asimismo, El

centro de carga CC, gabinete de suministro que contiene al TD, deberán contar con un conductor de puesta a tierra.

4.2 Requerimientos Básicos de Equipos e Instrumentos

4.2.1 Elementos Mecánicos

4.2.1.1 Elemento de Unión

Deberán ser de acero inoxidable SS-316, su diseño debe ser tal, que pueda soportar una presión máxima del orden de los 25 bars (375 PSI) y 6"Ø.

4.2.1.2 Tubo Guía

Deberán ser de acero inoxidable SS-316, 4"Ø schedule 10 ó 100mmØ interior y espesor de 2.3mm. Los agujeros en el tubo deben tener un Ø de 20mm y separados uno del otro una distancia no mayor de 25 cm.

4.2.2 Instrumentos de Medición y Control

En general, Los instrumentos de campo deberán ser tropicalizados a fin de evitar daños por efecto de las condiciones del ambiente (humedad, salinidad, temperatura y corrosividad) debiendo ser estabilizados térmicamente a fin de

evitar variaciones internas de temperatura de los circuitos electrónicos que puedan afectar al rendimiento y precisión de los sistemas.

De acuerdo a la recomendación OIML R85, los instrumentos y sistemas electrónicos deben ser capaces de soportar variaciones de voltaje desde +10 hasta -15 % del voltaje nominal y de +/- 2% en variaciones de frecuencia.

4.2.2.1 Medidores de Nivel

Serán los aplicados para control de inventario y transferencia de custodia de GLP y Petróleo crudo. Se recomienda usar medidores de tecnología Radar y/o Servomotor. Ambos contarán con entradas de conexión con los sensores de presión, temperatura e interfase.

El error máximo permisible para los medidores de nivel debe ser igual o menor a lo establecido en el numeral 3.4 de la recomendación OIML R85.

El sistema de medición permitirá, además de definir el nivel con la exactitud requerida, efectuar cálculos en tiempo real de Densidad, Volumen y Masa,

de acuerdo a los estándares API/ASTM (American Petroleum Institute y American Society for Testing and Materials).

Los medidores deben contar con protecciones que le permitan trabajar a la intemperie; sus unidades internas deben poseer protección contra transitorios y descargas eléctricas. El término transitorios se refiere pulsos momentáneos de baja energía y de alto voltaje. Los disturbios causados por los transitorios usualmente tienen una duración de 0,2 segundos. Las descargas eléctricas lightning o surges, son pulsos de mayor duración con elevados niveles de energía y voltaje que causan incrementos del voltaje de línea superiores a los que normalmente se toleran.

El sistema de protección de los medidores debe absorber la energía de la descarga tanto de las líneas de señal como de la de alimentación de suministro eléctrico; las protecciones contra descargas deben ser instaladas a ambos lados de la línea de transmisión para proteger igualmente a la fuente de la señal como a la unidad receptora y, deben ser conectados a un buen sistema de tierra con una resistencia de 5 ohmios como máximo.

Para verificar la exactitud de los medidores de nivel tipo radar en el caso de las esferas, se requiere de manera obligatoria la provisión de pines de referencia.

4.2.2.2 Sensores de Temperatura

Serán del tipo multipunto (4-8 spots) con sensor de referencia RTD pt 100, tipo T, Clase 2 de acuerdo a IEC 584-2. Diámetro máximo exterior 32 mm (1 1/4"). Serán alimentados a través de circuitos intrínsecamente seguros desde el medidor de nivel. Alternativamente, se puede usar un sensor de temperatura en combinación con otro de interfase, como se detalla a continuación.

4.2.2.3 Sensor de Interfase

El sensor de temperatura con sensores de interfase integrado debe medir continuamente el nivel de agua y proporcionar un inventario neto en línea. Deberá contar con salidas 4-20mA para enlazarse con el medidor de nivel. Como mínimo este sensor deberá contar con las siguientes características técnicas: Eex ia II T4, precisión 2mm, cable par apantallado, 0.75mm² mínimo, material de acero a prueba de ácido (tipo 316) y PTFE (teflón), FEP, Viton.

4.2.2.4 Caja de Conexión JB (Junction Box)

Esta caja estará provista de borneras a los cuales se conectarán los cables de comunicación de los instrumentos de medición (sensor de presión, temperatura, interfase y de nivel). El material de la caja dependerá del ambiente al cual estará expuesto. En caso de atmósfera corrosiva, se recomienda que sea de poliéster reforzado con fibra de vidrio y con dimensiones 7,32" (largo) x 11.89" (Ancho) x 6.89" (Altura), grado de protección IP66. Equipado con 01 riel vertical y borneras para alambrado 0.75 mm² (18AWG). Debe incluir orificios de ½" para la entrada de cables provenientes de los tanques y 1 un orificio de ½" para la salida de un único par.

4.2.2.5 Cable de Comunicación y Señal

El cable de comunicación será un par trenzado y apantallado con aislamiento de polietileno, y apantallamiento AFPT. Se recomienda usar cables BELDEN 8760. Ver apéndice de especificaciones técnicas.

4.2.2.6 Panel de Lectura Remoto

A fin de tener una unidad de respaldo para las lecturas de las mediciones remotamente, se contará con un display con protocolo de comunicación serial configurable por el usuario. Permitirá leer el nivel del producto y de

interfase, presión, densidad, temperatura. Asimismo, mostrará los estados de alarma de alto y bajo nivel de cada tanque. Ver terminal de dialogo.

4.2.2.7 Unidades de Adquisición, Procesamiento y Comunicación de Datos

Esta unidad establece la comunicación directamente entre los instrumentos de medición en los tanques y el sistema de monitoreo o control a distancia. Esta unidad actúa como maestro dentro del bus de campo solicitando un valor de medición a los instrumentos de campo y como esclavo enviando la información al operador de planta a través de HMI. Toda la información de las mediciones será obtenida en forma confiable e ininterrumpida.

La Unidad de adquisición será capaz de proporcionar los valores de nivel, temperatura, presión, densidad, nivel de interfase agua. Además, permitirá conectarse vía protocolo MODBUS a una unidad de control RTU. Asimismo, esta unidad, estará provisto de 4 puertos de entrada con sus respectivos procesadores para conectarse a los medidores de nivel vía una transmisión propietaria y dos puertos seriales RS-232C/RS-485 para comunicarse con PLC, RTU o DCS vía protocolo MODBUS.

4.2.2.8 UPS

A fin de preservar la información y de que el operador pueda apagar los equipos de manera normal en el caso de que se presente alguna falla en el suministro de energía eléctrica, se deberá hacer uso de una unidad de suministro de energía ininterrumpida (UPS) para la estación de control a distancia HMI. La UPS deben tener capacidad de soportar las variaciones de voltaje indicados anteriormente, se recomienda que no sean inferiores a 2 KVA, con 30 minutos de autonomía.

4.2.2.9 Software de Supervisión Remota HMI

Este software permitirá la visualización en tiempo real de los niveles de los tanques, asimismo permitirá al operador obtener todos los valores medidos y en base a estos realizar los cálculos de volúmenes netos según normas y tablas API, ANSI. Asimismo, deberá ofrecer la capacidad de manejar tantos tanques como se requiera medir y permitir una comunicación con arquitectura abierta y la posibilidad de combinar herramientas de conectividad estándares tales como ODBC y OLE. El software deberá usar Protocolos de comunicación estándares que permita la emulación entre de medidores de nivel tales como CIU, RS-232, RS-485, RS-422, FIU (Saab), WM500 y WM 550 (Whessoe) y 4000 y 29001 (Motherwell).

4.2.3 Equipo y Material Eléctrico

4.2.3.1 Generalidades

Todas las instalaciones eléctricas deberán cumplir con las normas técnicas para instalaciones eléctricas contempladas en el CNE Suministro y Utilización vigentes y los reglamentos de la ley orgánica de hidrocarburos: Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, TITULO IV, Capítulo IV. Según este, las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA 70, la clasificación de áreas según API RP-500. Además, las instalaciones relativas a electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la sección 3 del CNE Suministro y la última versión de la norma NFPA-77. Asimismo, se deberán hacer uso de normas internacionales aplicables a instalaciones de instrumentos en zonas peligrosas.

4.2.3.2 Clasificación de Áreas Peligrosas

Los patios de tanques son instalaciones en los que se almacenan y manejan líquidos volátiles e inflamables, razón por la cual, los equipos y los materiales eléctricos se seleccionarán en función de la peligrosidad que representa la clase de atmósfera explosiva que exista o pueda existir en sus diferentes áreas.

De acuerdo a las normas señaladas, los patios de tanques hasta la altura del dike o muro de protección contra derrames han sido clasificados para efectos de determinación de grado de riesgo de explosividad, según clase I, división 2. Las áreas clasificadas dentro del grupo D, clase I, división 2, incluyen sitios donde se usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables que llegarían a ser peligrosos sólo en caso de accidente u operación anormal se considerará la clasificación de áreas peligrosas de acuerdo a lo expuesto anteriormente y cumplirá con el requisito de instalación a prueba de explosión.

En el caso de que las áreas sean clasificadas de manera diferente, se deberá contar con gabinetes apropiados a la clasificación, de acuerdo al API RP 500A última edición. – Hazardous Area Classifications -.

4.2.3.3 Conduits y Accesorios de Unión

Las conexiones que se encuentren ubicadas dentro de las áreas clasificadas según clase I, división 2, se harán con tubo metálico rígido de pared gruesa roscado, tipo 2, calidad A, o con cualquier otro material que cumpla con el requisito de ser a prueba de explosión. La sección transversal del tubo será circular con un diámetro nominal mínimo de 19 mm (3/4").

Los accesorios ubicados sobre los techos de los tanques (Clase 1, división 2), serán en su totalidad a prueba de explosión y tendrán rosca para su conexión con el tubo, por lo menos con cinco vueltas completas de rosca, no permitiéndose el uso de roscas corridas. Los accesorios de unión con rosca que se usen con el tubo quedarán bien ajustados con objeto de asegurar una continuidad efectiva en todo el sistema de conduits y evitar la entrada de materias extrañas al mismo. Los conduits, tipos de sellos, uniones, codos y otros accesorios se especifican en los planos respectivos.

4.2.3.4 Cables y Conductores

En tanto sea posible, será preferible y recomendable que los hilos conductores eléctricos sean de una sola pieza, desde el inicio de la conexión en la subestación hasta llegar al equipo al cual están suministrando energía. El calibre de los cables de energía serán aquellos que cumplan con la capacidad de corriente y caída de tensión permisible de acuerdo a normas y recomendaciones del fabricante de los instrumentos.

Los cables de comunicación serán del No. 18AWG - 20AWG. Los conductores de cobre para conexión a tierra de los instrumentos deberán tener una sección de 4 mm^2 , según recomendación del fabricante.

Tanto los conduits de comunicación y alimentación entre buzones serán de PVC SAP 3/4"Ø.

4.2.3.5 Gabinete de Distribución TD

El gabinete será auto soportado metálico, pintado electrostáticamente o RAL 7032 con placa de características. Este gabinete albergará los interruptores termomagnéticos, estabilizador y transformador de aislamiento.

4.2.3.6 Estabilizador con Transformador de Aislamiento y By Pass Automático

Los instrumentos de medición de campo podrían considerarse como cargas críticas en cuanto a su funcionamiento, por eso, el suministro de energía deberá ser en forma continua y sin interrupciones. Para este fin, el estabilizador deberá permitir un control automático de transferencia a la red principal en caso de fallar el sistema.

La función del estabilizador será que, el mismo, en caso de alguna falla en la tarjeta o parte electrónica, este tome una acción inmediata de by-pass automático y trabaje solo con el transformador de aislamiento, con éste, en todo momento la energía estará presente, dando la opción a que el personal técnico calificado pueda verificar el equipo sin hacer ninguna interrupción en

la operación del trabajo del sistema. Además, deberá contar con un contacto seco para monitorear su operación.

4.2.3.7 Transformador de Ultra Aislamiento Apantallado en Seco

A fin de proteger los instrumentos contra ruidos eléctricos, el estabilizador deberá estar equipado con un transformador de aislamiento. Estas perturbaciones que mayormente se originan por descargas atmosféricas, conmutación de las redes de energía eléctrica y al funcionamiento de motores eléctricos son las más comunes y grandes de todas las molestias relacionadas con la corriente alterna. Las señales de ruido que pueda afectar al equipo electrónico ocurren siete veces más frecuentemente que las fluctuaciones de voltaje y los apagones combinados. Así pues, es razonable proporcionar al equipo sensible, la mejor protección disponible.

Este transformador de aislamiento deberá ser silencioso, fiable y sumamente eficiente y deberá estar asimismo provisto de supresores muy efectivos.

4.2.3.8 Centro de Cargas CC

La capacidad dependerá del número de circuitos instalados. El material del tablero será el más adecuado según las condiciones ambientales donde se ha de instalar. En zonas muy agresivas con alta brisa marina, se recomienda que sean de poliéster reforzado con fibra de vidrio. Este cuadro albergará componentes encapsulados tales como micro fusibles. Debe ofrecer tanto protección térmica y magnética y poder ser instalados sobre riel DIN. Este tablero estará equipado con interruptores termomagnéticos de 2x5A y recinto de reserva para otros interruptores 2x5 A.

En general, deberá estar aprobado para uso en área clasificada peligrosa según EEx ed IIC T4/T6 para zona 1 & 2, resistente a la corrosión y equipado con los siguientes elementos: Interruptores 5A, 240 VAC, 60 Hz y Reservas. Se recomienda utilizar de la Marca Ceag/ Crouse Hinds con código CAT-GEH 004-MCB01023+MCB05020.5 u otro de características similares.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y COSTO DEL PROYECTO

5.1 Introducción

El presente capítulo tiene por finalidad presentar el análisis costo/beneficio del proyecto incluyendo el detalle de las partidas y los costos que estas representan para efectos de la implementación del sistema.

El costo del proyecto comprende partidas de obras civiles, mecánicas, eléctricas, de instrumentación y control, así como el suministro de equipos y materiales correspondientes, los cuales deberán ser analizados en base al metrado de planos generales y con los cuales se tabula el presupuesto..

5.2 Análisis Costo/Beneficio

5.2.1 Estudio de costos

El costo de implementación de un sistema de control de inventario y transferencia de custodia de última generación en una refinería de primer nivel esta en el orden de los \$ 700,000 (ver tabla 9). A este costo se debe agregar el costo de operación anual representado por el equipo, además del costo de mantenimiento y soporte del software, los cuales suman # 150,000/año. Asumiendo que el sistema adquirido es implementado en 9 meses y que los beneficios se logran obtener escalonadamente después de ese tiempo, entonces se puede esperar que el periodo de retorno se lleve a cabo antes de los 18 meses a partir del inicio del proyecto. Ver Fig. 39.

5.2.1.1 Bases de Cálculo de los precios unitarios

5.2.1.1.1 Fuente de abastecimiento

Se puede considerar como fuente de abastecimiento de equipos, instrumentos y materiales, los mismos fabricantes o representantes locales. En ambos casos, se debe incluir el costo de transporte hacia el lugar de instalación.

5.2.1.1.2 Análisis de Precios Unitarios

El precio unitario total se determinará como la suma de los precios unitarios correspondientes a los costos de equipo, mano de obra, transporte e impuestos, los cuales se definen a continuación:

a) **Equipo.**- Se deberá considerar los equipos y/o herramientas necesarias para ejecutar el rubro analizado. En estos costos podrá estar incluido los costos de combustibles, lubricantes, repuestos, mantenimiento, depreciación y energía para que funcionen los equipos y/o herramientas. Este costo podrá estar expresado en unidades de tiempo, distancia, área, volumen, frecuencia, etc., según sea el caso. El costo total del equipo y/o herramientas, se obtendrá multiplicando el número de unidades por el costo unitario.

b) **Mano de Obra.**- Se deberá considerar el personal requerido para la ejecución del rubro, haciendo constar su categoría, el número de personas, el sueldo o salario. El factor de salario real puede ser calculado de la siguiente manera:

$$FSR = (SNU + RA + OP)/SNU$$

Las abreviaturas corresponden a lo siguiente:

Salario Nominal Unificado(SNU).- Es el pago mensual, diario u horario sin prestaciones, que siempre será igual o mayor que el establecido en las tablas sectoriales de salarios mínimos.

Jornal.- Es el pago por la jornada de trabajo que incluye un salario básico más prestaciones, multiplicado por el factor de salario real.

RA = Remuneraciones adicionales:

- Componentes salariales en proceso de incorporación a las remuneraciones
- Compensación al Transporte
- Vacaciones
- Horas Extras.

OP = Obligaciones Patronales o prestaciones.

Prestaciones.- Son los beneficios que por Ley tienen derecho cada trabajador, tales como: CTS, Reparto de utilidades.

Factor de Salario Real (FSR).- Es la relación entre días pagados al año y días trabajados.

Prestaciones:

- Componentes salariales en proceso de incorporación a las remuneraciones
- Vacaciones
- Transporte

- Alimentación
- Horas extras
- Aportes
- Ropa de trabajo y equipo de seguridad
- Otros. Entendiéndose por otros: costo de seguros, servicio médico, etc., de cada persona.

El costo de mano de obra se obtendrá multiplicando el número de personas necesarias para realizar el rubro, por el salario básico y por el FSR y sumando el costo por alimentación, ropa de trabajo y otros.

c) Rendimiento.- El rendimiento del equipo y mano de obra será la cantidad de trabajo realizado en la unidad de tiempo.

d) Costo unitario equipo y mano de obra.- En este costo no se considera material y es el resultado de $(A+B)/C$ que puede ser expresado en dólares por unidad de tiempo, distancia, área, volumen, etc.

e) Materiales.- Son todos los materiales requeridos para ejecutar el rubro, la cantidad y precio unitario para determinar su valor en el rubro. No se debe incluir combustibles ni lubricantes.

f) **Transporte.**- Es el costo de transporte de los equipos, materiales y/o personal a los sitios de trabajo.

g) **Costo unitario directo.**- Se refiere al costo resultante de la suma (D+E).

h) **Costos indirectos.**- Comprende lo siguiente:

1. Fijos:

1.1 Impuestos, Tributos y Contribuciones fijas:

1.1.1 Impuesto a la Renta, IGV, impuesto de solidaridad

1.2 Garantías Pre-contractuales y Contractuales:

1.2.1 Seriedad Oferta

1.2.2 Fiel Cumplimiento

1.2.3 Buen Uso del Anticipo

1.2.4 Otros (personal, vehículos, equipos, herramientas, etc)

1.3 Pólizas y Otros:

1.3.1 Póliza de Responsabilidad Civil

1.3.2 Póliza de Accidentes Personales

1.3.3 Otros

2. Variables:

2.1 Gastos administrativos

2.2 Transporte

2.3 Servicios públicos

2.4 Garantías

2.5 Utilidades

2.6 Financiamiento

2.7 Utilidad

2.8 Imprevistos y Otros

i) Precio unitario total. - Es el resultado de sumar (G + H).

Al final del capítulo se presentan las partidas y los costos correspondientes a estas. Cabe indicar que el presente estudio comprende sólo suministro e instalación parcial del sistema.

5.2.2 Estudio de Beneficios

Para propósitos de análisis de los beneficios del presente proyecto, se tomará como referencia una refinería con una capacidad de producción de 200, 000 bbl diarios (BPD) y un margen de ganancia de \$2 / bbl. La implementación de un sistema completo de control y transferencia de custodia (Oil Accounting System) trae consigo beneficios que estarían representados por la reducción de pérdidas, mejoramientos del plan de producción, programa de compra y la posición exacta del inventario.

5.2.2.1 Reducción de Pérdidas

La experiencia indica que es razonable asumir que con la implementación de un sistema de control de inventario y transferencia de custodia completo o contabilización se lograría reducir 1/4 % del total de pérdidas. De esta manera se espera que la refinería operando 350 días al año podría lograr un total de \$350,000/ año de beneficio.

5.2.2.2 Mejoramiento del plan de producción y despacho

Normalmente, para una refinería de 200,000BPD, el buque transportador de carga tiene capacidad de transporte de 75,000bbl. Si por alguna razón no se contara con el stock o el programa de despacho fallara, de tal forma que no se llegara a descargar esa cantidad, entonces se originaría una pérdida de \$150,000. Con la implementación de un sistema de contabilización, este detectaría esos contratiempos tomando una acción correctiva en caso de que el proceso de producción no siguiera el plan establecido. Asumiendo que con la implementación del sistema se evitara la mitad de despachos programados, entonces el beneficio obtenido por la refinería sería \$ 900,000/ año.

5.2.2.3 Posición del Inventario

En el mercado de valores dentro de la industria del petróleo, las agencias comerciales (traders) deben conocer los volúmenes con precisión así como el tipo de crudo.

Debido a la naturaleza especulativa del comercio del crudo y la volatilidad de los mercados, los beneficios tangibles productos de la implementación de un sistema de contabilización del petróleo bajo este marco, son difíciles de precisar con exactitud. Sin embargo estos beneficios, son potencialmente los más grandes y se pueden hacer una estimación cuantitativa basado en consideraciones de las sumas involucradas.

Una refinería con una capacidad de \$ 200, 000 BPD, actualmente realiza una inversión en el orden de los \$ 1.4 Billones/año en la compra de crudo. A partir de un conocimiento exacto de los inventarios, los traders pueden predecir con mayor precisión cuanto y que tipo de crudo necesitan, así como la fecha de la compra. Esta predicción mejorada de la demanda puede traducirse en una mejor programación de compra, el cual se vera reflejado en el precio pagado por el crudo. Asumiendo, que este precio represente el 0.1% del total de la compra, los beneficios obtenidos a

Través del sistema a partir del conocimiento exacto del inventario serian de \$ 1.400,000/año.

5.3. Cálculo del indicador costo/beneficio (B/C)

A fin de demostrar que el proyecto es viable económicamente, se determinará a continuación el valor B/C, teniendo sólo como referencia las cifras que se muestran en la tabla 9 y figura 42, ya que estos valores corresponden a un sistema automatizado muy avanzado y completo. Es importante indicar que estas cifras como se señalo en páginas anteriores, varían de acuerdo a ciertos factores como el tamaño de la planta, capacidad tecnológica de recuperación, comportamiento del mercado local entre otros.

El flujo de caja mostrado en la fig. 42 muestra inversiones y beneficios corresponden a un proyecto internacional en donde las condiciones son diferentes que en el caso de nuestro país, obteniéndose un tiempo de retorno de inversión muy corto, lo cual para una aplicación en nuestro país lo hace ideal. Podemos considerar un estimado para el caso nuestro estudio

beneficios de \$ 1,650.000/y, eliminando el costo de operación y manteniendo los costos de inversión. Por esta razón, para el cálculo de la tasa de retorno i^* , se considerará un factor de corrección del tiempo tomando un periodo mínimo de recuperación de 5 años ($n=5$).

De acuerdo a la relación modificada B/C:

$$B/C = (\text{Beneficio-Costos de O\&M}) / \text{Inversión inicial}$$

Haciendo una estimación a valores presentes, según los datos de la tabla, se tiene que:

$$B/C = (1,650,000)/675,000=2.4>1$$

El valor 2.4 por ser mayor que la unidad justifica la aplicación del proyecto.

Calculo de la tasa de retorno (i^*).- A efectos de obtener sólo un valor referencial, se usará para el cálculo de la tasa de retorno, un procedimiento que determina un estimado de i^* . Para el cálculo de (i^*) se determinará un

factor único P/F , correspondiente a n años. Esto podrá lograrse mediante el siguiente procedimiento:

1. Se convierten los desembolsos ya sean cantidades únicas (P ó F) ó cantidades uniformes (A) despreciando el valor de dinero en el tiempo. Por ejemplo, si se desea convertir un valor A en F , simplemente se multiplica el A por el número de años n .
2. se convierten todos los ingresos a cantidades únicas o uniformes, como en el paso 1.
3. habiendo combinado los desembolsos y los ingresos por cualquier formato como P/F , se utilizan las tablas de interés para hallar la tasa aproximada de interés a la cual el valor de P/F se satisface al correspondiente valor de n . La tasa así obtenida es una buena cifra básica para el primer ensayo y se puede tomar como una estimación de i^* .

Utilizando el procedimiento señalado anteriormente y las cifras consideradas de inversión y beneficios se tiene:

$$675,000 = 1,650,000 (P/F, i^*, 5)$$

$$0.409 = (P/F, i^*, 5)$$

De tablas (pag. 468, Ingeniería Económica: Blank/Tarkin)

Se logra obtener:

$$i^* = 20.00\% \text{ (TABLA A-22)}$$

Table 9 Oil accounting system costs and benefits

Description	US\$
One-time costs	
Third party installation costs (includes software license fee and consulting services)	\$500,000
Internal cost (includes work on system and internal business process changes)	\$150,000
Hardware and network	<u>\$25,000</u>
Total one-time costs	\$675,000
Operating costs	
1.5 full-time staff	\$125,000/y
Software maintenance and support	<u>\$25,000/y</u>
Total operating costs	\$150,000/y
Benefits	
Stock loss reduction	\$350,000/y
Production tracking	\$900,000/y
Inventory position	<u>\$1,400,000/y</u>
Total benefits	\$2,650,000/y

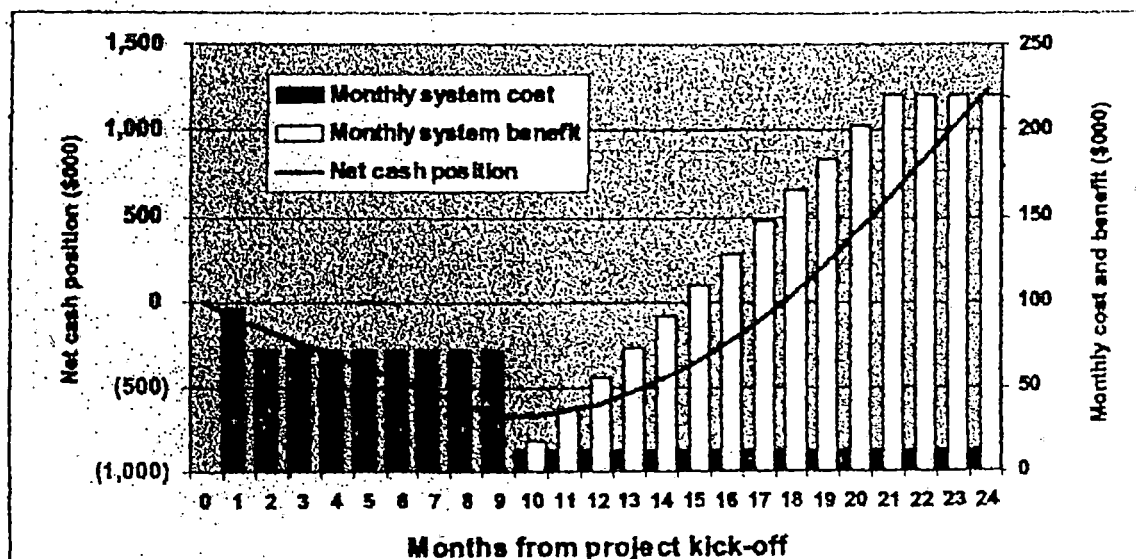


Fig. 42 Oil accounting system ROI analysis

PRESUPUESTO BASE						
OBRA:	INSTALACION DE SISTEMA AUTOMATICO DE MEDICION DE INVENTARIO					
FECHA:						
ITEM	PARTIDA	UND	METRADO	P.U(US\$)	PARCIAL	SUBTOTAL
1.00	TRABAJOS PRELIMINARES					
1.01	INSTALACIONES PROVISIONALES	GBL	1.00	350.00	350.00	
1.02	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION	GBL	1.00	500.00	500.00	
1.03	TRAZO Y REPLANTEO	GBL	1.00	450.00	450.00	
1.04	ADECUACION DE BUZONES Y ESTRUCTURAS EXISTENTES	GBL	1.00	185.00	185.00	
1.05	ROTURA Y RESANE DE PISTAS	GBL	1.00	280.00	280.00	1,765.00
2.00	MOVIMIENTO DE TIERRAS					
2.01	EXCAVACION DE ZANJAS	M3	1.00	2.50	2.50	
2.02	RELLENO CON MATERIAL PROPIO	M3	1.00	3.20	3.20	
2.03	RELLENOS CON MATERIAL DE PRESTAMO	M3	1.00	6.40	6.40	
2.04	RELLENO CON MATERIAL SELECCIONADO	M3	1.00	3.50	3.50	
2.05	RET Y ELIMINACION EXCEDENTES(factor esp=1.3)	M3	1.00	1.80	1.80	17.40
3.00	TRABAJOS DE CONCRETO ARMADO					
	BUZONES Y CIMENTACION					
3.02	CONCRETO f'c=210 Kg/cm2	M3	1.00	65.00	65.00	
3.03	ENCOFRADO	M2	1.00	5.20	5.20	
3.04	ACERO	KG	1.00	0.65	0.65	
3.05	TAPAS DE BUZONES DE PLANCHA ESTRIADA C/PINTURA ALQUIDICA	GBL	1.00	45.00	45.00	115.85
4.00	TRABAJOS DE INSTRUMENTACION					
	INCLUYEN INSTALACION,CONFIG,CALIBRACION Y PRUEBAS DE INSTRUMENTOS DE CAMPO Y EN SALA DE CONTROL.	UND	1.00	2500.00	2,500.00	2,500.00
4.01	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y CABLE DE SEÑAL EN CAMPO					
	INCLUYE INSTRUMENTOS DE NIVEL, PRESIÓN, TEMPERATURA Y CABLE BELDEN DE TRANSMISIÓN DE DATOS	UND	1.00	13500.00	13,500.00	13,500.00
4.02	TRABAJOS DEL SISTEMA REMOTO					
	INCLUYE INSTALACION,CONFIG Y PRUEBAS DEL INDICADOR REMOTO, UNIDADES DE ADQISIÓN YTRANSMISIÓN DE DATOS.	UND	1.00	2500.00	2,500.00	2,500.00
4.03	SUMINISTRO DE EQUIPOS EN SALA DE CONTROL					
	INCLUYE UNIDADES DE ADQUISIÓN Y CONCENTRACIÓN DE DATOS JUNCTION BOX JB CENTRAL JBC Y PANEL DE LECTURA.	UND	1.00	8500.00	8,500.00	8,500.00
5.00	TRABAJOS DE MONTAJE MECANICO Y OTROS					
5.01	TRABAJOS EN TANQUES					
	INCLUYE FABRICACION E INST.DE DE APOYOS Y UNIÓN DE INSTRUMENTOS	GBL	1.00	1400.00	1,400.00	1,400.00
5.02	OTROS					
	FABRICACION E INST. DE BASTIDOR DE APOYO DE TD,	GBL	1.00	65.00	65.00	
	SUMINISTRO E INSTALACION TUBO PVC SAP 1"	ML	1.00	4.50	4.50	
	SUMINISTRO E INSTALACION TUBO PVC 1" RESERVA	ML	1.00	4.50	4.50	
	ARENADO DE SUPERFICIES METALICAS	M2	1.00	4.50	4.50	
	PINTURA DE SUPERFICIES METALICAS	M2	1.00	4.50	4.50	83.00
6.00	TRABAJOS ELECTRICOS					
	INCLUYE INSTALACION DEL ALIMENTADOR, GABINETE DE SUMINISTRO , CONDUITS Y ACCESORIOS	UND	1.00	350.00	350.00	350.00
6.10	SUMINISTROS ELECTRICOS					
	INCLUYEN GABINETE DE ALIMENTACION PRINCIPAL, CABLE ALIMENTADOR, CONDUCTOR A TIERRA, KIT DE POZO A TIERRA CONDUITS, UNIONES, SELLOS, CONECTORES, CURVAS.	UND	1.00	3300.00	3,300.00	3,300.00
NOTA: EN LOS TRABAJOS DE INSTALACION SE INCLUYEN, ADEMAS DE LA MANO DE OBRA, LOS PEGAMENTOS, PERNOS, TUERCAS, CINTAS, ABRAZADERAS, ETC Y TODOS LOS MATERIALES NECESARIOS PARA LOGRAR LA INSTALACION DE LOS EQUIPOS REDES, TUBERIAS, CABLES, ETC						
	TOTAL COSTO DIRECTO (CD) EN US\$					34,031.25
	GASTOS GENERALES(15 % CD)					5,104.69
	UTILIDAD(10% CD)					3,403.13
	SUB TOTAL EN US\$					42,539.06
	IGV(18%)					7,657.03
	TOTAL PRESUPUESTO EN US\$					50,196.09

CONCLUSIONES

1. El sistema propuesto en el presente proyecto de tesis sirve de base para la implementación de un sistema automático de medición de volúmenes almacenados y de transferencia de petróleo crudo, LPG y LNG.
2. El modelo de procedimiento de cálculo diseñado sirve de base para el desarrollo de un software HMI de supervisión remota al ser integrado con un sistema SCADA.
3. Las características de los productos críticos de medición como LPG, LNG y petróleo crudo y su implicancia económica en el proceso de comercialización (importación/exportación) justifican su aplicación en plantas de proceso y almacenamiento de estos productos.

4. El costo total del proyecto dependerá del tamaño de la planta en términos de capacidad de almacenamiento y movimiento de los productos y comprende equipamiento electromecánico, instrumentación y control así como las obras correspondientes para sus instalaciones. No obstante, de acuerdo al análisis costo beneficio para una planta de producción de 200,000 BDP que se toma como referencia se deduce que el proyecto es viable.

5. Los resultados obtenidos en base a experiencias de plantas internacionales avalan su aplicación.

6. El sistema de medición automática del proceso de Control de Inventario y Transferencia de Custodia traerá consigo una serie de beneficios de carácter técnico y económico. Estos beneficios son:
 - Manejar de manera integrada toda la información asociada al manejo de GLP.
 - Planificar y programar las operaciones mediante tecnologías y equipos de automatización industrial.
 - Generar automáticamente reportes en tiempo real de volúmenes existentes, entregados y recibidos.
 - Minimizar mermas.

- Medir a distancia la transferencia de custodia y fiscalización.
- Enviar alarmas contra sobrellenado.
- Reducir los tiempos de reposo en tanques y tiempos de espera de los buques transportadores de hidrocarburos.
- Planificar el transporte por oleoductos y gasoductos en lotes.
- Hacer seguimiento al transporte y detectar fugas.
- Realizar mezclas en las tuberías.
- Maximizar la utilización de la capacidad de transporte disponible.
- Optimizar el consumo de energía.
- Proteger más el ambiente.

7. El sistema apoya fuertemente a la conservación y protección del medio ambiente.

8. El sistema permite diseñar un programa optimizado de contingencias.

RECOMENDACIONES

1. El presente estudio no considera la implementación de un sistema SCADA y automatismo de estaciones de bombeo, por lo cual se recomienda realizar los estudios correspondientes a fin de mejorar el sistema a uno mas automatizado.
2. Se recomienda el desarrollo de un programa HMI (Human Machine Interfase) que sea muy amigable y sencillo de manejar. Este programa debe aprovechar el uso de herramientas como hojas de cálculo y tener la capacidad de enviar reportes y alarmas via internet. El programa debe estar basado estrictamente en procedimientos establecidos por las normas API, tomándose como referencia la formulación dada en el presente trabajo.

3. El modelo de procedimiento de cálculo se recomienda aplicarlo con aquellos sistemas destinados a la supervisión y control integral de la planta. Los sistemas SCADA aplicables deberán ofrecer una comunicación abierta a fin de facilitar la debida instalación del programa de aplicación y de equipos e instrumentos de otros fabricantes.

4. Cualquier parte del presente proyecto, se recomienda desarrollarlo en estricto cumplimiento de las normas internacionales aplicables y más recientes.

5. Cualquier consulta deberá ser formulada a especialistas según el tema. Se recomienda tratar con empresas consultoras, fabricantes, representantes y contratistas con experiencia en el rubro.

BIBLIOGRAFÍA

- Level gauging system for transfer custody: Saab Tank Control System
- Enraf Oil gauging Systems
- LNG Custody Transfer System: Autronica Konsberg
- Instrumentation Industrial : Antonio Creus
- Aspen Technology

APENDICE A

**REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS SEGÚN LA LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS**

Artículo.- Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA 70. La Clasificación de áreas se hará según el API RP-500.

ELECTRICIDAD ESTÁTICA Y CONEXIONES A TIERRA

Artículo 51.- Las instalaciones relativas a electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la Norma NFPA-77.

NORMAS SOBRE EQUIPO ELÉCTRICO

Artículo 52.- El equipo eléctrico deberá cumplir con el Reglamento y haber sido construido de acuerdo a normas nacionales o extranjeras reconocidas. Los equipos e instalaciones eléctricas deberán ser del tipo a prueba de explosión, en lugares donde se almacenen o manejen líquidos y dentro de aquellas zonas o áreas donde puedan existir vapores inflamables.

INSTALACIONES A PRUEBA DE EXPLOSION

Artículo 52.- El equipo eléctrico deberá cumplir con el Reglamento y haber sido construido de acuerdo a normas nacionales o extranjeras reconocidas. Los equipos e instalaciones eléctricas deberán ser del tipo a prueba de explosión, en lugares donde se almacenen o manejen líquidos y dentro de aquellas zonas o área donde puedan existir vapores inflamables.

Artículo 53.- Se entenderá por instalación eléctrica a prueba de explosión a aquella que cuando existen vapores inflamables dentro y fuera de cualquier parte de ella, se comporta en forma tal que la inflamación de los vapores interiores o cualquier otra falla del equipo, no provoca la inflamación de los vapores existentes en el exterior. También se entenderá por equipo a prueba de explosión a aquel cuya construcción no permite que entren gases en su interior y que su eventual falla tampoco pueda inflamar los gases combustibles en su exterior.

CLASIFICACION. CLASE I

Artículo 54.- El Reglamento adopta la siguiente clasificación para las áreas Clase 1 que son aquellas en las cuales, están o pueden estar presentes, en el aire, gases o vapores en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas. El área Clase 1 podrá ser: Área Clase 1 Div. 1 Grupo D, significa un área donde se puede producir cualquiera de las siguientes opciones: Existen en forma permanente, periódica o intermitente concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables bajo condiciones normales de operación.

Existen concentraciones peligrosas de gases o vapores en forma frecuente debido a reparaciones o escapes.

Fallas o mala operación de equipos o procesos pueden generar concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables y producir simultáneamente fallas de equipos eléctricos.

Área Clase 1 Div. 2 Grupo D, significa un área en donde se puede producir cualquiera de las siguientes opciones: Líquidos o gases inflamables que estando normalmente confinados en recipientes o sistemas cerrados, al ser manipulados, procesados o empleados, pueden escapar accidentalmente por rotura del recipiente o sistema por una operación normal. La concentración peligrosa de gases o vapores se puede originar por falla u operación anormal del equipo de ventilación, utilizado para evitar esas concentraciones peligrosas.

El área adyacente que rodea un área Clase 1 Div. 1 Grupo D y de la cual pueden ocasionalmente escaparse concentraciones peligrosas de gases o vapores, a menos que se evite esta situación por ventilación de presión positiva desde una zona de aire limpio y se adopten medios efectivos de prevención de falla del equipo de ventilación.

DISEÑO Y SELECCIÓN COMPATIBLES CON CLASIFICACION DE AREA

Artículo 55.- El diseño de las instalaciones eléctricas y la selección de los equipos y materiales que se empleen en áreas Clase 1 Div. 1 y 2, se deberá

realizar de acuerdo al NFPA compatibles con la clasificación de área. Los equipos y materiales a prueba de explosión utilizados, en este tipo de instalaciones deberán tener inscripciones o certificación que indique la clase, división y grupo correspondiente a la clasificación de área y temperatura de ejecución.

LIQUIDOS CLASE I PRECAUCIONES

Artículo 56.- En el caso de áreas en las que se almacenen líquidos Clase 1, se deberá contemplar las distancia de seguridad mínimas que consideren la temperatura del líquido y del ambiente.

ESTRUCTURA METALICAS CONEXIÓN A TIERRA

Artículo 58.- Todas las estructuras metálicas, bombas, plataformas, tanques y otros, deberán poseer una correcta puesta a tierra. Las partes con corriente estática deberán tener puestas a tierra independiente de aquellos elementos con corriente dinámica.

SISTEMAS DE PARARRAYOS. CONEXIÓN A TIERRA

Artículo 59.- En zonas con tormentas eléctricas, se preverá que las instalaciones dispongan de adecuados sistemas de protección mediante pararrayos y conexiones a tierra.

PRECAUCIONES EN EL LLENADO DE TANQUES

Artículo 60.- Cuando se procede al llenado de los tanques, se debe tomar especiales medidas de precaución para no derramar los líquidos, para ello se seguirá el lineamiento siguiente: Para todo tanque atmosférico que recibe líquidos Clase 1, de tuberías o buques cisternas, se debe seguir procedimientos escritos que eliminen la posibilidad de rebose de los tanques que están siendo llenados u otro sistema que pueden ser: a) Continuo control y medición del nivel del tanque, por personal en contacto con el proveedor para que la transferencia de líquido pueda ser suspendida en cualquier momento. b) Control de alto nivel independiente del instrumento de medición, con sistemas de alarmas o con sistema automático de cierre de la válvula de ingreso al tanque.

Los procedimientos escritos pueden ser: a) Métodos para verificar el alineamiento de válvulas y tanques en el momento de realizar el llenado. b) Procedimientos para el entrenamiento del personal de operación y el control de su performance. c) Procedimientos de inspección y prueba de los instrumentos de medición de nivel y de los controles y alarmas de alto nivel.

APENDICE B
ESPECIFICACIONES TECNICAS

MEDIDOR DE NIVEL TIPO RADAR

Precisión del instrumento: $\pm 0.5\text{mm}$ ($\pm 1/32''$)

Temperatura ambiente: -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$ (-40°F a $+158^{\circ}\text{F}$)

Fuente de alimentación: 100 - 240 VCA, 50-60 Hz (voltaje más bajos opcionales)

Protección contra explosión: EEx d (ia) II B T6 (EN50014, EN50018 y EN50020 Europa) y Clase 1, Div I Grupos C y D (UL 1203, UL913 USA).

Peso total sin brida: 18 kg.

Antenas: Todas las antenas serán del tipo drip-off de acuerdo con API(Cap.3.1B.).

CABLE DE TRANSMISION DE DATOS Y SEÑALES

Los cables de señales se deben cumplir los siguientes requerimientos técnicos como mínimo:

Tipo de conductor:	par trenzado
Sección:	0,5 mm ²
Aislamiento:	Polietileno tipo 03 BS 6234
Apantallamiento:	Aluminio/plástico laminado con drenaje
Armadura:	cables de acero galvanizado BS 1442
Diámetro externo:	16,6 mm
Voltaje nominal:	300/500 V
Resistencia:	39,7./Km @ 20°C
Capacitancia:	1uF

**ESTABILIZADOR CON TRANSFORMADOR DE ULTRA AISLAMIENTO
BY-PASS AUTOMÁTICO**

VARIABLES DE ENTRADA

Rango de Voltaje de Nominal	:	220 VAC
Rango dinámico Porcentual	:	-20%+15%
Frecuencia Nominal	:	60 Hz
Fases	:	Monofásico
Tecnología	:	ESTADO SÓLIDO
Control	:	Digital

VARIABLE DE SALIDA

Voltaje Nominal	:	220 Vac
Potencia	:	1.5 KVA
Fases	:	Monofásico
Forma de Onda	:	Senoidal
Contenido de Armónicos	:	3% RMS
Tiempo de respuesta	:	8 ms
Factor de Potencia con Cargas	:	80%
Sobrecarga Admisible	:	125% por un minuto
Eficiencia	:	99%
Ruido Acústico	:	1m< 35dB
Ventilación	:	Forzada

Filtrado de Impulsos	:	Si
Protección contra corto circuito	:	Fusible
Aislamiento	:	ver especificaciones del transformador de aislamiento en seco.

INDICADORES

Visualizador de estado línea, marcha, by Pass, Voltímetro analógico.

PROTECCIÓN

Desacoplador de sobre Tensión y Sub tensión con reposición Automática

Supresor de picos

Filtro de ruidos EMI/RFI

Fusible de protección.

ACCESORIOS

Voltímetros

Contacto remoto para monitoreo del Estabilizador

Borneras con línea de tierra

Gabinete Autoventilado metálico

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR DE
AISLAMIENTO**

Tipo	:	Seco
Potencia	:	1.5 KVA
Norma de Ejecución:		IEC – 76 ITINTEC 370 – 002
Frecuencia	:	60 Hz
Tensión Primaria	:	220 Vac
Tensión Secundaria:		220 Vac
Protección	:	Externa
Altitud del Servicio	:	1000 m.s.n.m.
Montaje	:	Interior
Refrigeración	:	ANAN
Servicio	:	Continuo

APENDICE C

DOCUMENTACION TECNICA DE SISTEMA ATG

(AUTOMATIC TANK GAUGING)

Dear Mr. A. Calle,

It is a pleasure sending you some information on our Saab TankRadar CTS forLNG vessels. Should you however need information on shore based radar gaugesfor LNG, please revert and i will put-you in contact with the appropriate people.

The marine based radar gauging for LNG/LPG and its background may best be described by the three enclosed documents (CTS Definition, History, FAQ). Please study. Then I also refer to our homepage. See below. Any furhter specific question or request for any project, will of course be handled.

Good luck, and Best regards,

Saab Marine Electronics AB
Tomas Åkerström, Technical Manager, Saab Rosemount Marine
Box 13045, SE-40251 Goteborg, Sweden
E-mail tomas.akerstrom@emersonprocess.com
Tel +46 31 3370 150
Fax +46 31 253 022
www.tankradar.com or www.saabrosemount.com

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Akerström

Infoklass/Info class

I

Dokumenttyp/Document type

PM

Reg. nr/Reg. No.

Datum/Date

2002-03-04

Utgåva/Issue

8

GMT990065

Sida/Page

1(2)

Fördelning/To

M, GMA, GMB, GMC, GMD, GME, GM, GMT-DJ

För Kännedom/Copy

Yards, customers, Maria

CUSTODY TRANSFER SYSTEM (CTS) FOR LNG

1 BACKGROUND

This document will clarify the interpretation of CTS for Saab TankRadar® in LNG application involving microwave level gauging.

2 REFERENCES (Voluntary standards)

- [1] ISO 13398, Liquefied natural gas (LNG) - Procedure of custody transfer onboard ship. 1st edition was published 1997-12-01.
- [2] ISO 13689 (2001) Refrigerated light hydrocarbon fluids - Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases - Microwave - type gauges.
- [3] SIGTTO, A Review of LPG Cargo Quantity Calculations, prepared by Dr. Eric R. Richardsson. *Ch 5, LNG considerations*
- [4] ISO6578, Refrigerated hydrocarbon fluids - Static measurements - Calculation procedures.

3 STANDARDIZED REQUIREMENTS

In ref [1] it is stated that "each cargo tank shall be equipped with two sets of level gauges, preferably of different measuring principles". Further is specified the number of temperature sensors in tank: minimum 5 operational.

The methods described so far in this standard is based on traditional technologies, i.e. float and capacitive. It is assumed that this standard at the regular revision in 2002, will consider new technologies, such as radar, which have no moving parts in the tank, nor any delicate parts or electrical cabling inside tank.

In ISO 8309: Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases
- **Electrical capacitance gauges** it states an inaccuracy of $< \pm 7.5$ mm.

The specification for Saab TankRadar® in LNG application exceeds this and will conform to the requirement set up in the draft ref [2].

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Originalmedia/Original media

Papper/Paper

Dokumenttyp/Document type

Information/Information

Reg. nr/Reg. No.

Infoklass/Info class

I

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Datum/Date

2002-04-05

Utgåva/Issue

6

GMT000053

Sida/Page

6(13)

FUNDAMENTAL MEASUREMENT TECHNIQUE AND CALCULATION METHODS

Q: As radar is an "ullage" measuring technique (just as the float), what corrections and conversions are necessary to achieve level at actual conditions?

A: The apparent ullage is first corrected for the tank & pipe environment using fundamental physics (the propagation velocity of microwaves is a well known function of vapour molecular composition, vapour pressure and temperature and the waveguide dimensions). Then the tank data (gauging height to bottom) are used for converting to level. Then the level is corrected for trim & list and finally are the tank volume tables (tank capacity & thermal corrections) used for calculating the volume at measured temperature.

Q: Is the liquid temperature at bottom critical to the radar measurement or corrections?

A: No. The liquid temperature is used only for the CTS report

CORRECTIONS FOR THE TANK ENVIRONMENT

Q: How is the molecular composition "given" to the system?

A: LNG is one and same input grade, since the natural variation of content (from 85 to 99% Methane and corresponding amounts of heavier hydrocarbons and Nitrogen) will not affect the velocity so that the ullage accuracy is affected significantly. For LPG and other cargoes on the IGC list, the actual molecular composition (up to three components) shall be given to the system for accurate gauging.

Q: Why is tank temperatures and pressure measured by the radar gauging system?

A: a) the parameters are needed for the CTS report

b) the correction for radar velocity in tank vapour use the vapour temperature and pressure

c) conversion tables from ullage to level in a Moss tank use the tank vapour temperature

d) the actual still pipe (diameter) dimension is calculated for correct radar velocity

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMTj

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Papper/Paper

Dokumenttyp/Document type

Information/Information

Reg. nr/Reg. No.

Datum/Date

2002-04-05

Utgåva/Issue

6

Infoklass/Info class

I

GMT000053

Sida/Page

3(13)

CONSTITUENTS OF A RADAR BASED TANK GAUGING SYSTEM (CTS)

Q: What is a radar based CTS for LNG?

A: A system for measuring the liquid level by means of radar, and the vapour and liquid temperature and the vapour pressure, followed by appropriate corrections and calculations of liquid volume and finally providing customized CTS report printouts.

Q: What are the unique components of the Saab TankRadar® gauging system for Liquefied gas?

A: - a radar gauge on top of the tank; sealed from the tank environment
- a ventilated still pipe through the tank
- a means for reducing the bottom reflection; a planar array attenuator

Q: Explain fully the function of the still pipe that the gauge measures in. How accurate does its fitting by the shipyard have to be?

A: Function of still pipe is:

- reduces turbulence and boiling for the gauging
- retains the microwave energy, enabling measurement at long range and for high density vapours on low reflective liquefied hydrocarbons (not critical for LNG)
- guides the microwaves in difficult installation conditions, e.g. close to tripod or inside pipe tower.

The fitting of still pipe shall be:

- fixed to tank top structure and free at bottom end
- with sliding support clamps to allow for thermal mismatch pipe – support vertical within $\pm 0,5^\circ$

Q: Then, couldn't a smallest possible diameter still pipe be used as a waveguide?

A: No. The still pipe dimension (Saab = 107 mm diameter) is chosen to have low losses and high robustness for accurate level gauging of LNG over all used ranges and with applicable materials (Aluminium and stainless steel). The measurement must also be tolerant to typical diameter variations of a standard manufactured pipe. It is questionable to prove the required measuring accuracy with a smaller pipe, e.g. 50 mm.

Q: Is it special requirements for manufacturing the still pipe?

A: In principle not. The raw material is a standard size pipe in 6 m segments, but Saab sets some requirement on the flanges to be fitted for joining the segments. Therefore it is advisable to let Saab deliver the complete pipes, which also is a prerequisite for arranging a FAT with sworn surveyor witness before delivery to the yard. The still pipe material is chosen to fit the tank installation materials.

Q: How is the still pipe attached?

A: Saab will deliver brackets for welding to the tripod (Membrane tanks) or to the pipe tower structure (Moss tank). These brackets will also allow for the still pipe to slide, should there be thermal disagreements in materials, mountings or operational conditions.

Q: How can the TankRadar gauge measure tank temperature & pressure?

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Papper/Paper

Dokumenttyp/Document type

Information/Information

Reg. nr/Reg. No.

Infoklass/Info class

I

GMT000053

Datum/Date

2002-04-05

Utgåva/Issue

6

Sida/Page

4(13)

A: Temperature is measured by spot sensors inserted from top in a thermowell, and the pressure sensor is connected to the still pipe at the radar gauge. Both sensor types are connected to and measured by the radar electronics on top of the tank. No extra cabling from the tank is necessary.

Q: What temperatures probes are used and do they meet the ISO Standard 8310 on temperature measurement of light hydrocarbons? Please state accuracies for the two cases required. -140 to -165 +/- 0.2 DegC, +40 TO - 140 +/-1.5 DegC

A: The temperature probes are type 4-wire Pt100 with individual PTFE insulated lead inserted in a stainless steel tube, Ø 3,5 mm. Maker: Micro Matic Instrument, Denmark. The system accuracy is achieved by calibrating the sensors to DIN IEC 751 (R₀, A, B and C constants are calculated from bath calibration at +100°C, 0°C, -80°C and LN₂) and using this calibration in the system database for correction and presentation of temperatures. The system accuracy will in this way be possible to be verified as requested above, because complying only to ISO8310 for the selection of Pt100's is not enough, and the ISO8310 Table 1 is not good enough. The temperature sensors are delivered calibrated and verified to traceable standard for temperatures +100°C, 0°C, -80°C and LN₂.

Q: Does the temperature monitoring system have main and back-up sensors? Can individual probes be switched?

A: The presently suggested design and outline of radar gauge with integrated connection to a thermowell containing five temperature probes can be expanded to amending a second thermowell with five "spare" installed sensors. The individual probes be switched by manual connect/disconnect to the Electronic box wire terminal inside the gauge housing, or from keyboard.

Q: Isn't it a delay in temperature for the sensor in an inerted thermowell to reach the same temperature as the liquid surrounding the well?

A: Yes, but the critical readings for CTS reports are seldom taken in a hurry. There is enough time after the liquid transactions has ceased until a reading is taken. The estimated delay in temperature due to the installation method is a couple of minutes. An alternative approach is to use a ventilated thermowell, which also will allow replacement of sensors during operation by means of slight purging of N₂.

Q: Do you provide the independent high level alarm spot sensors for ESD systems?

A: Class approved spot sensors for liquefied gas application can be provided from maker Omicron (floats). The installation can provide several choices for dome top penetration; same as the radar still pipe and the thermowell(s) or a separate penetration. The installation from dome top to sensing level can be made rigid (= straight) or flexible.

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Papper/Paper

Dokumenttyp/Document type

Information/Information

Reg. nr/Reg. No.

GMT000053

Datum/Date

2002-04-05

Utgåva/Issue

6

Infoklass/Info class

I

Sida/Page

7(13)

SENSITIVITY FOR UNCERTAINTIES IN THE TANK ENVIRONMENT

Q: What uncertainties in the tank environment parameters can be tolerated to keep the final level accuracy (± 5 mm)?

A: All typical in the LNG transfer scenario, e.g.:

- *Uncertainty of the molecular composition of the liquefied gas*

A precondition for the calculation of a correction when a mixture is in the tank, is that the liquid behaves as an ideal solution and that the liquid and vapour is in equilibrium. This enables the calculation of vapour concentration mol/m³ and accordingly the ullage correction factor [m/m] for all the specified components in the vapour. Corrections for all components are then added, if applicable.

For an LNG cargo, typical composition ranges are: Methane 80-100%, Ethane $\leq 16\%$, Propane $\leq 5\%$, Nitrogen $\leq 0.34\%$. A variation within this composition will render a level uncertainty ≤ 1 mm for a 40 m tank height. The Nitrogen has the highest impact on the correction, and a worst case can appear during cooling down, purging, heating up and other "non-operational" procedures with 100% N₂ in vapour in the empty tank. If system is set for LNG, the bottom (~40 m range) can be 16 mm in error if the tank is filled completely with N₂. The other well known case just after loading, when the otherwise small fraction N₂ in liquid phase evaporates and may temporarily amount to 10% of vapour volume on top of the LNG, is thanks to the short range (~ 5 m max) adding less than 1 mm to the uncertainty.

- *Uncertainty of the (vapour) temperature determination*

The uncertainty of the individual temperature measuring is $\leq 0.2^\circ\text{C}$. It may be realistic to assume that the vapour average may have an uncertainty of $\approx 1^\circ\text{C}$ due to non-linear segregation in the vapour phase.

LNG is a typical cargo with smallest influence of temperature determination, where an uncertainty of 1°C will render a level uncertainty of 0.3 mm at lowest level in a 40 m tank. The error has an approximately linear relationship with the vapour average temperature uncertainty.

- *Uncertainty of the vapour pressure determination*

The uncertainty of the individual vapour pressure measuring is $\leq 0.5\%$ of range, or max 3 mbar. This uncertainty will render a level uncertainty of 0.1 mm at lowest level in a 40 m LNG tank.

- *Uncertainty of the given figure of still pipe material thermal expansion coefficient*

A nominal linear expansion coefficient (stainless steel, $\alpha_t = 16$ ppm/ $^\circ\text{C}$, and Aluminium, $\alpha_t = 20$ ppm/ $^\circ\text{C}$) with proper temperature dependence is used for the corrections. If the calculations are done using an α_t 20% in error, the level uncertainty at lowest level in a 40 m will be 0.6 mm.

- *Accumulation of errors*

All correction-type errors above are non-correlated and it is common to add them by means of "root of the summed squares". It can be seen that the total error of above realistic examples is less than 1.2 mm in a typical LNG tank. This is overall negligible compared to the basic uncertainty of the radar level determination ± 5 mm.

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Papper/Paper

Dokumenttyp/Document type

Information/Information

Reg. nr/Reg. No.

GMT000053

Datum/Date

2002-04-05

Utgåva/Issue

6

Infoklass/Info class

I

Sida/Page

12(13)

RADAR VERSUS TRADITIONAL LNG GAUGING

Q: Are there any delicate components in the tanks?

A: A radar system has no cables or connectors installed in the tank. The installation cost of laying delicate in-tank cables and securing them for damages under thermal changes, are eliminated.

Q: Is it necessary to duplicate some components in the tanks?

A: No. All parts that possibly can break, are accessible from tank top during operation. However, the thermowell approach of mounting the temperature sensors will allow for having spare sensors installed in a 2nd thermowell.

Q: Is it necessary to duplicate computers and communication lines?

A: From reliability point of view, generally not, but the Saab CTS system does have fault tolerant processors in the Level Unit (LU) in shape of the double hot redundant LCM processor boards. This is the most complex part/card of the system and thus has been cared for by running two cards hot redundant. However, the field experience since 1994 with this computer has not revealed it as any weak part of the system. Further, the Workstation can be doubled and configured as two redundant (master and redundant master). The fewer gateways, computers and communications there are the more reliable is the system and there is less need for duplication considerations as there has been a historic need for with systems so far based on other technology.

Q: Does the still pipe require special (e.g. insulated) brackets for support

A: No, but it may be recommended to allow for gliding in case of thermal differences between the still pipe and the support structure.

Q: How many cables from each tank (radar) gauge to the control room?

A: There is only one cable, 4x2 wires, for each tank. This includes level, temperature and pressure measuring functions. This is significantly less than from the (capacitive) traditional system cable feedthrough box.

Q: Is the system sensitive to cleanliness or metal fragments during installation (and operation)?

A: No.

Q: Is the system dependent on the dielectrical constant of the liquid, and if so, how is this measured?

A: The need for filling of a reference element (capacitive system) in order to accurately correct the level measurement is not applicable for radar.

Q: How is system integrity and performance checked and verified after yard installation?

A: The complete system (with full length marked-up still pipes) was checked before delivery at a witnessed FAT. Then the following check & certification procedure after installation is very simple and time effective: Once the top flange to bottom distance is certified by sworn surveyor and put in the database, the performance can be verified using a "movable echo", that is pulled up/down by a wire/measuring tape in the still pipe. Typically 2 tanks per day can be verified at shipyard.

Q: What is then done at the gas trial?

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Elektroniskt/Electronic

Dokumenttyp/Document type

Beskrivning/Description

Reg. nr/Reg. No.

GMT000085

Datum/Date

2003-04-10

Utgåva/Issue

31

Infoklass/Info class

I

Sida/Page

1(3)

M, GM, GMA, GMB, GMC, GMD, GME, GMT

Förskickning/To För Kännedom/Copy

To whom it concerns

REFERENCE HISTORY SAAB TANKRADAR CTS (LNG SHIPPING)

To whom it concerns:

Radar gauging for LNG cargoes was introduced to world market by Saab Marine Electronics, division Saab tank Control, first time in 1993 for gauging on shore tanks in Japan.

The current reference record on shore tanks is:

Terminal	Owner/Operator	Installation	In operation	Tank type	Sworn surveyor
Negishi, Japan	Tokyo Gas	Test of radar /comparison w capacitive	1993 - 1996	Underground 85,000 m ³ tank 43.5 m liquid depth, 70 m range	NKKK
Negishi, Japan	Tokyo Gas	official cust transfer	1996	Tl-22, existing sub underground tk	NKKK
Ohgishima, Jp	Tokyo Gas	official cust transfer	Sept 1998	New underground tk, 65-75 m range	NKKK
Ohgishima, Jp	Tokyo Gas	official cust transfer	1998	New underground tk, 65-75 m range	NKKK
Ohgishima, Jp	Tokyo Gas	official cust transfer	1999	New underground tk, 65-75 m range	NKKK
Ohgishima, Jp	Tokyo Gas	official cust transfer	1999	New underground tk, 65-75 m range	NKKK
Midorihama, Jp	Toho Gas	official cust transfer	2000	New sub underground tk, 70 m range	NKKK
Himeji, Jp	Osaka Gas	official cust transfer	2002	On the ground tank, 40 m range	

Note: Liquid depth for the installations varies from 43.5 m to 55 m, but the actual gauging height (ullage) is up to 75 m due to tank top/roof design of underground tanks.

Japanese custom regulation to accuracy for LNG level measuring is follows.

Measuring value should keep accuracy within 10mm at both 20 % and 80% of whole tank height to compare with reference value or real measuring value that was used steel tape. As you know, to verify the accuracy is very difficult in case of LNG, so we offered our verification method to Japanese authority, then that method has been approved. The method is consisted of two stages, one is for initial stage and second is periodical inspection. Initial stage, we use reference pin then to use reference cable in second stage. All of above PJ has been completed initial accuracy verification work already without any complain or trouble.

**SAAB**

Saab Marine Electronics AB

Godkänd/Approved by

GMT

Utfärdare/Issued by

GMT Tomas Åkerström

Originalmedia/Original media

Elektroniskt/Electronic

Dokumenttyp/Document type

Beskrivning/Description

Reg. nr/Reg. No.

GMT000085

Datum/Date

2003-04-10

Utgåva/Issue

31

Infoklass/Info class

I

Sida/Page

3(3)

The LNG terminals visited so far with these ships using Saab TankRadar CTS as accepted gauging before & after transfers are:

Terminal	Operator	Ships	No of transfers
Dampier, Aus	NWS	Khannur	> 9
Arzew, Alg	Sonatrach	Khannur, Gimi	> 8 + 3
Everett, Ma, USA	Distrigas	Khannur, Fernando Tapias	> 13 + >3
Lake Charles, La, USA	Trunkline	Khannur, Galeomma, Gimi, LNG Rivers	> 4 + 2 + 2 + 1
Zeebrugge, B	Distrigas NV	Delta	gastrial
Ras Laffan, Qatar	QatarGas	Delta, Khannur, Fernando T	>1 + >3 + >1
Pyeong Taek, Korea	KoGas	Delta, British Trader	1 + 1
Montoir, Fr	Gas de France	Delta	> 3
Bonny, Nigeria	NLNG	Delta, LNG Rivers, Sokoto	>10 + 2 + 1
Huelva, Sp	EnaGas	Delta, Khannur, Galeomma Fernando Tapias	4 + 2 + 5 >
Marmara Ereglisi, Tu	Tupras	Delta	2
Qalhat, Oman	Oman LNG	Galeomma	gastrial & >7 loadings
Bintulu, Malaysia	Petronas	LNG Sokoto	1 st loading
Point Fortin, Tr & To	Atlantic LNG	Fernando Tapias	>3
Chita, Japan	Chubu El Pow	British Trader	1

Note: Most of these terminal operators have been asked for confirmation on acceptance of Saab TankRadar CTS, but written confirmation has been declined due inability to reach the authorized party on behalf of buyer/seller/owner/operator contracts. The terminals will accept any "CTS certified gauge", and refers to owner/operator acceptance of such certificate. The persons in charge to confirm are those in possession of the CTS certification issued during commissioning.

RELACIÓN DE PLANOS

El presente estudio incluye los siguientes planos:

Plano N°	Descripción
01	Instalación Electromecánica en tanque.
02	Diagrama Unificar de conexión de instrumentos en Campo- Unidades de Adquisición y Comunicación - PC.
03	Esquema de instalación del Tablero de Distribución TD.