



La guía del ingeniero para la medición de tanques

EDICIÓN 2021



¿Qué es la medición de tanques?

Tecnologías de medición de tanques

Aprobaciones y estándares de ingeniería

Evaluación de masa y volumen

Precisiones e incertidumbres

Medición de la temperatura

Gases licuados

Sensores adicionales

Arquitectura del sistema

Prevención de sobrellenado

Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

Referencias

Aviso legal

Este manual está diseñado para brindar información sobre la medición de tanques únicamente.

Esta información se brinda con el conocimiento de que el editor y el autor ofrecen una asesoría genérica que puede no ser aplicable a todas las situaciones. Por lo tanto, debe asegurarse de procurar asesoría de un profesional adecuado.

Este manual no contiene toda la información disponible sobre el tema. Este manual no ha sido creado con el fin de ser específico para una situación o necesidad de un individuo o una organización en particular. Se ha hecho todo lo posible para que este manual sea lo más preciso posible. Sin embargo, pueden existir errores tipográficos o de contenido. Este manual contiene información que puede ser antigua. Aun cuando nos esforzamos por que la información sea actualizada y correcta, no hacemos declaraciones ni garantías de ningún tipo, expresas o implícitas, sobre la integridad, precisión, confiabilidad, adecuación o disponibilidad con respecto al manual o a la información, los productos, servicios o gráficos relacionados que se incluyen en el manual o informe con cualquier fin. Por lo tanto, la confianza que deposite sobre dicha información queda bajo su responsabilidad. De este modo, este manual solo debe servir como guía general y no como la fuente de información definitiva del sujeto. De ninguna manera asumiremos responsabilidad alguna por cualquier pérdida o daño, incluida, a mero título enunciativo, cualquier pérdida indirecta o inmaterial, que surja del uso de esta información o esté relacionada con este. Por medio del presente, usted acepta estar sujeto a este aviso legal o puede devolver el manual.

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción o transmisión de cualquier parte de este manual en cualquier forma o por cualquier medio, electrónico o mecánico, lo que incluye su fotocopiado, grabación o por cualquier sistema de recuperación o almacenamiento de información, sin la autorización escrita del autor.

1. ¿Qué es la medición de tanques? _____ 1
2. Tecnologías de medición de tanques _____ 7
3. Aprobaciones y estándares de ingeniería _____ 15
4. Evaluación de masa y volumen _____ 27
5. Precisiones e incertidumbres _____ 33
6. Medición de la temperatura _____ 41
7. Gases licuados _____ 47
8. Sensores adicionales _____ 51
9. Arquitectura del sistema _____ 55
10. Prevención de sobrellenado _____ 63
11. Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques _____ 71
12. Referencias _____ 89

Abreviaciones

AOPS	Sistema automático de prevención de sobrellenado	MPMS	Manual de estándares de medición de petróleo
API	American Petroleum Institute	MTBF	Tiempo medio entre fallas
ATG	Medidor automático de tanques	NIST	Instituto Nacional de Normas y Tecnología
ATT	Termómetro automático de tanques	NMi	Nederlands Meetinstituut
BEV	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen	NSV	Volumen neto estándar
BS&W	Agua y sedimento base	OIML	Organización Internacional de Metrología Legal
DCS	Sistema de control distribuido	OPS	Sistema de prevención de sobrellenado
EMC	Compatibilidad electromagnética	PLC	Controlador lógico programable
EODR	Rango de distancia electroóptica	PTB	Physikalisch-Technische Bundesinstitut
FMCW	Onda continua de frecuencia modulada	R 85	Recomendación 85 (procedimiento especial para la prueba del equipo de medición de tanques según lo define la OIML)
FWL	Nivel de agua libre	RRF	Factor de reducción de riesgo
FWV	Volumen de agua libre	RTD	Detector de resistencia de la temperatura
GOV	Volumen bruto observado	SAT	Pruebas de aceptación del sitio
GSV	Volumen bruto estándar	SIF	Funciones instrumentadas de seguridad
HTG	Medición hidrostática de tanques	SIL	Nivel de integridad de la seguridad
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional	SP	Instituto de investigación técnica de Suecia
ISO	Organización Internacional de Normalización	TCT	Tabla de capacidad del tanque
LNE	Laboratoire national de métrologie et d'essais	TOV	Volumen total observado
LNG	Gas natural licuado	VCF	Factor de corrección de volumen
LPG	Gas de petróleo licuado	WiA	Peso en aire
LTD	Nivel, temperatura, densidad	WiV	Peso en vacío
MOPS	Sistema manual de prevención de sobrellenado		
MPE	Error máximo permisible		



1

¿Qué es la medición de tanques?

Tema	Página
1.1	La medición de tanques es una ciencia de sistemas _____ 2
1.2	¿Dónde se utiliza la medición de tanques? _____ 3
1.3	Objetivo de la medición de tanques _____ 4
1.3.1	Operaciones y movimiento de petróleo _____ 4
1.3.2	Control de inventario _____ 5
1.3.3	Transferencia de custodia _____ 5
1.3.4	Balance de masa y control de pérdidas _____ 5
1.3.5	Prevención de sobrellenado _____ 5
1.3.6	Detección de fugas _____ 6
1.3.7	Conciliación de volumen _____ 6

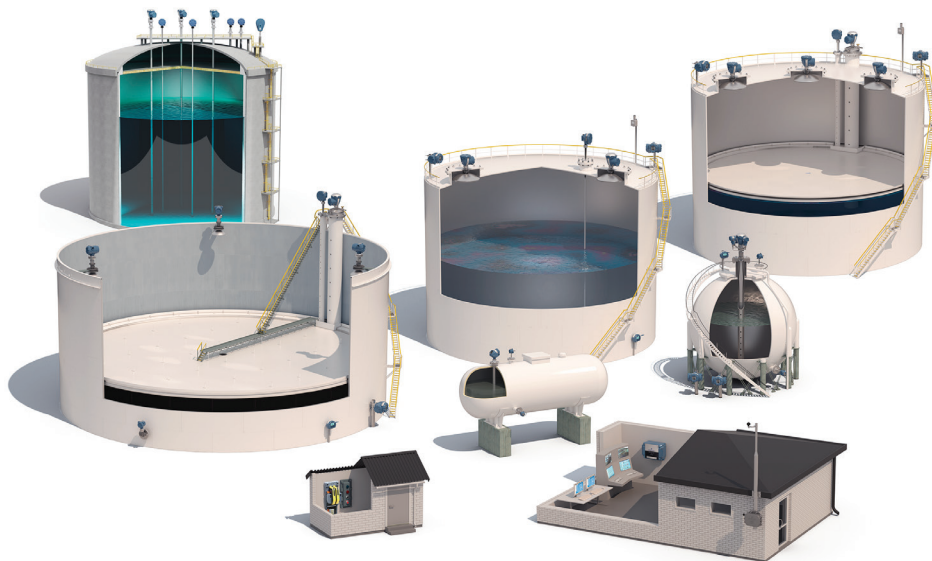
1. ¿Qué es la medición de tanques?

La medición de tanques es la medición de líquidos en grandes tanques de almacenamiento con el fin de cuantificar el volumen y la masa del producto en los tanques.

La industria de gas y petróleo generalmente utiliza evaluaciones volumétricas estáticas del contenido del tanque. Esto involucra las mediciones de nivel, temperatura y presión. Existen diferentes maneras de medir el nivel del líquido y otras propiedades del líquido. El método de medición depende del tipo de tanque, el tipo de líquido y la manera en la que se utiliza el tanque.

Además de la medición del nivel de precisión, las mediciones de temperatura son esenciales para evaluar el contenido del tanque de manera precisa. Todos los líquidos tienen un coeficiente de expansión térmica y se debe aplicar una compensación de volumen adecuada cuando se transfieren volúmenes a diferentes condiciones de temperatura. Se suele agregar una medición de presión del líquido para brindar una evaluación actual de la densidad promedio observada y para calcular la masa del producto.

Los sistemas modernos de medición de tanques digitalizan la medición del tanque y transmiten digitalmente la información del tanque a una sala de control en donde la información de la masa y del volumen del líquido se distribuye a usuarios de los datos del inventario.



Los tanques de almacenamiento pueden contener grandes volúmenes de producto líquido que representan un valor significativo. El rendimiento de precisión de un sistema de medición de tanques es de gran importancia cuando se evalúa el contenido del tanque en cualquier momento.

La medición de tanques se utiliza en grandes tanques de almacenamiento en refinerías, depósitos de combustible, tuberías, aeropuertos y terminales de almacenamiento. Generalmente, los tanques de almacenamiento vienen en cuatro diseños: tanques cilíndricos de techo fijo, tanques cilíndricos de techo flotante y tanques presurizados de diseño cilíndrico horizontal o esférico. Existen medidores de tanques disponibles para todos estos tipos de tanques.

1.1 La medición de tanques es una ciencia de sistemas

El concepto de medición de tanques conlleva mucho más que solo los instrumentos de precisión del tanque. La medición de tanques requiere la comunicación confiable de datos a través de grandes redes de transmisión de datos de campo, a menudo tanto cableadas como inalámbricas. Las soluciones de comunicación suelen necesitar ajustes de redundancia en los buses de campo, los concentradores de datos, los componentes de red y los servidores de red. Asimismo, los sistemas de medición de tanques deben ser capaces de calcular masa y volúmenes del producto de acuerdo con los estándares de la industria. El sistema de información/software de medición de tanques debe

1 - ¿Qué es la medición de tanques?

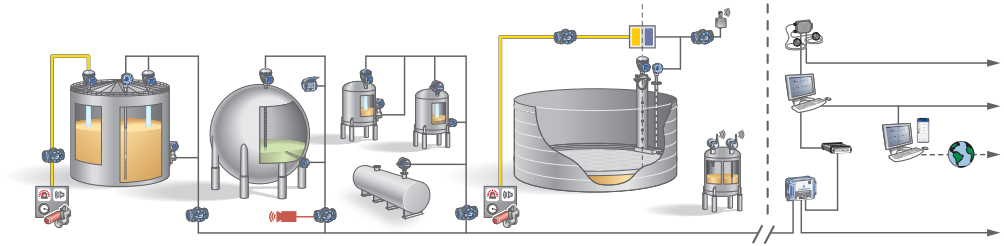


Figura 1.1: La medición de tanques implica una cantidad considerable de dispositivos y funciones interdependientes.

realizar muchas funciones diferentes como interfaz de operador, manejo de lotes, generación de informes, funciones de alarma, conectividad a sistemas host y muchas más. Es una ciencia de ingeniería de sistemas que cubre muchas áreas de la tecnología.

1.2 ¿Dónde se utiliza la medición de tanques?

La medición de tanques se necesita siempre que existen líquidos almacenados en grandes tanques. Dichos tanques de almacenamiento se encuentran en los siguientes sitios:

- Refinerías
- Industria petroquímica
- Terminales de distribución
- Terminales de tuberías
- Depósitos de combustible
- Almacenamiento de combustible en aeropuertos
- Almacenamiento de productos químicos



A menudo, los tanques de almacenamiento se colocan en clústeres o tanques de almacenamiento. Los tanques son atmosféricos, presurizados o criogénicos.

Los tanques atmosféricos son cilindros verticales con diferentes diseños de techo. Los más comunes son los siguientes:

- Tanques de techo fijo, ya sean tanques de techo cónico o tipo domo
- Tanques de techo flotante con diferentes diseños

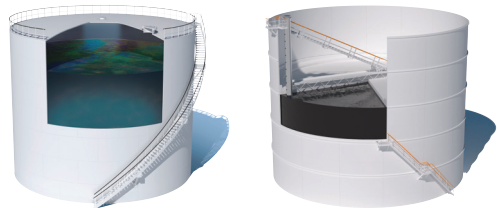


Figura 1.2: Tanques de techo fijo y de techo flotante.

En un tanque de techo fijo existe un espacio con vapor entre la superficie líquida y el techo exterior.

En un tanque de techo flotante, la superficie líquida está cubierta por un techo flotante exterior o interior. Existen muchos diseños diferentes de techos flotantes según el servicio, el líquido y el tamaño del tanque. Es común que los tanques de techo flotante tengan uno o más tubos tranquilizadores que van desde el fondo del tanque, a través de una abertura en el techo flotante hasta la parte superior del tanque. El tubo tranquilizador se utiliza para acceder al líquido con el fin de tomar muestras, realizar mediciones manuales de nivel, mediciones manuales de temperatura y mediciones automáticas de tanques. Con un buen diseño de medidor automático de tanques (ATG), se pueden realizar todas estas cosas en un tubo tranquilizador.

1 - ¿Qué es la medición de tanques?

A menudo, los tanques presurizados tienen diseño de cilindro horizontal o esférico.

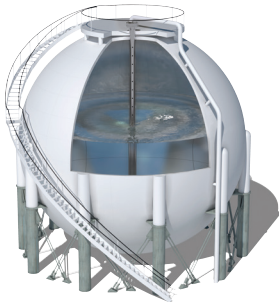


Figura 1.3: Los tanques presurizados generalmente requieren una medición automática de tanques en un tubo tranquilizador.

No se puede realizar medición manual en tanques presurizados. Para la medición automática de tanques de alta precisión, generalmente se requiere un tubo tranquilizador dentro del tanque.

En tanques criogénicos, los medidores automáticos de tanques suelen tener el mismo diseño que en los tanques presurizados.



Fotografía cortesía del Centro para el gas natural licuado

1.4: Tanque criogénico que almacena LNG a -162 °C.

Los métodos para la adecuada medición automática de tanques se describen en varios estándares de ingeniería. Los estándares que se aplican con más frecuencia son el [Manual de estándares de medición de petróleo \(MPMS\)](#) emitido por American Petroleum Institute (API).

1.3 Objetivo de la medición de tanques

La información de un sistema de medición de tanques se utiliza para muchos fines diferentes. Los más comunes son los siguientes:

- Operaciones y movimiento de petróleo
- Control de inventario
- Transferencia de custodia
- Balance de masa y control de pérdidas
- Conciliación de volumen
- Prevención de sobrelenado
- Detección de fugas

1.3.1 Operaciones y movimiento de petróleo

La operación de los tanques de almacenamiento depende fuertemente de la información sobre la situación en los tanques de almacenamiento. Para que los tanques de almacenamiento funcionen de manera segura y eficiente es importante saber exactamente qué es lo que sucede dentro de los tanques. El sistema de medición de tanques debe proporcionar, en todo momento, información al instante sobre lo siguiente:

- Cuánto líquido hay en el tanque
- Cuánto espacio disponible queda en el tanque
- A qué velocidad de nivel se está llenando/ descargando el tanque
- Cuándo el tanque alcanzará un nivel peligrosamente alto
- Cuándo el tanque se vaciará a un caudal de bombeo determinado
- Cuánto tardará una transferencia de lote determinada

Asimismo, el funcionamiento requerirá que el sistema de medición de tanques emita alertas y alarmas antes de que se alcance un nivel preestablecido o un nivel de tanque peligrosamente alto.

Las operaciones y el movimiento de petróleo dependen de información de tanques confiable y de disponibilidad inmediata. Una pérdida de los datos de medición de tanques interrumpirá gravemente las operaciones con tiempo crítico y las transferencias de producto, lo que puede dar lugar a desconexiones no programadas.

1 - ¿Qué es la medición de tanques?

1.3.2 Control de inventario

Los tanques de almacenamiento contienen activos valiosos y los propietarios de los activos requerirán evaluaciones muy precisas de su valor.

El sistema de medición de tanques debe poder proporcionar informes de inventario de alta precisión a intervalos dados o de forma instantánea si fuera necesario. También puede ser necesaria la medición automática de agua libre en el fondo del tanque para una evaluación precisa del inventario. Las cifras del inventario del tanque son esenciales a los fines de la contabilidad financiera y a menudo se utilizan para la generación de informes fiscales y de aduana. El sistema debe ser capaz de calcular masa y volúmenes netos de acuerdo con las normas establecidas por las organizaciones de estándares de la industria como API y otras.

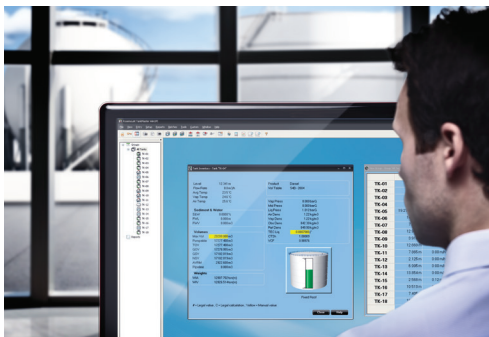


Figura 1.5: Cálculos de gestión de inventario.

1.3.3 Transferencia de custodia

Cuando se compran o se venden grandes volúmenes de líquidos, los datos de medición de tanques sirven como la información principal para establecer la correcta facturación e imposición fiscal. La medición certificada de tanques puede proporcionar evaluaciones de transferencia más precisas en comparación con las mediciones con medidor cuando se realizan grandes transferencias como de un buque cisterna a un tanque en tierra. Con un sistema certificado de medición de tanques, a menudo se puede omitir la inspección manual del tanque.

Para la transferencia legal o fiscal de custodia, el sistema de medición de tanques debe estar certificado por autoridades internacionales, principalmente por la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML). Asimismo, es posible que sea necesario que el sistema obtenga aprobaciones de entidades de metrología locales, como PTB, NMI, LNE u otros institutos nacionales.

La transferencia de custodia requiere la precisión más alta posible del sistema de medición de tanques. El estándar R 85:2008 de OIML define los requisitos para los medidores de tanques que se utilizan para la transferencia de custodia.

1.3.4 Balance de masa y control de pérdidas

El impacto financiero de las pérdidas en refinería es de gran importancia. Lograr un balance de masa de alta calidad de una refinería es el método por el cual se estiman las pérdidas. Es importante distinguir entre las pérdidas reales y las pérdidas aparentes que surgen de errores de medición.

La pérdida en refinería se define de la siguiente manera:

$$\text{Pérdida} = \text{entradas} - \text{salidas} - \text{inventario actual} + \text{inventario previo} - \text{combustible}$$

A los fines del control de pérdidas, se requiere la precisión más alta posible de medición de inventario. Por consiguiente, la calidad y el rendimiento del sistema de medición de tanques es de importancia crítica en el área de control de pérdidas y balance de masa.

1.3.5 Prevención de sobrellenado

El sobrellenado de un tanque puede tener consecuencias desastrosas. Un derrame puede provocar explosiones e incendios que pueden esparcirse a todos los tanques en los tanques de almacenamiento y el área circundante. Ya que los tanques contienen grandes cantidades de energía almacenada, un incendio puede tener consecuencias de gran alcance.

Los incendios provocados por sobrellenado han representado daños y perjuicios legales superiores a mil millones de dólares. Desde esta perspectiva, y desde muchas otras, evitar el sobrellenado del tanque es extremadamente importante.

Un derrame puede ocurrir cuando los operadores del tanque desconocen qué ocurre en los tanques de almacenamiento. Esto puede tener lugar si ocurre una falla indetectable en los componentes de la medición de tanques. Los interruptores de nivel alto también pueden fallar si no se mantienen y se prueban adecuadamente.

Los dispositivos de medición de tanques proporcionan la capa básica de control de procesos en los tanques de almacenamiento. Los indicadores independientes de alto nivel o los interruptores de nivel forman la siguiente capa de protección. Cualquier fallo sin detectar de estas dos capas de protección puede provocar un accidente grave.

1 - ¿Qué es la medición de tanques?



Figura 1.6: Accidente en Puerto Rico en 2009.

Es por esto que la confiabilidad del sistema de medición de tanques y el sistema de alarma de alto nivel tienen que cumplir con los requerimientos establecidos por los estándares para la seguridad funcional. Este tema se explica en más detalle en el Capítulo 10.

1.3.6 Detección de fugas

Si el sistema de medición de tanques es lo suficientemente preciso y estable, puede utilizarse para la detección de fugas en el tanque. Cuando un tanque está asentado y cerrado, el sistema de medición de tanques puede configurarse para detectar pequeños movimientos de líquidos. Se recomienda que la detección de fugas se base en el volumen neto estándar (NSV) y no solo en el nivel. Al supervisar el NSV, los movimientos de nivel provocados por cambios de temperatura pueden cancelarse. Se requiere un rendimiento de precisión del grado de transferencia de custodia del sistema de medición de tanques para la detección adecuada de fugas.

1.3.7 Conciliación de volumen

Las operaciones de los tanques de almacenamiento deben gestionar transacciones de forma precisa y conciliar transferencias con el inventario físico. Cada empresa es responsable. La conciliación y la generación de informes de errores proporcionan la auditoría y la trazabilidad que frecuentemente se requieren. El sistema de medición de tanques permitirá la adquisición inmediata de datos y la respuesta necesarias para una contabilidad y una conciliación diarias precisas.

El rendimiento de los medidores de caudal puede supervisarse cuando los datos de transferencia de los medidores se comparan con los informes de lotes del sistema de medición de tanques.

1.3.8 Monitorización de techo flotante

Los techos flotantes pueden crear problemas de funcionamiento y seguridad, con importantes daños mecánicos, sobrelLENADOS y liberación de vapores explosivos de hidrocarburos. El contenido del tanque también puede contaminarse. Las razones del mal funcionamiento del tanque pueden ser que el techo se atasque debido a que las juntas del borde estén dañadas o mal montadas. Las fugas en los flotadores, el sobrelLENADO, los vientos fuertes y el drenaje inadecuado durante las lluvias fuertes o las nevadas también pueden afectar peligrosamente a la flotabilidad y a la posición del techo. La función de monitorización de techo flotante detecta si el techo de un tanque de almacenamiento está atascado, se hunde, se inclina, flota más alto o más bajo de lo normal, o si está cubierto de agua o producto.

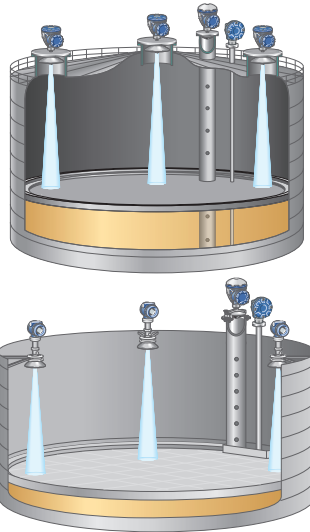


Figura 1.7: Se colocan hasta seis instrumentos de nivel sin contacto en la cápsula del tanque o en la parte superior del techo exterior. El seguimiento de la inclinación del techo se realiza comparando la distancia entre cada dispositivo y el techo flotante.

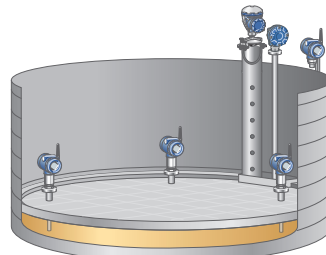


Figura 1.8: Pueden instalarse hasta seis transmisores de nivel de onda guiada directamente en el techo flotante, con sondas rígidas que penetran a través del techo y en el líquido inferior. La inclinación del techo se controla comparando la distancia desde el techo flotante hasta la superficie del producto. Con uno o dos transmisores adicionales también se puede detectar si el desague del techo se obstruye o si hay hidrocarburos en el techo del tanque.

2

Tecnologías de medición de tanques

Tema	Página
2.1 Medición manual _____	8
2.2 Medidores de boya _____	9
2.3 Medidores de servo _____	9
2.4 Medidores por radar _____	10
2.5 Diferentes tipos de medidores por radar_	11
2.5.1 Medidores de nivel de procesos por radar_	11
2.5.2 Medidores por radar de medición de tanques_	11
2.6 Selección de frecuencia por radar _____	13
2.7 Tanques presurizados _____	14

2. Tecnologías de medición de tanques

Además de la medición manual con una cinta métrica, con el tiempo se han desarrollado varios medidores de tanques automáticos. La mayoría de los dispositivos mecánicos están en contacto con el líquido. Los medidores modernos electrónicos de tanques son sin contacto y no tienen partes móviles.

2.1 Medición manual

La medición manual se puede realizar en la mayoría de los tanques atmosféricos. Con este fin, se utiliza una cinta de medición especialmente diseñada. Generalmente, estas están fabricadas con acero inoxidable con una pesa al final de la cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas. La cinta se utiliza para medir volumen vacío o volumen inferior (nivel de líquido).

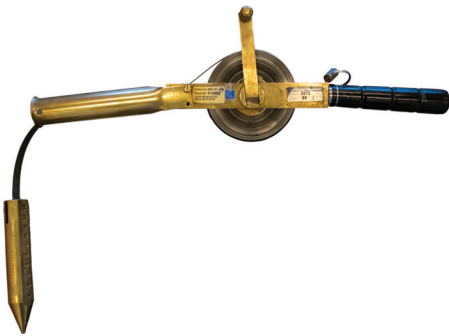


Figura 2.1: Cinta de sonda manual.



Figura 2.2: Medición manual con una cinta de sonda.

El volumen vacío es la distancia entre el punto de referencia del tanque hasta la superficie del líquido. Luego, el nivel del tanque se calcula tomando la altura de referencia menos el volumen vacío medido. Las mediciones de volumen vacío suelen utilizarse en líquidos más pesados como petróleo negro y el petróleo crudo.

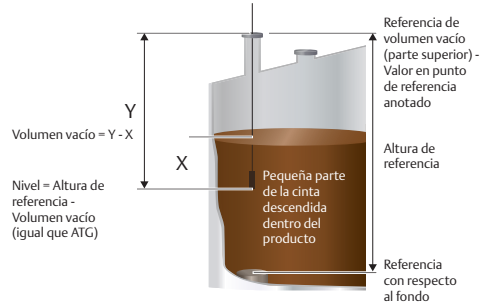


Figura 2.3: Definiciones de la medición manual de volumen vacío.

La medición directa de nivel (volumen inferior) se puede llevar a cabo con una cinta manual. Este método se utiliza en líquidos limpios ya que la cinta estará sumergida dentro de la altura total del tanque. Cuando se miden productos limpios con una cinta, se utiliza una pasta de indicación para hacer que el corte de superficie sea visible.

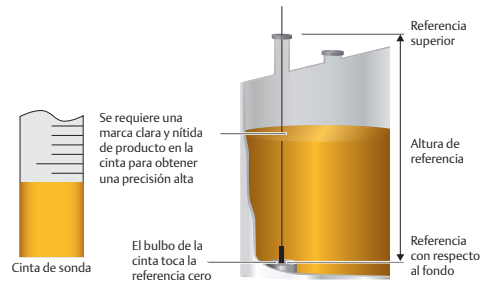


Figura 2.4: Definiciones de la medición manual de nivel.

Para una medición manual adecuada y precisa, se requiere una cinta recientemente calibrada y de alta calidad. En tanques calentados, es posible que sea necesario calcular la expansión térmica de la cinta para obtener una buena exactitud de medición.

La norma API MPMS, capítulo 3.1A, describe cómo realizar una medición manual de tanques adecuada.

2.2 Medidores de boya

Los medidores automáticos de tanques empezaron a aparecer en la década de 1930. Uno de los primeros diseños de los medidores de tanques fue el medidor de boya. En este diseño, se conecta una gran boya dentro del tanque con una cinta metálica. La cinta está conectada a un motor de resortes y a un indicador numérico mecánico en el extremo inferior de la parte externa del tanque a través de un sistema de poleas. No se requiere energía externa para un medidor de boya, el movimiento del nivel de líquido acciona todo el mecanismo.

Para el monitoreo remoto, el medidor de boya puede incluir un transmisor. El transmisor envía los valores de nivel del tanque a través de los cables de señal a la sala de control.

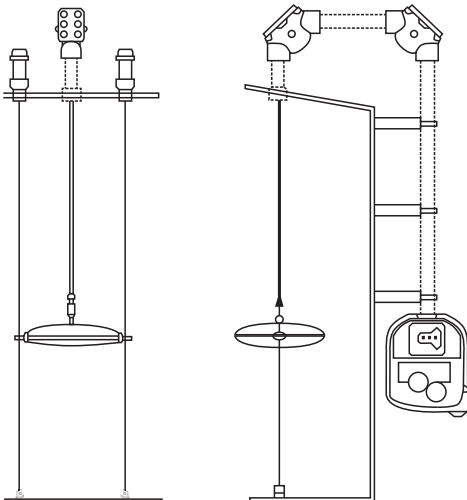


Figura 2.5: El medidor flotante y de cinta fue presentado aproximadamente en 1940.

El rendimiento de precisión de un medidor de boya suele ser bajo. Existen muchas fuentes de error como diferencias de flotabilidad, banda muerta, juego e histéresis en los mecanismos. Si ocurre algún problema con la boya, la cinta o los cables guías, es necesario realizar trabajo de mantenimiento dentro del tanque. No se pueden realizar mediciones con el medidor de boya mientras se espera la reparación.

El medidor de boya es un dispositivo relativamente simple pero tiene muchas partes móviles que requerirán mantenimiento y reparación durante su vida útil.

2.3 Medidores de servo

En la década de 1950, el desarrollo de la mecánica y la electrónica dio lugar al medidor de servo. Con este tipo de medidor, la boya se reemplaza con un pequeño desplazador. El desplazador tiene flotabilidad pero no flota en el líquido. El desplazador debe estar suspendido de un cable delgado que está conectado al medidor de servo en la parte superior del tanque. Un sistema de pesaje en el medidor de servo detecta la tensión en el cable, señales del mecanismo de pesaje controlan un motor eléctrico en la unidad de servo y hacen que el desplazador siga los movimientos del nivel del líquido. Un transmisor electrónico envía la información de nivel a través de buses de campo a la lectura en la sala de control.

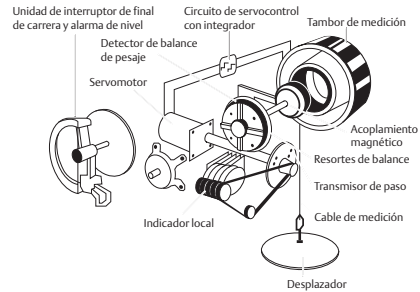


Figura 2.6: Medidor de servo.

Para evitar que el desplazador se mueva en el tanque, debe haber un tubo tranquilizador siempre que se encuentre instalado un medidor de servo. Esto también es necesario en tanques de techo fijo.

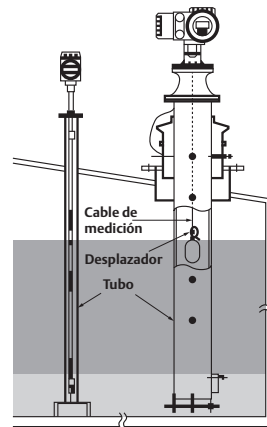


Figura 2.7: Medición del sensor de temperatura y el medidor de servo dentro de los tubos tranquilizadores.

2 - Tecnologías de medición de tanques

Generalmente, el medidor de servo funciona mejor que un medidor de boya. Un medidor de servo recientemente calibrado puede cumplir con los requerimientos de precisión de la transferencia de custodia. Sin embargo, el medidor de servo tiene muchas partes móviles y el desplazador y el cable están en contacto con el líquido del tanque. Por consiguiente, los medidores de servo requieren atención en la forma de calibración, reparación y mantenimiento de rutina.

Medidores de servo utilizados para medición de densidad y agua

Algunos fabricantes de servo afirman que la unidad puede utilizarse con fines diferentes a la medición de nivel. El servo puede utilizarse para medir la densidad de líquidos y los niveles inferiores de agua, pero en ambos casos la medición de nivel se encuentra inhibida mientras el medidor de servo realiza una inmersión del desplazador dentro del producto. Mediante la medición de la tensión del cable es posible medir la densidad del líquido en varios niveles en el tanque. Cuando se lleva a cabo la detección del fondo del agua, el desplazador desciende hasta que toca el nivel de agua libre en el fondo del tanque. Ambas acciones pueden crear acumulación de suciedad en el cable, el desplazador y el tambor de cable, creando, con el tiempo, un problema de mantenimiento. La desventaja más significativa es la ausencia de medición de nivel durante estos ejercicios de inmersión. Asimismo, es importante destacar que la medición de densidad con un medidor de servo no es reconocida por ningún estándar de ingeniería/medición.

A la fecha, tanto los medidores de boya como los medidores de servo están siendo reemplazados por medidores de tanques modernos basados en tecnología de radar.

2.4 Medidores por radar

Los primeros medidores de tanques por radar se desarrollaron a mediados de la década de 1970 (al radar también se lo llama microondas). Las primeras versiones fueron fabricadas para instalaciones en buques cisterna marítimos. La tecnología de radar ganó popularidad rápidamente y desde entonces, básicamente, ha sido la única tecnología de medición de nivel elegida para cualquier buque cisterna grande.



Figura 2.8: Las mediciones de nivel por radar fueron presentadas para aplicaciones marítimas por Saab en 1976.

A principios de 1980, los medidores de tanques por radar se siguieron desarrollando para adaptarse a los tanques de almacenamiento con base en la costa. La tecnología de radar ganó participaciones en el mercado rápidamente y hoy es generalmente la primera opción en cualquier proyecto de medición de tanques. Desde la década de 1980, muchos medidores por radar diferentes han sido comercializados para la medición de tanques y para otras aplicaciones de nivel. Actualmente, existe un gran suministro de instrumentos de radar en el mercado que efectivamente reemplazan a los sensores de nivel de capacitancia, ultrasonido y mecánicos debido a sus beneficios inherentes para el usuario.

Un medidor de nivel por radar no tiene partes móviles y no requiere mantenimiento regular. Los dispositivos por radar no requieren contacto directo con el líquido. Esto hace que sea posible utilizar un medidor por radar en una amplia variedad de líquidos desde asfalto pesado calentado a gases licuados criogénicos como el gas natural licuado (LNG).

Un buen medidor de tanques por radar puede fácilmente proporcionar medición confiable durante más de treinta años.



Figura 2.9: Primer medidor por radar de alta precisión instalado en 1985 en un tanque de refinería.

Si el radar está diseñado correctamente, no requiere recalibración después del primer ajuste en el tanque.



Figura 2.10: Medidor de nivel por radar moderno en un tanque de techo fijo.

2.5 Diferentes tipos de medidores por radar

Existen muchos medidores de nivel por radar en el mercado. Muchos están hechos para aplicaciones de procesos donde la precisión alta y la estabilidad no son los requerimientos primarios. El costo por unidad y otras consideraciones relacionadas con estas aplicaciones son más importantes.

2.5.1 Medidores de nivel de procesos por radar

Los dispositivos de procesos por radar están fabricados para muchas aplicaciones diferentes en la industria de procesos. La alta presión y la alta temperatura combinados con la fuerte agitación del tanque son desafíos frecuentes para las instalaciones de procesos por radar. En estas condiciones, la precisión de alto nivel no es el enfoque primario. Otras cualidades como la alta confiabilidad y el bajo mantenimiento son más importantes. El radar de pulso es la tecnología dominante en la mayoría de los transmisores de procesos por radar. El radar de pulso proporciona medición confiable de bajo costo y alimentación baja en condiciones duras. Generalmente, los transmisores de procesos por radar se encuentran en unidades de 2 líneas accionadas mediante un bus de lazo de 4-20 mA alimentado con energía o inalámbrico alimentado mediante batería. Son de tipo de propagación de espacio libre o de onda guiada. Los transmisores por radar de espacio libre tienen una bocina, una lente o una antena parabólica. El tipo de onda guiada tiene una antena sólida o flexible que se proyecta dentro del tanque.

Existe un amplio espectro de dispositivos de procesos por radar y los fabricantes en el mercado abastecen a diferentes segmentos del mercado como la industria química, de petróleo, gas, alimentos y bebidas.

Actualmente, los transmisores por radar basados en tecnología de pulso son menos precisos que los transmisores basados en FMCW que se utilizan para aplicaciones de medición de tanques.



Figura 2.11: Transmisor de nivel por radar sin contacto y transmisor de nivel por radar por onda guiada para aplicaciones de procesos.

2.5.2 Medidores por radar de medición de tanques

Para cumplir con los requisitos de alto rendimiento de la precisión de la transferencia de custodia en las aplicaciones de medición de tanques, los dispositivos por radar generalmente utilizan el método de procesamiento de señales de onda continua de frecuencia modulada (FMCW). Algunas veces se conoce al método de FMCW con el nombre de "Pulso sintetizado".

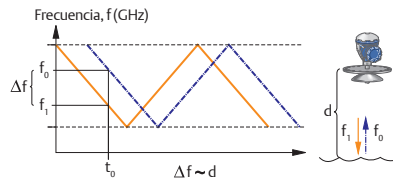


Figura 2.12: El método de FMCW.

La FMCW es capaz de proporcionar una precisión de medición de nivel de instrumentos de más de un milímetro en un rango de más de 50 metros.

Desde su nacimiento en la década de 1970, el medidor de tanques por radar basado en FMCW se ha desarrollado rápidamente. Se han lanzado al mercado varias generaciones de medidores de tanques por radar. El último diseño ha sido miniaturizado en la medida en que dos unidades de radar pueden compartir el mismo compartimento pequeño y proporcionar una confiabilidad y una precisión nunca vistas. Al mismo tiempo, se han reducido los requisitos de energía al punto de que los medidores de tanques por radar pueden ser totalmente intrínsecamente seguros y requieren únicamente de un bus de 2 líneas para alimentación y comunicación.

2 - Tecnologías de medición de tanques

Se necesita FMCW para que el medidor de tanques por radar sea preciso, pero eso solo no es suficiente. Los medidores de precisión por radar también deben tener antenas de microondas especialmente diseñadas para poder proporcionar tanto la precisión del instrumento como la precisión instalada requeridas por los estándares de transferencia de custodia.

Una propiedad importante de las antenas de radar es que deben estar diseñadas de manera que cualquier condensación se escurra. Por lo tanto, las antenas dentro de los tanques requieren superficies en pendiente para evitar la acumulación de líquidos condensados.



Figura 2.13: Diseño de la antena sin superficies horizontales de acuerdo con la norma de American Petroleum Institute (API) cap. 3.1B ed. 1.

Existen tres tipos de aplicaciones para los medidores de tanques por radar:

- Instalación en tanques de techo fijo
- Instalación de un tanque de techo flotante en un tubo tranquilizador
- Instalación en tanques con gases licuados, presurizados o criogénicos

Un medidor de tanque por radar debe poder proporcionar la más alta precisión cuando se monta en aberturas existentes del tanque. En un tanque de techo fijo, las aberturas adecuadas para la medición del tanque se encuentran normalmente en el techo cerca de la pared del tanque.



Figura 2.14: Aberturas del tanque de techo fijo.

Esta posición es ideal gracias a la estabilidad que proporciona la pared del tanque y el mínimo de flexión del techo como resultado. Un medidor de tanque por radar debe poder proporcionar la más alta precisión aun cuando se coloca cerca de la pared del tanque. Las antenas con haz de microonda angosto son las más adecuadas para dichas ubicaciones de tanque muy próximas a la pared. Cuanto más grande sea la antena, más angosto se torna el haz de microondas.

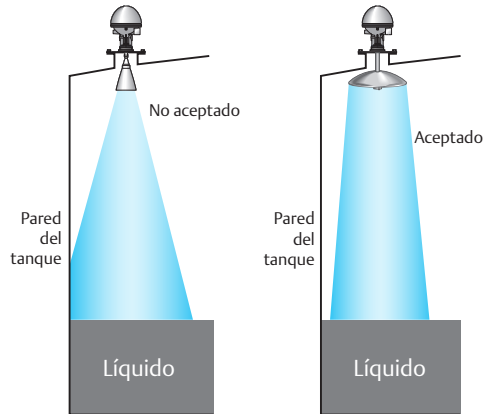


Figura 2.15: Medidores de radar con haz ancho (antena pequeña) y haz angosto (antena grande).

En un tanque de techo flotante, el tubo tranquilizador está ubicado donde ocurre la medición de nivel del líquido ya que el resto de la superficie líquida está cubierta por el techo flotante. Una antena de medidor de tanques por radar para tubos tranquilizadores debe estar diseñada de manera que se puedan utilizar tubos tranquilizadores existentes de varios tamaños y diseños. El tubo tranquilizador debe tener ranuras u orificios que permitan una buena mezcla del líquido entre el interior y el exterior del tubo. Si no hay orificios ni ranuras, es probable que el nivel del líquido en el interior del tubo sea diferente al del resto del tanque. Si el tubo está lleno desde el fondo, entonces el producto más pesado se acumulará en el tubo. Las ranuras u orificios evitan que esto pase.

Un medidor de tanques por radar para aplicaciones de tubos tranquilizadores debe tener la capacidad de soportar un tubo tranquilizador con grandes ranuras/orificios y aun así proporcionar una alta precisión. Asimismo, debe funcionar con la más alta precisión aún si el tubo tiene óxido y acumulación de suciedad en el interior.

Además, se debe confeccionar una antena de tubo tranquilizador para que se pueda acceder a este para otras tareas como muestreo y medición manual.



Figura 2.16: La medición por radar del modo de baja pérdida puede utilizarse para eliminar virtualmente la degradación de medición en tubos tranquilizadores antiguos.

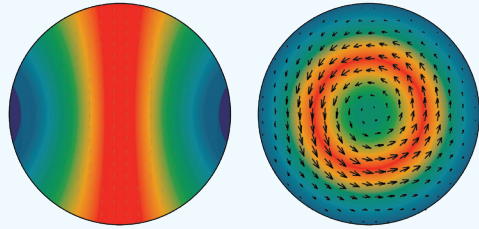


Figura 2.17: Modo H01 de baja pérdida visualizado.

Uso del tubo tranquilizador como guía de ondas

Las guías de ondas con forma tubular que admiten el llamado modo H01 son capaces de proporcionar una atenuación de solo unos pocos decibeles por kilómetro. Dichas guías de ondas con forma de tubo han sido probadas para actuar como canales de telecomunicación en todas las naciones. El mismo modo de propagación H01 de baja pérdida ha sido utilizado con éxito en aplicaciones de medición de tanques por radar durante muchos años.

Los tubos tranquilizadores en tanques de almacenamiento normales son tubulares, a menudo con tamaños de 5 a 12 in o 125 a 300 mm de diámetro. Estos tubos pueden funcionar como guías de ondas para la medición de tanques por radar en el rango de frecuencia de 10-11 GHz. Una guía de ondas con orificios y ranuras en combinación con acumulación de suciedad y residuo de soldadura entre secciones del tubo generará pérdidas de microondas y hará que el tubo tranquilizador no sea adecuado para la medición de tanques. Sin embargo, cuando se utiliza el modo de baja pérdida de la propagación H01, se eliminan virtualmente estos problemas relacionados con ranuras/orificios. Está probado en uso que los tubos tranquilizadores con más de 30 años de servicio con petróleo crudo funcionan perfectamente como una guía de ondas para la medición precisa de tanques por radar siempre que se utiliza H01 de baja pérdida.



Figura 2.18: Acceso de sonda manual en un tubo tranquilizador.

2.6 Selección de frecuencia por radar

Para las aplicaciones de medición de tanques, la confiabilidad de la medición y el rendimiento de la precisión son las cualidades primarias. Para cumplir con los requisitos es importante seleccionar el diseño óptimo de la antena y la frecuencia de microondas correcta.

Cuando se utilizan tubos tranquilizadores como guías de ondas, sucede que las frecuencias en la banda X son óptimas. Los tanques de almacenamiento de techo fijo sin tubos tranquilizadores a menudo tienen aperturas de tanques de 200 a 600 mm (8 a 24 in) de diámetro. Las antenas adecuadas para dichas aperturas son aquellas que pueden manejar grandes condensaciones de agua y acumulación de suciedad. En estas condiciones, el diseño de antena de bocina, cónica o parabólica ha demostrado funcionar bien, especialmente ya que pueden diseñarse con superficies no adherentes. Dichas antenas en este rango de tamaño tienen antecedentes excelentes cuando se utilizan en rangos de frecuencia entre los 9 y 10 GHz (banda X).

En medidores de procesos por radar se utilizan frecuencias más altas para poder colocar antenas más pequeñas en aberturas del medidor del tanque más angostas. Sin embargo, las antenas pequeñas y las frecuencias más altas suelen aumentar la sensibilidad a la condensación y a la acumulación de suciedad.

2.7 Tanques presurizados

Se requieren propiedades especiales para una antena de microondas que se utiliza para la medición de tanques en tanques presurizados:

- La disposición de la antena debe poder soportar la presión del tanque.
- Debe tener una válvula de corte para protección y para cumplir con los requisitos de seguridad.
- Debe tener la capacidad de compensar por atmósferas de tanques de alta densidad y cualquier efecto que esto tenga sobre la velocidad de propagación de las microondas.
- Debería ser posible verificar el rendimiento del medidor durante las operaciones normales de los tanques.

Existen soluciones para cumplir con todos estos criterios con un buen diseño de antena y medidor. Consulte el [capítulo 7](#) para obtener más información sobre el medidor por radar en los tanques presurizados.

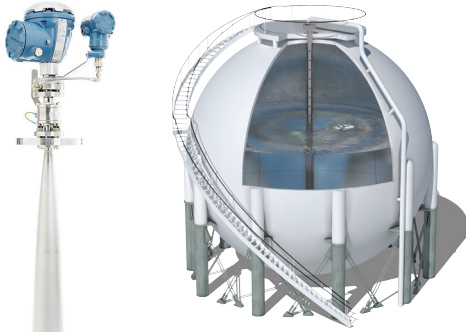


Figura 2.19: Sensor de medidor por radar que incluye compensación por atmósfera pesada en un tanque de LPG.

3

Aprobaciones y estándares de ingeniería

Tema	Página
3.1 Estándares de American Petroleum Institute (API)_____	17
3.1.1 Capítulos 3.1A y 3.1B_____	18
3.1.2 Capítulo 3.3: Medición de nivel en tanques presurizados_____	20
3.1.3 Capítulo 3.6: Sistema híbrido de medición de tanques_____	21
3.1.4 Capítulo 7: Determinación de temperatura_____	22
3.2 Normas ISO_____	22
3.3 OIML_____	23
3.4 Institutos metrologicos nacionales_____	24
3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMI)_____	24
3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)_____	25
3.4.3 Instituto de investigación técnica de Suecia (SP)_____	25
3.4.4 Otros institutos nacionales_____	25

3. Aprobaciones y estándares de ingeniería



Existen varios estándares internacionales que son relevantes para la medición de tanques. El objetivo principal de estos estándares es servir como guías tanto para usuarios como para fabricantes de equipos de medición de tanques. Los miembros de los grupos de trabajo detrás del desarrollo de estos documentos son, en su mayoría, usuarios experimentados de la industria del petróleo o fabricantes con conocimiento considerable en la medición de tanques. Es importante que los grupos de trabajo tengan un buen equilibrio entre usuarios y fabricantes para evitar el sesgo en cualquier dirección de los estándares. La tendencia actual es evitar en lo posible los estándares específicos de tecnología y especificar los requisitos de los equipos para una determinada aplicación. Esto deja la puerta abierta para que cualquier tecnología se ajuste, siempre que pueda demostrar que cumple con los requisitos.

Demostrar el cumplimiento de un estándar no siempre es fácil, ya que debe existir una autoridad/un organismo independiente disponible que tenga conocimiento y recursos para probar un sistema de medición de tanques. ISO (Organización Internacional de Normalización) y API (American Petroleum Institute) son responsables de los estándares más importantes dentro de la medición de tanques pero no tienen su propia organización de pruebas y no están organizados como institutos típicos de pruebas.

Por el contrario, son las autoridades metroológicas nacionales de cada país las que deben poseer esta pericia. Según como se haya implementado la transferencia de custodia en base a los equipos de medición de tanques en su país, tienen la experiencia, las habilidades y los recursos necesarios (en grado variable). Por lo tanto,

en países en donde existen requisitos legales para los equipos de medición de tanques, debe también existir un departamento dentro de la organización metroológica que maneje los aspectos legales de los equipos de medición de tanques. Generalmente, esto funciona de la siguiente manera:

1. El gobierno es responsable de la legislación (los requisitos legales respecto de la medición de tanques) y emite una acreditación a un instituto nacional de pruebas a través de un organismo de acreditación.



2. El instituto de pruebas debe demostrar al organismo de acreditación que tiene la habilidad y la pericia necesarias para realizar las pruebas y también debe definir un procedimiento de prueba.



3. Después de la aprobación del organismo de acreditación, se le otorga al instituto de pruebas el derecho a realizar pruebas y entonces puede emitir un informe de pruebas. Si el informe de pruebas cumple con los requerimientos de la transferencia legal de custodia, puede emitirse una aprobación.

Afortunadamente, los diferentes institutos nacionales en las diferentes partes del mundo que realizan pruebas cooperan dentro de una organización llamada OIML (Organización Internacional de Metrología Legal). En esta organización, se definen una cantidad de procedimientos de prueba y existe un procedimiento especial definido para los equipos de medición de tanques que se llama [R 85 \(Recomendación 85\)](#).

Ya que la mayoría de los países que definieron requisitos para la transferencia legal de custodia son miembros de la OIML, el procedimiento de prueba para obtener la aprobación nacional es básicamente el mismo en cada país de la OIML y cumple con la R 85. Es posible que existan pequeñas diferencias en los requisitos de un país a otro pero, en principio, un país que es miembro de la OIML no debe adoptar ningún otro requisito aparte de los descritos en la R 85.

Por lo tanto, un sistema de medición de tanques que ha sido probado por un instituto acreditado por OIML R 85 en un país no necesitará repetir la misma prueba en otro. Sin embargo, no se puede asumir que habrá una aprobación automática en cada nuevo país ya que

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

el informe de pruebas original de R 85 generalmente estará sujeto a un examen minucioso para verificar que se haya respetado el procedimiento de la R 85 según lo previsto.

Ya que muchos requisitos sobre los medidores de nivel para la medición de tanques en OIML R 85 se encuentran homologados con los requisitos definidos en las normas ISO y las normas API, en la mayoría de los casos significará que un medidor de nivel que cumple con los criterios de prueba de conformidad con OIML R 85 también cumplirá con los requisitos de ISO y API. Sin embargo, es importante destacar que la OIML R 85 solo cubre las pruebas de las funciones del medidor de nivel. Las mediciones de temperatura del producto o las mediciones de densidad no han sido cubiertas por OIML hasta el momento, consulte la [sección 3.3](#).



Figura 3.1: Tubo tranquilizador en un tanque de petróleo crudo de techo flotante abierto.

También es importante destacar otro aspecto de los estándares. Si ocurre un accidente como un sobrellenado de un tanque (o, en el peor de los casos, un incendio con víctimas) en una planta de petróleo, esto probablemente dará lugar a una demanda legal y/o a un juicio penal. En dichos procedimientos legales es posible que se analice minuciosamente el estado de toda la instalación del sistema del medidor de nivel. Entonces una pregunta toma relevancia: “¿El sistema del medidor de nivel está instalado y funciona de acuerdo con la mejor práctica de ingeniería?”.

Si la respuesta es no, y el sistema del medidor de nivel o su instalación está en malas condiciones, es probable que el propietario de la planta reciba graves multas, tenga que pagar enormes sumas por daños y perjuicios o hasta se enfrente a una condena de prisión. Si el propietario, por el contrario, puede demostrar que el equipo o la instalación se ajusta a

un estándar con buena reputación como las normas API o las normas ISO, puede ser difícil demostrar que el estado del equipo no se encuentra de acuerdo con la “buena práctica de ingeniería”. En particular, las pautas incluidas en el capítulo 3.1A y capítulo 3.1B del Manual de estándares de medición de petróleo (MPMS) de API son importantes en este aspecto ya que incluyen varias pautas que se podría decir que definen la “buena práctica de ingeniería”. Consulte el siguiente ejemplo.

Ejemplo 3.1: Buena práctica de ingeniería

API MPMS capítulo 3.1 A recomienda cómo debe estar diseñado un tubo tranquilizador en un tanque de techo flotante y especialmente qué tamaño mínimo de orificio es necesario para garantizar el flujo adecuado del producto desde el exterior del tubo al interior. Es evidente que los orificios que son demasiado pequeños (o la ausencia de orificios) podría provocar un sobrellenado ya que el medidor de nivel montado en el tubo tranquilizador indicaría, en este caso, un nivel demasiado bajo ya que el nivel del exterior del tubo será mayor. Por otro lado, el usuario no desea tener un tamaño de orificio excesivamente grande ya que esto aumentaría la evaporación del producto, lo que podría entrar en conflicto con normas ambientales. Si cumple con las recomendaciones de API MPMS capítulo 3.1A, el propietario estaría siguiendo las recomendaciones emitidas por las personas con más conocimiento en la industria del petróleo.

3.1 Estándares de American Petroleum Institute (API)

Las normas API son reconocidas por la mayoría de las personas de la industria del petróleo. Una característica importante de las normas API es que proporcionan datos muy útiles basados en la experiencia sobre problemas diarios de la medición de tanques y cómo resolverlos. Asimismo, resumen el conocimiento técnico de investigaciones prácticas realizadas por departamentos de investigación en importantes empresas petroleras. Específicamente, para la medición de tanques, existen algunas normas API importantes en el MPMS, como por ejemplo:

- **Capítulo 3.1A** Práctica estándar para la medición manual de petróleo y productos petrolíferos.
- **Capítulo 3.1B** Práctica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios mediante la medición automática de tanques.

API

El American Petroleum Institute (API) se estableció en la ciudad de Nueva York en 1919, luego de un impulso para formar una asociación nacional con el fin de representar a la industria del petróleo y el gas en los años de posguerra.

Actualmente, API tiene base en Washington, D.C., y es la asociación comercial más grande de Estados Unidos para la industria del petróleo y del gas natural. Representa a aproximadamente 650 sociedades de la industria del petróleo involucradas en la producción, la refinación y la distribución, entre otras áreas.

La función principal del API es hablar en el nombre de la industria del petróleo y el gas natural con el fin de tener influencia sobre la política pública en apoyo de la industria. Sus funciones incluyen el apoyo, la negociación, el lobby, la investigación, la educación y la certificación de los estándares de la industria.

- Capítulo 3.3 Práctica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento presurizados estacionarios mediante la medición automática de tanques.
- Capítulo 3.6 Medición de hidrocarburos líquidos mediante sistemas híbridos de medición de tanques.
- Capítulo 7 Determinación de la temperatura
- Capítulo 7.3 Determinación de la temperatura: sistemas automáticos fijos de temperatura de tanques
- API 2350 Protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en plantas petrolíferas

Estos estándares se describen brevemente a continuación.

3.1.1 Capítulos 3.1A y 3.1B

API MPMS, capítulo 3.1A, se relaciona con la realización de mediciones manuales de acuerdo con la mejor práctica de ingeniería. Ya que la medición manual en el tanque es la referencia para la medición automática con medidores de nivel, es de vital importancia que la medición manual se realice correctamente. El capítulo 3.1A incluye información detallada sobre cómo se debe realizar una medición manual y también cómo no se debe realizar. Este procedimiento puede parecer muy simple a primera vista pero es sorprendente cuán

a menudo una discrepancia entre un valor tomado mediante una sonda manual y un valor de un medidor automático de nivel ocurre como consecuencia de una inmersión manual imprecisa. El motivo puede ser que se utilizaron equipos de mala calidad como cintas de sonda manual imprecisas/sin calibrar, no se realizaron correcciones por la temperatura de la cinta, la inmersión manual se realizó en una superficie en movimiento o turbulenta, o la persona que realizó la inmersión manual se comportó de forma descuidada, etc.

Otro motivo frecuente para la discrepancia en la inmersión manual son las propiedades mecánicas y la inestabilidad del tanque. La influencia de la inestabilidad mecánica puede explicarse de la siguiente manera: el medidor de nivel mide la distancia entre su punto de referencia y la superficie del líquido, y calcula el nivel restando la distancia medida (volumen vacío) de la altura de referencia (la distancia entre la referencia de la escotilla del medidor hasta la placa de referencia, consulte el [capítulo 2, figura 2.1](#)).

La persona que realiza la inmersión manual mide la distancia entre la placa de referencia y la marca que deja el producto en la cinta; o sea, si la altura de referencia varía debido a la tensión mecánica o térmica, habrá una discrepancia. La variación de la altura de referencia depende del tipo de tanque y del diseño del tanque. En API MPMS capítulo 3.1A (y también en el capítulo 3.1B) puede encontrar información valiosa sobre cómo diseñar tanques con una variación mínima de la altura de referencia. Se pueden mencionar algunas pautas básicas importantes:

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

Tanque con tubo tranquilizador:

- Si el tanque tiene un tubo tranquilizador es importante que esté sujetado al fondo del tanque correctamente y que esté guiado solo en la parte superior, consulte la figura 3.2.

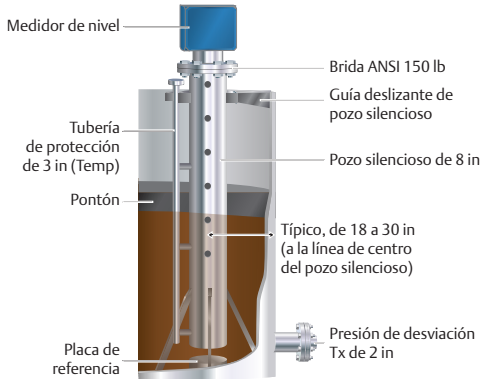


Figura 3.2: Tubo tranquilizador sujetado al fondo del tanque.

- Cuando se encuentra sujetado a la pared, el efecto de abultamiento de la pared del tanque debido a la fuerte presión estática del líquido no debe provocar que el tubo tranquilizador se mueva de forma vertical. Un diseño de bisagra como en la figura 3.3 debería evitar esto.

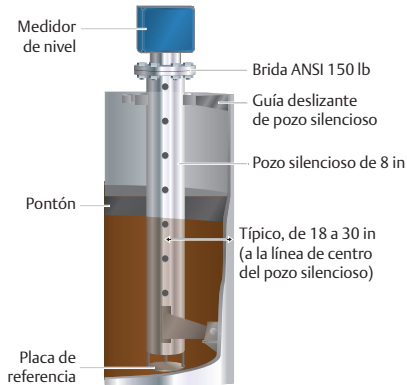


Figura 3.3: Tubo tranquilizador sujetado a la pared del tanque.

- La placa de referencia (la placa de referencia de la sonda manual) debe estar sujetada al tubo tranquilizador y no instalada en el fondo del tanque a menos que el tubo tranquilizador esté parado directamente en el fondo del tanque.

Tanque con techo fijo, sin tubo tranquilizador:

- Para evitar movimientos entre el punto de referencia del medidor de nivel y la escotilla del medidor, el medidor de nivel debe estar instalado cerca de la escotilla del medidor.
- Cuando el medidor de nivel está instalado en un túnel en el techo, debe minimizarse la flexión del techo donde está ubicado el medidor de nivel. La mejor práctica es instalar el medidor de nivel "bastante" cerca de la pared del tanque donde el techo es más estable. (El significado de "bastante" depende del tipo de medidor de nivel, consulte la información relevante de instalación del medidor de nivel).

Algunas de las variaciones de la altura de referencia pueden compensarse también en un medidor de nivel. Los criterios para utilizar esta opción son que la variación es predecible. Un ejemplo es el abultamiento de la pared del tanque ya que está relacionado únicamente con la presión estática en la pared del tanque y, por lo tanto, es predecible. Si la altura de referencia se mide en una cantidad de niveles de producto diferente, es posible programar el cambio en el medidor de nivel y compensar el valor del nivel para la variación de la altura de referencia. Otra variación predecible es la influencia térmica en la pared del tanque o en el tubo tranquilizador. Mediante el uso de la información de la temperatura proveniente de un sensor de temperatura multipunto, el medidor de nivel puede compensar la expansión/contracción provocada por cambios de temperatura. Para un tanque de techo fijo, este cálculo de compensación depende tanto de la temperatura ambiente como de la temperatura del líquido. El capítulo 3.1A describe cómo se debe tomar esto en cuenta.



Figura 3.4: Los túneles se encuentran generalmente ubicados cerca de la pared del tanque, lo que proporciona estabilidad mecánica.

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

El capítulo 3.1A carece de una descripción más exacta sobre cómo manejar la cinta de sonda manual y cómo realizar correcciones de cinta. Algunos usuarios miden el volumen vacío (la distancia entre una referencia en la escotilla de la sonda y la superficie del líquido) en lugar del nivel. Esto es frecuente para productos pesados con el fin de evitar que toda la cinta esté cubierta con el producto. La inmersión manual en un tanque lleno de alquitrán en el clima frío del invierno que se realiza bajando la cinta hasta el fondo hará que no se pueda volver a usar la cinta en el futuro.

Cuando realiza una inmersión manual en tanques calentados es muy importante que realice correcciones por la temperatura de la cinta. Un ejemplo a continuación:

- Por lo general, una cinta de sonda manual tiene un coeficiente de expansión térmica de 12 ppm/°C y está calibrada a 20 °C.
- En un tanque de alquitrán con temperatura de 220 °C y a 20 m de distancia, la cinta será: $(220-20) \times 12 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 48 \text{ mm}$ más larga.
- En consecuencia, la cinta mostrará un error de 48 mm a 20 m de distancia.

Es claro que en el caso anterior, es necesaria la corrección por temperatura. Igual es el caso para los tanques calentados con temperaturas inferiores como el aceite combustible, etc., donde la corrección por temperatura es necesaria para obtener una exactitud de referencia en el rango de unos pocos milímetros.

Otro método de inmersión manual que utilizan algunos es sujetar una barra de metal en la cinta de sonda manual, posicionar la cinta colocando la barra en la parte superior de la escotilla de la sonda manual y solo sumergir el extremo inferior de la cinta en el líquido. Después de restar el corte del líquido en la cinta del valor en la cinta a la cual se sujetó la barra, es posible obtener una lectura muy exacta. Este es un método de medición de volumen vacío y los cambios en la altura de referencia no afectarán a la lectura salvo por cualquier variación en la posición de referencia del medidor de nivel en comparación con la posición de la escotilla del medidor.

API MPMS capítulo 3.1A y también 3.1B recomienda encarecidamente que el usuario mida la altura de referencia al mismo momento en que se realiza la inmersión manual del nivel de líquido. Este es un método muy directo y le dirá al usuario inmediatamente si cualquier discrepancia está relacionada con el medidor de nivel o con la inestabilidad mecánica del tanque.

API MPMS capítulo 3.1B, la atención se centra en los equipos de medición automática de tanques. El capítulo no especifica preferencias particulares por una tecnología, pero está muy claro que existen muy pocas tecnologías que puedan cumplir con los requisitos de transferencia de custodia de 1 mm (0,04 in) de precisión en condiciones de laboratorio a lo largo de todo el rango de temperatura.

El capítulo 3.1B también especifica un requisito de precisión muy relajado cuando el sistema del medidor de nivel se utiliza solo con fines de inventario. El requisito se define en un nivel tan bajo como 25 mm (1 in). Es poco probable que un usuario compre un sistema de medidor de nivel con un rendimiento tan bajo, entonces es probable que esta cifra se establezca para permitir que sistemas antiguos entren en la categoría de "mejor práctica de ingeniería" en una controversia legal y, por lo tanto, no deban cambiarse inmediatamente por equipos más modernos.

El sistema del medidor de nivel se utiliza generalmente no solo para operaciones, transferencia de custodia e inventario sino también para balance de masa, control de pérdidas y, en algunos casos, alarma de fugas. El capítulo 3.1B no aborda en ningún momento los requerimientos de estos últimos propósitos. Sin embargo, en la medición moderna de tanques se puede observar que muchos usuarios tienen requisitos para estos que son similares a los que se utilizan para la transferencia de custodia. Sin embargo, los requisitos se complican más ya que los requisitos para el balance de masa y el control de pérdidas se basan en la precisión de masa y la precisión de nivel es, en estos casos, solo un parámetro en la ecuación.

3.1.2 Capítulo 3.3: Medición de nivel en tanques presurizados

Los estándares del Capítulo 3.3 se refieren a la medición de nivel en tanques presurizados. Describen las precauciones especiales de seguridad que se requieren para tanques de LPG presurizados y cómo lograr una instalación de acuerdo con la mejor práctica.

Una circunstancia especial con un tanque presurizado es que no se puede utilizar la medición de referencia normal que se realiza con una sonda manual. Por el contrario, el estándar describe algunos métodos de referencia indirectos: uno para medidores de nivel basados en servo y otro para medidores de nivel basados en radar. Esto significa que, en este caso, no se siguió la regla de evitar soluciones específicas de tecnología. Los dos métodos de referencia descriptos pueden ser cuestionables desde un

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

punto de vista metrológico teórico ya que la trazabilidad a un estándar nacional no es del todo directa. Sin embargo, no existen métodos de verificación mejores para esta aplicación y las autoridades metrológicas han aceptado, en general, las limitaciones de los métodos de referencia.

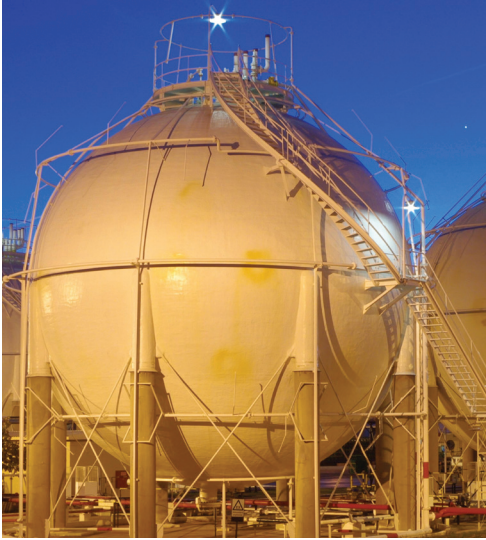


Figura 3.5: La medición de nivel en tanques presurizados no se puede realizar mediante medición manual, lo que conlleva a recomendaciones específicas de tecnología para mediciones de nivel basadas en radar y en servo.

Ya que el LPG suele tener un valor económico menor en comparación con productos petrolíferos refinados, los requisitos del usuario no son, por lo general, tan estrictos. Generalmente, la precisión que se alcanza con las mediciones del caudal másico se considera suficiente. Por lo tanto, las transacciones de productos basados en LPG en función de la transferencia legal de custodia no son muy frecuentes.

Por el contrario, una gran parte del capítulo 3.3 se concentra en los requisitos de rendimiento para obtener una medición segura y confiable en tanques de LPG, y las cifras de precisión se basan principalmente en la incertidumbre metrológica en la medición de referencia, donde la inmersión manual no es una alternativa. A pesar de esto, el capítulo 3.3 proporciona información valiosa sobre las mejores prácticas para instalar y poner en funcionamiento un sistema de medidor de nivel para LPG.

3.1.3 Capítulo 3.6: Sistema híbrido de medición de tanques

El nombre “sistema híbrido de medición de tanques” proviene del hecho de que es una combinación de un sistema tradicional de medición de tanques y un sistema de medición hidrostática de tanques (HTG). Existen dos casos principales de uso para un sistema híbrido donde el usuario está interesado ya sea en la masa o en la densidad (o ambas).

La mayoría de los usuarios de sistemas híbridos en la industria del petróleo están interesados en medir la densidad en línea ya que el cálculo de volumen transferido (volumen estándar) requiere medición de nivel, temperatura y densidad. El sistema híbrido hace que sea posible evitar la medición manual de densidad en tanques, que es una tarea manual intensiva y suele relacionarse con graves errores de medición si no se realiza adecuadamente. Para poder calcular la densidad, un sistema híbrido, por lo tanto, tiene un sensor de presión si el tanque tiene presión atmosférica, y dos sensores de presión si el tanque no está libremente ventilado.

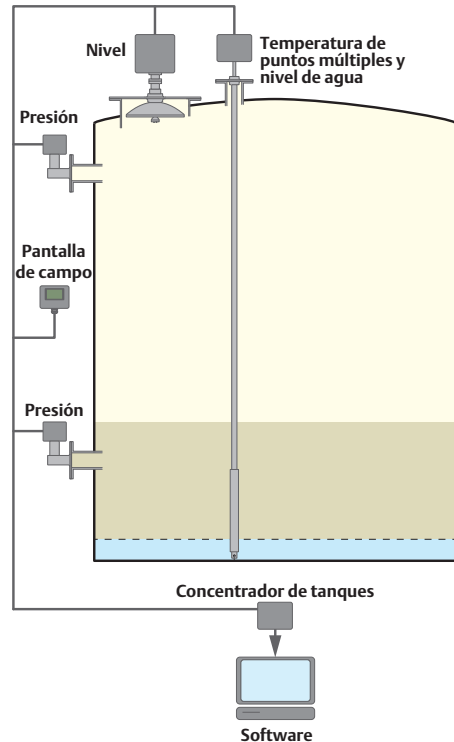


Figura 3.6: La medición híbrida de tanques es una combinación de un sistema tradicional de medición de tanques y un sistema de HTG.

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

En el sistema de medición hidrostática de tanques (HTG) existe un sensor de presión adicional y ningún sistema de medidor de nivel. La densidad del producto en el sistema de HTG se calcula a partir de la densidad entre los sensores P1 y P2 únicamente. La densidad en este rango no representa a la densidad de todo el tanque y, por lo tanto, el valor no puede usarse, generalmente, para la transferencia de custodia.

Con un sistema híbrido, la densidad se calcula utilizando la altura de la columna de líquido por encima del sensor P1 proporcionada por el medidor de nivel. En este caso, se recibe un valor de densidad más preciso, que representa la densidad total del producto.

Ya que la mayoría de los productos petrolíferos se comercian tradicionalmente en función del volumen estándar y no de la masa, el uso de un sistema híbrido (o sistema HTG) para la medición de masa es de uso muy limitado en todo el mundo. Sin embargo, existen excepciones, por ejemplo China, en donde se ha utilizado por años la transferencia de custodia basada en masa. Algunas instalaciones, principalmente para almacenamiento de productos petroquímicos especiales son otra excepción, pero son poco comunes, en general.

El capítulo 3.6 es único en el sentido de que no solo brinda información sobre la mejor práctica para la instalación de un sistema híbrido sino que también muestra qué precisiones pueden esperarse en la densidad y la masa. Todos los cálculos en un sistema híbrido y el rendimiento esperado se analizarán en el capítulo 8.

3.1.4 Capítulo 7: Determinación de temperatura

API MPMS capítulo 7 se encuentra en revisión y un nuevo enfoque importante es dividir los diferentes casos de uso en cuatro subcapítulos. La edición anterior del capítulo 7 incluía muchos casos de medición de temperatura diferentes en la misma sección, lo cual provocaba confusión. Por esto, el nuevo enfoque es una mejora.

Hasta ahora solo se finalizó la parte 7.3. Describe las mediciones de temperatura en tanques para fines de inventario y transferencia de custodia. La sección 7.3 brinda mucha orientación importante sobre cómo debe realizarse una instalación adecuada, cuántos sensores se necesitan para usar en la transferencia de custodia y qué precisión se necesita en elementos individuales de temperatura, unidades de conversión electrónica, etc.

Debido a que la precisión de un medidor de nivel moderno hoy es muy alta, en muchos casos es la precisión de temperatura la medición más crítica para poder obtener una alta precisión en la evaluación de cantidad. La importancia de la exactitud de medición de temperatura se describe mejor en el capítulo 6.

3.2 Normas ISO

La Organización Internacional de Normalización (ISO) también desarrolló un número de normas para la medición de tanques. En el pasado, estas normas eran muy diferentes a las normas API, pero durante los últimos 15 años, se ha producido una homologación considerable entre API e ISO.

Esto dio como resultado estándares con contenido muy similar. Como consecuencia, se decidió tener una colaboración más directa entre API e ISO, lo que reduciría los costos para el desarrollo de los estándares.

Hoy en día, ISO no emite nuevas normas en el área de la medición de tanques. En lugar de eso, tiene una participación activa en el trabajo de API de la revisión de estándares y en el desarrollo de nuevos estándares. Sin embargo, algunas normas API todavía no se encuentran listas (un ejemplo son los subcapítulos restantes en API capítulo 7) y, por lo tanto, las normas ISO siguen teniendo relevancia.

Las normas ISO no se analizan en detalle en esta guía pero la siguiente lista muestra las normas ISO relevantes para la medición de tanques:

- ISO 4266-1:2002 Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 1: Medición de nivel en tanques atmosféricos
- ISO 4266-2:2002 Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 2: Medición de nivel en recipientes marítimos
- ISO 4266-3:2002 Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 3: Medición de nivel en tanques de almacenamiento presurizados (no refrigerados)

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

- **ISO 4266-4:2002** Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 4: Medición de temperatura en tanques atmosféricos
- **ISO 4266-5:2002** Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 5: Medición de temperatura en recipientes marítimos
- **ISO 4266-6:2002** Petróleo y productos de petróleo líquido -- Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos -- Parte 6: Medición de temperatura en tanques de almacenamiento presurizados (no refrigerados)
- **ISO 15169:2003** Petróleo y productos de petróleo líquido -- Determinación de volumen, densidad y masa del contenido de hidrocarburo de tanques cilíndricos verticales mediante sistemas híbridos de medición de tanques

3.3 OIML

El documento más importante de la OIML, que se refiere a los medidores de nivel, es la recomendación R 85. Este documento especifica los requisitos de un medidor de nivel que debe utilizarse para la transferencia legal de custodia, cómo debe probarse para una aprobación de patrón y qué procedimientos deben seguirse para poner en funcionamiento el medidor de nivel en un tanque. Además, describe un procedimiento apropiado para verificar que el medidor de nivel esté en condiciones adecuadas.

Los requisitos del medidor de nivel para la transferencia legal de custodia son bastante altos y, actualmente, son pocos los productos que cumplen con ellos. El motivo de las altas exigencias es que el medidor de nivel en uso legal actúa como un tercero entre un comprador y un vendedor de grandes volúmenes de líquidos a granel con un alto valor económico. El dispositivo de medición es neutral en esta transacción y existen muchas transacciones correspondientes en nuestra vida diaria que son similares. Algunos ejemplos que damos por sentado son el resultado de una máquina de pesaje o una bomba de gasolina, donde no cuestionamos el resultado si sabemos que están aprobadas por una oficina metrológica.

Asimismo, el resultado de un medidor de nivel puede, a menudo, utilizarse para la determinación de impuestos de importación donde el gobierno tiene un interés en que la medición tenga la precisión más alta posible.

Los requisitos de precisión en OIML R 85 para obtener una aprobación de patrón son los siguientes: error máximo permisible (MPE) que no puede ser superior a ± 1 mm (0,04 in) por encima del rango operativo previsto. Además, este requisito debe cumplirse dentro del rango de temperatura previsto que puede ser el requisito más severo, ya que impone requisitos altos a la estabilidad de la temperatura de los componentes mecánicos y de la electrónica. El requisito de precisión instalada es el siguiente: el MPE no puede ser superior a ± 4 mm (0,16 in), y esta cifra incluye no solo a errores del medidor de nivel sino también a todos los errores de la mecánica del tanque, la tensión térmica del tanque, etc.

OIML

La Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) es una organización intergubernamental fundada en 1955 y con base en París. Promueve la homologación internacional de procedimientos legales de metrología que son la base del comercio internacional y lo facilitan. La homologación de la metrología legal garantiza que la certificación de dispositivos de medición en un país sea compatible con la certificación de otro.

La OIML ha desarrollado pautas para asistir a sus miembros en la creación de legislación adecuada y pautas sobre la certificación con respecto a la metrología. Trabaja junto con otras organizaciones internacionales para garantizar la compatibilidad entre certificaciones. La OIML no tiene autoridad para imponer soluciones a sus miembros pero sus recomendaciones suelen utilizarse como parte de leyes nacionales.

3 - Aprobaciones y estándares de ingeniería

El procedimiento cuando se prueba un medidor de nivel en función de R 85 también incluye una cantidad de pruebas de factores de influencia, como la EMC, las interrupciones cortas de suministro, la estabilidad en los enlaces de comunicación, las disposiciones para permitir el sellado metrológico, etc. Por consiguiente, un medidor de nivel que supera la prueba de aprobación de patrón de acuerdo con R 85 habrá demostrado que tiene potencial para funcionar con alta precisión en un tanque. Sin embargo, no es suficiente simplemente superar las pruebas de aprobación de patrón, ya que el medidor de nivel también debe ajustarse a los requisitos de precisión instalada. O sea, toda la disposición mecánica en el tanque debe estar en buenas condiciones. Esto último suele ser responsabilidad del propietario del tanque, pero en la práctica el fabricante del medidor de nivel suele involucrarse brindando orientación y recomendaciones al propietario del tanque.

Hasta el momento, OIML no ha emitido recomendaciones sobre cómo medir la temperatura o la densidad a los fines de la medición legal de tanques. Por lo tanto, las normas ISO y las normas API correspondientes, por el momento, son los documentos más importantes en este tema. Asimismo, los requisitos sobre la precisión de volumen total no se definen en ninguna recomendación de la OIML, aunque se ha analizado la actividad del grupo de trabajo.

3.4 Institutos metrológicos nacionales

Como se mencionó anteriormente, ni ISO ni API están organizados como laboratorios de prueba y, por lo tanto, no tienen capacidad para probar un sistema de medición de tanques según los requisitos de un estándar. Debido a que el procedimiento de prueba no se describe en detalle en la mayoría de los estándares, dependerá del instituto de prueba, que es a menudo un experto en el tema, la definición del procedimiento. OIML ha desarrollado para su orientación un procedimiento de pruebas detallado para OIML R 85, y se espera que todos los institutos respeten este procedimiento. Esta es una gran mejora en comparación con la situación hace 20 años, cuando cada país tenía su propio procedimiento de prueba, lo que hacía que los equipos probados fueran más caros en cada país y también reducía la cantidad de modelos disponibles de medidores de nivel.

Actualmente, el procedimiento para obtener una aprobación en un país es mucho más fácil:

1. Utilizar el informe de pruebas realizado por un instituto de pruebas aprobado para pruebas OIML R85. Este informe debe indicar que se cumplieron con los requerimientos de R 85.



2. Enviar el informe de pruebas al instituto nacional de pruebas en el país sujeto a aprobación.



3. El instituto de pruebas en el país sujeto a la aprobación puede tener comentarios o preguntas, y es posible que sea necesario diseñar una placa de aprobación especial con el idioma nativo, etc.



4. Cuando se realiza lo anterior, se puede emitir una aprobación.

Este procedimiento asume que el país mismo ha aceptado OIML R 85 como base para sus requisitos nacionales. No todos los países se han hecho miembros aún de la OIML pero es poco frecuente que no acepten la OIML R 85 o que tengan requisitos que no estén de acuerdo con la R 85.

Algunos países miembro de la OIML han sido aprobados para realizar pruebas de medidores de nivel de acuerdo con la recomendación R 85. A continuación, se enuncian los más importantes (en orden alfabético):

3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMI)

NMI tiene una vasta experiencia en la prueba de sistemas de medidores de nivel utilizados para la transferencia de custodia, especialmente medidores de nivel basados en servo. Fueron presidentes de la secretaría para la R 85 durante muchos años y existe una larga historia en el uso de medidores de nivel sellados metrológicos en los Países Bajos.

3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

Asimismo, Alemania tiene un largo historial en la utilización de sistemas de medidores de nivel bajo control legal metrológico y la aprobación de los equipos fue realizada por PTB. Hace un tiempo, Alemania tenía su propio requisito para los sistemas de medidores de nivel pero ahora adoptó la R 85 como su requisito nacional. Durante muchos años, Alemania tuvo requisitos nacionales con respecto al sistema de medición de temperatura en un sistema de medición de tanques. Sorprendentemente, son los únicos aun cuando la temperatura es un parámetro muy importante en la evaluación de una cantidad transferida. Consulte el capítulo 6 y el [ejemplo 6.1](#) para conocer la influencia de la temperatura en la evaluación del volumen y la masa.

3.4.3 Instituto de investigación técnica de Suecia (SP)

El SP también recibió la acreditación para las pruebas de sistemas de medidores de nivel de acuerdo con la OIML R 85. Tiene una buena reputación en probar sistemas avanzados de medidores de nivel basados en radar y utilizan equipos muy avanzados para probar este tipo de tecnología. La incertidumbre total en el equipo de prueba que utilizan es inferior a 0,17 mm (0,0067 in) sobre un rango de medición de 30 m (98 ft).

3.4.4 Otros institutos nacionales

Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) en Austria presidió la secretaría para la R 85 durante una buena cantidad de años en el pasado y también llevó a cabo algunas pruebas en función de los requisitos de OIML R 85.

El *Instituto Nacional de Normas y Tecnología (NIST)* de Estados Unidos quedó recientemente a cargo de la secretaría para la R 85. La transferencia de custodia en virtud del control metrológico legal todavía no es tan conocida en Estados Unidos. Sin embargo, con la presencia de API y de las principales empresas petroleras, el país posee mucho conocimiento técnico. El hecho de que los institutos mencionados anteriormente sean expertos en problemas metrológicos y suelen tener conocimiento limitado de la vida práctica para un sistema de medición de tanques, a menudo ha suscitado críticas contra documentos como la R 85. Con NIST como presidente (y probablemente con la participación de API) podría sortearse este obstáculo.



4

Evaluación de masa y volumen

Tema	Página
4.1 Evaluación de volumen _____	28
4.1.1 Volumen total observado (TOV) _____	28
4.1.2 Volumen bruto observado (GOV) _____	29
4.1.3 Volumen bruto estándar (GSV) _____	29
4.1.4 Volumen neto estándar (NSV) _____	31
4.2 Evaluación de la masa _____	31
4.3 Evaluación de la cantidad de gases de petróleo licuado _____	31



4. Evaluación de masa y volumen

Los datos de medición de un sistema de medición de tanques tienen un papel importante para el funcionamiento tanto de refinerías como de terminales en la industria del petróleo. Según el tipo de operación, se realizan varios cálculos que, en gran medida, han sido estandarizados dentro de la industria.

4.1 Evaluación de volumen

El cálculo de volúmenes es central y este procedimiento se describe en la figura 4.1 a continuación. Para una vista más detallada, consulte la [figura 4.4](#).

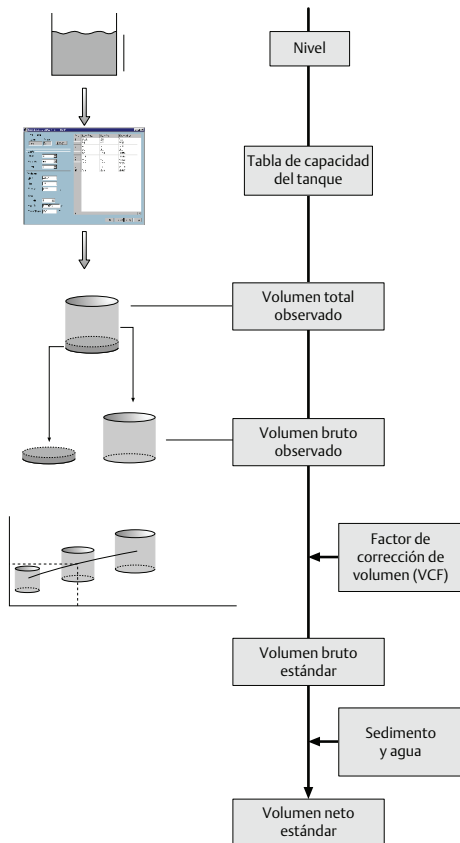


Figura 4.1: Diagrama de flujo de cálculo de volumen.

4.1.1 Volumen total observado (TOV)

El valor de medición del medidor de nivel es un valor que se calcula dentro del medidor de nivel. Cuando se calcula en valor, es posible que se hayan aplicado correcciones tanto por cambios de altura de referencia debido a tensión mecánica estática como por expansión/contracción de temperatura. Este valor de nivel corregido se ingresa en lo que se denomina Tabla de capacidad del tanque (TCT), también llamada Tabla de aforo. La TCT convierte el valor de nivel a un valor de volumen generalmente denominado volumen total observado (TOV). Dado que la TCT solo es válida para determinadas temperaturas, también se debe aplicar una corrección para permitir la expansión/contracción de la pared del tanque debido a la influencia de la temperatura del producto y la temperatura ambiente. API ha indicado que la temperatura de la pared del tanque de la pared para tanques no aislados debe calcularse de la siguiente manera:

$$T_{\text{pared del tanque}} = \frac{7}{8} T_{\text{producto}} + \frac{1}{8} T_{\text{ambiente}}$$

Sin embargo, la medición de la temperatura ambiente en un tanque requiere de una estación meteorológica de ambiente cara en cada tanque, por lo que en muchos casos esta cifra se ingresa manualmente como un valor fijo, ya que no afecta mucho al resultado final. Sin embargo, el efecto de temperatura del líquido puede ser muy grande en la TCT, especialmente en productos calentados, o tanques que tienen temperaturas ambiente que difieren considerablemente de la temperatura de calibración de la TCT.

La corrección para una TCT debido a la temperatura en un tanque cilíndrico de acero al carbono es la siguiente:

$$TCT \text{ devolumen}_{\text{corregida}} = TCT \text{ devolumen} \times (1 + \Delta T \times 0,000022)$$

$$\text{donde } \Delta T = T_{TCT \text{ temp. de calibración}} - T_{\text{pared del tanque}}$$

Algunas TCT también indican que debe aplicarse una corrección debido a la densidad; o sea, esto significa que la TCT solo es válida para determinada densidad de producto y una densidad diferente cambiará los valores en la TCT debido a más o menos tensión mecánica. Es

4 - Evaluación de masa y volumen

COMPAÑÍA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
TANQUE DE LPG N.º: 10

NOV 1994

Inmersión [mm]	Volumen [litros]	Incr. [1/mm]	Inmersión [mm]	Volumen [litros]	Incr. [1/mm]	Inmersión [mm]	Volumen [litros]	Incr. [1/mm]
			100	12.062	81,8	200	19.811	87,2
			110	12.813	75,1	210	20.705	89,4
			120	13.488	67,4	220	21.619	91,4
30	7.374	45,0	130	14.190	70,3	230	22.554	93,5
40	7.873	49,9	140	14.920	73,0	240	23.508	95,4
50	8.438	56,5	150	15.675	75,5	250	24.482	97,4
60	9.063	62,5	160	16.456	78,0	260	25.474	99,2
70	9.741	67,8	170	17.260	80,5	270	26.409	93,5
80	10.470	72,8	180	18.088	82,8	280	27.360	95,1
90	11.244	77,5	190	18.939	85,0	290	28.328	96,8

Figura 4.2: Ejemplo de una tabla de capacidad del tanque.

poco usual ver esta corrección actualmente, pero en caso de que sea necesaria, un sistema moderno de medición de tanques debería tener esta posibilidad.

Otra corrección que debería hacerse corresponde a tanques de techo flotante con tubos tranquilizadores. En un tanque de techo flotante, el techo ocupará un determinado volumen del producto y, por lo tanto, debe restarse del valor dado por la TCT. Esta corrección depende del peso del techo y de la densidad observada del producto, donde la densidad observada es la densidad real del producto a la temperatura cuando se realiza la corrección.

4.1.2 Volumen bruto observado (GOV)

El siguiente paso del cálculo es el volumen bruto observado, que incluye la resta de cualquier volumen de agua libre (FWV) del fondo del tanque. El nivel de agua libre se mide ya sea manualmente mediante una inmersión manual o automáticamente con una sonda de medición de nivel de agua libre (FWL) conectada al sistema del medidor de nivel. El valor proveniente de esta sonda o el valor del nivel de agua libre que se ingresó manualmente se ingresa en la TCT, y el valor de FWV se resta del TOV.

4.1.3 Volumen bruto estándar (GSV)

Todos los líquidos hidrocarburos cambian su volumen físico en relación con su temperatura. Cuando se indica un valor de volumen, esto no tendría valor sin indicar a qué temperatura corresponde la cifra. En la industria del petróleo, este valor de temperatura se encuentra generalmente estandarizado a 15 °C o 60 °C, donde el valor Celsius se utiliza generalmente en Europa, Asia, Australia y Sudamérica. La escala Fahrenheit se utiliza

en Norteamérica y a menudo también para el petróleo crudo en el Oriente Medio. La conversión de Volumen observado en un Volumen estandarizado de temperatura se lleva a cabo utilizando las tablas API, donde se define un factor de conversión.

Ya que los líquidos hidrocarburos en la industria del petróleo pueden constar de muchos cientos de componentes individuales de líquidos diferentes, será difícil o poco práctico determinar la expansión volumétrica de un producto como el crudo o la gasolina en función de la expansión volumétrica individual de los componentes líquidos incorporados. En su lugar, se ha tomado como estándar aceptado un enfoque simplificado. Esto se basa en el hecho de que existe una correlación entre densidad y expansión volumétrica. En lugar de complejas investigaciones de todos los componentes individuales de los hidrocarburos en un producto, solo se considera la densidad del producto y a partir de esto se realiza una estimación de la expansión volumétrica por temperatura. Este método no es 100 por ciento preciso pero siempre que todas las partes en el negocio del petróleo utilicen el mismo método y basen el precio de un producto en esta estimación, podría decirse que la precisión de este estimado es aceptable.

Esta es la esencia de las tablas API, que se emitieron por primera vez en 1952. En la primera edición no se realizó una diferenciación entre los productos petrolíferos. El crudo se manejó de la misma manera que la gasolina, el queroseno o el aceite combustible. En 1980, se lanzó una nueva revisión que realizó una diferenciación entre el crudo y los productos refinados, donde los productos refinados también se dividieron en cuatro subgrupos diferentes según su rango de densidad. Las tablas de 1952 se basaron en tablas impresas y los algoritmos subyacentes no se presentaron. Hasta existían errores de impresión en estas primeras tablas y algunos valores

4 - Evaluación de masa y volumen

se ajustaron a mano antes de la impresión. Hoy en día, sería muy difícil implementar estas tablas en una computadora.

La tabla de 1980 presentaba un algoritmo que era posible implementar de manera eficaz en una computadora, pero la tabla tenía limitaciones en cuanto a la resolución. La limitación era principalmente consecuencia del hecho de que la intención con la tabla impresa era que el usuario tuviera una tabla donde buscar e ingresar valores redondeados a la resolución en la tabla. Las tablas podían ingresarse en una computadora, siempre que el software redondeara los valores de entrada a la misma resolución que la tabla impresa.

Con la introducción de las computadoras que simplificaron todos estos cálculos y nuevas tecnologías de medición que tenían una precisión por encima de la resolución en las tablas impresas de 1980, surgió el pedido de tener “tablas” que se basaran en algoritmos únicamente y en donde no se realizaran redondeos de valores medidos. Estas tablas se publicaron en 2004 y suelen llamarse “las tablas del año 2000”. Utilizan los mismos algoritmos que fueron la base de las tablas impresas de 1980 pero no requieren el redondeo de los valores de ingreso. Con dispositivos de medición mejorados, brindarán, por lo tanto, resultados diferentes si se comparan con las tablas de 1980, y con mejor precisión.

Actualmente, todas las tablas descritas siguen estando en uso por diferentes motivos. Algunos usuarios utilizan las tablas de 1952 como estándar ya que parece que los países exportadores de petróleo obtienen beneficios de estas tablas. Muchos utilizan las tablas de 1980, a menudo porque aún no han invertido en nuevo software capaz de utilizar las nuevas tablas de 2004. Los compradores de nuevos sistemas de medición de tanques suelen solicitar las nuevas tablas de 2004. Un proveedor de equipos de medición de tanques debe, por lo tanto, estar preparado para tener implementadas tanto las tablas API nuevas como las viejas en el software de cálculo de medición de tanques, aun cuando las antiguas tablas de 1952 puedan ser incómodas de implementar.

Cambiar de una revisión a otra es más complicado de lo que parece. En una refinería, puede significar que habrá un cambio sustancial en el valor de inventario de productos, que podría ser difícil de manejar desde el punto de vista contable. Asimismo, es posible que deban ajustarse a la nueva revisión todos los contratos de transferencia y la fijación de precios a clientes externos.

Los valores de entrada para las tablas API son coeficiente de expansión térmica o densidad y temperatura

promedio del producto. El valor de densidad que se utiliza en las tablas API debe ser la densidad a la misma temperatura que la temperatura de referencia para la tabla. Por ejemplo, el valor de densidad para la tabla 54 debe ser la densidad a 15 °C. En la práctica, esto se logra tomando muestras manuales del producto en el tanque. Luego, estas muestras se miden en un laboratorio, ya sea con un hidrómetro de vidrio o con un medidor electrónico de densidad. La medición también incluye la medición de la temperatura del producto, y el valor de densidad correspondiente se llama “densidad observada” (o sea, la densidad a la temperatura real durante la medición). Para poder utilizar este valor en la tabla API, debe convertirse a densidad de referencia (utilizando la misma temperatura a la que se refiere la tabla). Esto se realiza con otra tabla API que está asociada a la tabla de volumen; o sea, si se utiliza la tabla 54A entonces hay una tabla API llamada 53A que debería usarse para convertir la densidad observada en densidad de referencia. Lo mismo corresponde a la tabla 6A, B y C, donde existen tablas API correspondientes llamadas 5A, B y C que brindan el valor de gravedad para las tablas número 6. En los sistemas modernos de medición de tanques todos estos cálculos se encuentran generalmente disponibles. O sea, el usuario solo necesita ingresar la densidad observada y la temperatura del producto relacionada de la muestra y el sistema de medición del tanque calculará el valor para la densidad de referencia que debería utilizarse para el cálculo de VCF.

Ya que las unidades de ingeniería varían en todo el mundo, las tablas también se dividen en tablas que utilizan densidad y temperatura en Celsius, temperatura en Fahrenheit y gravedad API, o gravedad específica y temperatura en Celsius y gravedad específica (peso específico). Por lo tanto, las tablas se nombran de la siguiente manera:

- Tabla 6A, petróleo crudo: conversión utilizando 60 °F y gravedad API
- Tabla 6B, productos refinados: conversión utilizando 60 °F y gravedad API
- Tabla 6C, productos especiales: conversión utilizando 60 °F y coeficiente de expansión térmica
- Tabla 54A, petróleo crudo: conversión utilizando 15 °C y densidad (a 15 °C en vacío)
- Tabla 54B, productos refinados: conversión utilizando 15 °C y densidad (a 15 °C en vacío)
- Tabla 54C, productos especiales: conversión utilizando 15 °C y coeficiente de expansión térmica

4 - Evaluación de masa y volumen

El resultado de las tablas API según se indica anteriormente es un valor llamado Factor de corrección de volumen (VCF).

El valor bruto estándar (GSV) se obtiene de la siguiente manera:

$$GSV = GOV \times VCF$$

Es importante destacar que las tablas C anteriores pueden utilizarse para productos especiales donde se conoce el coeficiente de expansión térmica. Este es principalmente el caso donde solo hay uno o unos pocos componentes de hidrocarburo. También se utilizan las tablas API, principalmente en algunos países de Sudamérica, que se basan en gravedad específica (peso específico) y temperatura corregida a 20 °C.

4.1.4 Volumen neto estándar (NSV)

El volumen neto estándar (NSV) es igual al GSV, a menos que haya un contenido medible de agua suspendida y sedimento base (BS&W) en el producto. Esto es principalmente frecuente en petróleo crudo y se mide en laboratorios en porcentaje. Por lo tanto, el NSV se determina de la siguiente manera:

$$NSV = GSV - BS\&W \times GSV$$

4.2 Evaluación de la masa

Los volúmenes estandarizados son vitales para una cantidad de operaciones en la industria del petróleo y de terminales, como la transferencia de custodia, la gestión de inventario, etc. Las ventas de petróleo se basan, en la mayoría de los casos, en el NSV, pero existen algunas pocas excepciones donde el valor de la masa se utiliza en transacciones. China ha sido durante muchos años un ejemplo de país que ha practicado la transferencia de custodia basada en masa. Asimismo, cuando se venden productos refinados sobre un puente de pesaje, sería natural vender la cantidad en términos de masa. LPG es otro ejemplo en donde las ventas se suelen realizar en base a la masa, utilizando medidores de caudal másico para la medición.

Sin embargo, generalmente el control de pérdidas es el caso de uso más frecuente para la medición de masa. Si nos imaginamos una refinera que desea estimar la eficiencia o las pérdidas que ocurren en el proceso, el volumen no es la opción que se debe utilizar. El motivo es que si miden la entrada de producto en términos de volumen entonces no pueden compararla con el volumen

de salida de la planta, ya que el proceso químico cambia la composición física del petróleo crudo. En teoría, de hecho uno podría obtener más volumen de salida de una refinera que de entrada.

Es diferente con la masa, donde la salida sería la misma que la entrada si no ocurren pérdidas y no se realiza un agregado de peso en el proceso. Por lo tanto, el control de pérdidas se basa en masa, y no en volumen.

También corresponde explicar el término “masa” ya que, por definición, es el Peso en vacío (WiV). En la práctica, esta unidad no se utiliza frecuentemente. El término Peso en aire (WiA) es más frecuente. El WiA se calcula restando el peso de 1 metro cúbico de aire del WiV. Generalmente, el peso de 1 metro cúbico de aire es de 1,22 kg, cuyo valor se utiliza en el cálculo. Este valor debe poder ser programable por el operador ya que puede variar levemente de un país a otro.

4.3 Evaluación de la cantidad de gases de petróleo licuado

Como se mencionó en el capítulo 3, las transferencias de LPG se basan generalmente en masa utilizando medidores de caudal másico. Sin embargo, la evaluación de cantidad en términos volumétricos no es poco frecuente, especialmente a los fines de inventario, y en pocos casos también para transferencia. No obstante, el cálculo del volumen de LPG es problemático ya que el cálculo de VCF no es posible a través de las tablas API. Esto se debe a que el rango de densidad para productos de LPG se encuentra por debajo del valor definido por las tablas API modernas. Esto es así para las tablas desde 1980 en adelante, pero las tablas API muy antiguas de 1952 tienen un rango de densidad que podría permitir que se utilicen para productos de LPG. La entrada de los usuarios ha demostrado que es una práctica bastante frecuente el uso de antiguas tablas de 1952 a pesar del hecho de que solo están disponibles como tablas impresas (no se encuentra disponible un algoritmo de datos definido) y las tablas tienen algunos errores de impresión. Es claro que esta situación no es ideal pero ya que no existen otras tablas API disponibles, esta es actualmente la única opción.

También existen algunos cálculos especiales para los productos de LPG ya que los tanques que contienen gases licuados pueden tener una cantidad sustancial de producto en la fase de gas. Para calcular el volumen total del producto, el sistema de medición de tanques debe ser capaz de evaluar de forma precisa el volumen y la masa del producto tanto en fases líquidas como gaseosas. Esto conlleva el cálculo de la Relación de volumen de vapor-líquido (VLVR) que requiere la medición de la presión del vapor en el tanque. Por este motivo, un medidor de nivel de LPG debe incluir un

4 - Evaluación de masa y volumen

sensor de presión (a menudo integrado) para la medición de VLVR.

El método de cálculo de VLVR se publicó en una norma ISO preliminar que no recibió el estado como norma final. Sin embargo, ya que el cálculo se basa en física general, el método recibió aceptación en la industria como método estándar para el cálculo de VLVR.

Un sistema de control de inventario como el que se describió anteriormente puede llevar a cabo de forma automática la evaluación total del volumen en función del nivel de líquido del tanque, las tablas de volumen, las propiedades del producto y la medición de presión.

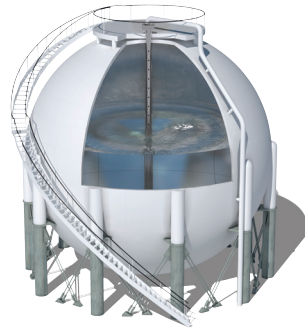


Figura 4.3: Un tanque presurizado con producto tanto en fase líquida como en fase gaseosa.

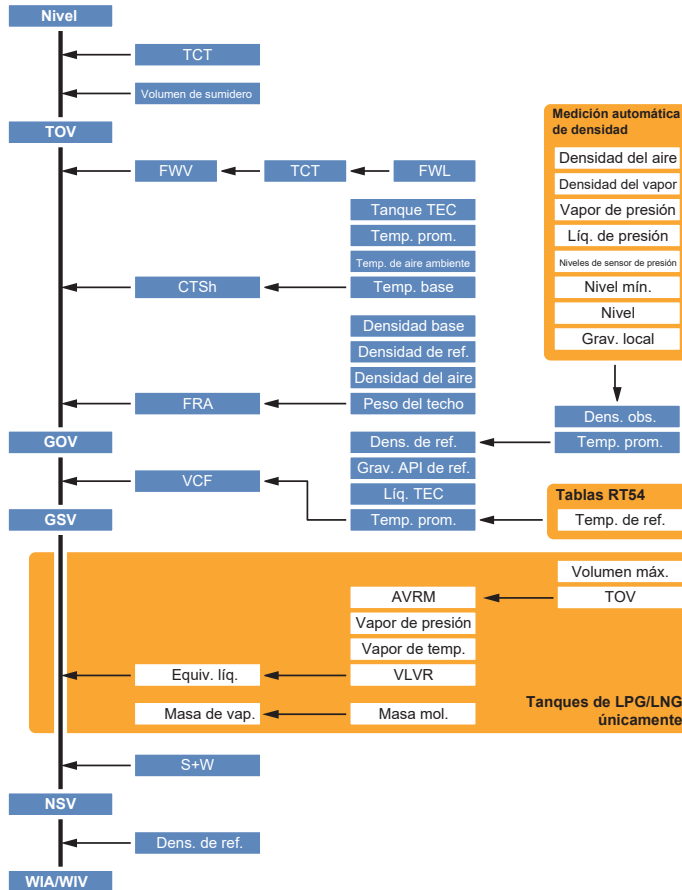


Figura 4.4: Diagrama de flujo del cálculo de volumen detallado.

5

Precisiones e incertidumbres

Tema	Página
5.1 Incertidumbres en los sistemas de medición de tanques	35
5.2 Sistema ATG vs. sistema de medidor de caudal	37
5.3 Medidores de nivel de procesos vs. medidores de nivel de medición de tanques	38
5.3.1 Arquitectura del sistema	38
5.3.2 Declaración de precisión	38
5.3.3 Expectativas de vida útil	39
5.3.4 Instalación	39
5.3.5 Instalación en tubos tranquilizadores	40

5. Precisiones e incertidumbres

El término “precisión” se utiliza en la mayoría de los documentos de ventas de los fabricantes de medidores de nivel. Sin embargo, la definición de precisión no es del todo clara, a menos que el fabricante la haya especificado. Es importante mencionar que en documentos más precisos como la OIML R 85, esta palabra no se utiliza ni se define. Es posible que los clientes tengan la siguiente duda: ¿La cifra de precisión también corresponde cuando el medidor de nivel está instalado en un tanque? ¿Considera todos los tipos de parámetros (temperatura, presión, EMC, envejecimiento, etc.) que pueden afectar el funcionamiento del medidor de nivel y la cifra significa que todos los medidores de nivel nunca mostrarán un error superior a la declaración de precisión?

Es probable que el motivo por el cual se utiliza la palabra precisión tenga una explicación histórica y podría asumirse que ya que la interpretación varía, eso es también lo que desean algunos fabricantes. Volviendo a las preguntas anteriores, vale la pena considerar lo siguiente:

¿La cifra de precisión también corresponde cuando el medidor de nivel está instalado en un tanque?

Un proveedor responsable de sistemas de medición de tanques indicará claramente que la cifra corresponde a lo que se llama *condiciones de referencia* y el proveedor debe, asimismo, estar preparado para demostrar al cliente cómo se configuran estas condiciones de referencia. En otras palabras, el usuario debe obtener un documento del proveedor que detalle las condiciones en las cuales se originó la declaración de precisión. Se deben abordar el rango de medición y el rango de temperatura y debe haber un cálculo de incertidumbre de la precisión del sistema de medición de referencia, etc.

Un proveedor responsable no garantizará la precisión instalada ya que eso significa garantizar la habilidad de las personas para hacer la inmersión manual de comparación, garantizar todos los tipos de condiciones que podrían ocurrir en el tanque y la estabilidad mecánica y el método de instalación para cada tanque. No es posible garantizar todas estas cosas sin realizar una extensa y larga investigación, para lo cual no hay ni tiempo ni recursos disponibles en la mayoría en las situaciones. El usuario debe sospechar de un proveedor que brinda dichas

garantías sin saber nada acerca de los tanques o del funcionamiento de los tanques.

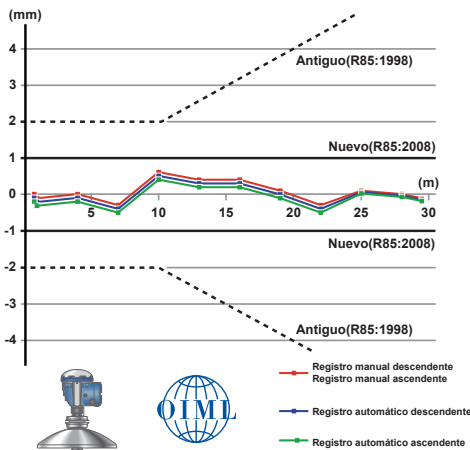


Figura 5.1: Gráfico que muestra los requisitos de precisión de nivel de OIML con un medidor por radar de alto rendimiento.

Generalmente, cuando un usuario compra un sistema de medición de tanques existe un determinado objetivo que se debe alcanzar, por ejemplo: “el sistema debe utilizarse para la transferencia legal de custodia”. Esto significa que no solo debe cumplir con los requisitos de precisión en virtud de las *condiciones de referencia*, sino que también debe cumplir con los requisitos del sistema cuando esté instalado en un tanque. Esto podría significar que el usuario debe calcular cuánto costaría realizar las modificaciones al tanque para ser capaz de cumplir con la declaración de precisión instalada. En todo este proceso, la experiencia y la ayuda que puede ofrecer un fabricante son de gran valor para el usuario. Un proveedor de medición de tanques puede tener experiencia proveniente de más de 100 000 instalaciones de tanques y también tener un registro y una reputación que el usuario puede verificar fácilmente. En este aspecto, es una buena idea para el cliente verificar las referencias de otros usuarios que tienen sistemas de medición de tanques instalados en donde los requisitos son altos.

¿La cifra de precisión corresponde a todos los tipos de influencias (temperatura, presión, EMC, envejecimiento, etc.) que pueden ocurrir durante el funcionamiento de un medidor de nivel?

Un medidor de nivel que normalmente tiene un excelente rendimiento pero funciona de manera deficiente cuando un operador empieza a usar un transmisor-receptor, o durante un día muy caluroso de verano no es lo que desea un usuario. Una manera fácil para el cliente de asegurarse de que el sistema de medición de tanques sea adecuado para la operación prevista es verificar si ha sido aprobado por OIML R 85. Asimismo, el cliente debe verificar que esté aprobado de acuerdo con la última revisión de R 85, que es la revisión actual de 2008. Asimismo, un proveedor serio debe estar preparado para darle al cliente una copia del informe de pruebas de R 85 si el cliente desea verificar los resultados de las pruebas. La OIML R 85, 2008 es probablemente la mejor garantía que puede tener un usuario con respecto a estas cuestiones, salvo posiblemente por los problemas relacionados con el envejecimiento.

El envejecimiento de un sistema de medición de tanques es de gran importancia ya que su vida útil puede ser de entre 15-20 años o hasta más. El entorno en una refinería o una terminal de tanques suele ser duro, con alto contenido de sal y azufre en el aire, solventes que atacan caucho o plásticos y radiación UV que daña la pintura y los plásticos. Las referencias de otras instalaciones son la mejor manera de asegurarse de que selecciona un sistema con una vida útil larga.

Ya que la vida útil de un sistema de medición de tanques es larga, la disponibilidad de las piezas de repuesto también es importante. Las piezas de repuesto de terceros pueden afectar el rendimiento del sistema y deben evitarse. Asimismo, el proveedor debe mostrar su póliza del ciclo de vida de las piezas de repuesto.

¿La cifra de precisión significa que todos los medidores de nivel nunca mostrarán un error mayor que la declaración de precisión?

La cifra de precisión también puede significar *precisión típica*, lo que significa que la cifra tiene alguna distribución estadística (por ejemplo, gaussiana) donde algunas unidades se encuentran dentro del rango de la cifra, pero es posible que una determinada distribución se encuentre por fuera. En este caso, la palabra precisión podría cambiarse por *incertidumbre* que es un término más adecuado para un método estadístico para expresar rendimiento. Cuando se utilizan medios estadísticos para la expresión de rendimiento, también es importante definir el intervalo de confianza para el valor, o sea, sigma (σ), donde normalmente se utilizan 2 sigma y 3 sigma.

Los fabricantes que prueban cada medidor de nivel de manera individual antes de entregarlos pueden afirmar que la cifra de precisión es la desviación máxima que mostrará la unidad durante las pruebas finales. Entonces la cifra es un criterio de aprobación en la producción. OIML R 85 de 2008 indica requisitos para usar en la transferencia legal de custodia, por ejemplo: el error máximo permisible (MPE) será de ± 1 mm (0,04 in). Si se prueba que cada unidad entregada se encuentra dentro de este criterio, la cifra de precisión significará, por consiguiente, que todas las unidades se encuentran dentro de la cifra indicada.

También es importante la incertidumbre en el sistema de medición de referencia cuando se establece la cifra de precisión. Una regla metroológica general es que la referencia tendrá una incertidumbre al menos 3 veces mejor que la cifra que debería verificar. Para la verificación de una precisión indicada de 0,5 mm (0,02 in), entonces esto requeriría una incertidumbre de referencia en el rango de 0,17 mm (0,0067 in), lo que implica requisitos muy altos en el sistema de medición de referencia y, generalmente, esto requiere disposiciones onerosas con equipos láser de rastreo, etc.

5.1 Incertidumbres en los sistemas de medición de tanques

El objetivo de la siguiente sección es explicar qué incertidumbres se pueden alcanzar en un sistema de medición de tanques.

Un medidor moderno de nivel por radar es capaz de proporcionar una precisión intrínseca (precisión en condiciones de referencia) de error máximo $\pm 0,5$ mm (0,02 in), y sobre todo el rango de temperatura (-40 °C a 85 °C) el error máximo debería estar dentro de ± 1 mm (0,04 in). Puede estimarse que la incertidumbre instalada en el tanque se encuentra dentro del siguiente rango:

Incetidumbre de nivel (instalada) = 2 mm

Esto asume un medidor de nivel de transferencia de custodia de alto rendimiento con rendimiento probado en uso. El método de instalación es importante. El medidor de nivel instalado debe estar montado rígidamente al punto mecánicamente más estable del tanque. Generalmente, esto se logra instalando el medidor de nivel en un tubo tranquilizador, que está ya sea sujetado mecánicamente al fondo del tanque o a la esquina inferior entre la pared del tanque y el fondo del tanque. Para conocer más pautas de instalación, consulte [API cap. 3.1B](#). Es posible que sean necesarias determinadas correcciones para alcanzar la precisión instalada de 2 mm, como la corrección de la expansión térmica del tubo tranquilizador, etc. Este tipo de correcciones deberían estar disponibles en estos tipos de medidores de nivel.

5 - Precisiones e incertidumbres

Un problema podría ser verificar una incertidumbre en este rango con una sonda manual. Esto implicaría que una persona muy experimentada realice las inmersiones manuales con una incertidumbre en el rango de 1 mm (0,02 in) o menos, pero algunas autoridades metrológicas afirman que esto es posible. Sin embargo, es claro que no es una práctica diaria frecuente porque solo se puede realizar en condiciones muy bien controladas.

Las incertidumbres de nivel en transferencias se ven afectadas por el hecho de que una transferencia de custodia es una medición de diferencia. O sea, se mide la diferencia en nivel al comienzo y al final de la transferencia. Por consiguiente, algunos tipos de errores se cancelarán en un tanque cilíndrico; por ejemplo, un error de desviación del medidor de nivel será el mismo antes y después de la transferencia y, posteriormente, no tendrá influencia en el lote transferido (o esta será muy poca).

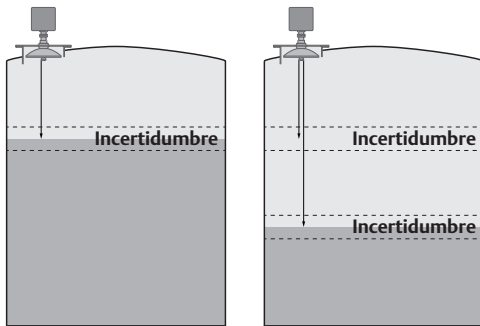


Figura 5.2: La incertidumbre al medir lotes podría verse reducida por la eliminación del error de desviación.

Incertidumbre en temperatura promedio del producto:
0,3 °C

En la mayoría de los casos, para lograr una precisión instalada de 0,3 °C se necesita un detector de resistencia de la temperatura (RTD) multipunto con elementos de sensor a varias alturas en el producto. Una unidad electrónica de conversión de temperatura estable

convierte el valor de resistencia a formato digital, y la electrónica debe estar diseñada para una precisión total en condiciones de temperatura ambiente reales.

Incertidumbre en la medición de densidad: 0,5-1,5 kg/m³

Las cifras sobre precisión para el muestreo manual de densidad suelen estar en el rango de 0,5 kg/m³. La precisión real de mediciones de laboratorio es mejor, pero el manejo de la muestra en el techo del tanque y de qué manera la muestra representa al producto pueden introducir errores adicionales.

Para la medición automática con el sistema de tipo híbrido, (consulte el [capítulo 8](#)), la precisión está determinada, mayoritariamente, por la precisión del transductor de presión. Asimismo, la precisión variará según el nivel de líquido en el tanque. O sea, a niveles bajos de líquido, la precisión se deteriorará ya que el desplazamiento de desviación en el transmisor de presión afectará más la lectura que en niveles altos de líquido. Las cifras de precisión típicas que son alcanzables con transmisores estándar de presión se encuentran cerca de 1,5 kg/m³ a nivel de líquido de 3 metros (con mejores resultados en niveles más altos).

El principal impacto que tiene la densidad sobre los cálculos de transferencia se ve cuando se utilizan tablas API para el cálculo del factor de corrección de volumen (VCF) y el volumen estandarizado. Sin embargo, las tablas API no son muy sensibles a las variaciones de densidad. En la mayoría de las áreas de la tabla API, la densidad puede variarse por aproximadamente 7 kg/m³ sin ningún cambio visible en el último decimal de la cifra de VCF. Se muestra un ejemplo en la tabla 5.1, donde la densidad puede variar de 739,4 – 746,9 kg/m³ sin afectar el valor de la cifra de VCF.

Incertidumbre en la tabla de capacidad del tanque: 0,01-0,10 %

La precisión de la tabla de capacidad del tanque (TCT) varía con respecto a qué método de calibración se utilizó y el tiempo desde que se realizó la calibración. Los antiguos métodos de calibración suelen indicar

Densidad a 15 °C (kg/m³)	739,0	739,4	741,3	742,0	742,8	745,0	745,8	746,5	746,9	747,2
Incertidumbre (% de la lectura)	-0,80	-0,75	-0,50	-0,40	-0,30	0,00	0,10	0,20	0,25	0,30
VCF Computado	0,9938	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9940

Tabla 5.1: La variación de densidad no afecta al factor de corrección de volumen en gran medida.

5 - Precisiones e incertidumbres

una incertidumbre de 0,10% en la TCT, pero métodos recientes de calibración basados en EODR (Rango de distancia electroóptica) han mostrado cifras tan bajas como 0,01% – 0,02%.

El hecho de que la transferencia de custodia sea una medición de diferencia también afecta a la incertidumbre en la TCT, y los errores se cancelan hasta cierto grado. En particular, en pequeñas transferencias, este efecto de cancelación puede tener un gran impacto y la incertidumbre puede ser mejor que las cifras anteriores. Asimismo, un error de desviación debido a dificultades en la estimación del volumen del fondo, por consiguiente, no tendrá influencia en los lotes transferidos (o esta será muy poca), ya que esta parte del tanque no debe utilizarse para transferencias.

Entonces, ¿cómo terminarán las incertidumbres antedichas cuando se trata de la masa y el volumen estandarizado? Para responder a esta pregunta, todas las incertidumbres mencionadas anteriormente deben ser tenidas en cuenta para el cálculo de una cifra. Este trabajo ha sido analizado dentro de OIML R 85 durante una cantidad de años, pero aún no se ha emitido un documento y no se ha establecido ningún comité de trabajo. La cifra analizada como requisito para la transferencia de custodia se ha encontrado en el rango de 0,5% en función de masa, y esta es también la cifra que algunas autoridades metroológicas utilizan hoy cuando usan transferencia de custodia basada en masa. Solo el futuro dirá qué requisitos se establecerán en los estándares venideros.

5.2 Sistema ATG vs. sistema de medidor de caudal

A un proveedor de medición de tanques se le suele hacer la siguiente pregunta: “¿Cuál es la precisión de un sistema de medición de tanques cuando se lo compara con un sistema basado en medidor de caudal en las transferencias?”. La respuesta suele ser, “Depende de la transferencia en sí”, pero la figura 5.3 a continuación ilustra un hecho básico:

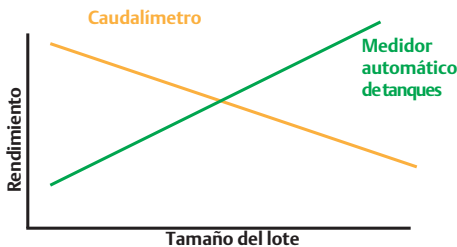


Figura 5.3: Los sistemas ATG funcionan mejor que los sistemas de medidor de caudal cuando manejan lotes grandes y viceversa.

La figura 5.3 muestra que, en general, un sistema automático de medidores de tanques (ATG) es superior para manejar lotes de transferencia grandes, y un sistema de medidor de caudal es superior para lotes más pequeños. Dónde se encuentra ubicada la intersección de las dos curvas varía entre diferentes tanques y la forma del tanque tiene cierta influencia. Sin embargo, existen muchos otros factores que también pueden afectar el rendimiento y, en general, se puede decir lo siguiente:

Es posible que los ATG no funcionen bien en las siguientes circunstancias:

- Los lotes son pequeños
- La tabla de capacidad del tanque es antigua o está mal conectada
- Los tanques están deformados o son mecánicamente inestables

Es posible que los medidores no funcionen bien en las siguientes circunstancias:

- Los lotes son muy grandes
- El producto contiene material abrasivo, arena, etc., que daña las partes mecánicas
- El producto es viscoso (alquitrán, aceite lubricante, crudo ceroso, etc.)
- No se tienen plantas adecuadas para una calibración adecuada del medidor

El punto anterior se puede considerar en particular. Generalmente, la calibración de un sistema ATG es muy simple y de bajo costo en comparación con los medidores que requieren equipos complejos y caros.

También debe considerarse que un sistema ATG suele ser necesario con otros fines como, por ejemplo, los siguientes:

- Control operativo
- Control de inventario
- Balance de masa y control de pérdidas
- Una capa independiente de prevención de sobrellenado y alarma de fugas

Si asumimos que siempre debe haber un sistema ATG instalado para los fines anteriores, también puede estimarse el costo adicional de utilizar el sistema ATG para la transferencia de custodia. El precio del sistema ATG de clase de transferencia de custodia es un poco más alto,

en comparación con un sistema con menor rendimiento. Sin embargo, la vida útil de un sistema ATG suele ser muy larga con un promedio de cerca de los 15-20 años. En esta perspectiva de tiempo, la inversión adicional en equipos de mejor rendimiento será insignificante. Asimismo, el procedimiento de supervisión del rendimiento (verificación subsiguiente) cuando el sistema se ha instalado en un tanque es limitado a algunas horas por año por parte de un recurso independiente. El costo general total adicional de tener un sistema ATG con rendimiento certificado de transferencia de custodia puede, por lo tanto, considerarse bajo.

El estado de la tabla de capacidad del tanque también debe tenerse en cuenta. Vale la pena considerar una reconexión de un antiguo tanque de acuerdo con nuevos métodos modernos, especialmente si la conexión se realizó hace mucho tiempo. El costo de la reconexión puede no ser alto teniendo en cuenta el error de medición en términos de volumen del producto que puede ocurrir durante una única operación de vaciado o llenado de un tanque.

Para transferencias de productos, muchos operadores utilizan tanto un sistema ATG como un sistema basado en un medidor de caudal. Entonces pueden comparar el resultado de ambas tecnologías e investigar la causa si la diferencia es demasiado grande.

5.3 Medidores de nivel de procesos vs. medidores de nivel de medición de tanques

Puede ser tentador para un usuario optar por un medidor de nivel de procesos basado en radar en una aplicación de medición de tanques, ya que el costo suele ser menor (consulte el [capítulo 2](#)). En este caso, existen una cantidad de importantes factores que se deben tener en cuenta y se presentan en las siguientes secciones.

5.3.1 Arquitectura del sistema

La mayoría de los medidores de nivel de procesos están diseñados para producir solo información de nivel a un sistema DCS, y no existen funciones particulares disponibles de ATG. Dicha función podría ser una medición de temperatura promedio integrada que considera el nivel en el tanque, los algoritmos de corrección para la expansión de la pared del tanque, la corrección de temperatura de las tablas de capacidad del tanque, etc. Asimismo, la mayoría de los medidores de nivel de procesos utilizan un lazo de electricidad de 4-20 mA que tiene una resolución que es demasiado baja a los fines de medición de tanques, y la unidad puede carecer de posibilidades de comunicación para una transmisión digital de datos más eficiente o avanzada. Algunos sistemas de medición de tanques también tienen la posibilidad de manejar cableados existentes de antiguos medidores mecánicos de nivel y pueden, generalmente, coexistir con ellos emulando a los antiguos medidores de nivel. También son necesarias funciones de software para cálculos complejos de masa y volumen estándar y estas no suelen estar disponibles en sistemas PLC o DCS estándar.

5.3.2 Declaración de precisión

Un medidor de nivel de procesos suele estar optimizado para manejar condiciones operativas difíciles como líquidos turbulentos, espuma de producto, temperatura y presión altas. En dichas condiciones, el enfoque no está en la precisión. A pesar de esto, se han observado declaraciones de precisión como "3 mm de precisión en condiciones de referencia" para un medidor de nivel de procesos. Esto puede ser verdad en condiciones de referencia pero en una aplicación de medición de tanques es necesario saber el tamaño de la influencia de la temperatura. Generalmente, existe una discrepancia

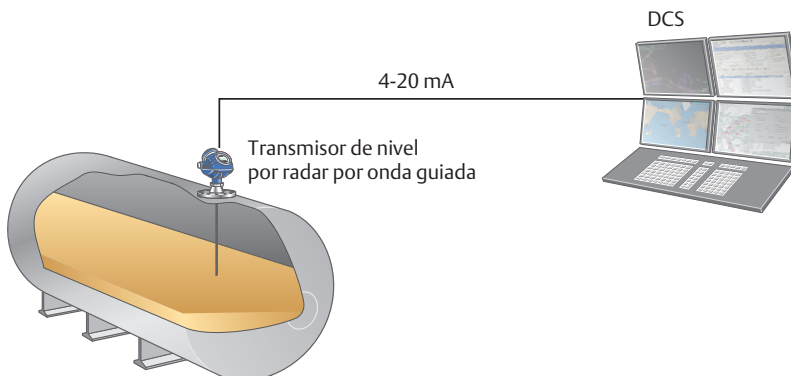


Figura 5.4: Arquitectura típica del transmisor de nivel de procesos.

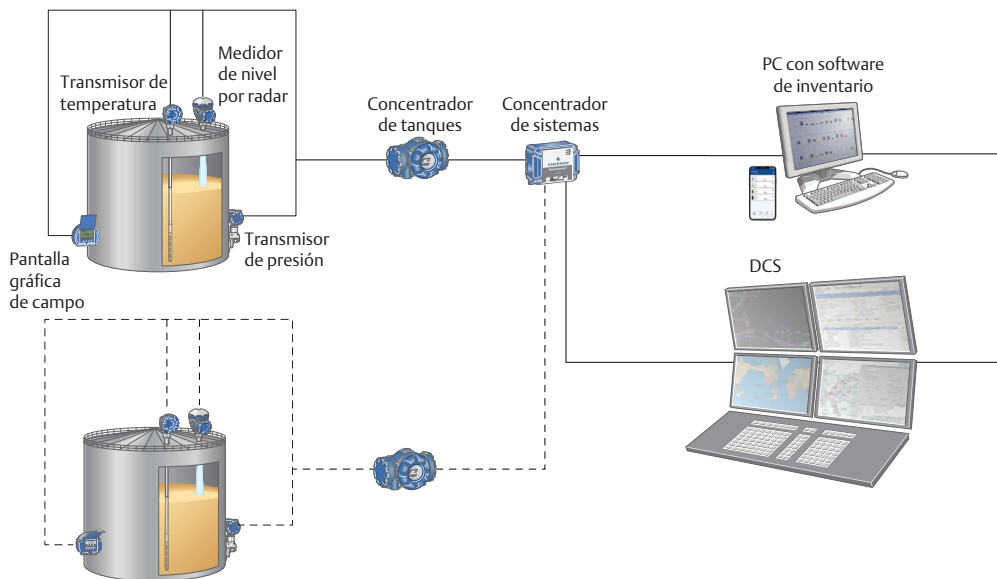


Figura 5.5: Arquitectura típica del sistema de medición de tanques.

muy grande en comparación con un medidor de nivel de medición de tanques, que si se encuentra aprobado por OIML R 85, no puede variar en más de 1 mm (0,02 in) en todo el span de temperatura ambiente. Si se verifican las declaraciones sobre la influencia de la temperatura en un medidor de nivel de procesos (si es que el fabricante lo indica), pueden observarse cifras típicas sobre precisión en el rango de 20 mm (0,8 in) o más por encima del rango de la temperatura ambiente previsto. Esta dependencia de la temperatura suele hacer que el medidor de nivel de procesos sea inutilizable en una aplicación de medición de tanques. La sola diferencia de temperatura entre el día y la noche puede ser suficiente para poner nervioso a un operador ya que podría verse como si hubiera una fuga en un tanque de almacenamiento no activo. Las estimaciones de inventario pueden variar considerablemente con el clima, y el balance de masa y el control de pérdidas pueden ser inexactos.

La diferencia en la influencia de la temperatura entre un medidor típico de nivel de procesos y un ATG se debe a la tecnología utilizada. Un medidor de nivel ATG suele estar basado en tecnología de FMCW que es más fácil de diseñar con poca influencia de la temperatura, cuando se lo compara con un medidor pulsado de nivel de procesos (también llamado tiempo de recorrido), donde es un desafío estabilizar la temperatura del circuito de tiempo.

5.3.3 Expectativas de vida útil

La vida útil de un sistema de medición de tanques suele encontrarse en el rango de los 20 años o hasta más, lo cual no suele ser el caso para un medidor de nivel de procesos. Durante este periodo, debe haber piezas de repuesto disponibles para asegurar el mantenimiento sin interrupciones serias de la operación. El costo menor y la conexión simple de 4-20 mA a un sistema DCS que utiliza un medidor de nivel de procesos puede significar que solo se requiere un cambio de la unidad completa del medidor de nivel. Puede ser importante verificar la póliza de vida útil del fabricante.

5.3.4 Instalación

Un medidor de nivel de procesos suele estar diseñado para instalar en pequeños recipientes con aberturas angostas, lo que suele descalificar al medidor típico ATG de nivel. Los medidores de nivel ATG basados en radar suelen tener aberturas de antena más grandes para permitir la instalación en puentes disponibles en tanques de almacenamiento. A menudo, estas se encuentran ubicadas cerca de la pared del tanque ya que esta sección se considera un punto de instalación razonablemente estable. La abertura más grande de la antena en un medidor de nivel ATG permitirá la instalación cerca

de la pared del tanque sin que exista degradación del rendimiento como resultado de la interferencia de ecos de radar de la pared del tanque. La precisión instalada de una antena demasiado pequeña podría, en este caso, verse afectada por la interferencia de ecos. Es posible aumentar la frecuencia de la señal del radar hasta cierta medida para obtener una directividad más alta del haz de radar transmitido y, por consiguiente, evitar la influencia de la pared del tanque. Sin embargo, existen otras desventajas con frecuencias más altas y ya que el tamaño de las aberturas del tanque no suele ser crítico en tanques de almacenamiento, no ofrecen beneficios en la mayoría de los casos.

5.3.5 Instalación en tubos tranquilizadores

En aplicaciones ATG, es frecuente que la instalación del medidor de nivel esté hecha sobre un tubo tranquilizador. El motivo es que un tubo tranquilizador, correctamente instalado en el fondo del tanque o en la parte inferior de la pared del tanque es un punto de referencia muy estable para la medición de nivel. Otro motivo puede ser simplemente que el tanque tiene un techo flotante, y es necesario penetrar el techo con un tubo tranquilizador para obtener acceso a la superficie del líquido.

El porcentaje de instalaciones que requieren instalación en tubos tranquilizadores es de aproximadamente el 50% en instalaciones ATG y cerca del 0% para instalaciones de procesos. Como resultado de esto, es muy poco frecuente ver medidores de nivel de procesos suministrados con el tipo especial de antena de radar necesario para las instalaciones de alto rendimiento en tubos tranquilizadores. El uso de un dispositivo estándar de propagación libre en un tubo tranquilizador proporcionaría resultados de medición deficientes, ya que no tienen el modo de transmisión H01 especial que se necesita (consulte el [capítulo 2](#)). Esta ausencia de una solución de antena apropiada para tubos tranquilizadores puede, por lo tanto, ser la mayor diferencia entre un medidor de nivel ATG basado en radar y un medidor de nivel de procesos.

6

Medición de la temperatura

Tema	Página
6.1	Influencia de las tablas API _____ 43
6.2	Errores sistemáticos de medición _____ 44
6.3	Normas API _____ 44
6.4	Ubicación de elementos de punto _____ 45
6.5	Usos adicionales de la medición de temperatura en la medición de tanques_ 45
6.5.1	Corrección de la altura del tanque _____ 45
6.5.2	Corrección de la tabla de capacidad del tanque _____ 46
6.5.3	Corrección de la cinta de sonda manual _____ 46

6. Medición de la temperatura

La medición de la temperatura de un producto es vital en un sistema de medición de tanques para ingresar en el cálculo de masa y volumen estándar, y tiene mayor importancia de lo que creen algunos usuarios. En el pasado (y hasta cierto punto en el presente), se podían ver tanques de almacenamiento con solo un sensor de temperatura montado en la pared del tanque, cerca del fondo del tanque. Este tipo de disposición no mostrará un valor representativo de la temperatura general del producto, ya que todos los tanques de almacenamiento mostrarán un gradiente de temperatura considerable desde la parte superior hasta el fondo. En cierta medida, esto puede minimizarse mediante la agitación del producto, pero la agitación no es lo deseado en la mayoría de los casos ya que aumentará la evaporación en o desde el tanque. Las cifras con respecto a qué diferencia de temperatura se puede esperar en un tanque cilíndrico normal que ha sido asentado se encuentran en el rango de 1-4 °C en una dirección vertical. Los productos fríos tendrán una densidad más alta y, por lo tanto, terminarán en el fondo del tanque. El gradiente de temperatura en una dirección horizontal ha sido a menudo objeto de debate, pero en condiciones normales, los documentos API indican que la diferencia de temperatura horizontal en un tanque de almacenamiento es inferior a 0,5 °C.



Figura 6.1: Transmisor de temperatura de montaje superior para hasta 16 elementos de temperatura de punto.

Ejemplo 6.1: Error de volumen dado por error de temperatura

El siguiente ejemplo ilustra el tamaño del error de volumen que se producirá por un error en la temperatura promedio del producto de 1 °C:

En un tanque típico de producto de forma cilíndrica, con una altura de 20 m, un diámetro de 36 m y un volumen total de tanque en el rango de 20 000 m³, el error en volumen será el siguiente:

$$\text{Error de volumen} = 20\,000 \times 700 \times 10^{-6} = 14 \text{ m}^3$$

donde 700×10^{-6} se basa en la suposición de que el volumen de los productos del petróleo se ve afectado por la temperatura en el rango de 600-800 ppm por 1 °C.

Esto puede no parecer demasiado alarmante, pero si uno considera que el error de temperatura podría ser sistemático, o sea, si un error similar ocurre cada vez que se llena o vacía un tanque, esto ocasionará una pérdida considerable a una de las partes involucradas en la transacción.

En un tanque del mismo tamaño que el tanque del ejemplo 6.1, un error de nivel corresponderá a aproximadamente 1 m³ por cada mm. El error de 1 °C en la temperatura afectará entonces al volumen de la misma manera que un error del medidor de nivel de 14 mm.

Por lo tanto, el sistema de medición de tanques es una mala combinación si el medidor de nivel tiene una precisión instalada en el rango de unos pocos milímetros y la medición de temperatura tiene una precisión de ± 1 °C. Para poder terminar en la misma clase de precisión

que el medidor de nivel, el sistema de medición de temperatura primero debe ser capaz de manejar el gradiente de temperatura. O sea, necesita ser de tipo multipunto que mide la temperatura a diferentes alturas del tanque y calcula un promedio de los sensores sumergidos en el líquido. En segundo lugar, el sensor de temperatura combinado con electrónica de conversión debería tener una precisión mucho mejor que ± 1 °C.

6.1 Influencia de las tablas API

Debe considerarse una limitación en la medición de temperatura relacionada con las tablas API y al cálculo del factor de corrección de volumen (VCF). Las tablas API anteriores a 2004 solo tenían una resolución de 0,25 °C (0,5 °F), lo que hacía que las precisiones de medición de temperatura superiores a 0,25 °C fueran insignificantes. El tipo de sensor típico que se utiliza en este caso es elementos Pt100 de 3 líneas, donde debería ser posible que el error debido a resistencia diferente en las tres líneas en la mayoría de los casos esté por debajo de 0,25 °C.

Aun así, si la precisión de la temperatura es solo de 0,25 °C, el error de nivel correspondiente en el ejemplo del tanque anterior se encuentra en el rango de varios milímetros, y en tanques grandes de crudo la cifra no puede ser mucho mayor. Un medidor moderno de nivel tiene una precisión intrínseca de 0,5 mm (0,02 in) y cuando se aplican ciertas correcciones de tanque, la precisión instalada podría situarse en el rango de 2 mm (0,08 in) o mejor. Es por esto que es importante disminuir el error en la medición de la temperatura y alcanzar una precisión en el rango de 0,1 °C o mejor. Desde la introducción de las nuevas tablas API de 2004 con una resolución mayor, el uso de estas precisiones ahora es altamente relevante.

Las tablas de 2004 son diferentes a todas las tablas anteriores ya que no utilizan el valor de VCF tabulado (el valor impreso) de la tabla API. Por el contrario, el valor correcto es el resultado del algoritmo detrás de la tabla. Esta es una consecuencia del hecho de que los operadores de hoy no utilizan el valor de la tabla sino que tienen un programa informático que tiene el algoritmo implementado para permitir que la computadora realice el cálculo. Sin embargo, cuando la computadora realiza el cálculo para las tablas antiguas, debe redondear el valor de la temperatura al valor más cercano a 0,25 °C, para obtener el mismo resultado que en la tabla impresa. Esto es diferente en la tabla de 2004, donde, por el contrario, el redondeo debe ser al valor más cercano a 0,1 °C. Esto significa que si el sistema de temperatura midió y calculó una temperatura de líquido promedio de 18,37 °C, debe utilizarse 18,4 °C como valor en el algoritmo, no 18,25 °C como era el caso para las tablas antiguas.

Las nuevas tablas API abren posibilidades para una mejor estimación del volumen a través de mediciones de temperatura más precisas. Por lo tanto, la diferencia de resistencia posible en un sistema Pt100 de 3 líneas dejó de ser insignificante y existe una tendencia clara a optar por los sensores Pt100 de 4 líneas. Un sensor Pt100 de 4 líneas compensará completamente la diferencia de resistencia en las líneas desde la electrónica de conversión al elemento Pt100. Requiere una resistencia a la unidad de conversión de temperatura diseñada para conexiones de 4 líneas, y la electrónica de conversión debe tener suficiente precisión y estabilidad de temperatura ambiente.



Figura 6.2: Izquierda - Sensor de temperatura multipunto con elementos Pt100 y funda metálica resistente a la corrosión. Derecha - Conjunto completo de medición de temperatura con transmisor, sensor, sensor opcional de nivel de agua y contrapeso.

Los elementos del sensor Pt100 existen en diferentes clases de precisión y, en general, los elementos de 4 líneas utilizan las clases de precisión más altas. Asimismo, algunos fabricantes emiten una hoja de calibración junto con cada elemento. Luego, esta hoja de calibración podría utilizarse para ingresar correcciones del elemento del sensor y, por consiguiente, mejorar la precisión aún más. Para realizar esta calibración automática, debe encontrarse disponible una función correspondiente en el sistema de medición de temperatura.

6 - Medición de la temperatura

En resumen, podría decirse que la medición de temperatura no debe ser un factor limitante para un rendimiento adecuado que coincida con el medidor de nivel en un sistema de medición de tanques. Sin embargo, los aspectos mencionados deben considerarse y son tan importantes para la estimación correcta de volumen como el rendimiento del medidor de nivel.

6.2 Errores sistemáticos de medición

En lo posible, deben evitarse los errores de medición que pueden describirse como sistemáticos en un sistema de medición de tanques, ya que se multiplicarán con el tiempo y pueden crear una pérdida considerable para un comprador o un vendedor. Para la medición de nivel con un medidor de nivel por radar, el error es, en su mayoría, de tipo azaroso pero para la medición de temperatura puede ser, a menudo, sistemático.

Ejemplo 6.2: Medición de temperatura utilizando solo un sensor

En un caso frecuente en el que se encuentra instalado solo un sensor de temperatura en el fondo del tanque, seguramente este no representará la temperatura promedio del producto en un tanque asentado. Si el gradiente de temperatura es de 4 °C, se puede esperar que el sensor de temperatura muestre un error en el rango de una temperatura promedio de 2 °C menos cada vez que se inicia una transferencia de un tanque completo. Expresado en un volumen estándar, significa que el volumen se sobreestima al inicio, y en el ejemplo 6.1, esto correspondería, para un tanque típico, a un error de 28 m³. Esto significa que se entregan 28 m³ menos que la medición indicada. La consecuencia es que el error es aproximadamente el mismo cada vez que ocurre una transferencia desde este tanque, ya que la estratificación de la temperatura, debido a su naturaleza física, es sistemática. Con un índice de rotación de 30 veces al año, finalizará en el rango de 800 m³ por año o cerca de 40 camiones de tanques llenos, para un tanque solo.

El escenario en este ejemplo ilustra la importancia de utilizar un sensor de temperatura multipunto, pero sigue siendo importante ocuparse de él, ya que un error en un elemento de la temperatura podría provocar un error sistemático similar. El elemento de temperatura defectuoso solo puede incluirse en la medición de

temperatura promedio a determinados niveles de líquido y debe excluirse en niveles más bajos. Por lo tanto, la calidad del sensor multipunto es importante y el rendimiento de cada elemento puede estar sujeto a revisión a determinados intervalos.

Ejemplo 6.3: Error de volumen provocado por error de temperatura en comparación con error del medidor de nivel correspondiente para un tanque de 20 m de altura con un diámetro de 36 m y un volumen de 20 000 m³.

Error de temperatura (°C)	Error de volumen resultante (m ³)	Error del medidor de nivel correspondiente (mm)
0,25	3,5	3,5
0,50	7	6,9
0,75	10,5	10,3
1,00	14	13,8
1,25	17,5	17,2
1,50	21	20,6
1,75	24,5	24,1
2,00	28	27,5

6.3 Normas API

API MPMS capítulo 7.3 “Determinación de la temperatura – Sistemas automáticos fijos de temperatura de tanques” se lanzó en 2011 y describe los métodos, los equipos y los procedimientos para determinar las temperaturas del petróleo y de los productos petrolíferos en condiciones estáticas utilizando un método automático.

Se brindan pautas para los requisitos de diseño y de los equipos y, entre otras cosas, se recomiendan detectores de resistencia de la temperatura (RTD) y el uso de sensores promediadores multipunto para aplicaciones de transferencia de custodia. Proporciona requisitos de instalación y precisión y sugiere procedimientos para la inspección y verificación de un sistema automático de termómetro de tanques (ATT) completo.

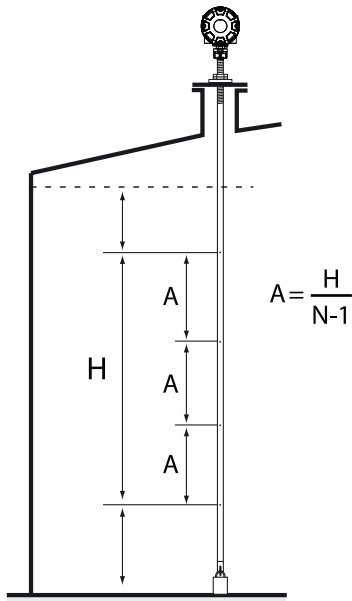


Figura 6.3: Los elementos de punto de temperatura deben colocarse con igual distancia entre cada elemento.

6.4 Ubicación de elementos de punto

Para lograr una buena representación de la temperatura promedio en un tanque cilíndrico vertical, los puntos de temperatura deben colocarse de forma pareja con intervalos de al menos 2 a 3 m.

Para evitar la posible influencia de la temperatura de la tierra, el punto más bajo debe colocarse aproximadamente a 1 m del fondo del tanque. Además, para evitar la influencia de la temperatura ambiente, el sensor debe estar instalado por lo menos a 1 m de la pared del tanque y cerca de una escotilla de medición a los fines de la verificación.

6.5 Usos adicionales de la medición de temperatura en la medición de tanques

Además de utilizarse para el cálculo del volumen estándar, el sistema de medición de temperatura también se utiliza para otros fines, consulte el siguiente ejemplo:

6.5.1 Corrección de la altura del tanque

La mayoría de los medidores de nivel miden la distancia desde su posición de montaje hacia abajo hasta la superficie del líquido (medición de volumen vacío) y calculan el nivel restando el volumen vacío de la altura de referencia (la distancia desde el punto de montaje del medidor de nivel hasta la placa de referencia). Este cálculo mostrará un error si esta distancia no es constante; o sea, el nivel variará con el cambio en la altura de referencia. Un tipo de cambio que es fácil de compensar es la expansión/contracción térmica de la pared del tanque o del tubo tranquilizador. Con un sensor de temperatura multipunto instalado desde la parte superior del tanque hacia abajo hasta el fondo, puede estimarse un valor de temperatura promedio de la pared del tanque o del tubo tranquilizador. En este caso, todos los elementos de temperatura individuales se utilizan para el cálculo de la temperatura promedio, y puede aplicarse una corrección en la altura de referencia en función de la expansión térmica del acero al carbono (10-12 ppm/°C).

Para la corrección de una pared del tanque, debe tomarse en cuenta el hecho de que hay líquido en el interior del tanque y aire en el exterior, así como también que hay diferentes medios involucrados. La influencia térmica es bastante diferente para aire y líquido, y API ha establecido que las temperaturas de la pared del tanque en cada punto de medición deben calcularse de la siguiente manera:

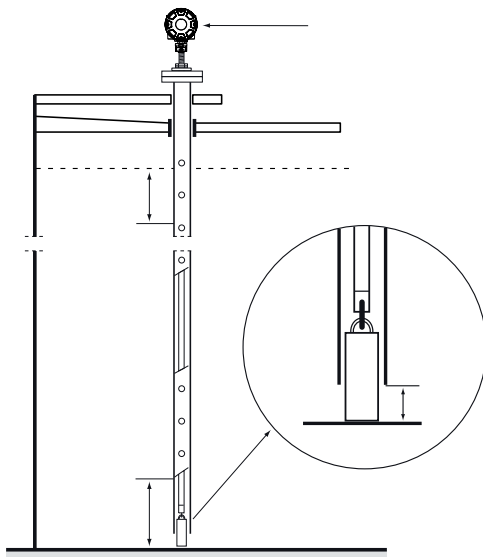


Figura 6.4: En tanques de techo flotante, se suele utilizar un tubo tranquilizador para la instalación de sensores de temperatura.

6 - Medición de la temperatura

$$T_{\text{pared del tanque}} = \frac{1}{8} T_{\text{ambiente}} + \frac{7}{8} T_{\text{líquido}}$$

La temperatura ambiente puede ser bastante difícil de medir ya que se puede ver afectada por la radiación solar y la posición del sensor de temperatura en el tanque. Una temperatura ambiente correcta probablemente necesitaría una estación meteorológica avanzada en cada tanque y, en la práctica, la mayoría de los usuarios no realizan esta inversión ya que la influencia es bastante pequeña. La precisión del sistema de medición de temperatura no es crítica para esta corrección, consulte el ejemplo 6.4.

Ejemplo 6.4: Error de la altura de referencia

Un error de 5 °C cuando se realiza una corrección de una pared de tanque o tubo tranquilizador de 20 m de altura solo dará un error en el nivel de la siguiente manera:

$$\text{Error de altura de referencia} = 5 \times 10 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 1 \text{ mm}$$

donde 10×10^{-6} se basa en la suposición de que la pared de un tanque de acero al carbono se expande $10 \text{ ppm}/1^\circ\text{C}$.

Un sistema moderno de medidor de nivel debería, si fuera necesario, tener la capacidad de corregir estos cambios de altura de referencia.

6.5.2 Corrección de la tabla de capacidad del tanque

Una tabla de capacidad del tanque (TCT) solo es válida a una temperatura determinada; o sea, la temperatura que tenía la cápsula del tanque cuando se calibró. La temperatura del producto afectará a la cápsula del tanque que se expandirá o contraerá dependiendo de la temperatura. El mismo tanque que en el ejemplo anterior ($20\,000 \text{ m}^3$) se ve afectado por un cambio de temperatura de 5 °C de su temperatura de calibración de la siguiente manera:

$$5 \times 20 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 2 \text{ m}^3$$

donde 20×10^{-6} se basa en el supuesto de que la expansión del área de una pared del tanque de acero al carbono es de $20 \text{ ppm}/1^\circ\text{C}$.

El error que se recibe cuando no se realiza esta corrección de la TCT puede no afectar a un usuario, pero en tanques

grandes o calentados el error puede ser mucho mayor. Si el tanque ya tiene un sistema de medición de temperatura, activar la corrección en el software es una operación fácil, por lo que no hay motivos para no hacerlo.

6.5.3 Corrección de la cinta de sonda manual

Cuando se realiza una medición de referencia con una sonda manual, debe considerarse que la cinta de sonda manual únicamente muestra el valor correcto si tiene la misma temperatura que cuando se calibró.

Para la inmersión manual diaria normal es posible que no sea necesario hacer una corrección por esta influencia de temperatura, pero cuando se realizan mediciones de referencia o mediciones en tanques calentados, la cinta de sonda manual puede mostrar errores grandes. A continuación, se muestra un ejemplo de un tanque de alquitrán calentado.

Ejemplo 6.5: Error de cinta en tanque de alquitrán calentado

El mismo tanque que antes: 20 m de altura, lleno hasta la mitad, temperatura en tanque por encima del líquido de 170 °C, cinta calibrada a 20 °C, inmersión en volumen vacío (debido al alquitrán):

$$\text{Error de cinta} = (170 - 20) \times 10 \times 10^{-6} \times 10\,000 = 15 \text{ mm}$$

Con esta inmersión en volumen vacío a 10 m, la cinta mostrará un error de lectura de 15 mm.

Si el tanque tiene instalado un sistema de medición de temperatura, este puede utilizarse para la estimación de la temperatura de la cinta después de la inserción en el tanque. En general, la cinta adoptará muy rápidamente la misma temperatura que el vapor en el tanque. Por lo tanto, la temperatura del vapor medida por el sistema de medición del tanque podría utilizarse para la corrección.

7

Gases licuados

Tema	Página
7.1 Medición de tanques por radar en tanques presurizados_____	48
7.2 Medición de tanques por radar para tanques de contención total_____	49
7.3 Configuración típica del sistema_____	49



7. Gases licuados

La medición de tanques por radar se utiliza en los tanques de gas licuado desde la década de 1980. Estos gases, normalmente LPG (gases de petróleo licuado) y NGL (líquidos de gas natural), se almacenan en forma de líquido, ya sea a presión en esferas o tanques de bala o refrigerados en tanques de contención total. El LNG (gas natural licuado) supone un reto adicional para el inventario y la seguridad de los tanques en comparación con otros hidrocarburos. Para abordar estas, entre otras consideraciones, los operadores necesitan controlar los perfiles de densidad y temperatura a lo largo de la altura del tanque.

Un medidor de nivel de radar para gas licuado debe instalarse en un tubo de acero inoxidable o de aluminio para obtener el máximo rango de medición y rendimiento. El medidor por radar se atornilla a una boquilla del tanque en la parte superior del tanque. Se conecta un tubo tranquilizador, generalmente con un diámetro de 100 mm (4 in) a la misma boquilla y baja hacia el fondo del tanque.

Este tubo tranquilizador está equipado con un pin de verificación. Se monta durante la instalación en una posición conocida, y generará un pequeño eco utilizado para la verificación del manómetro a la presión de trabajo normal en el tanque. Un medidor de nivel por radar puede realizar una prueba de verificación en cualquier momento sin interferir con la medición normal del líquido. El resultado de la verificación automática puede presentarse en una ventana de servicio del software de diagnóstico integrada en la interfaz de usuario.

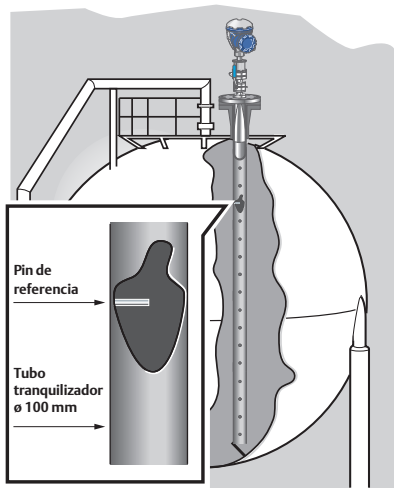


Figura 7.1: Medición de nivel en un tanque de gas esférico utilizando un tubo tranquilizador con pines de referencia.

7.1 Medición de tanques por radar en tanques presurizados

El uso de medición automática de tanques en tanques presurizados se describe en API MPMS Capítulo 3.3. Deben tomarse en cuenta consideraciones especiales cuando se diseñan los medidores de tanques por radar para aplicaciones de presión. Primero, la unidad debe soportar la presión del tanque y cumplir con los estándares de seguridad escritos sobre recipientes de presión. Segundo, el medidor por radar debe estar fabricado de manera que pueda enfrentar efectivamente los desafíos que puede provocar la presión de vapor por radar en dichos tanques. Tercero, el medidor de tanques por radar debe tener algunos medios de verificación de rendimiento durante condiciones normales del tanque.



Figura 7.2: Un medidor por radar para tanques presurizados de gas debe enfrentarse a desafíos provocados por la presión de vapor alta.

Las aplicaciones típicas para este tipo de medidor de tanque por radar son los tanques esféricos y los horizontales que se utilizan para almacenar gas licuado.

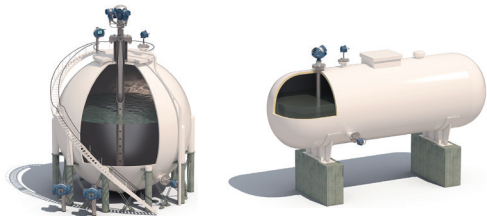


Figura 7.3: Tanques esféricos y horizontales utilizados para almacenar gas licuado.

7.2 Medición de tanques por radar para tanques de contención total

El diseño básico del medidor utilizado para la medición por radar en los tanques presurizados también se utiliza en los tanques de almacenamiento de contención total. La medición de tanques basada en radar está actualmente en uso para mediciones de nivel y prevención de sobrellenado en tanques de almacenamiento de contención completos. Este método sin contacto sin partes móviles ofrece ventajas en términos de la confiabilidad y una menor frecuencia de mantenimiento. El radar es especialmente adecuado en aplicaciones de gas criogénico/refrigerado donde el mantenimiento dentro del tanque solo es posible en periodos de mantenimiento programados con varios años de diferencia. Asimismo, las frecuentes distancias largas de medición en esta aplicación hacen que la medición sin contacto sea una alternativa atractiva.



Imagen 7.4: Tanque de contención total utilizado para almacenar gas licuado refrigerado.

Un tanque típico de almacenamiento de contención total contiene grandes cantidades de gas licuado, 30-200 km³. En el aspecto económico, operativo y de seguridad, los datos medidos por el sistema de medición de tanques tienen un gran impacto. Un medidor de tanque por radar de precisión ofrece una precisión en el rango de un milímetro por sobre toda la altura del tanque.

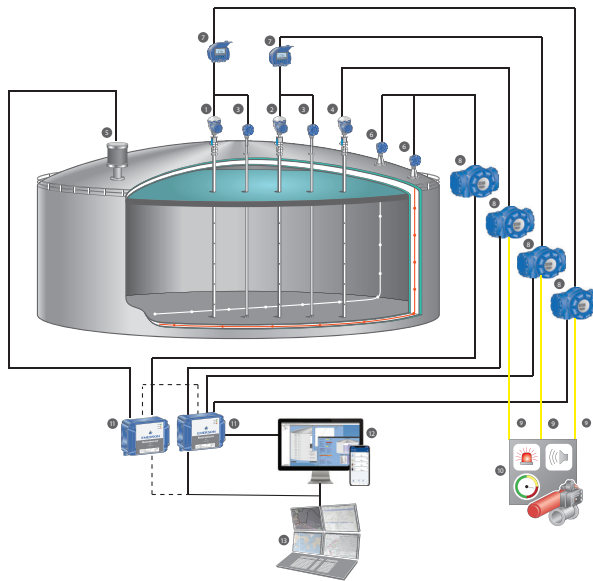
7.3 Configuración típica del sistema

Un sistema típico de medición de tanques de contención total basado en un radar combina una alta confiabilidad con un alto rendimiento de medición y funciones de seguridad. Puede incluir lo siguiente:

- Un medidor de radar primario y otro secundario de alta precisión para la medición de nivel.
- Dos (2) transmisores de temperatura, cada uno con hasta 16 sensores puntuales para la medición de la temperatura media del líquido.
- Un tercer medidor de radar para la alarma de nivel alto independiente da una salida a un panel de alarma a través de un relé con clasificación SIL 2/SIL 3 o de señales de 4-20 mA. Puede, en combinación con los medidores primarios y secundarios, colocarse en un sistema de votación 2oo3.
- Transmisores y sensores de temperatura para:
 - Control del enfriamiento mediante la medición de la temperatura de la pared interior y del fondo del tanque durante el primer llenado.
 - Detección de fugas mediante el control de la temperatura en el espacio de aislamiento (entre la pared interior y exterior del tanque).
- Un dispositivo independiente para el perfilado de nivel, temperatura y densidad (LTD) para productos no homogéneos como el LNG.
- Pantalla gráfica de campo.
- Dispositivos de comunicación, por ejemplo, concentradores de tanques para la recopilación de datos de los instrumentos de campo, y la transmisión de dichos datos a la sala de control.
- Dispositivos de comunicación en la sala de control que proporcionan datos a los sistemas DCS/HMI/IT.
- Software de gestión de inventarios de tanques que incluye el control de la estratificación, la predicción de rollover y la elaboración de informes. Las estaciones de trabajo están configuradas en una red para la distribución de datos y para un aumento de la redundancia.

La antena del medidor de nivel por radar para tanques de contención total debe estar diseñada para realizar mediciones en gas licuado criogénico/refrigerado. Las señales de radar se transmiten dentro de un tubo tranquilizador de acero inoxidable de 4 líneas para que el indicador tenga un eco lo suficientemente fuerte, incluso bajo condiciones de ebullición de la superficie.

7 - Gases licuados



- | | | |
|---|---|---|
| 1 Medidor de nivel por radar primario | 6 Transmisor de temperatura con sensores para enfriamiento y detección de fugas | 11 Concentrador de datos |
| 2 Medidor de nivel por radar secundario | 7 Pantalla gráfica de campo | 12 Sistema de administración de tanques |
| 3 Transmisor de temperatura y sensor de temperatura múltipunto criogénico | 8 Concentrador de tanques | 13 Sistema de DCS/host |
| 4 Alarma de nivel independiente (Medidor continuo) | 9 Relé SIL 2/SIL3 o señal de alarma de 4-20 mA | |
| 5 Medidor de nivel, temperatura y densidad (LTD) | 10 Panel de alarma independiente | |

Figura 7.5: Ejemplo de un sistema de medición de tanques de contención total de alto rendimiento.

El sello del tanque está equipado con una función de bloqueo doble, que consta de una ventana de PTFE y una válvula de bola a prueba de incendios. Una función del dispositivo de referencia permite verificar la medición con el tanque en funcionamiento.

Para la medición de nivel de tanques de contención total basados en tierra, los dos tipos más frecuentes de medidores que se utilizan actualmente son los medidores de servo mecánicos y los medidores por radar. El medidor mecánico servo-operado depende de un desplazador mecánico sujetado a un cable en un tambor. El desplazador es descendido por el servomotor al líquido y sigue los movimientos de la superficie. La detección intrusiva, muchas partes móviles y un programa de mantenimiento significativo son desafíos relacionados con los sistemas de medición basados en servo.

La seguridad y la prevención de sobrellenado es una preocupación importante para cualquier planta que se utilice para el almacenamiento de líquidos a granel de líquidos inflamables. Muchas de las primeras aplicaciones de radar en gas licuado fueron para la prevención de sobrellenado independiente, ya que los medidores mecánicos de servo utilizados para la medición de nivel regular no cumplían con los requisitos.

Actualmente, se suele requerir que los medidores de tanques por radar tengan capacidades de alarma de alto nivel clasificadas como SIL 2. Los medidores por radar clasificados de SIL múltiple pueden conectarse en un lazo SIS de manera que se consiga la votación entre las alarmas altas. También es posible utilizar un medidor por radar 2 en 1 para el mismo propósito.

Una configuración típica de instrumentos en un tanque de LNG incluye un sensor de LTD (nivel, temperatura y densidad). Este dispositivo LTD proporciona un perfil de densidad y temperatura del tanque que puede utilizarse para detectar la estratificación. Estos datos se utilizan para los cálculos dentro del software a fin de determinar el riesgo de un incidente de rollover. Un software especial utiliza los datos de LTD para la predicción de rollover. Rollover (repetición de ciclo) es un fenómeno en un tanque criogénico que tiene el potencial para provocar grandes emisiones de vapor sin control e incluso daños graves en el tanque. Mediante la medición del perfil de densidad y temperatura puede predecirse el riesgo de rollover. Las medidas para mitigar el riesgo de rollover pueden entonces iniciarse en función de las recomendaciones realizadas por el software.

8

Sensores adicionales

Tema	Página
8.1 Medición de densidad y medición híbrida de tanques	52
8.2 Sensores de presión utilizados en la medición híbrida de tanques	54
8.3 Consideraciones de instalación	54
8.4 Medición de nivel de agua libre	54

8. Sensores adicionales

Para la mayoría de las necesidades de la medición de tanques, la medición de nivel y las mediciones de temperatura son suficientes para realizar los cálculos de volumen requeridos. Sin embargo, en muchos casos, se agregan sensores para la medición de densidad observada y nivel de agua libre en el fondo del tanque.

8.1 Medición de densidad y medición híbrida de tanques

Un sistema híbrido de medición de tanques mide tanto el nivel como la presión. El resultado de un sensor de presión se utiliza en combinación con el valor de nivel del medidor del tanque. A partir de estas dos variables, la densidad observada del contenido del tanque puede calcularse en línea. La norma API MPMS Capítulo 3.6 describe el uso de la medición híbrida de tanque y cómo se calcula la densidad.

En un tanque ventilado abierto, con un techo fijo o flotante, se utiliza un solo sensor de presión (P1). Si existe presión en el tanque por inertización o por otra fuente, se requiere un segundo sensor de presión (P3).

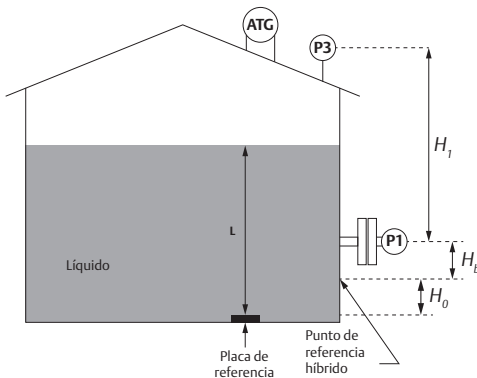


Figura 8.1: La medición de densidad se lleva a cabo con la ayuda de un medidor de nivel y uno o dos sensores de presión.

Cálculo de la densidad observada de producto

1. Densidad observada de producto (D_{obs}) en vacío

Los cálculos híbridos de densidad se basan en el hecho de que la densidad del producto es proporcional a la presión del líquido y puede calcularse como se indica a continuación:

$P1 - P3 = \text{cabeza del producto líquido total} + \text{cabeza del vapor en tanque} - \text{cabeza del aire ambiente entre } P1 \text{ y } P3$

La presión de la cabeza tanto en líquido como en vapor es aproximadamente la misma que la del producto de cabeza y densidad promedio.

$\text{Presión de cabeza de líquido} = g \times (L - Y) \times D_{obs}$
(al nivel de P1)

$\text{Cabeza de vapor en tanque} = g \times [H_v - (L - Y)] \times D_v$
(en la superficie del líquido)

$\text{Cabeza de aire ambiente} = g \times H_a \times D_a$
(al nivel de P1)

Entonces, el valor de D_{obs} se puede calcular a partir de lo siguiente:

$$D_{obs} = \frac{N(P1 - P3) - g(D_v - D_a)H_1}{g(L - Y)} D_v$$

Donde:

D_{obs} = densidad observada del líquido en vacío

N = constante de unidades

$Y = H_b + H_o$ (la distancia vertical desde el sensor P1 a la placa de referencia del tanque)

masa en vacío, masa en aire y volumen bruto estándar

L = nivel ATG (volumen inferior)

H_b = Distancia vertical desde el centro de fuerza del sensor P1 al punto de referencia híbrido

H_0 = Distancia vertical desde la placa de referencia del tanque al punto de referencia híbrido

g = Aceleración gravitacional local

H_t = Distancia vertical desde los centros de fuerza de los diafragmas P1 a P3

D_v = Distancia del vapor en tanque

D_a = Distancia del aire del ambiente

Nota: Si el punto de referencia híbrido se encuentra en la misma elevación que la placa de referencia del tanque, H_0 es cero.

2. Cálculo de masa del producto en vacío (M)

$$M = GOV \times D_{obs} - WR$$

Donde:

GOV = Volumen bruto observado

D_{obs} = Densidad observada de producto (en vacío) de 1.

WR = Masa del techo flotante (si corresponde)

Nota: En tanques de almacenamiento atmosféricos, la masa del producto en vapor puede ser configurada a cero.

3. Masa aparente del producto en aire (M_a)

$$M_a = M \left(1 - \frac{D_a}{D_{obs}} \right)$$

Donde:

M = Masa total del producto (en vacío) de 2.

D_a = Densidad del aire del ambiente

D_{obs} = Densidad observada del líquido (en vacío) de 1.

4. Volumen bruto estándar (GSV)

$$GSV = GOV \times VCF$$

Donde:

GOV = Volumen bruto observado

VCF = Factor de corrección de valor, generalmente obtenido a partir de MPMS Capítulo 11.1, ASTM D-1250

8.2 Sensores de presión utilizados en la medición híbrida de tanques

La precisión de la densidad observada calculada depende del rendimiento de los sensores de presión utilizados. Debido a las características del sensor de presión, la precisión de densidad varía sobre el span de nivel en el tanque. La precisión de densidad más alta se logra a niveles altos de líquido. La precisión se reduce cuando el nivel del tanque está cerca del sensor P1. Existe un determinado nivel de corte, lo que significa que las mediciones de densidad están inhibidas por debajo de este punto.

Solo deben utilizarse los sensores de presión más exactos para la medición híbrida de tanques. La precisión requerida se encuentra en el rango de 0,035% de span.

8.3 Consideraciones de instalación

Para obtener el mejor rango y la mejor precisión, el sensor P1 debe ubicarse en un punto lo más bajo posible en el tanque. Sin embargo, la ubicación no debe ser tan baja que la interferencia proveniente del agua libre y el sedimento provoque problemas de medición. Generalmente, el sensor P1 se encuentra montado en un nivel entre 0,5 y 1 metro desde el fondo del tanque. El sensor de presión también debe instalarse con una válvula de bloqueo de manera que el sensor pueda ser retirado y reparado.

El sensor P3 se encuentra ubicado en la parte superior del tanque por encima del nivel de líquido más alto.

8.4 Medición de nivel de agua libre

Los tanques de almacenamiento de petróleo pueden acumular agua en el fondo. Las fuentes de esta agua pueden ser la condensación de humedad del aire que ingresa por la ventilación a medida que se vacía el tanque o agua de lluvia que ingresa al tanque de forma accidental. Asimismo, puede haber ingreso de agua en el producto antes de que se llene el tanque. Esto es frecuente en tanques de petróleo crudo y puede causar problemas si el nivel de agua es muy alto. Para evitar esto, el agua libre debe drenarse del tanque. Como norma general, el contenido de agua debe mantenerse al mínimo.

Para hacer un seguimiento del nivel de agua libre, se utilizan los sensores conectados al sistema de medición del tanque siempre que son necesarios. Asimismo, la información del nivel de agua libre se utiliza en el cálculo de inventario para lograr evaluaciones adecuadas del volumen del producto.

El sensor de nivel de agua es un sensor de interfaz que determina la línea entre el agua y el hidrocarburo por encima de esta, lo que puede ser una tarea muy exigente. En tanques con petróleos blancos refinados, el corte entre el agua y el petróleo suele estar bien definido y ser fácil de medir, pero en tanques con petróleos negros o petróleo crudo, la interfaz tiende a ser un área de emulsión, lo que hace que el corte sea difícil de definir.

Los sensores de nivel de agua basados en capacitancia generalmente se utilizan en combinación con los otros componentes de un sistema de medición de tanques. El sensor de capacitancia está generalmente integrado con el sensor de temperatura. Esto permite que la unidad del sensor de nivel/temperatura combinados pueda estar instalada en solo una abertura del tanque de 50 mm (2 in) de tamaño o más.

9

Arquitectura del sistema

Tema	Página
9.1 Cableado de tanques_____	58
9.2 Buses de campo de los tanques de almacenamiento_____	58
9.3 Redundancia de la comunicación_____	58
9.4 Soluciones puente_____	59
9.4.1 Emulación de medidores_____	59
9.4.2 Comunicación inalámbrica_____	59
9.5 Software_____	60



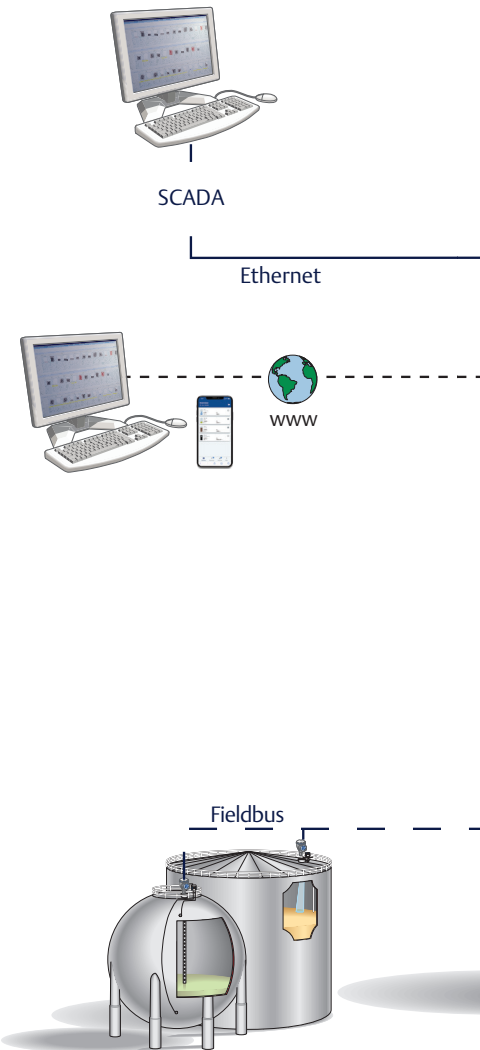
9. Arquitectura del sistema

El objetivo principal de la arquitectura del sistema de un sistema de medición de tanques es enrutar la información del tanque desde los tanques de almacenamiento a los usuarios de una manera rápida y confiable.

Los sistemas de medición de tanques antiguos basados en medidores de boya y de servo utilizan redes de comunicación de propiedad exclusiva. En el pasado, los diferentes fabricantes de sistemas de medición utilizaban redes de transmisión de datos de campo separadas e incompatibles, protocolos e interfaces de comunicación. Los usuarios de estos sistemas estaban estancados con un único proveedor de equipos de medición de tanques durante la vida útil del sistema. Esto, en combinación con el uso de medidores mecánicos que requerían mantenimiento, reparación y suministro de piezas de repuesto, en muchos casos generaba un alto costo de propiedad.

Los sistemas modernos de medición de tanques utilizan arquitecturas abiertas y protocolos de comunicación estandarizados. Un usuario de estos sistemas no estará condenado a una situación de una sola fuente y tendrá muchas opciones cuando seleccione instrumentos.

Actualmente, existen “soluciones puente” que permiten que los sistemas antiguos se modernicen paso por paso. La emulación de medidores y la tecnología inalámbrica son dos puentes de este tipo.



9 - Arquitectura del sistema

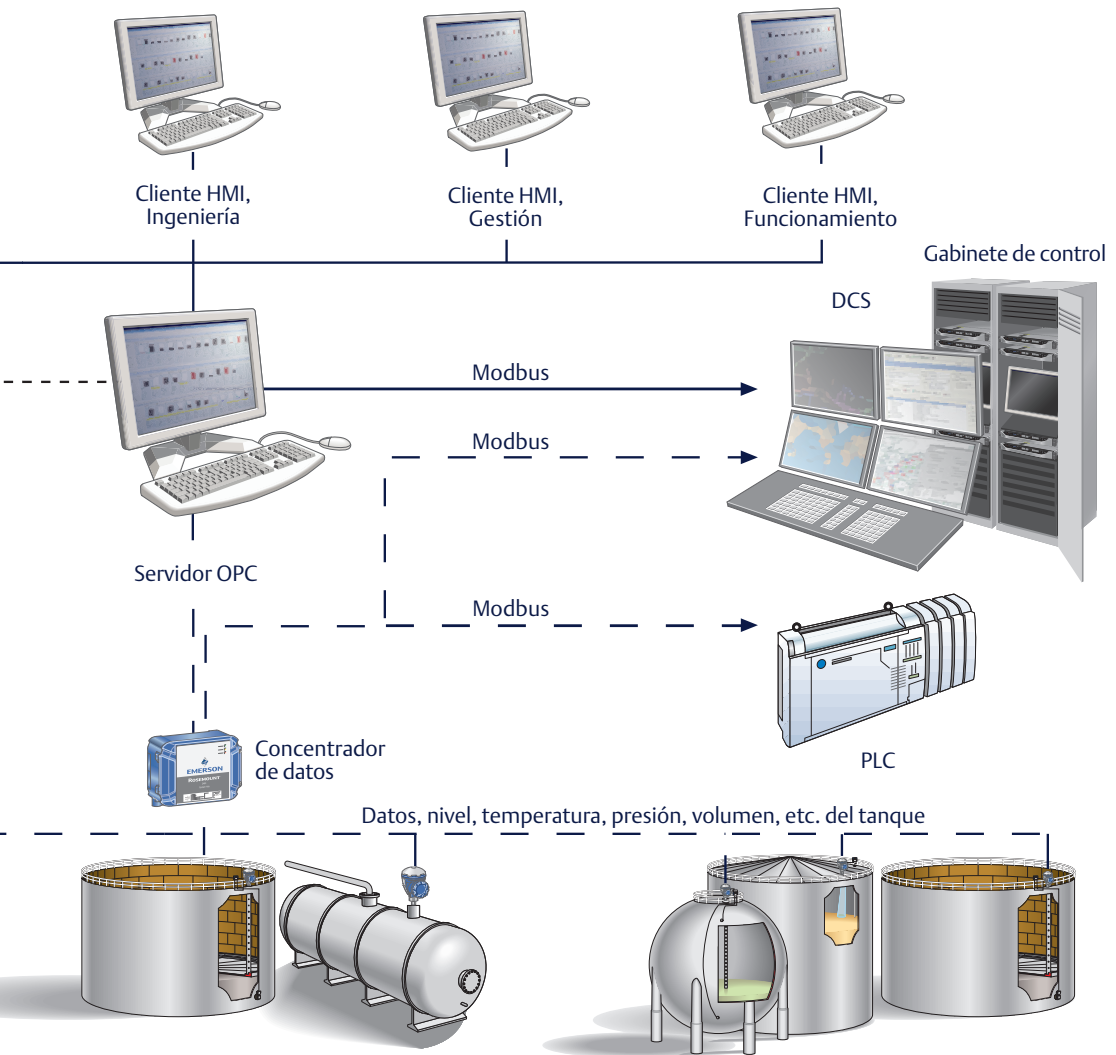


Figura 9.1: Arquitectura moderna del sistema de medición de tanques.

9.1 Cableado de tanques

Los instrumentos en el tanque necesitan energía y un enlace a la sala de control. En muchos casos, esto se realiza mejor a través de un bus de campo local de instrumentos intrínsecamente seguros. El uso de cableado intrínsecamente seguro en el tanque ofrece beneficios de seguridad. Asimismo, ofrece ahorros en el costo de instalación ya que no se necesitan conductos de cables caros. Generalmente, el bus del tanque se conecta y se alimenta a través de una unidad de comunicación/alimentación al costado del tanque. Desde aquí, los tramos más largos del bus de campo de los tanques de almacenamiento están conectados y también lo está la fuente de alimentación local. También puede ubicarse la comunicación inalámbrica desde aquí.

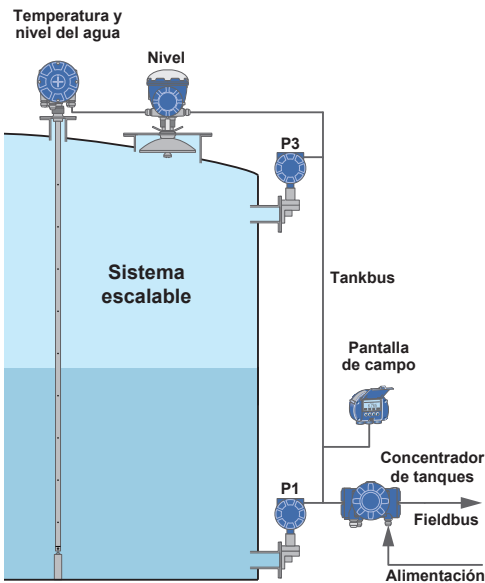


Figura 9.2: Bus de campo intrínsecamente seguro que provee alimentación y comunicación a las unidades del tanque.

9.2 Buses de campo de los tanques de almacenamiento

Las variables de procesos que miden los dispositivos del tanque deben llegar a los usuarios de esta información rápidamente y con alta integridad. Los dispositivos están esparcidos a lo largo de un área grande en los tanques de almacenamiento y el cableado del bus de campo puede recorrer largas distancias. El cableado debe soportar desafíos como daños por atenuación y rayos. A menudo, suele haber cableado existente en el lugar y debería ser posible utilizar este cableado cuando se instala un nuevo sistema de medición de tanques ya que es caro instalar

nuevos cables de señal. Si no existe cableado de señal o se encuentra en malas condiciones, la comunicación inalámbrica puede salvar esta brecha.

9.3 Redundancia de la comunicación

La disponibilidad de la información del tanque es de importancia crítica para la operación de tanques de almacenamientos ocupados. La falta de información del tanque puede apagar rápidamente los movimientos de petróleo de los tanques de almacenamiento.

Para establecer la alta disponibilidad de la información, pueden aplicarse diferentes soluciones de redundancia. Entre estas opciones se incluyen las siguientes:

- Redundancia de medición utilizando más de un medidor por tanque
- Redundancia del bus de campo utilizando capas de comunicación múltiples o diferentes para los buses de campo
- Redundancia del gateway con cables redundantes y gateways inalámbricos
- Interruptor de red y redundancia de la red
- Redundancia de la interfaz de usuario



Figura 9.3: La redundancia del tanque se logra con medidores duales de tanques y capas de comunicación separadas, cableadas e inalámbricas.

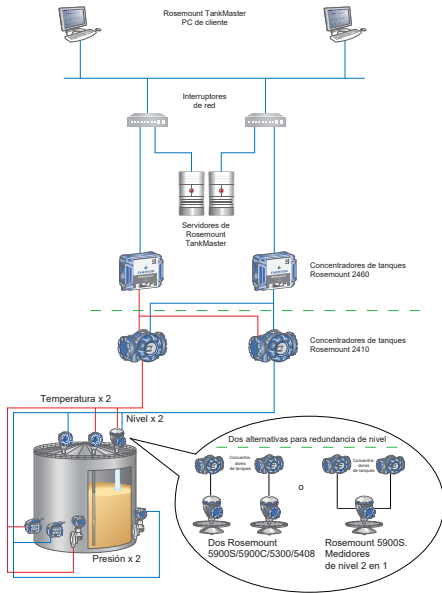


Figura 9.4: Diferentes capas de redundancia: redundancia de la unidad de tanques y redundancia de la unidad de comunicación de campo en combinación con servidores de datos redundantes y estaciones de operador.

Los servidores de medición de tanques suelen colocarse en salas de bastidores o salas de control. Los gabinetes personalizados alojan los servidores y los gateways de campo.



Figura 9.5: Un gabinete del sistema de medición de tanques.

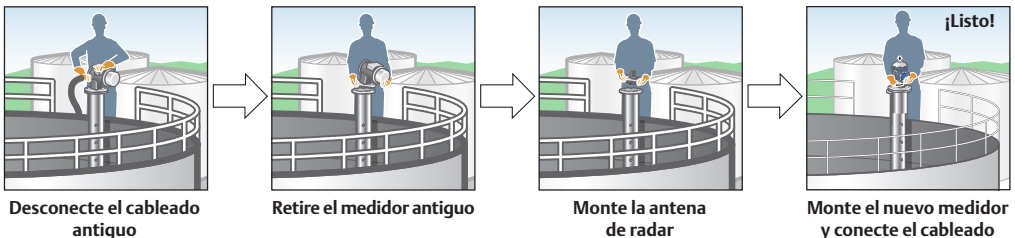


Figura 9.6: Con la emulación de medidores, es fácil realizar una actualización de tanque por tanque.

9.4 Soluciones puente

La migración de un sistema antiguo a un nuevo sistema puede ser difícil de lograr, a menos que se reemplace todo el sistema en un único proyecto importante. Los antiguos buses de campo de propiedad exclusiva suelen constituir un obstáculo importante para una actualización gradual. Sin embargo, existen maneras de superar este bloqueo y saltar los sistemas antiguos:

9.4.1 Emulación de medidores

Una manera fácil de reemplazar medidores antiguos del tanque en infraestructuras de bus de campo existentes es hacer que los medidores nuevos emulen a los antiguos mediante la comunicación a través del bus de campo antiguo y utilicen el mismo protocolo de comunicación y la fuente de alimentación existente. Con esta “emulación de medidores”, un medidor antiguo puede reemplazarse rápidamente con uno nuevo en función de tecnología diferente. No es necesario cambiar los buses de campo o el equipo de la sala de control. Asimismo, la emulación de medidores puede implementarse en combinación con soluciones inalámbricas.

9.4.2 Comunicación inalámbrica

La comunicación inalámbrica de instrumentos dista de ser nueva. Sin embargo, las redes en malla inteligentes de autoconfiguración han empezado a aplicarse recientemente para telemetría. Las redes en malla según se describen en IEC 62591 o *WirelessHART*[®] son muy adecuadas para los sistemas de medición de tanques. En los últimos años, se han convertido en una solución atractiva para construir arquitecturas de sistemas para la medición de tanques y para otros tipos de instrumentación. La comunicación inalámbrica puede reducir enormemente el costo de instalación de la medición de tanques.

Una característica importante de una red en malla de autoconfiguración es que se necesita un mínimo de esfuerzo de ingeniería para diseñar el sistema. Siguiendo pautas simples que cubren distancias de nodos y

ubicaciones de gateways, la disposición del sistema puede diseñarse en el lapso de una hora. Después del encendido, la red se establece sola y estará lista para funcionar en unos pocos minutos. Debido a múltiples rutas de comunicación, la red es autorreparable si se desactiva algún enlace. La codificación de datos y los saltos de frecuencia permiten altos niveles de seguridad de datos y confiabilidad de comunicación. Un sistema de medición de tanques que puede comunicarse tanto a través de cables como de forma inalámbrica tiene el potencial de mejorar la disponibilidad de datos aún más allá a través de la redundancia y la diversidad de comunicación.

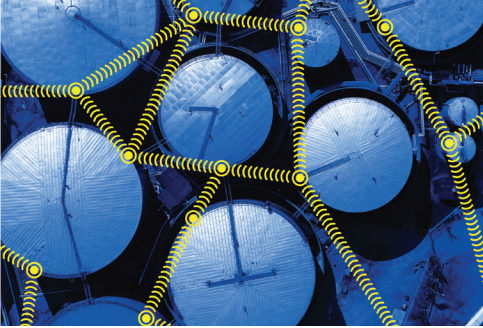


Figura 9.7: Una red de campo en malla que se organiza de manera automática puede encontrar por su cuenta la mejor manera de superar cualquier obstáculo fijo o temporal.



Figura 9.8: Antena conectada a dispositivos del tanque.

9.5 Software

Un sistema de medición de tanques no está completo sin un paquete de software versátil que una toda la información del tanque. El sistema informático de medición de tanques realiza numerosas tareas y muchas de estas deben realizarse bajo determinados reglamentos y estándares específicos para cubrir operaciones de almacenamiento de líquido a granel. Asimismo, el software debe proporcionar ayuda para tareas que incluyen el control de lote y la planificación de almacenamiento.



Figura 9.9: Software de medición de tanques.

El software exige una HMI integral y amigable construida para operadores de tanques de almacenamiento. La confiabilidad y la seguridad son propiedades clave de la HMI ya que juega un papel importante en las diferentes capas de seguridad operativa. La navegación entre las funciones y los tanques debe ser fácil y rápida.

Los nuevos softwares también deben soportar los avances en la tecnología de automatización y la transformación digital, así como los cambios en la forma de trabajar que derivan de esto y muchos usuarios están empezando a implementar. Deben utilizar interfaces abiertas capaces de gestionar la transmisión de datos tanto hacia como desde otro software especializado a través de protocolos estandarizados. Deben ser multiplataforma y compatibles con múltiples dispositivos diferentes, como teléfonos inteligentes y tabletas, así como con computadoras de oficina y servidores, independientemente de la marca y el sistema operativo.

Los requisitos funcionales de un sistema de información de medición de tanques se pueden resumir de la siguiente manera:

Pantalla de datos del tanque en tiempo real

Los operadores necesitan control total de las operaciones de los tanques de almacenamiento en todo momento. Los niveles y los índices de nivel deben mostrarse sin latencia.

Cálculos de volumen y masa

El software de medición de tanques debe calcular de forma rápida y precisa los datos de inventario del tanque. Los cálculos de volumen deben respetar las normas API relevantes y otros estándares/métodos adecuados para diferentes líquidos a granel. El software debe ser capaz de manejar diferentes tipos de tablas de volumen (tablas de aforo) con un gran número de puntos de datos.

Manejo de datos de laboratorio del producto

Es necesario utilizar datos del producto líquido de muestras de laboratorio como la densidad y el contenido de agua. El software debe tener la capacidad para utilizar datos ya sea a través del ingreso directo desde los sistemas de laboratorio o mediante la entrada manual del operador.

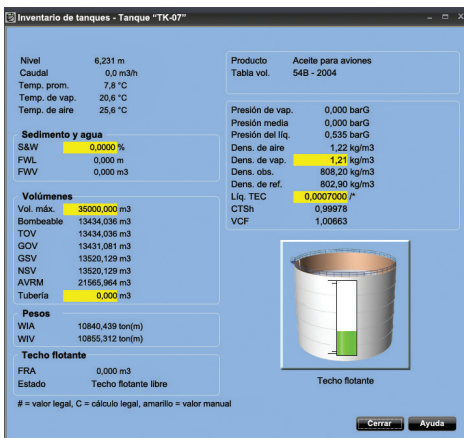


Figura 9.10: Una ventana de información del tanque de una estación del operador del tanque.

Generación de informes

Generalmente, los líquidos a granel almacenados representan un valor sustancial y la evaluación de las necesidades de existencias debe informarse de forma precisa y a la frecuencia deseada. Los informes deben estar personalizados a los requisitos del usuario y presentarse a determinados puntos de tiempo. Algunos informes de ejemplo son los siguientes: Informes de inventario, informes de balance de masa, informes de turno e informes de registro de eventos.

Los informes pueden almacenarse, imprimirse, enviarse por correo electrónico o enviarse a otro software a través de OPC u otros métodos de transmisión basados en redes.



Manejo de alarmas

La medición de tanques es la primera capa de defensa contra los sobrellenados. La HMI debe ser capaz de proporcionar alarmas de operador si se alcanza cualquier nivel establecido o si se alcanzan otras variables. Se requieren tanto puntos fijos como ajustables. Las alarmas deben ser auditivas y visibles, y se deben poder distribuir a lo largo de la red de la planta, mediante correo electrónico y a teléfonos celulares. Las alarmas y los reconocimientos de alarmas también deben registrarse, almacenarse e informarse.

Datos históricos

Los operadores deben ser capaces de acceder a datos históricos para un seguimiento confiable y para la revisión de eventos pasados. La presentación de datos debe realizarse en modos numéricos y gráficos.

Incorporación e integración

Los datos de tanques directos y derivados a través de incorporación y el enlace a otro software de oficinas y empresas.

Gestión de usuarios

El software de gestión de la medición de tanques requiere un manejo adecuado de la gestión de usuarios. Debe proporcionarse el inicio y cierre de sesión de usuario, los derechos de acceso del usuario, el registro de dichos eventos y el reconocimiento de alarmas por razones de seguridad.



Figura 9.11: Se pueden utilizar tabletas para verificar los datos de medición del tanque.

Conectividad a otros sistemas

Además de la distribución de datos dentro del servidor de medición de tanques y sus clientes, los datos del tanque también deben ser fácilmente distribuibles a otros sistemas de alto nivel. La distribución de datos a través de un servidor web integrado permitirá la distribución de datos a clientes dentro y fuera de la red de la planta.

Otra capacidad de comunicación importante es la conexión a sistemas de medición de tanques antiguos. En una planta grande como una refinería puede haber grupos de medidores de tanques de diferentes marcas. El software de medición de tanques debe tener la capacidad para comunicar y controlar dichos sistemas y convertirlos en una fuente de información de medición de tanques para todos los tanques de almacenamiento.

Configuración y resolución de problemas

El software de medición de tanques suele ser la herramienta para la configuración, la instalación y la resolución de problemas de todo el sistema de medición de tanques. Debe realizarse de manera que operadores e ingenieros locales puedan configurar cada sistema en el sitio. Idealmente, la resolución de problemas se lleva a cabo en la sala de control para minimizar la subida al tanque. Un buen software de medición de tanques con herramientas de mantenimiento y configuración automáticas “basadas en asistente” hace que esto sea posible.

10

Prevención de sobrellenado

Tema	Página
10.1 ¿Qué está en juego? _____	64
10.1.1 Probabilidad _____	64
10.1.2 Consecuencia _____	64
10.2 Beneficios _____	65
10.3 Estándares de la industria _____	65
10.3.1 API 2350 _____	66
10.3.2 IEC 61511 _____	66
10.4 Prevención moderna de sobrellenado _____	67
10.4.1 Elementos clave _____	67
10.4.2 Enfoque tradicional _____	67
10.4.3 Enfoque moderno _____	68
10.4.4 Tecnología de medición de tanques 2 en 1 _____	69
10.4.5 Pruebas de verificación _____	70

10. Prevención de sobrellenado

Durante un tiempo largo, los sobrellenados de tanques han sido una de las causas principales de incidentes de seguridad graves en instalaciones de almacenamiento de líquido a granel, pero los sobrellenados no ocurren al azar. Son predecibles y, por lo tanto, evitables. Este capítulo resume el conocimiento actual y la pericia con respecto a la prevención de sobrellenado de tanques y cómo los equipos modernos se pueden utilizar para acercarse más al objetivo de cero sobrellenados de tanques. Puede encontrar lectura adicional más detallada en “La guía del ingeniero para la prevención de sobrellenado” (ISBN 9789198277906).

10.1 ¿Qué está en juego?

El riesgo consiste en dos componentes: probabilidad y consecuencia. Estos dos componentes son inusualmente grandes para el caso de los sobrellenados de tanques en comparación con otros riesgos potenciales en tanques de almacenamiento.

10.1.1 Probabilidad

Los datos históricos de la industria indican que, estadísticamente, ocurre un sobrellenado cada 3300 llenados, de acuerdo con una compañía de seguros independiente ([Marsh and McLennan Companies, 2011](#)).

10.1.2 Consecuencia

Esta sección proporciona información sobre ejemplos de consecuencias que pueden ocurrir por un sobrellenado de tanque utilizando ejemplos de casos específicos.

Limpeza de derrames

Oeste de Massachusetts, Estados Unidos, 2005



Figura 10.2: Limpieza de derrame en el oeste de Massachusetts.

Planta pequeña con un único operador presente mientras se llenó el tanque de almacenamiento de líquido a granel a través de una tubería. El operador creyó que tendría tiempo para ir al bar al otro lado de la calle para tomarse una cerveza rápidamente. De repente, el camarero le avisa que salía diésel de la ventilación del tanque. Se liberaron 23 000 galones de diésel a la contención secundaria que consistía en fondo de tierra y lados de acero. Se recuperaron 14 000 galones del producto liberado utilizando camiones de vacío y se perdieron 9000 galones en el subsuelo, lo que contaminó el agua subterránea. Durante 2 semanas, se encontró líquido liviano en fase no acuosa en 14 pozos. Se extrajeron más de 300 000 galones de líquidos y reinyectaron para recuperar el suelo en la proximidad del tanque. El costo total excedió los \$350 000.



Figura 10.1: Daños a la propiedad después del accidente en Buncefield.

Lesiones, daños a la propiedad y multas societarias

Depósito de combustible Buncefield, Reino Unido, 2005

Un tanque de techo flotante sobrellenado en un terminal del tanque que provocó la liberación de grandes cantidades de gasolina cerca de Londres. Se formó una nube de vapor que se prendió fuego y provocó una explosión masiva y un incendio que duró cinco días. La primera causa raíz fue que el medidor electromecánico de nivel de servo falló de forma intermitente y el interruptor mecánico de nivel que se utilizó en el sistema de prevención de sobrellenado resultó inoperable.

Quiebra

Puerto Rico, Estados Unidos, 2009



Figura 10.3: Accidente en Puerto Rico en 2009.

Durante la descarga de gasolina desde un buque cisterna a los tanques de almacenamiento, un tanque de almacenamiento sobre tierra de 5 millones de galones sufrió un sobrellenado dentro de un dique de contención secundaria, lo que provocó la formación de una nube de vapor grande que se prendió fuego después de alcanzar una fuente de ignición en el área de tratamiento de aguas residuales de la planta. Además de provocar un incendio de nube de vapor extenso, la explosión creó una onda de presión que registró un valor de 2,9 en la escala de Richter. Durante más de dos días, nubes oscuras de particulado y humo contaminaron el aire y productos de petróleo se filtraron en el suelo y los cursos de agua navegables en el área circundante.

10.2 Beneficios

La inversión en prevención moderna de sobrellenado es un buen negocio porque no solo reduce estadísticamente el alto riesgo de sobrellenado de un tanque sino que también tiene un impacto financiero positivo inmediato. Al conocer mejor qué hay en el tanque, se puede mejorar la eficiencia y la utilización del tanque.

¿Por qué invertir en la prevención de sobrellenado?

- Proteja la vida y la salud
- Proteja el medio ambiente
- Proteja los activos de su planta

- Cumpla con las regulaciones
- Mejore las relaciones públicas
- Responsabilidad social corporativa
- Aumente la eficiencia de la planta
- Minimice los riesgos financieros y legales

Ejemplo 10.1: expansión de la capacidad del terminal del tanque (ficticio)

Un terminal del tanque, que actualmente tiene 10 tanques, necesita expandir su capacidad. Actualmente, el nivel normal de llenado es del 80%. Un estudio previo determinó que si se invierten \$15 000 por tanque en una mejor prevención de sobrellenado, el nivel normal de llenado puede aumentar a 90%. Para todos los tanques, el costo equivale a \$150 000 y el agregado de 10 puntos de porcentaje por tanque corresponde para los 10 tanques a un espacio adicional de un tanque. Como comparación, se estimó que el costo equivalente alternativo de construir un nuevo tanque excede el millón de dólares.

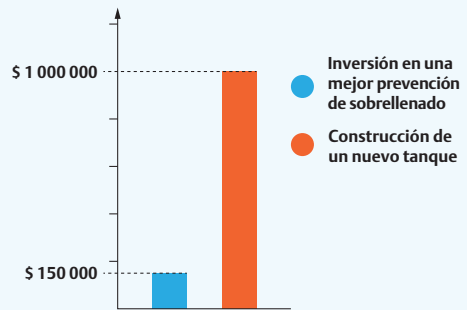


Figura 10.4: Comparación de dos opciones de inversión que corresponden a un aumento en volumen equivalente a un tanque.

10.3 Estándares de la industria

Ha habido avances significativos en el entendimiento de las causas raíz del sobrellenado de tanques en los años recientes debido al aumento en la disponibilidad de la información. La moderna prevención de sobrellenado se basa en el entendimiento de que una multitud de elementos contribuyen a minimizar el riesgo de un sobrellenado de tanque. Esta ha sido la base para los dos estándares de la industria mundialmente reconocidos

10 - Prevención de sobrellenado

para la prevención moderna de sobrellenado: [IEC 61511](#) y [API 2350](#).

IEC 61511 y API 2350 tienen diferentes alcances. API 2350 es una norma específica de aplicación particularmente para el almacenamiento de líquido a granel, mientras que IEC 61511 tiene por objetivo el diseño de salvaguardias electrónicas tanto en la industria de procesos como en la industria de almacenamiento de líquido a granel.

10.3.1 API 2350

API 2350 trata sobre la "Protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en plantas petrolíferas" y proporciona una perspectiva holística en la prevención moderna de sobrellenado. Aborda tanto factores "blandos" como procedimientos y documentación como también factores "duros" como el equipo y la ubicación de puntos de alarma.

La norma requiere que las plantas modernas (identificadas como "Categoría 3") estén equipadas con un sistema de medición automática de tanques (ATG) y un sistema de prevención de sobrellenado (OPS) independiente. API 2350 acepta tanto Sistemas manuales de prevención de sobrellenado (MOPS), donde se requiere la intervención humana para evitar el sobrellenado, como se muestra en la figura 10.5 como Sistemas automáticos de prevención de sobrellenado (AOPS) como se muestra en la figura 10.6, aunque se prefiere el último. En el caso de un AOPS, el requisito práctico es que debe estar diseñado de acuerdo con IEC 61511.

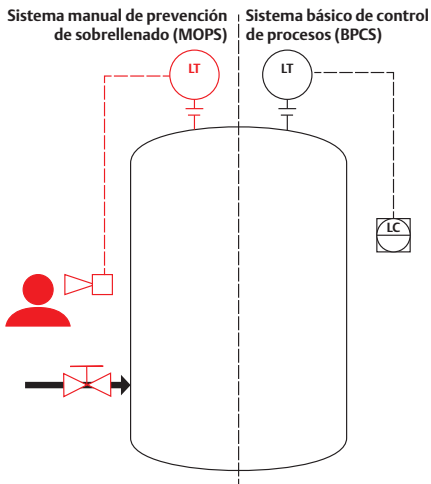


Figura 10.5: El MOPS consta generalmente de un transmisor de nivel (LT) conectado a una alarma audiovisual que envía una notificación a un operador para que tome la medida adecuada; por ejemplo, cerrar una válvula.

10.3.2 IEC 61511

IEC 61511: "Seguridad funcional: sistemas instrumentados de seguridad para el sector de la industria de procesos" es un estándar para funciones instrumentadas de seguridad (SIF; sensor, lógica, actuador), como sistemas automáticos de prevención de sobrellenado (AOPS). La confiabilidad de una SIF se cuantifica en "Nivel de integridad de la seguridad" (SIL) 0 – 4, donde cada uno corresponde a un intervalo de su capacidad para reducir riesgo, según se indica en la tabla 10.1.

Nivel de integridad de seguridad (SIL)	Factor de reducción de riesgo mínimo (RRF)
SIL 3	1000
SIL 2	100
SIL 1	10

Tabla 10.1: Información general sobre los niveles de integridad de la seguridad (SIL) y los factores de reducción de riesgo (RRF) correspondientes.

La norma no prescribe el uso de un SIL específico. La reducción del riesgo requerido se determinará en función de una evaluación de riesgos para la aplicación específica.

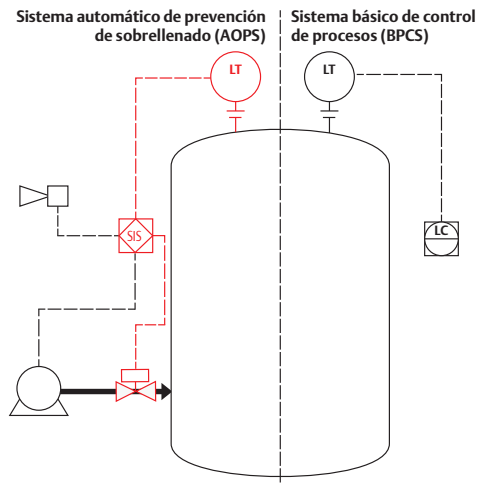


Figura 10.6: El AOPS generalmente consta de un transmisor de nivel (LT), lógica y actuador que cierra una válvula automáticamente para evitar que ocurran sobrellenados. Asimismo, la lógica puede ejecutar tareas críticas como no estén relacionadas con la seguridad como el cierre de una bomba y la notificación a operadores a través de alarmas audiovisuales.

10.4 Prevención moderna de sobrellenado

La prevención moderna de sobrellenado se basa en una perspectiva holística con un entendimiento del hecho de que una multitud de elementos contribuyen a minimizar el riesgo de sobrellenado de un tanque, y no solo el equipo señalado como “sistema de prevención de sobrellenado”.

10.4.1 Elementos clave

Entre los elementos clave de la prevención moderna de sobrellenado se incluyen los siguientes:

- Conducción de una evaluación de riesgo
- Cumplimiento de procedimientos documentados en un Sistema de gestión de sobrellenado
- Educación
- Uso de equipos apropiados
- Puntos de alarma no ajustables
- Procedimientos adecuados de comisionamiento como la Prueba de aceptación en sitio (SAT)
- Mantenimiento periódico y pruebas de verificación
- Gestión de cambios

El punto de vista es que la mejor práctica es utilizar una cantidad de capas de protección independientes para evitar que ocurra un accidente; o sea “no poner todos los huevos en una misma canasta”. En el caso de la prevención de sobrellenado, las capas de protección utilizadas típicamente se muestran en la figura 10.7.

Uno de los elementos más ignorados de la prevención de sobrellenado es probablemente el sistema de medición automática de tanques (ATG). Esta es la capa primaria de protección independiente que evita continuamente que ocurran sobrellenados en el tanque. Cuando un sistema ATG funciona correctamente, las otras capas de protección no estarán activadas. Por lo tanto, se puede decir que esta es la capa de protección más importante y, como consecuencia, debe recibir atención adecuada. Por ejemplo, un sistema ATG que depende de un transmisor de nivel mecánico no confiable no es solo un inconveniente operativo sino también un importante problema de seguridad.

10.4.2 Enfoque tradicional

En el pasado, un sistema de prevención de sobrellenado se basaba, principalmente, en soluciones de nivel puntual. A menudo, este equipo se colocaba para cumplir con requisitos de regulación prescriptivos incompletos y se trataba en consecuencia. El gasto de inversión se minimizaba y el mantenimiento y la verificación no eran una prioridad.

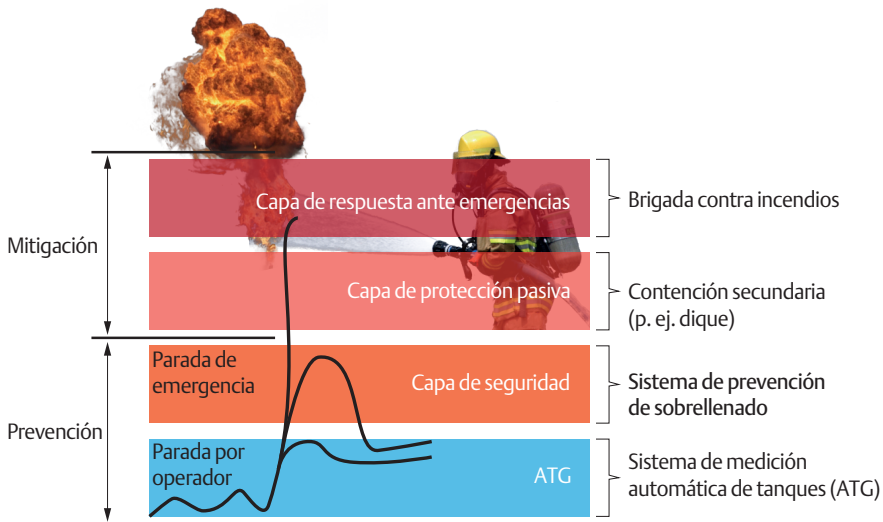


Figura 10.7: Capas de protección independientes utilizadas frecuentemente para minimizar el riesgo de sobrellenados de tanques.

10 - Prevención de sobrellenado

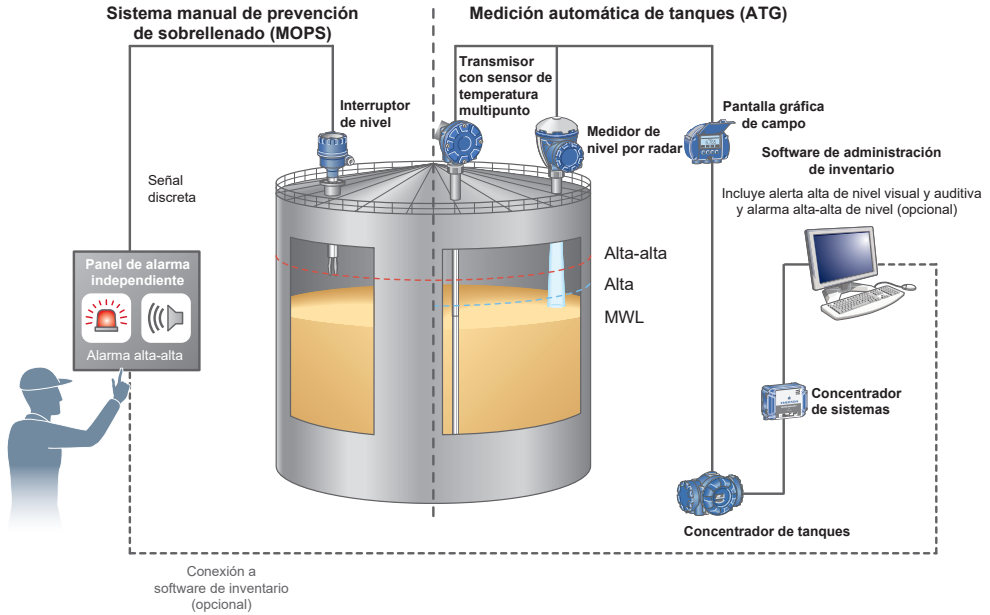


Figura 10.8: El método tradicional (obsoleto) para la prevención de sobrellenado-los sistemas manuales se basan en mediciones de nivel de punto.

10.4.3 Enfoque moderno

La industria avanzó rápidamente hacia un enfoque moderno que se basa en un sistema automático de prevención de sobrellenado (AOPS) con medición continua de nivel. Este sistema ofrece ventajas tanto financieras como de reducción de riesgos:

- Los humanos son inherentemente poco confiables. El riesgo de un sobrellenado puede reducirse mediante el uso de un sistema automático.
- Es difícil saber si el sensor de nivel puntual funciona correctamente y, por lo tanto, requiere pruebas de verificación constantes.
- Para verificar la integridad de ambos sistemas, puede utilizarse una alarma de desviación entre sensor de nivel de ATG y OPS.
- Un único sensor de nivel continuo puede utilizarse para múltiples alarmas y alertas como Alta-Alta, Alta, Baja, Baja-Baja. Es bastante usual que un único sensor de nivel continuo reemplace a 4 sensores separados de nivel puntual.
- La medición continua de nivel permite el ajuste de alarmas y alertas.
- En la práctica, los sensores de nivel idénticos normalmente son utilizados para OPS y ATG, como se muestra en la figura 10.9. Por lo general, se elige este enfoque por los siguientes motivos:
 - El sensor de nivel de OPS puede actuar como respaldo en caso de que falle el ATG y, por lo tanto, se minimiza el tiempo de inactividad.
 - Reduce la necesidad de educación y herramientas de configuración específicas para el dispositivo.
 - Se minimiza el inventario de piezas de repuesto.
 - Al contrario de lo que se cree, ni API 2350 ni IEC 61511 exigen el uso de diferentes tecnologías para sensores de nivel de OPS y ATG (diversificación de tecnología).

¿Por qué seleccionar menos que lo mejor también para el sensor de nivel de OPS?

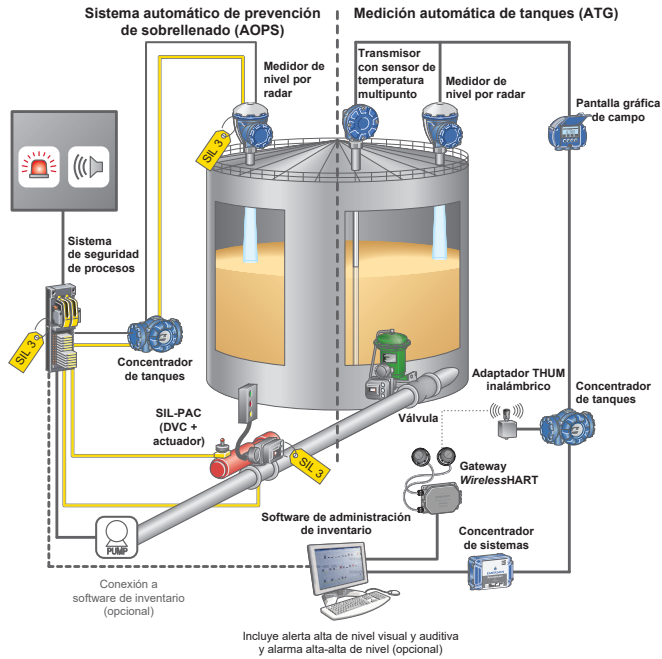


Figura 10.9: Ejemplo de un enfoque moderno que incorpora un sistema de prevención de sobrellenado automático basado en la medición continua de nivel por radar.

10.4.4 Tecnología de medición de tanques 2 en 1

La instalación mecánica de un sensor de nivel de OPS independiente a veces no es una posibilidad debido al costo, especialmente cuando se requiere un tubo de medición adicional en un tanque de techo flotante. Por lo tanto, el avance más reciente en la tecnología de sensores de nivel es una medición de nivel por radar 2 en 1, como se muestra en la figura 10.10.



Figura 10.10: Medidor de nivel por radar 2 en 1.

Los medidores de nivel por radar 2 en 1 pueden utilizarse simultáneamente para medición automática de tanques (ATG) y para la medición de nivel de OPS independiente, como se muestra en la figura 10.11.

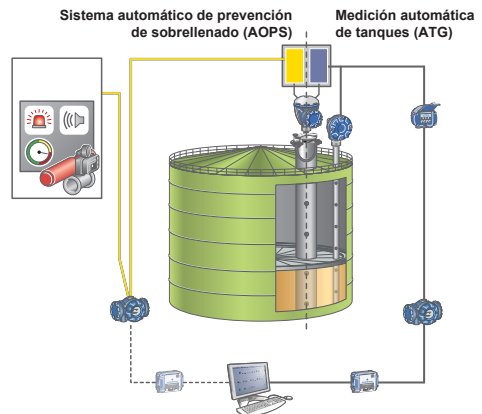


Figura 10.11: Información general del sistema para medición de nivel por radar 2 en 1.

El uso de medidores de nivel por radar 2 en 1 se basa en el fundamento de que la antena tiene un índice de error muy bajo en comparación con la electrónica. La antena es una parte mecánica no móvil con aproximadamente el mismo tiempo medio entre fallas (MTBF) que el tanque mismo. Por lo tanto, terceros acreditados independientes han verificado que cumple con IEC 61511 y API 2350.

10.4.5 Pruebas de verificación

El propósito de las pruebas de verificación es detectar los fallos al azar de hardware para comprobar que el equipo comisionado ya en operación funciona correctamente. Es un procedimiento crítico para mantener la integridad del sistema OPS y debe, por lo tanto, ejecutarse de forma periódica. API 2350 recomienda ejecutarlo cada 12 meses.

El enfoque tradicional es una 'prueba de cubo' según se muestra en la figura 10.12. Este método exige una visita al tanque y acceso al sensor de nivel mientras el tanque está temporalmente fuera de funcionamiento. El procedimiento puede ser un problema de seguridad directa para el personal que ejecuta la prueba ya que expone al tanque a la atmósfera y los contenidos del cubo pueden ser peligrosos.

Con los sensores de medición continua de nivel modernos, la prueba puede iniciarse de forma remota

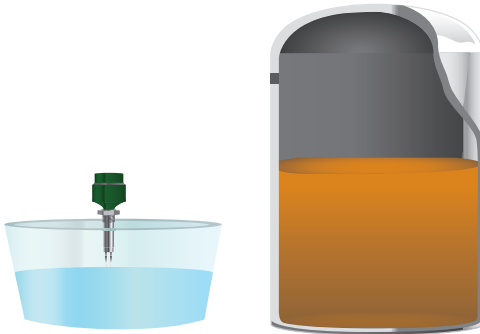




Figura 10.12: Enfoque tradicional de las pruebas de verificación - Pruebas de cubo.

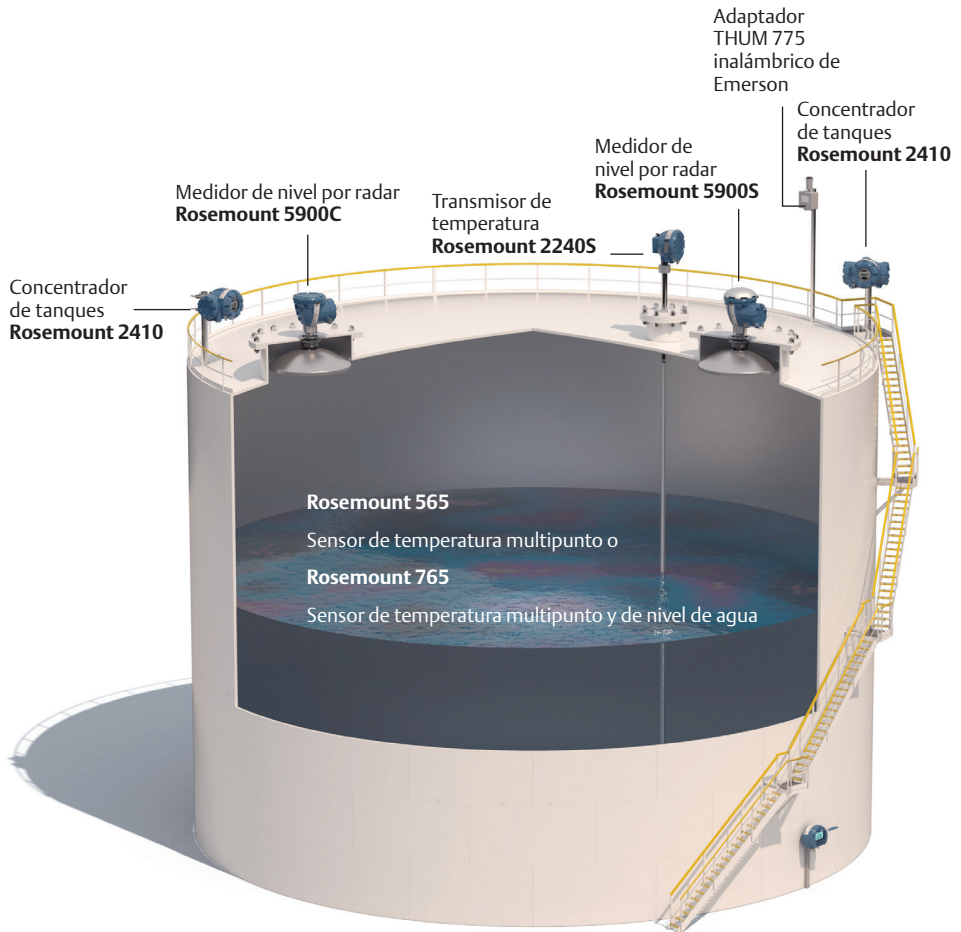
desde la sala de control o a través de una unidad de visualización en unos pocos minutos. Además, los informes pueden generarse automáticamente y el intervalo de pruebas de evaluación, a menudo, puede extenderse. Esto reduce la mano de obra y el tiempo de inactividad del tanque, pero, aún más importante, reduce el riesgo general.



Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

Tema	Página
A.1	Tipos de tanques _____ 72
A.2	Inalámbrico _____ 76
A.3	Emulación _____ 78
A.4	Redundancia _____ 82
A.5	Prevención de sobrellenado _____ 83
A.6	Sistema de medición de tanques Rosemount™ _____ 84





Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

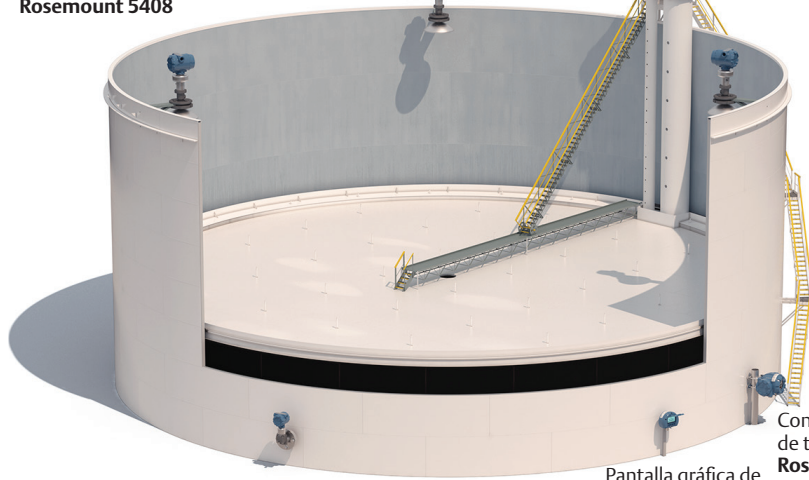
Tanque de techo flotante

3 Transmisores de nivel que miden la inclinación del techo flotante
Rosemount 5408

Transmisor de temperatura
Rosemount 2240S

En el tubo tranquilizador derecho:
Medidor de nivel por radar
Rosemount 5900S

En el tubo tranquilizador izquierdo:
Rosemount 565
Sensor de temperatura multipunto o
Rosemount 765
Sensor de temperatura multipunto y de nivel de agua



Transmisor de presión
Rosemount 3051S

Pantalla gráfica de campo
Rosemount 2230

Concentrador de tanques
Rosemount 2410

3 Medidores de nivel por radar que miden la inclinación del techo flotante
Rosemount 5900C

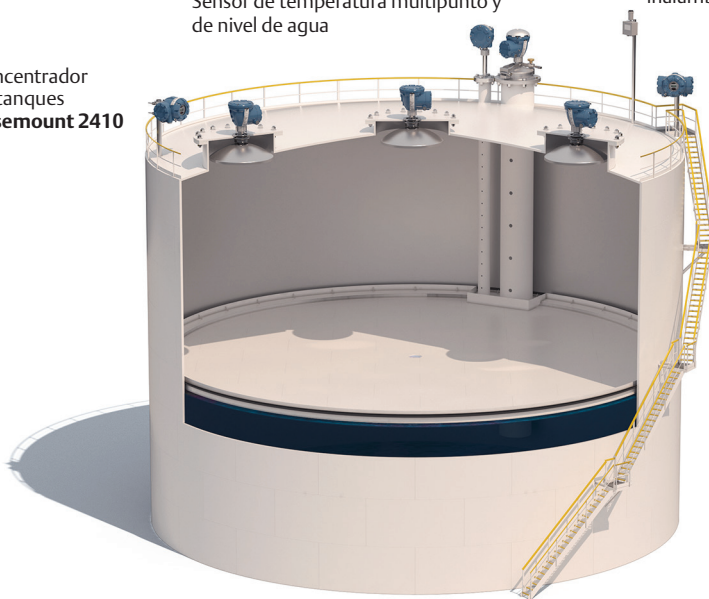
En el tubo tranquilizador izquierdo:
Rosemount 565
Sensor de temperatura multipunto o
Rosemount 765
Sensor de temperatura multipunto y de nivel de agua

En el tubo tranquilizador derecho: Medidor de nivel por radar
Rosemount 5900S

Adaptador THUM 775 inalámbrico de Emerson

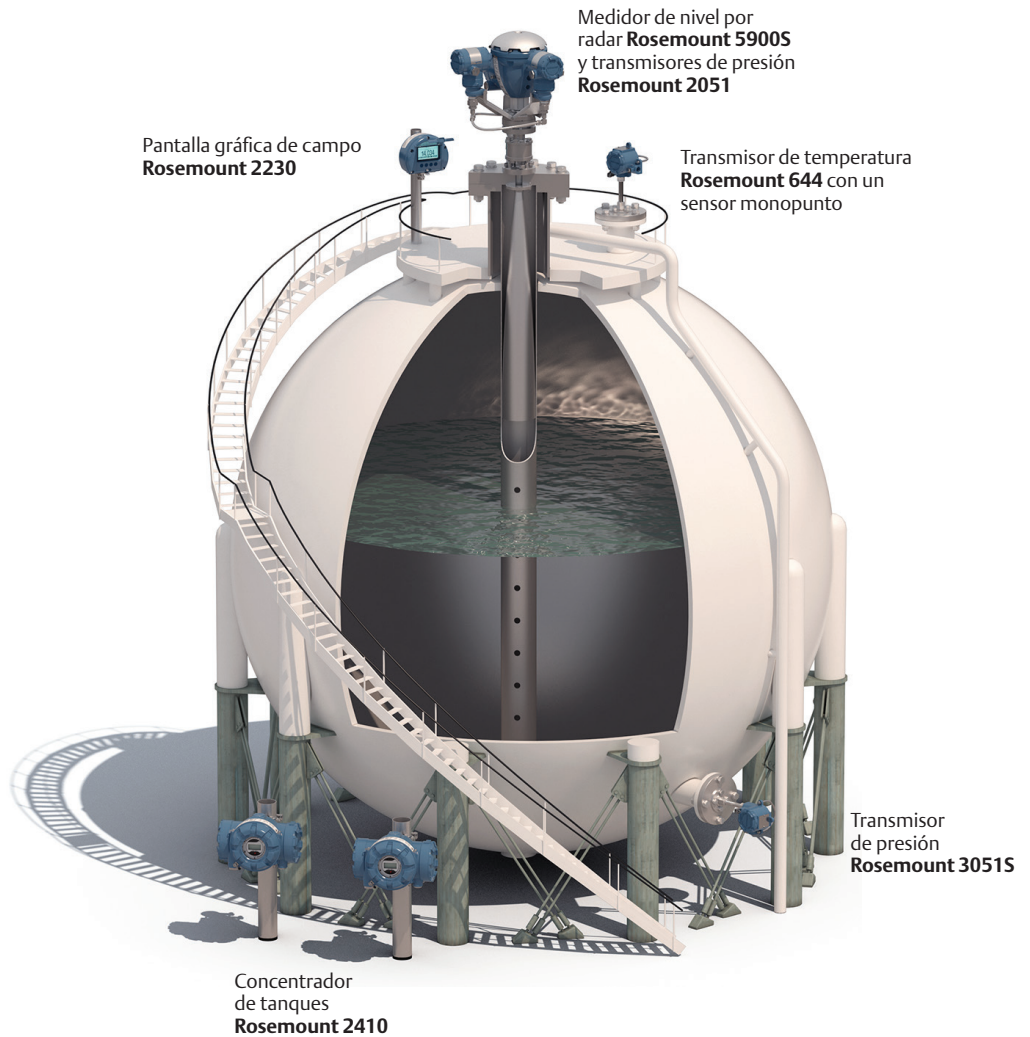
Concentrador de tanques
Rosemount 2410

Concentrador de tanques
Rosemount 2410



Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

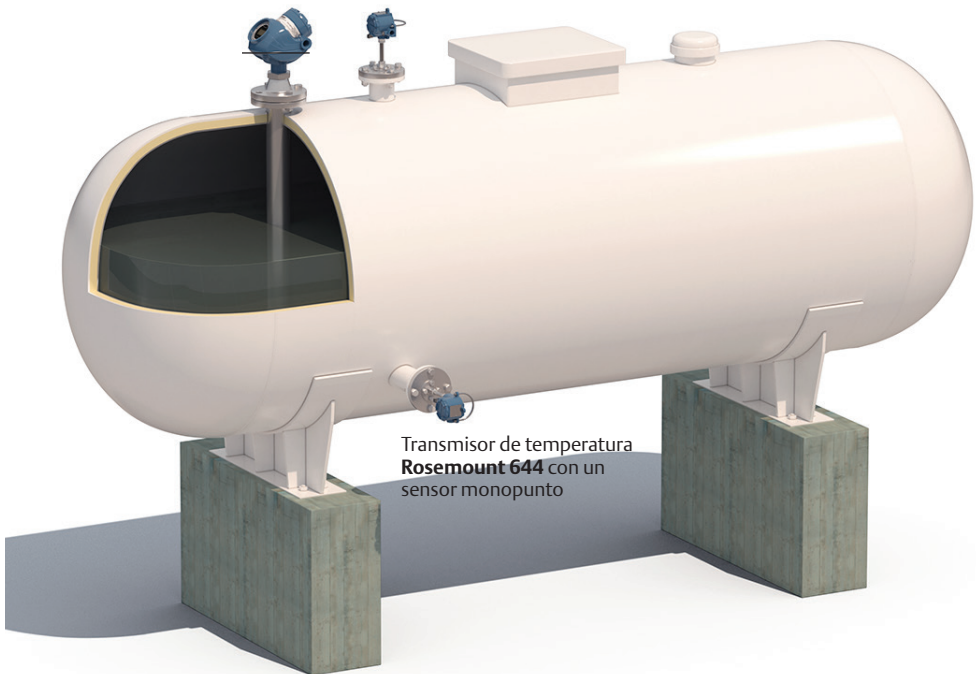
Tanque esférico presurizado



Tanque horizontal presurizado

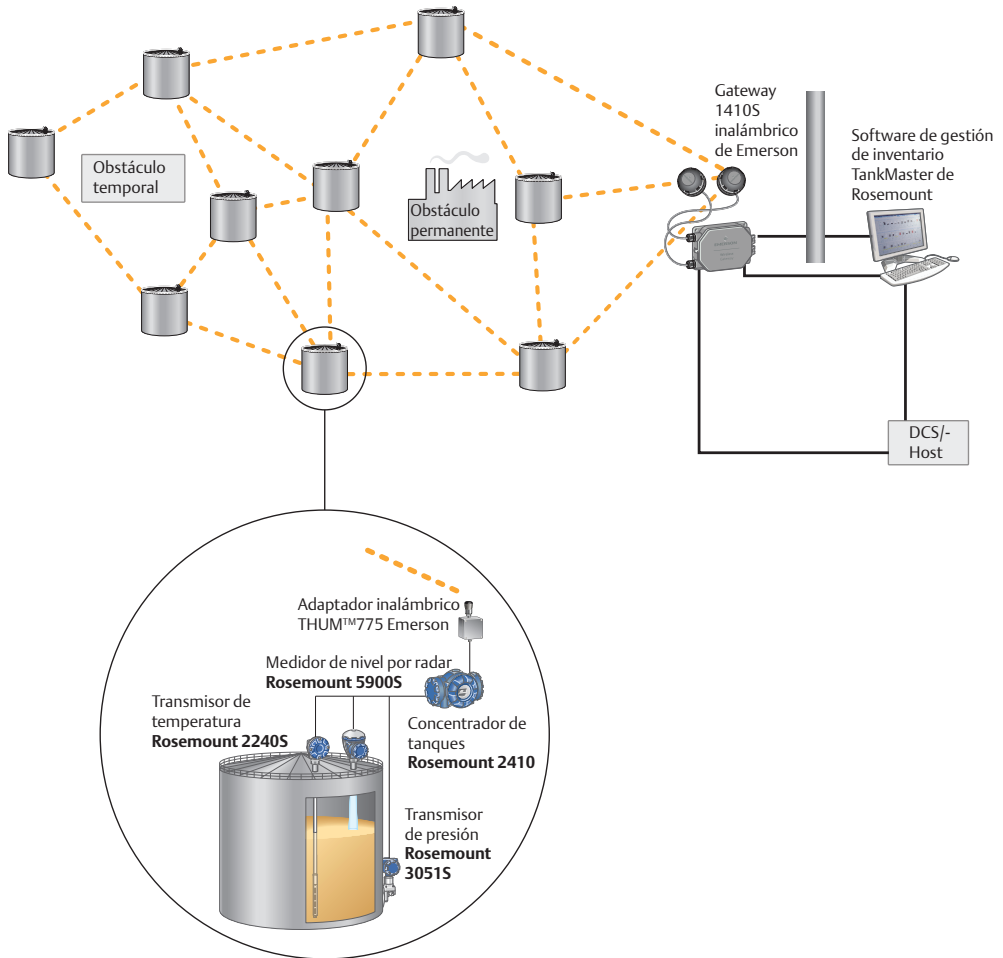
Transmisor de nivel por radar por onda guiada
Rosemount 5300

Transmisor de temperatura
Rosemount 644 con un sensor monopunto



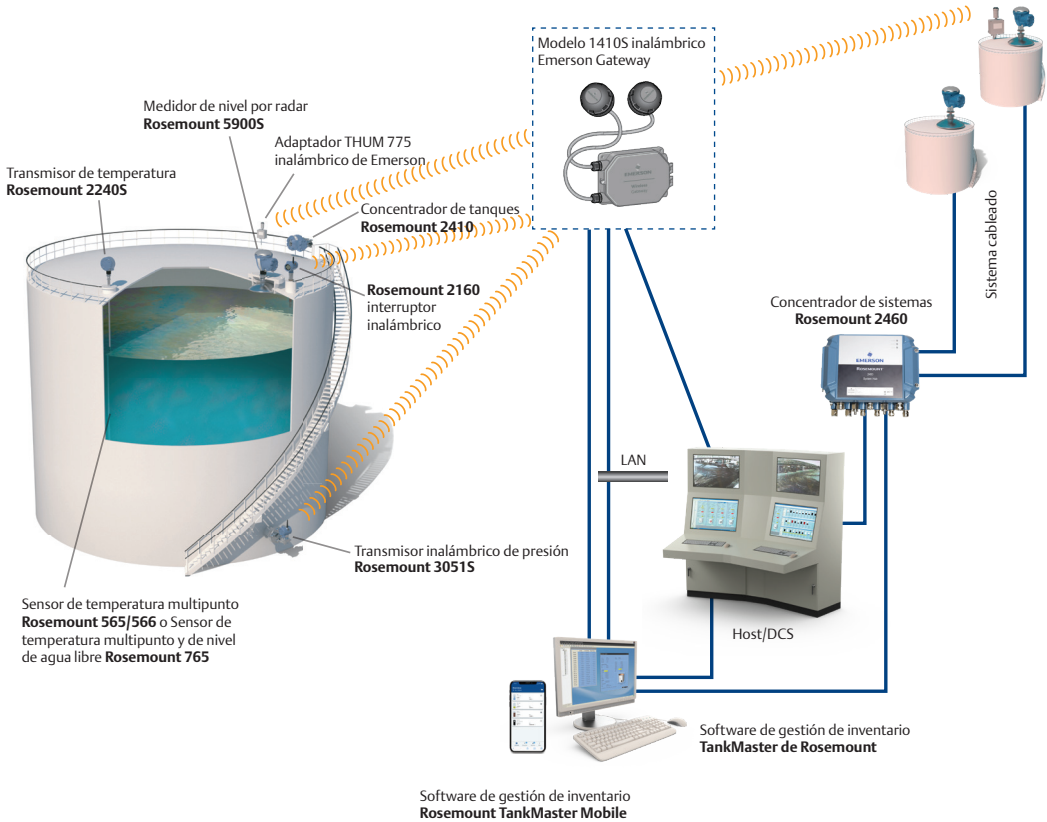
Transmisor de temperatura
Rosemount 644 con un sensor monopunto

A.2 Inalámbrico



Todos los dispositivos inalámbricos pueden comunicarse con el sistema host a través de gateways inalámbricos. Un sistema de medición de tanques de Rosemount puede incluir redes cableadas e inalámbricas.

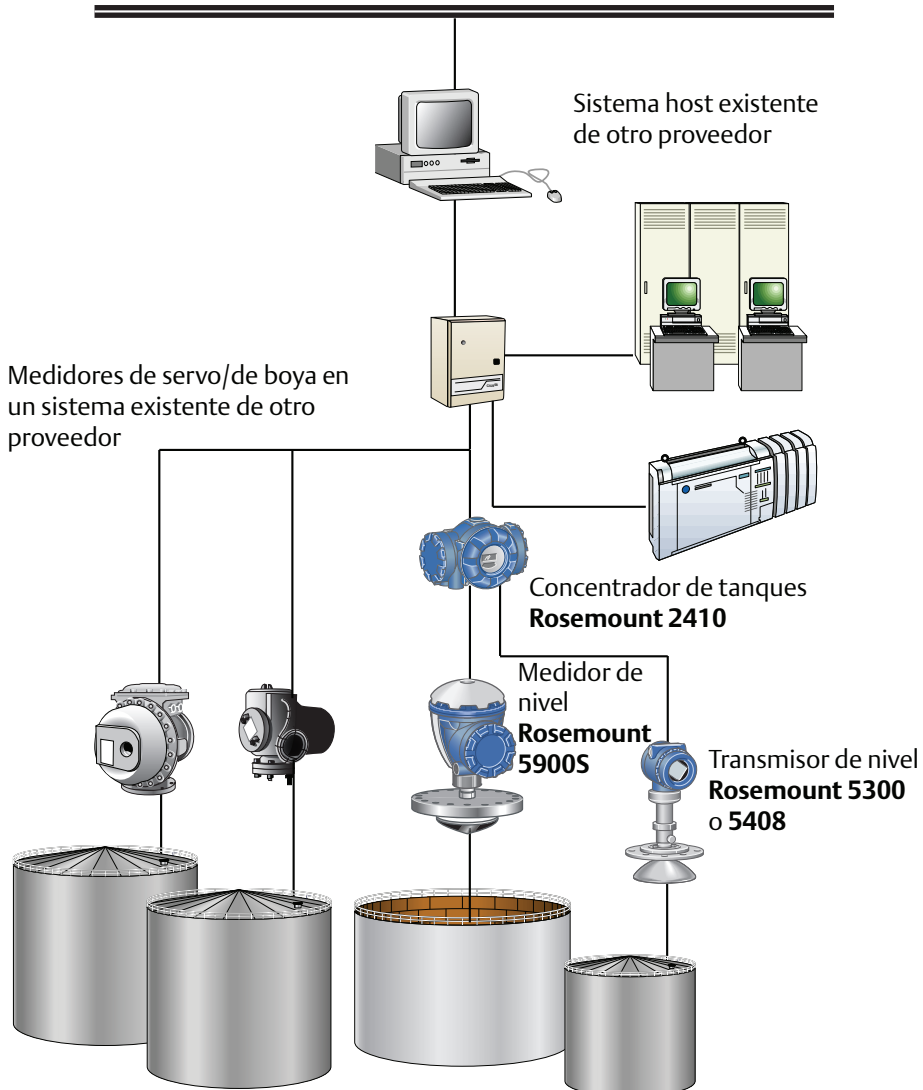
Arquitectura del sistema inalámbrico



Una solución de medición de tanques inalámbrica diseñada específicamente para la planta de almacenamiento de líquido a granel de cada cliente maximiza la seguridad y el rendimiento operativo.

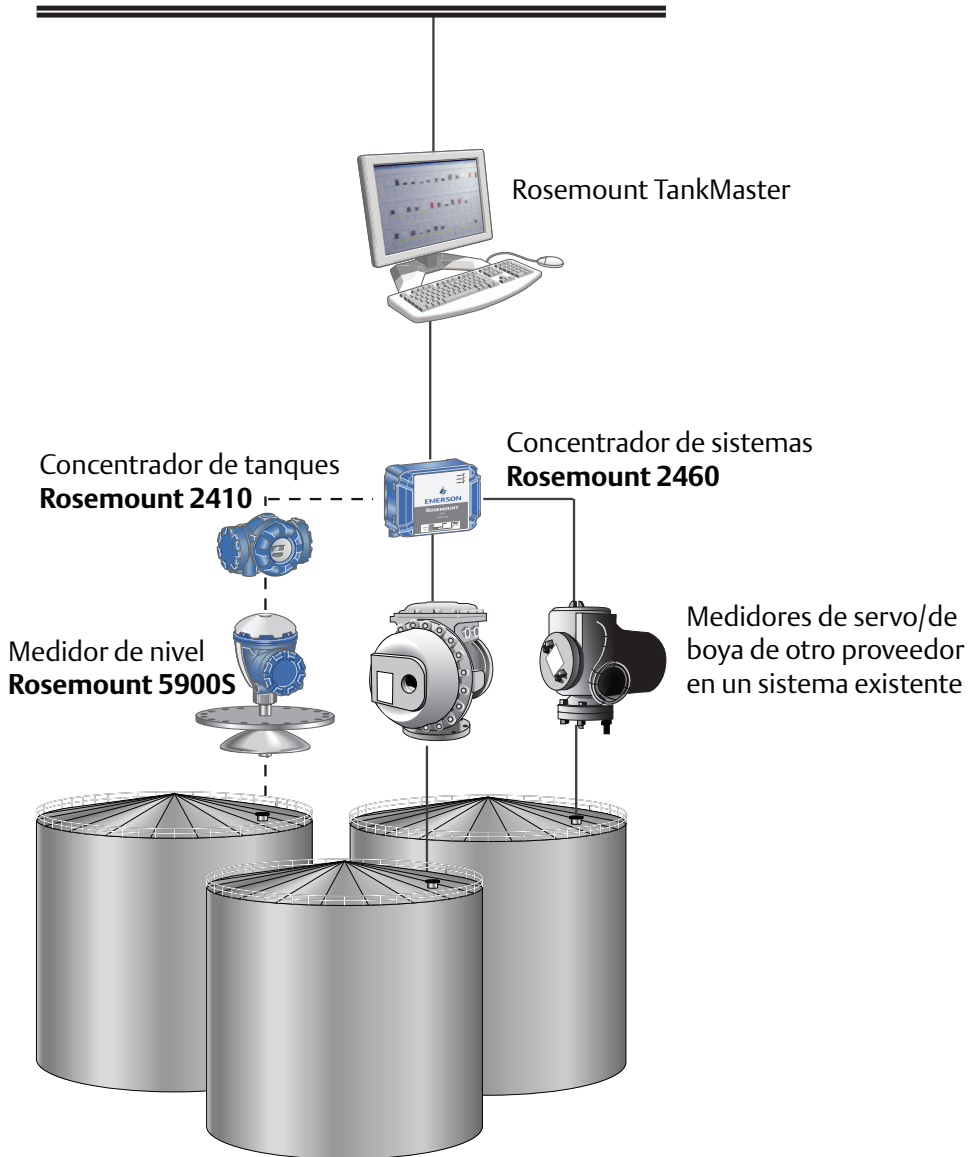
A.3 Emulación

Emulación de medidores



Un dispositivo Rosemount puede reemplazar sin problemas a un medidor de otro proveedor, independientemente de la tecnología de medición. Los datos del tanque se muestran igual que antes en el sistema de administración de inventario existente.

Reemplazo del sistema de administración de tanques

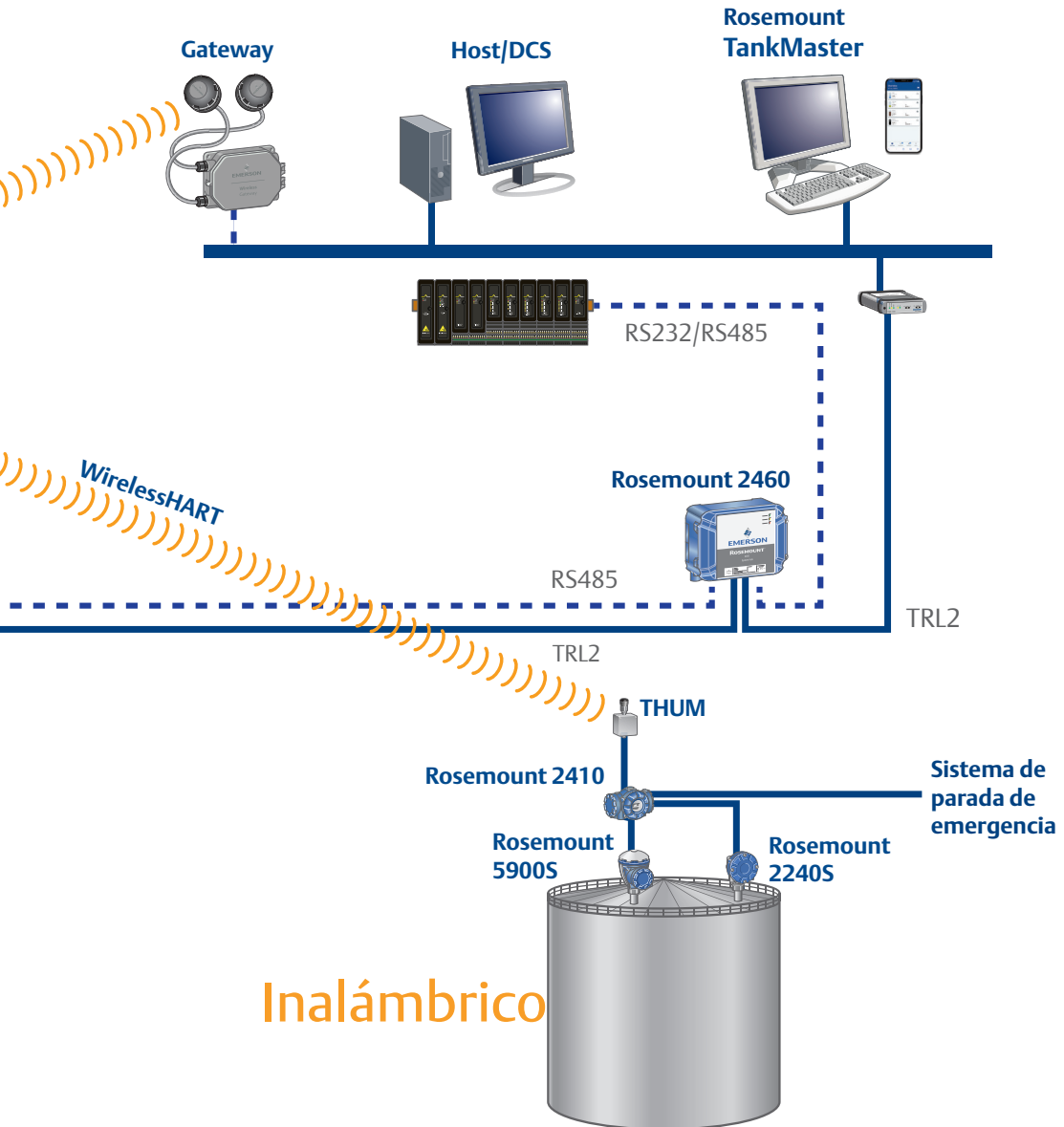


Reemplazo del antiguo software de monitorización de tanques por TankMaster.

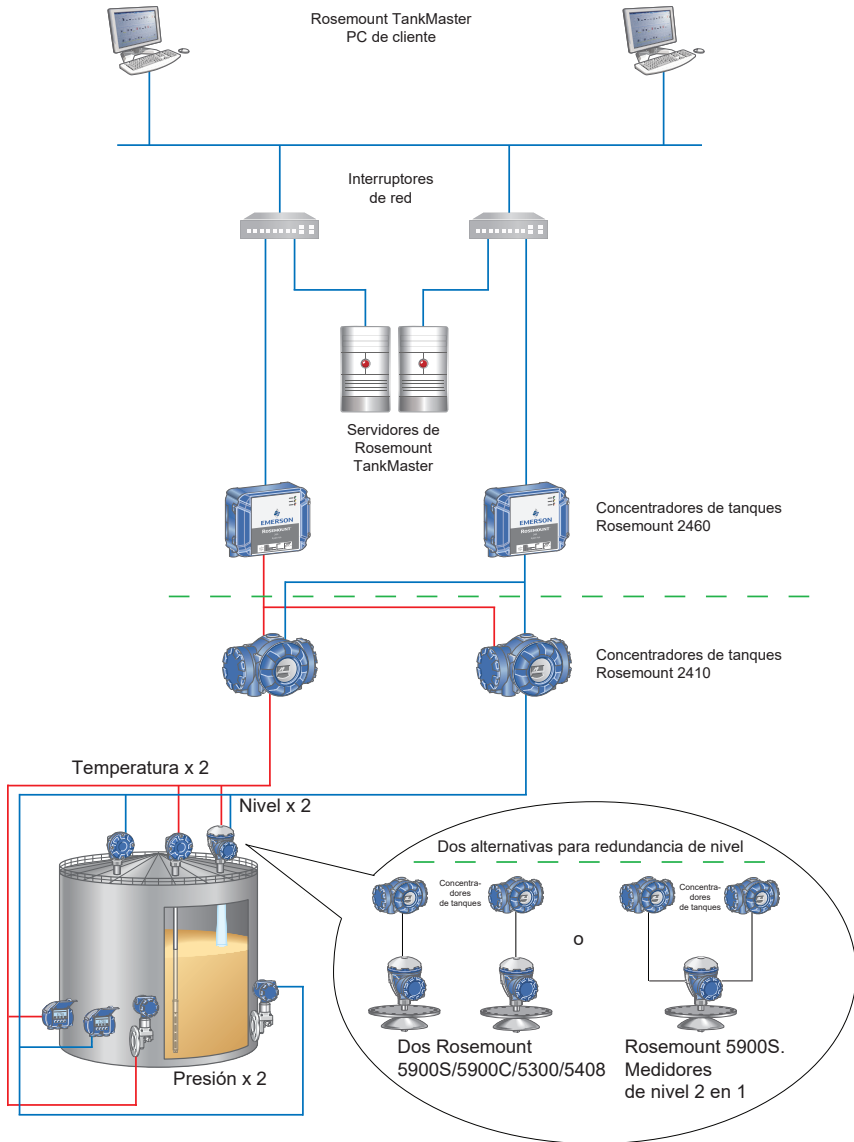
Soluciones puente



Si se agrega una red inalámbrica se pueden cerrar las brechas del sistema de bus anterior. Al hacer esto, el usuario puede obtener un canal de comunicación adicional para medición, configuración y diagnóstico.

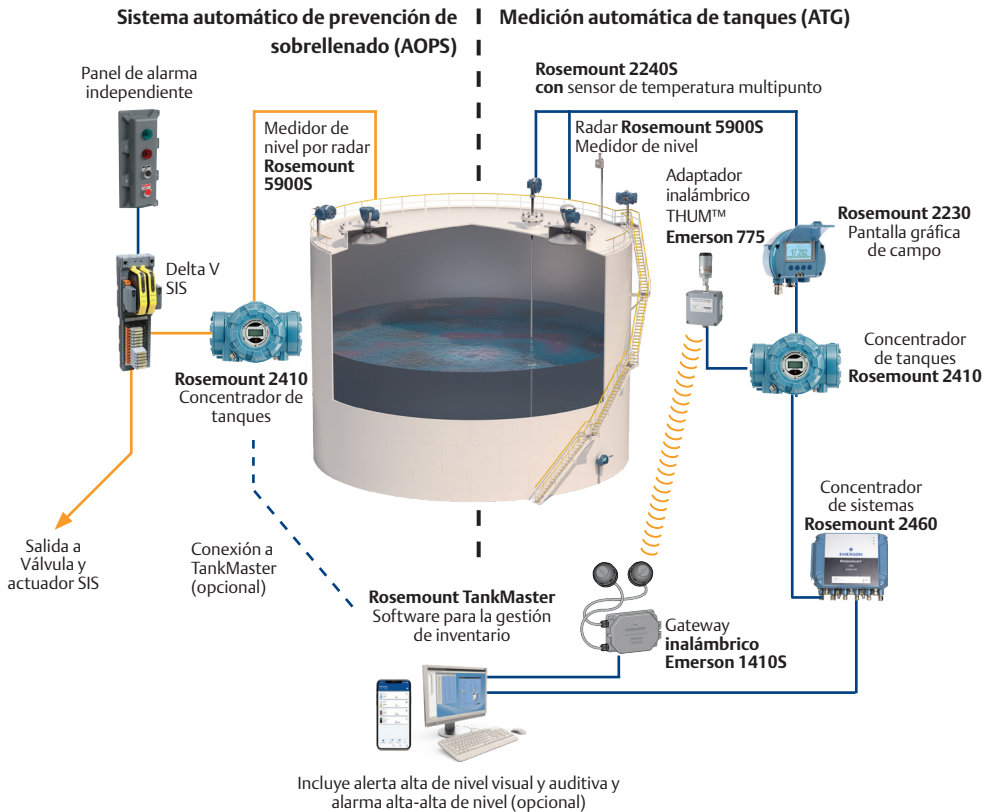


A.4 Redundancia



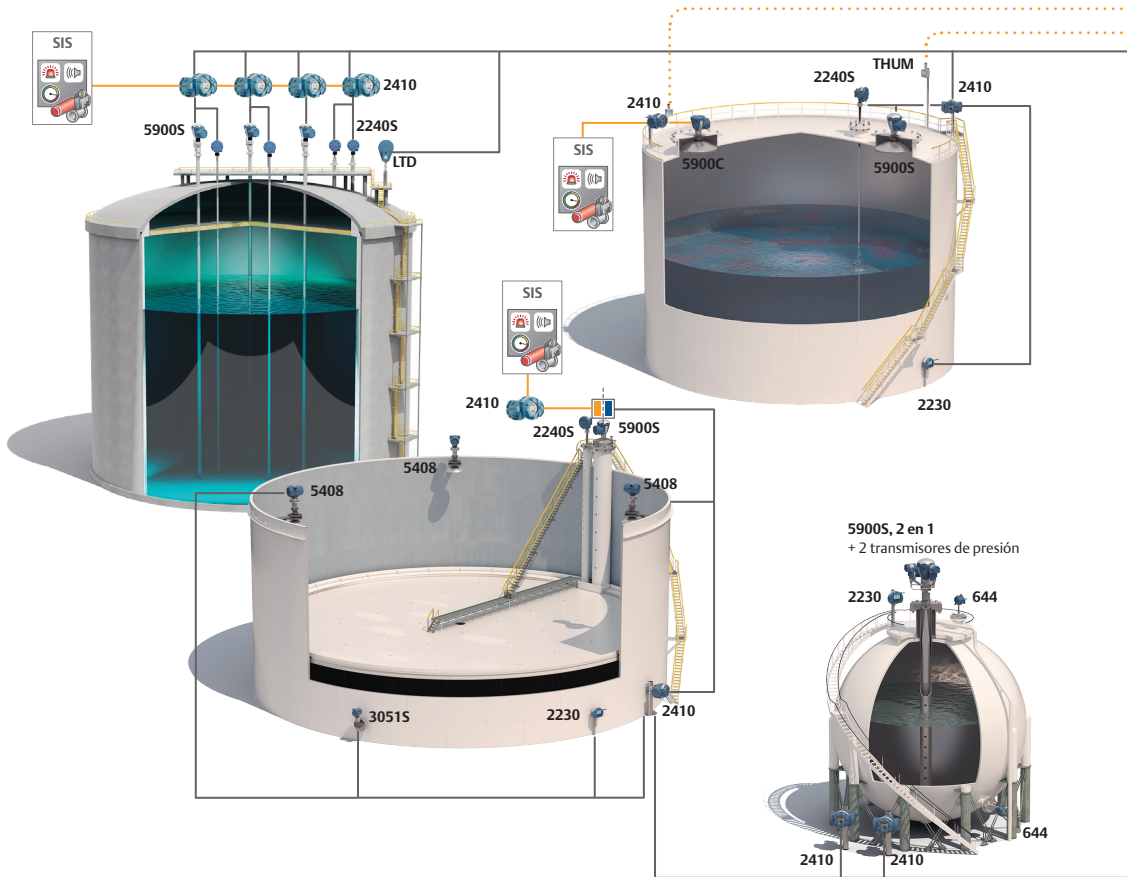
Un sistema de medición de tanques totalmente redundante con cuatro niveles de redundancia: redundancia de la unidad de tanques y redundancia de la unidad de comunicación de campo en combinación con servidores de datos redundantes y estaciones de operador redundantes.

A.5 Prevención de sobrellenado



Ejemplo de un enfoque moderno para la prevención de sobrellenado, que incorpora un sistema automático de prevención de sobrellenado basado en la medición continua de nivel por radar.

A.6 Sistema de medición de tanques Rosemount

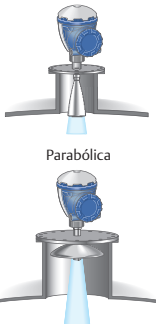


Medidor de nivel por radar Rosemount 5900S

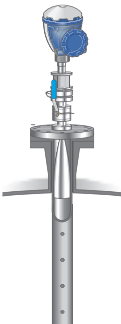
Direccional de tubo tranquilizador



Bocina



LPG/LNG



Parabólica



Medidor de nivel por radar Rosemount 5900C

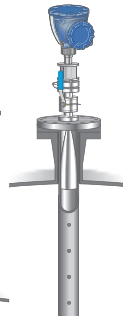
Direccional de tubo tranquilizador



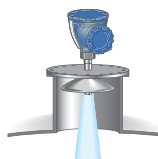
Cónica



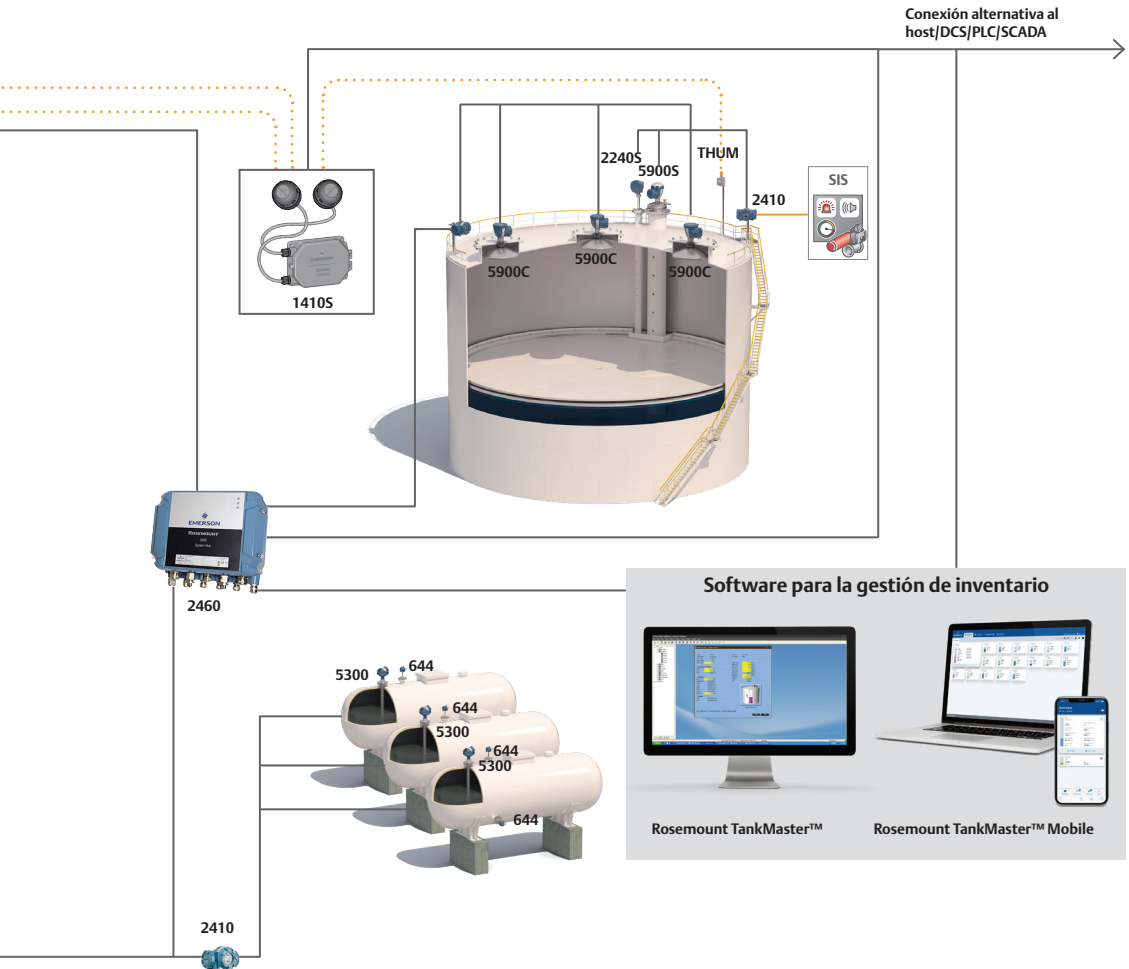
LPG/LNG



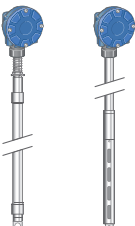
Parabólica



Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

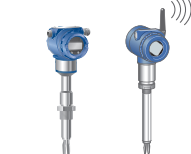


Rosemount 2240S
Transmisor de temperatura de múltiples entradas



Rosemount 565/566/614
Sensor de temperatura multipunto

Rosemount 2140/2160
Detector de nivel



Rosemount 765
Sensor de temperatura multipunto y nivel de agua

Rosemount 5408
Transmisor de nivel



Rosemount 2410
Concentrador de tanques

Rosemount 5300
Transmisor de nivel



Rosemount 2460
Concentrador de sistemas

Rosemount 3308
Nivel inalámbrico Transmisor



Rosemount 2230
Pantalla gráfica de campo

Emerson Wireless Gateway 1410S



Adaptador inalámbrico THUM™ Emerson 775



Referencias

Tema	Página
R.1	Referencias literarias _____ 88
R.2	Referencias de figuras _____ 89



Referencias

R.1 Referencias literarias

American Petroleum Institute (1983) *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Washington, D.C. (*Manual de estándares de medición de petróleo*. Washington, D.C.)

American Petroleum Institute (2012) *API 2350. Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities, Fourth Edition*. Washington D.C. (*Protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en plantas petrolíferas, cuarta edición*. Washington D.C.)

Comisión Electrotécnica Internacional (2016) *IEC 61511-1 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector (IEC 61511-1 Seguridad funcional - Sistemas instrumentados de seguridad para el sector industrial de procesos)*

Organización Internacional de Normalización (2002) *ISO 4266-4:2002 - Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods (ISO 4266-4:2002 - Productos petrolíferos y de petróleo líquido - Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos)*

Organización Internacional de Normalización (2003) *ISO 15169:2003 - Petroleum and liquid petroleum products - Determination of volume, density and mass of the hydrocarbon content of vertical cylindrical tanks by hybrid tank measurement systems (ISO 15169:2003 - Petróleo y productos de petróleo líquido - Determinación de volumen, densidad y masa del contenido de hidrocarburo de tanques cilíndricos verticales mediante sistemas híbridos de medición de tanques)*

Marsh & McLennan Companies (2011) *Risk Engineering Position Paper – 01, Atmospheric Storage Tanks*. United Kingdom (*Documento de posición sobre la ingeniería de riesgos – 01, Tanques atmosféricos de almacenamiento*. Reino Unido)

Organisation Internationale de Métrologie Légale (2008) *OIML R 85-1 & 2 – Automatic level gauges for measuring the level of liquid in stationary storage tanks*. París. (*OIML R 85-1 & 2 – Medidores automáticos de nivel para la medición del nivel de líquido en tanques de almacenamiento estacionarios*. París)

R.2 Referencias de figuras

Figura 1.4 Fotografía cortesía del Centro para el Gas Natural Licuado.

Figure 1.6 “Archivo: Caribbean Petroleum Corporation Disaster.Jpg - Wikimedia Commons”. Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Página web 1 de julio de 2016.

Figura 2.2 Fotografía cortesía de Kalibra.

Figure 10.1 “Archivo: Buncefield.jpg - Wikimedia Commons”. Commons.wikimedia.org. N.p., 2003. Página web 1 de julio de 2016.

Figure 10.3 “Archivo: FEMA - 42315 - Firefighter At The Puerto Rico Gas Fire.Jpg - Wikimedia Commons”. Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Página web 5 de julio de 2016.

Todas las otras figuras Copyright Emerson © 2016

Sobre los autores

Lennart Hägg

Ex Gerente técnico, Medición de tanques Rosemount



Lennart Hägg desempeñó el cargo de gerente técnico de la planta de medición de tanques Rosemount en Gothenburg, Suecia. Posee una maestría científica en ingeniería electrónica de la Facultad de Ingeniería (LTH) de la Universidad de Lund y ha trabajado en el campo de la medición de tanques basada en radar en la industria petrolífera desde que se introdujo la tecnología en 1980. Hägg participó en el comité de API para los estándares relacionados con la medición de tanques y representó a Suecia dentro de la normalización ISO 4266 de medición de temperatura y nivel en tanques de almacenamiento. Además, Hägg ha estado trabajando con OIML en el desarrollo de las recomendaciones para los requisitos legales metroológicos en lo que respecta a la medición de nivel.

Johan Sandberg

Gerente de desarrollo comercial, Medición de tanques Rosemount



Johan Sandberg posee una maestría científica en ingeniería electrónica del Instituto de Tecnología de la Universidad de Linköping, Suecia. Su experiencia de posgrado en ingeniería incluye el servicio como ingeniero de desarrollo en los laboratorios de investigación de defensa nacional de Suecia - División Láser. Sandberg comenzó a trabajar con la medición de tanques basada en microondas de alto rendimiento en 1987 como ingeniero en sistemas en el departamento de Control de tanques Saab. Mientras trabajaba en sistemas de medición de tanques por radar tanto marítimos como con base en la costa, se mudó a EE. UU., en donde asumió el cargo de Gerente Técnico - Norteamérica. Hacia finales de los '90, Sandberg fue designado Director General de las operaciones de medición de tanques de EE. UU. en Houston, Texas. Actualmente, ostenta el cargo de Gerente de Desarrollo Comercial para la Medición de tanques Rosemount basada en Gothenburg, Suecia. Durante su carrera, Sandberg obtuvo vasta experiencia en el campo de las soluciones de medición de tanques y protección de sobrellenado para los negocios de almacenamiento de tanques y refinería.

Reconocimientos

Este manual es el resultado de un esfuerzo conjunto entre colegas y clientes de Emerson en todo el mundo.

Gracias a todos los expertos en medición de tanques de Emerson que contribuyeron a este proyecto y sentaron las bases del contenido.

Asimismo, agradecemos a todos los contribuyentes anónimos y a todos los usuarios de la Medición de tanques Rosemount.

¿Qué es la medición de tanques?

Tecnologías de medición de tanques

Aprobaciones y estándares de ingeniería

Evaluación de masa y volumen

Precisiones e incertidumbres

Medición de la temperatura

Gases licuados

Sensores adicionales

Arquitectura del sistema

Prevención de sobrellenado

Apéndice: Configuraciones típicas de la medición de tanques

Referencias

 [Linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions](https://www.linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions)

 [Twitter.com/Rosemount_News](https://twitter.com/Rosemount_News)

 [Facebook.com/Rosemount](https://www.facebook.com/Rosemount)

 [Youtube.com/user/RosemountMeasurement](https://www.youtube.com/user/RosemountMeasurement)

Emerson.com/Rosemount-TankGauging

El logotipo de Emerson es una marca comercial y de servicio de Emerson Electric Co.
Rosemount es una marca que pertenece a una de las familias de compañías de Emerson.
Todas las demás marcas son propiedad de sus respectivos dueños.
© 2021 Emerson Electric Co. Todos los derechos reservados.

00805-0100-5100, Rev BA 02/21

ROSEMOUNT™

