

**ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE NIVEL DE
TANQUES DE PRODUCTOS USADOS EN LA INDUSTRIA
PETROLERA**

Autores:

Haider Amaranto Sanjuán

Marvin Ahumada Pinedo

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Cartagena De Indias

**ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE NIVEL DE
TANQUES DE PRODUCTOS USADOS EN LA INDUSTRIA
PETROLERA**

Autores:

Haider Amaranto Sanjuán

Marvin Ahumada Pinedo

Director:

Jaime Arcila Iriarte

**Monografía Minor Automatización Industrial
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Cartagena De Indias

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias

DEDICATORIA

A Dios por todo lo que soy;

A mi madre Beatriz Sanjuán, y mi padre Jacinto Amaranto por su apoyo y paciencia;

A mis hermanos Harold y Hanis por su compañía en momentos de desfallecimiento;

A mi compañero Marvin por la mutua colaboración para sacar este proyecto adelante.

Haider Amaranto

A Dios;

A mis padres, Marvin y Josefina por su amor incondicional y por su apoyo en todo momento;

A mis hermanos, Idis y Edson;

A Catherine .

Por apoyarme y entender mi ausencia.

A mi compañero Haider, futuro colega.

Marvin William.

Cartagena de Indias, 05 de diciembre de 2003

Doctores

COMITÉ PROYECTO DE GRADO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Ciudad

Apreciados Doctores

Cordialmente presentamos a ustedes para su consideración, estudio y aprobación del proyecto de monografía **ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE NIVEL DE TANQUES DE PRODUCTOS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.**

Agradecemos la atención que se sirvan prestar a la presente, y nos suscribimos atentamente,

HAIDER AMARANTO SANJUAN

MARVIN AHUMADA PINEDO

Código 9702004

Código 9904857

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar análisis de los actuales sistemas de medición de nivel de tanques de almacenamiento de productos derivados del petróleo en una industria, para estar en capacidad de elegir la tecnología óptima a partir del entorno, las características y condiciones del producto, la precisión requerida y los límites de costos estipulados.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Mostrar los principios de funcionamiento, las fortalezas, condiciones de especial aplicabilidad, diferencias, características especiales y costos de instalación y mantenimiento de las actuales tecnologías de sistemas de medición de nivel de tanques de almacenamiento de productos derivados del petróleo.
- Diseñar un sistema HTG mejorado para aumentar precisión de medida de nivel de productos que presentan densidad heterogénea por efectos de hidrostática.
- Generar una serie de recomendaciones de aplicabilidad de los sistemas de medición ante diferentes circunstancias de características de operación que puedan presentarse.

JUSTIFICACIÓN

Primeramente con este proyecto aclararemos muchas dudas características del principiante en instrumentación industrial en el campo de medición de nivel en la industria del petróleo, debido a la cobertura total de los diferentes tipos, principios de medición, ventajas y desventajas de ellos. Es completo al incluir tanto los aspectos técnicos como económicos de cada uno de los sistemas y su entorno de montaje. Por lo tanto, este documento pretende servir tanto a lo “principiantes” en el campo de la instrumentación industrial de medición de nivel como a los “principiantes” en el campo del diseño, asesoría y/u optimización de diseño en este tema.

Seguido a esto, resolveríamos un problema particular con uno de los sistemas de medición de nivel más utilizados, el sistema HTG, ya que optimizaríamos la precisión de la medida de éste ante un fenómeno natural de los productos derivados del petróleo.

Finalmente, de todo lo anterior podemos estar seguros debido a la completa asesoría de los más variados, completos y actuales medios que existen sobre este tema, siendo nuestros recursos: documentos, hojas de características de fabricantes, últimas publicaciones en Internet, visitas a la refinería de ECOPETROL o cualquier otro medio calificado que se nombrará en su momento.

Se espera por lo tanto que para el interesado en el tema de medición de nivel de tanque de almacenamiento de productos derivados del petróleo, este proyecto le sea indispensable por la cantidad y calidad de nuestra información que buscará ante todo dejarlo satisfecho, seguro y preparado para que más adelante pueda abordar un diseño o toma de decisión convenientemente.

RESUMEN

Nuestro proyecto presenta cada uno de los métodos actualmente utilizados en la medición de nivel de tanque de almacenamiento de productos derivados del petróleo, principio de funcionamiento, característica de instalación y mantenimiento de estos sistemas, precisión ante diversos productos y ante variaciones de las características de cualquiera de ellos.

Igualmente incluiremos aspectos económicos de cada uno de estos métodos como punto decisivo a la hora de buscar un equilibrio entre costos de instalación y mantenimiento y precisión en la respuesta.

Mostraremos un diseño de un sistema HTG mejorado que disminuya los efectos de error en la medida de nivel, debido al fenómeno natural de heterogeneidad de la densidad con respecto a la altura.

Finalmente presentamos recomendaciones de utilización de los sistemas de medición, dependiendo de la precisión requerida, tipo de producto derivado del petróleo y características termodinámicas del mismo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. MEDICIÓN E INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL	4
1.1. Introducción	4
1.2. Conceptos de medición y control	4
1.3. Parámetros característicos de los instrumentos	18
1.3.1. Parámetros de operación o de rendimiento.....	19
1.3.2. Parámetros eléctricos o de potencia.....	27
1.3.3. Parámetros de interfaces.....	28
1.3.4. Parámetros de condiciones de proceso.....	29
2. PETROLEO	32
2.1. Introducción	32
2.2. Definición y Composición.....	32
2.3. Origen	33
2.4. Extracción	35
2.5. Refinamiento	37
2.6. Tanques de almacenamiento.....	40
2.7. Parámetros que se miden en tanques	42
3. SISTEMA DE MEDICIÓN HIDROSTÁTICA (HTG)	44
3.1. Principio de funcionamiento	44
3.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales	50
4. SISTEMA DE MEDICIÓN POR RADIO FRECUENCIA-ADMITANCIA ..	52
4.1. Principio de funcionamiento	52
4.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales	57
5. SISTEMA DE MEDICIÓN DE RADAR O MICROONDAS (RTG)	59
5.1. Principio de funcionamiento	59
5.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales	67
6. DIFERENCIAS ENTRE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN	70
7. DISEÑO DE SISTEMA HTG MEJORADO	73
7.1. Descripción General del sistema HTG “inteligente”	73
7.2. Consideraciones de la simulación.....	75
7.3. Resultados del Sistema HTG mejorado.....	79
7.4. Algoritmo.....	81

CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFIA	92

INDICE DE FIGURAS

	PAG
1.1 Sistema de control	7
1.2 Medidor de caudal de platina de orificio	9
1.3 Medidor de nivel tipo radar	9
1.4 Mecanismo tobera – obturador para garantizar salida 3 a 15 psi	10
1.5 Esquema eléctrico de un transmisor eléctrico	12
1.6 Indicadores	16
1.7 Registradores	17
1.8 Controladores	18
1.9 Instrumento de medición analógico	19
1.10 Características de entrada salida de un instrumento que posee banda muerta	22
1.11 Característica entrada salida de un instrumento que posee histéresis	22
1.12 Característica entrada salida de un instrumento que posee tanto banda muerta como histéresis	24
1.13 Tiempos característicos de una respuesta de un instrumento de medición	27
2.1 Representación de estructura geológica de una trampa de aceite	35
2.2 Selección de un sitio de yacimiento de petróleo	36
2.3 Técnica mejorada de extracción de petróleo	36
2.4 Destilación de crudo de petróleo	38
2.5 Craqueo catalítico	40
2.6 Tanques de almacenamiento de petróleo	41
3.1 Transmisores de presión en el sistema HTG	45

3.2	Disposición completa de sistema HTG	48
4.1	Formación de un capacitor	52
4.2	Esquema del arreglo capacitivo en el tanque	53
5.1	Sistema de medición radar	60
5.2	Variación en frecuencia con respecto al tiempo de la onda de radio transmitida	61
5.3	Señales enviadas y recibidas durante un barrido de ondas	62
5.4	Formas de antenas emisoras de ondas electromagnéticas	67
7.1	Simulación de la estratificación en el sistema HTG mejorado	77
7.2	Variación del error con respecto al número de transmisores	80
7.3	Variación del error en las proximidades de un transmisor	81

LISTA DE TABLAS

	PAG
1.1 Tipos de transmisores	10
6.1 Diferencias entre los sistemas de medición	70
6.2 Diferencia entre sistema HTG e Hibrido en Exxon	71

INTRODUCCIÓN

Los sistemas actuales de medición de nivel de tanques de almacenamiento de productos derivados del petróleo, se basan en diferentes principios de operación y se pueden clasificar dentro de los siguientes grupos: Sistema de Medición Hidrostática (HTG), Sistema de Medición de Radar o de Ultrasonido y Sistema de Medición por Radio Frecuencia – Admitancia (llamado también Sistema de Medición Capacitivo). Todos estos sistemas miden nivel ya sea directa o indirectamente (deduciéndolo de otros parámetros físicos como densidad, volumen, presión, temperatura) del tanque de almacenamiento.

En la actualidad muchas industrias dedicadas a la explotación y tratamiento de productos derivados del petróleo, poseen problemas en el proceso de medición de nivel de tanques de almacenamiento de sus productos, debido por un lado, a fenómenos naturales característicos de ellos como la heterogeneidad de la densidad por estratificación del producto con respecto a la altura cuando se encuentran hidrostáticamente almacenados (las mediciones de nivel en algunas tecnologías se halla por métodos indirectos por medio de la densidad suponiendo ésta constante dentro del tanque), por otro lado, a las diferencias físico-químicas presentes entre ellos (unas tecnologías de medición pueden operar perfectamente con un producto mientras que con otro no, debido

simplemente a que por ejemplo si aquella es económica utilizándola con uno, con otro no es viable ya sea por incapacidad de operación debido a sus propiedades o por disminución drástica de su vida útil y/o de su tiempo de precisión aumentando entonces la labor de mantenimiento y/o calibración respectivamente) y finalmente, por las diferentes situaciones de estado con respecto a las variables termodinámicas a las que se pueden encontrar sometidos (diferentes tecnologías tienen sus rangos de operación de presión, temperatura y volumen de mayor eficiencia para un mismo producto derivado del petróleo, por lo tanto deben delimitarse éstas para estar en capacidad de escoger por una u otra tecnología).

A nivel industrial y considerando experiencias anteriores, este problema en el mejor de los casos puede influir negativamente en la precisión de la información obtenida, y es por ello que se deben tomar las precauciones necesarias de tecnologías de medición, con el fin de disminuir la influencia de las características del fluido tratado, en la desviación de la respuesta real de los elementos de medición. En otros casos, como ya se dijo, la tecnología no tiene aplicabilidad ya sea por disminución de la vida útil del producto o por incapacidad de operación bajo esas nuevas condiciones.

Por otro lado, y como se explicará con más detalle en el cuerpo de esta monografía, los sistemas más usados para medir nivel de tanques son los HTG, pero tienen una desventaja que trataremos de manera especial, y es que se basan en la medición de densidad de la que suponen constante en todo el tanque, lo cual reduce la precisión de la medida en aquellos

productos en que es muy notorio el fenómeno de heterogeneidad de ella por efectos de hidrostática.

Para tratar de dar solución a estos problemas, y teniendo en cuenta que nuestra institución cuenta con programas de ingeniería eléctrica y electrónica, además que nuestra ciudad está privilegiada de una refinería de la Empresa Colombiana de Petróleo ECOPETROL S.A., se pretende entonces mostrar las características de cada una de las tecnologías de punta existentes para la medición de nivel de tanques de productos derivados del petróleo, sus ventajas y desventajas en determinadas situaciones, productos, condiciones físicas termodinámicas y aspectos económicos, para que el alumnado o cualquier interesado, adquiera los conocimientos necesarios en el tema y pueda en un momento dado dar su opinión o tomar una decisión de una problemática dada.

Igualmente, se diseñará un sistema HTG redundante especial para disminuir los efectos de estratificación de la densidad con la altura en la precisión de la medida del nivel.

1. MEDICIÓN E INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

1.1. Introducción

Este capítulo se ha realizado pensando en que no se generen dudas ni interrogantes cuando en capítulos posteriores nos dediquemos a analizar características de operación de las diferentes tecnologías, momento en el cual necesitamos conocer cada uno de los parámetros que aquí se mencionan para determinar las limitaciones y los fuertes de cada una de aquellas, para ir perfilando al estudiante o al interesado como diseñador – evaluador de proyectos, en la búsqueda de la alternativa más económica en la cual se obtenga la precisión requerida. Por lo tanto este capítulo consta básicamente de definiciones técnicas que serán utilizadas en las hojas de especificaciones de los diferentes fabricantes, además que se mencionan algunas definiciones de sistemas de control que también se incluyen en las especificaciones del instrumento y que ayudan a determinar las características de los mismos en este tema.

1.2. Conceptos de medición y control

A continuación veremos algunos conceptos de los sistemas de medición y control que serán útiles ya que permitirán recordar o dar a conocer la filosofía de los mismos:

- **Medida**

Una medida es una expresión (real, compleja, vector, etc.) de una cantidad o dimensión con referencia a una unidad determinada.

- **Medición**

Es la comparación que se realiza entre una cantidad determinada (cantidad desconocida a medir) y la unidad de medida estandarizada para dimensionarla.

Esta comparación puede ser *directa*, cuando el elemento medidor hace la comparación utilizando la unidad estándar de la misma naturaleza que la cantidad desconocida (tenemos el caso de medir longitud con una regla o el ángulo entre dos líneas con un transportador, las líneas de la regla representan los milímetros o los grados que son medidas reales de longitud o ángulo respectivamente); o también puede ser *indirecta*, que como no se puede medir directamente en la forma de la cantidad desconocida a medir, se vale de la interrelación por medio de leyes físicas del parámetro a medir con otro parámetro que sí es medible (ocurre por ejemplo cuando estamos midiendo fuerza con un dinamómetro, lo que ocurre en realidad es que estamos midiendo elongación de un resorte que tiene la propiedad de relacionar esta fuerza en unidades de longitud por medio de la ley física de Hooke: en fin, se mide fuerza pero en la forma de medición de longitud). Realmente la mayoría de las veces la medición se realiza por métodos indirectos.

- **Sistema de Medición**

Es uno o más elementos que se instalan con directa relación al proceso, con el objetivo de obtener en éste la medida de un parámetro físico para controlarlo o simplemente visualizarlo o registrarlo.

- **Control**

Es la acción de mantener un proceso operando bajo un rango de valores de parámetros de salida definido (llamado Set Point), valiéndose ya sea de variación, suspensión o suministro de la(s) variable(s) de entrada que influyen directamente sobre él.

- **Sistema de control**

Son aquellos elementos que se instalan en relación al proceso a controlar, para mantener su(s) variable(s) de salida dentro del Set Point. Esto se logra mediante un procedimiento de medición y comparación de estos dos últimos, para luego realizar acción manual o automática sobre una o más variables de entrada de este proceso y que pueden variar la salida: dependiendo de la comparación con el Set Point, se actúa sobre la(s) variable(s) de entrada del proceso y que pueden variar la salida, para ajustarla a lo requerido.

- **Elementos de un sistema de control**

Un sistema de control normalmente opera sobre el proceso mediante un lazo llamado *lazo de control*, cuyo nombre se le ha dado porque en realidad comunica la salida con la entrada del proceso a controlar formando un lazo. Este lazo contiene los instrumentos necesarios del sistema de control tal y como se puede ver en la figura 1.1:

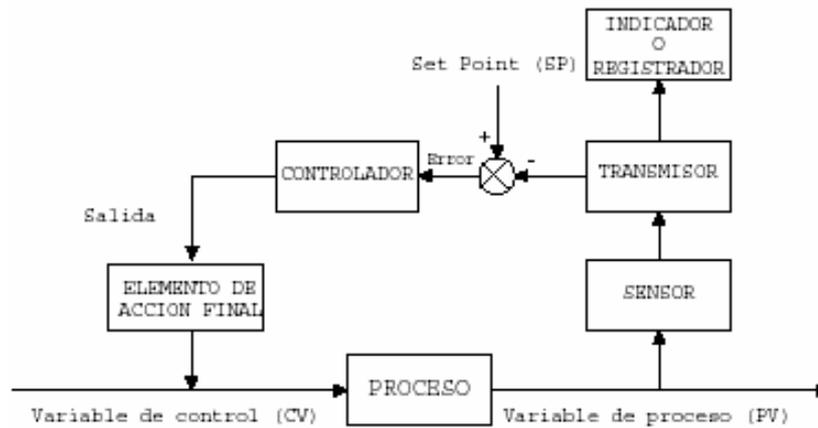


Fig. 1.1. Sistema de control

El lazo contiene primeramente el elemento sensor que capta la señal de salida del proceso y la convierte en otra señal aprovechando alguna ley física que las relaciona.

Seguidamente está el elemento transmisor que capta la señal del elemento sensor y la convierte en una señal eléctrica o neumática estándar según normas, habilitándola para la comparación, la visualización y/o el registro. Son necesarias estas conversiones de señal ya que muchas veces no es posible o es muy costosa la comparación directa con la señal de salida (recordemos lo visto de comparación indirecta además que por ejemplo no existe un elemento comparador de caudales, ni un elemento que directamente compare temperatura).

El elemento transmisor envía las señales a un controlador que es el que compara y toma una decisión dependiendo de la diferencia obtenida entre el set point y la variable de salida.

La decisión tomada por el controlador se lleva a cabo sobre la variable de control por medio de un actuador que varía, suspende o suministra ésta al proceso.

- **Sensor o Elemento Primario**

Son aquellos elementos que están directamente relacionados con la variable a medir y la convierten, mediante alguna ley física, en otro tipo de señal ya sea de la misma o diferente naturaleza, pero sí con diferentes características.

Al estar directamente relacionados con la variable a medir, los elementos sensores representan una obstrucción al sistema o proceso. De hecho, ya sea parte de la energía que el proceso transporta u otro tipo de energía, se consume en este elemento al cumplirse en él la ley física correspondiente. Lo ideal es que este consumo de energía sea lo más pequeño posible para que no altere el funcionamiento normal de la planta, y no genere pérdidas altas.

Por ejemplo, un medidor de caudal del tipo de platina de orificio realiza la medición pero con la desventaja de que en él siempre hay una caída de presión y un aumento de velocidad de las partículas. El diseñador debe garantizar que la caída de presión no sea tan drástica que se compare con la presión manejada en el proceso, o genere una aceleración en el desgaste del orificio u otras partes por la continua fricción a alta velocidad; de igual forma, un sensor de temperatura por infrarrojo debe consumir la menor energía posible aunque no sea directamente del proceso, para limitar energía perdida y limitar tamaño de conductores de alimentación.

Basados en esto, un sensor puede ser dividido en:

- **Invasivo:** Son aquellos que están en contacto físico con el proceso para poder realizar la medición. Ejemplo una termocupla debe estar en contacto físico con el cuerpo al que se le quiere medir la temperatura para poder realizar la medición. En la figura 1.2 se muestra un sistema invasivo de medición de caudal, se trata del método de platina de orificio mencionado anteriormente.

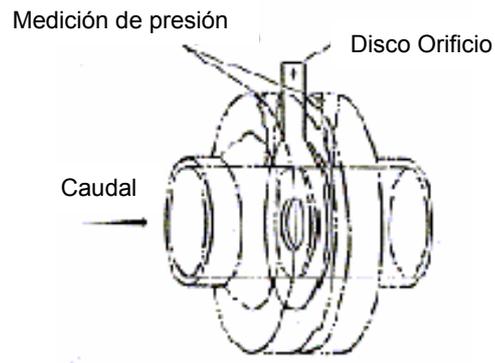


Fig. 1.2. Medidor de caudal de platina de orificio

- **No Invasivo:** Son aquellos que no necesitan estar en contacto físico con el proceso para poder realizar la medición. Por ejemplo, y como ya se dijo, tenemos un sensor infrarrojo de temperatura que mide ésta desde cierta distancia fuera del proceso. En la figura 1.3 se muestra un sistema no invasivo de medición de nivel, corresponde al sistema de medición tipo radar.

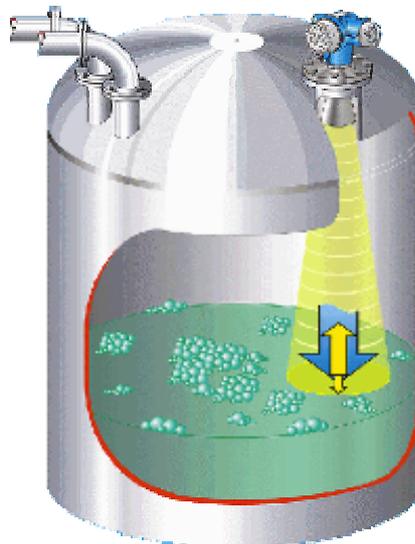


Fig. 1.3. Medidor de nivel tipo radar

- **Transmisor**

Son instrumentos eléctricos o mecánicos que captan la señal proveniente de un sensor y la convierten en otro tipo de señal

estandarizada para poder ser utilizado por el controlador, u otro equipo tales como los registradores o indicadores. Las señales más usadas se pueden ver en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Tipos de transmisores

TIPO DE TRANSMISOR		SEÑAL DE SALIDA
NEUMÁTICOS		3-15 psi (estándar)
ELÉCTRICOS	ANALÓGICOS	4 a 20 mA (estándar)
	INTELIGENTES	4 a 20 mA (estándar) HART (Híbrido)

- **Transmisores neumáticos:** los transmisores neumáticos envían aire a presión como señal de salida, la cual puede variar linealmente entre 3 y 15 psi conforme la señal de entrada varía desde su valor mínimo hasta su valor máximo. La operación básica del transmisor neumático se debe al mecanismo tobera-obturador ilustrado en la figura 1.4.

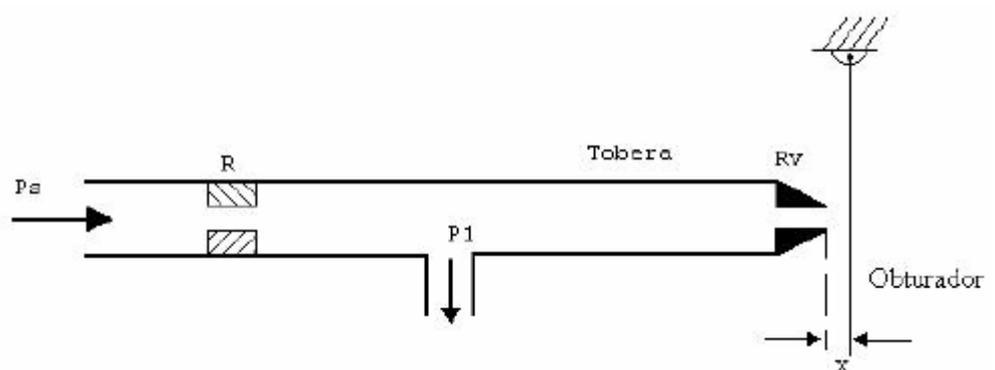


Fig. 1.4. Mecanismo tobera obturador para garantizar la salida 3 a

15 psi

P_S representa una presión externa constante e igual al valor máximo de presión manejado en el estándar, es decir 15 psi.

P_1 es la señal de salida del transmisor y es la que debe variar entre 3 y 15 psi cuando la variable de entrada varíe entre su mínimo y máximo valor. Esto se logra mediante el obturador que se diseña de tal forma que ante un mínimo valor de la señal de entrada, tome la posición más lejana a la tobera por lo que habrá una mayor salida del aire por el orificio y la presión P_1 tomará su menor valor: las dimensiones de la tobera se acondicionan para que P_1 en estas condiciones tome valor de 3 psi.

De forma análoga, ante un máximo valor de la señal de la entrada el obturador debe acercarse a la tobera lo más posible con el objetivo de cerrarla, y así la única salida del aire proveniente de P_S sea P_1 y por lo tanto los valores de presión en estos dos puntos serán iguales. Es por ello que el valor de presión de P_S debe ser igual a 15 psi.

- **Transmisores eléctricos:** se clasifican en dos grandes grupos: los transmisores analógicos y los transmisores inteligentes. En el primer caso están formados por circuitos simples analógicos, mientras que los segundos están basados por circuitos de microprocesador. Todos ellos se basan en la norma estándar ANSI/ISA S.50.1, la cual establece que la señal para la transmisión eléctrica de la variable de proceso es el rango de corriente de 4 a 20 mA.

- **Transmisores analógicos:** se basan en el siguiente circuito eléctrico básico mostrado en la figura 1.5:

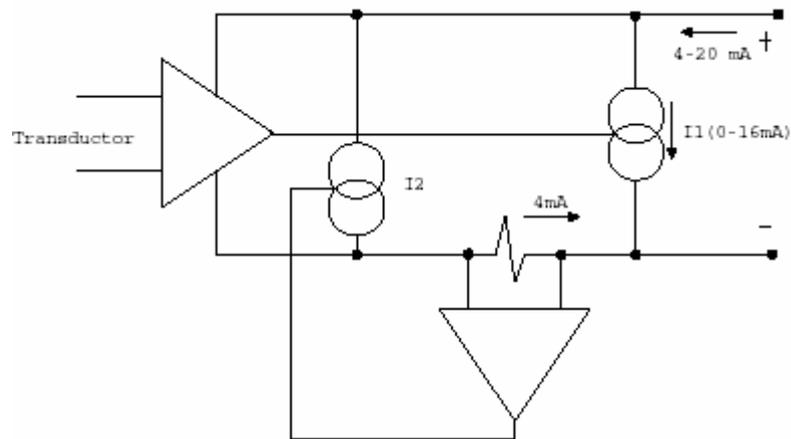


Fig. 1.5. Esquema eléctrico de un transmisor eléctrico

El transmisor consta de dos terminales de entrada que en la figura se denominan *transductor*, las cuales se deberán conectar en paralelo a un elemento que directa o indirectamente esté relacionado con el sensor, y que le induzca tensión conforme esté midiendo el parámetro de interés. Esta tensión inducida es amplificada por el amplificador diferencial mostrado, cuya salida va a controlar una fuente de corriente I1 que se diseña para que varíe ésta en el intervalo de 0 a 16 mA, conforme la tensión que tiene información de la variable a medir toma los valores mínimo y máximo del proceso.

La fuente de corriente I2 es variable y depende de la tensión de la resistencia mostrada, por lo que indirectamente depende de la corriente que circula por ella. El valor de esta corriente se busca que sea de 4mA y corresponde a la suma de la corriente de la fuente de corriente I2 y la corriente de alimentación del

amplificador diferencial: La fuente I2 varía el suministro de corriente dependiendo de la corriente de alimentación del amplificador, de tal forma que la suma de las dos sea los 4mA requeridos.

En fin, este circuito electrónico analógico varía la corriente de 4 a 20 mA conforme la tensión en la entrada toma su mínimo y máximo valor que se debe entender como el intervalo de operación de la variable de proceso medida.

- **Transmisores inteligentes digitales:** son transmisores basados en microprocesador como se dijo anteriormente, y la salida es un rango de valores de señal digital y codificada bajo un protocolo que normalmente es diseñado por el fabricante. El hecho de ser inteligente tiene ciertas ventajas como por ejemplo:
 - El procesamiento de la señal se realiza por software por lo que se obtienen mejores resultados.
 - Capacidad para operar en cualquier rango de medición, controlando desde un software.
 - Como el procesamiento de la señal se realiza por software pueden suprimirse fenómenos como no linealidad, histéresis, repetibilidad.
- **Transmisores inteligentes analógicos:** por ser inteligentes cuenta con las mismas ventajas de los

transmisores inteligentes digitales, ya que el procesamiento de la señal proveniente del sensor la realiza un software. Además tienen la ventaja particular que son compatibles con los transmisores analógicos, pudiéndose reemplazar éstos por uno de aquellos sin ningún problema. Esto permite que la precisión del sistema de medición y control aumente siempre y cuando los sensores del proceso estén operando correctamente.

- **transmisores inteligentes híbridos:** combina la transmisión de señales en forma analógica y digital, utilizando la primera para la información del estado de la variable a medir o controlar, y la segunda para intercambiar información referente al estado de funcionamiento de los equipos. La transferencia de estas dos señales se realiza por el mismo par de cables por lo que no hay sobrecostos por este concepto.

- **Transductor**

En general, un transductor es un instrumento que se utiliza en los sistemas de medición y control para convertir una señal con características determinadas, en otra señal que puede ser medible por estar estandarizada en los instrumentos de medida. Son transductores un elemento primario, un transmisor, un convertidor P/I (convertidor de

presión a señal eléctrica estándar de 4 a 20 mA), un convertidor P/P (convertidor de presión a señal neumática de 3 a 15 psi). Los transductores pueden clasificarse en:

- **Pasivos:** Son aquellos que necesitan una fuente de energía para poder convertir las señales a señales medibles. Como ejemplo tenemos una fotorresistencia o una RTD.
- **Activos:** Son los que no necesitan una fuente de energía para convertir las señales a señales medibles. Ejemplo tenemos los termopares y las fotocélulas.

- **Receptores**

Son instrumentos que reciben señales de los transmisores para mostrarla al operador, registrarla o partir de ella para realizar acción de control. Dependiendo de lo que hagan, sus nombres son: indicadores, registradores y controladores respectivamente. Todos ellos son fabricados por diversos casas fabricantes pero tienen en común que funcionan a un rango de corriente de 4 a 20 mA o un rango de presión de 3 a 15 psi, que son las señales estandarizadas de medición y control.

- **Indicador**

Son instrumentos del sistema de medición y control que permiten visualizar el valor actual de la variable del proceso que se está midiendo. Normalmente se vale de una aguja cuyo ángulo de rotación desde una posición inicial, expresa el valor de la variable medida. Actualmente se han desarrollado mucho los indicadores digitales, que en lugar de visualización por aguja, la medición se realiza leyendo directamente los números que aparecen en un display o pantalla, los cuales contienen el

valor de la variable medida. En la figura 1.6. se muestran diferentes indicadores tres analógicos y uno digital (parte superior derecha).

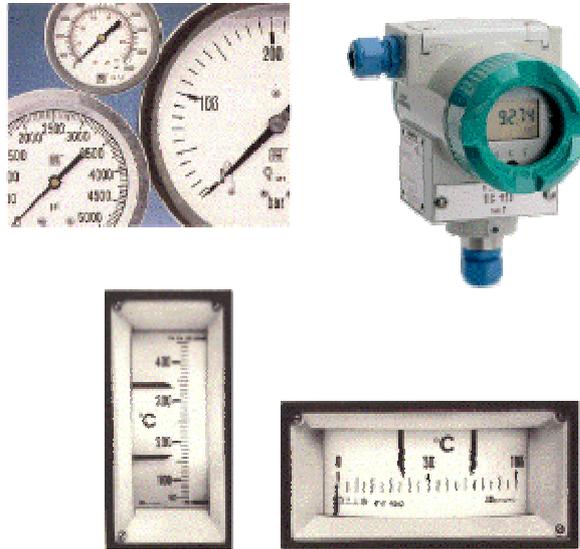


Fig. 1.6. Indicadores

- **Registrador**

Los registradores son instrumentos del sistema de medición y control que se usan para determinar los valores de la variable medida en función de otra. Esta determinación o registro, se puede hacer mediante trazos continuos o con puntos, e incluso se pueden realizar mediante barridos de flujos de electrones en pantallas fluorescentes, o en pantallas digitales. En todo caso, este tipo de instrumento tiene la propiedad de grabar ciertos valores de la variable medida y su cantidad depende del medio (si se trata de trazos continuo o puntos) o de la capacidad de memoria para barridos de flujos de electrones o de pantallas de electrones.

En la figura 1.7. se muestran registradores.

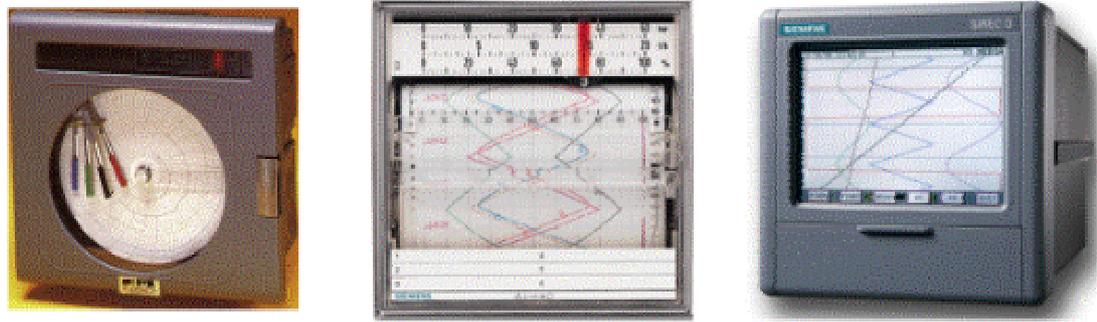


Fig. 1.7. Registradores

- **Controlador**

Son los dispositivos que se encargan en el sistema de medición y control, de comparar la variable medida con el set point y a partir de esta diferencia, tomar una decisión la cual se utilizará en un elemento de acción final para cambiar, suspender o suministrar la variable de control al proceso para ajustar la variable de salida.

En la figura 1.8. se muestra controladores:



Fig. 1.8. Controladores

- **Elemento de acción final**

Son los elementos encargados de cambiar, suspender o suministrar la variable de control al proceso para ajustar la variable a controlar, mediante un suministro de señal proveniente del controlador.

1.3. Parámetros característicos de los instrumentos

Son aquellos parámetros que identifican a un instrumento de un sistema de control ya que posee información acerca de sus características y límites de operación, así como modo de funcionamiento cuando haya o no estabilidad de la variable con la que operan. Estos parámetros normalmente son clasificados en parámetros de operación (llamados también parámetros de rendimiento), parámetros eléctricos o de potencia,

parámetros de interfaces y parámetros de condiciones de proceso. A continuación veremos cada uno de ellos:

1.3.1. Parámetros de operación o de rendimiento

Son aquellos parámetros que identifican un instrumento de medición y de control en el momento en que están operando, y por lo tanto incluyen información del intervalo de medición de la variable medida por el instrumento, así como características de ésta con respecto al valor real y con respecto a una referencia lineal ideal. Estos parámetros son:

- **Rango nominal (range)**

Son las dos cantidades límites del intervalo de valores de la variable en el que el instrumento del sistema de medición y control puede llegar a operar. Por lo tanto para definir el rango nominal de un instrumento, se necesita su valor mínimo (llamado límite inferior) y su valor máximo (llamado límite superior) de operación y estos son dados por el fabricante. La figura 1.9. muestra un instrumento de medición cuyo rango es 0 y 15 m³/h.



Fig. 1.9. Instrumento de medición analógico. Se observa directamente su rango de medición

- **Alcance (span)**

Es la medida del intervalo de valores de la variable en el que el instrumento del sistema de medición y control puede llegar a operar. Se determina por tanto como la diferencia algebraica entre el límite superior y el límite inferior, es decir, como la diferencia de los dos valores del rango.

Para el caso de la figura 1.9. el alcance es:

$$Span = V_{MÁX} - V_{MÍN} \Rightarrow Span = 15 \frac{m^3}{h} - \left(0 \frac{m^3}{h}\right)$$

$$Span = 15 \frac{m^3}{h}$$

- **Exactitud (Accuracy)**

Es la medida del intervalo de valores en que se encuentra realmente una variable de proceso dada, alrededor del valor suministrado por un instrumento de medición, partiendo del hecho que siempre hay un error o incertidumbre en ella debido a diferentes factores que veremos más adelante. Este intervalo normalmente es suministrado por el fabricante y será real siempre y cuando el instrumento opere en las condiciones que el estime, y puede ser expresado de diferentes formas dependiendo de la tecnología del instrumento. Estas formas pueden ser:

- **Porcentual con respecto al alcance:** como su nombre la exactitud de la medición o intervalo de valores donde está la medida real, se expresa como un porcentaje del alcance alrededor de dicha medición. Como ejemplo se tiene un instrumento cuyo fabricante estime su exactitud en $\pm 1\%$ de span.
- **Porcentual con respecto al límite superior del rango:** el intervalo de valores donde está la medida real, se expresa

como porcentaje del límite superior del rango de medida del instrumento alrededor de la medición. Como un ejemplo se tiene un instrumento cuyo fabricante estime su exactitud en $\pm 0.5\%$ del valor superior o lo que es lo mismo $\pm 0.5\%$ del rango.

- **Porcentual con respecto al valor medido:** el intervalo de valores donde se estima el valor real, se expresa como un porcentaje del valor suministrado por el instrumento de medición. Como un ejemplo se tiene un instrumento cuyo fabricante estime su exactitud en $\pm 0.5\%$ de la medida.
- **En términos de la variable medida:** el intervalo de valores donde se estima el valor real, se expresa como una medida dada en las unidades de la variable. Como un ejemplo se tiene un instrumento de medida de longitud cuyo fabricante estime su exactitud en ± 0.5 mm alrededor de la medida, y no como porcentaje.

- **Precisión o repetibilidad (repeatability)**

Es una medida de la capacidad que tiene un instrumento de repetir su lectura ante un valor igual de la variable medida pero realizando la medición en ocasiones diferentes. Todo instrumento normalmente no arroja los mismos valores de medición cuando la variable medida llega a un mismo valor pero en diferentes ocasiones, aunque las situaciones en que ésta llegue a él sea la misma (mismo sentido y rapidez de cambio de la variable, misma temperatura, etc.). Este es un error propio del instrumento el cual introduce una incertidumbre en su medida realizada, y

ubica el valor real dentro de un intervalo dado normalmente por el fabricante en términos de la variable medida y alrededor del valor medido (como por ejemplo tenemos un instrumento cuyo fabricante estime el error por repetibilidad en $\pm 1.5^{\circ}\text{C}$, lo cual quiere decir que existe una incertidumbre en la medida realizada por él pero se puede encontrar el valor real en un intervalo máximo de $\pm 1.5^{\circ}\text{C}$ alrededor de dicho valor medido).

- **Banda Muerta (dead band)**

Representa un intervalo de la variable medida en cual ella puede variar sin que se produzca un cambio en el instrumento de medición, por lo tanto, aunque cambie la variable en este intervalo, no habrá cambio en la lectura dada por dicho instrumento. La banda muerta se mide al momento de ocurrir un cambio en el sentido o una detención de variación de la variable medida, que es la variable de entrada del elemento de medición, y su valor depende de la magnitud que debe poseer la variable de entrada para que cambie la salida de él. La figura 1.10. muestra la respuesta de un instrumento que presenta banda muerta:

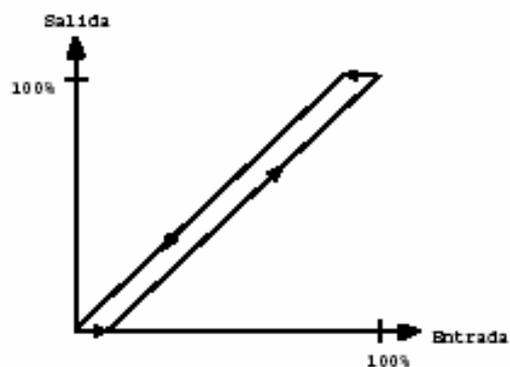


Fig. 1.10. Característica entrada-salida de un instrumento que presenta banda muerta. Se observa que después de que la entrada haya variado cierto valor tanto al comenzar el ascenso (cuando la entrada es cero) como

al comenzar el descenso (cerca del 100% de la entrada), es que se logra tener cambio en la salida del instrumento y no instantáneamente como debería ser.

- **Histéresis**

Es una característica que poseen ciertos instrumentos de medición y control la cual consiste en que su salida ante una entrada que vaya en ascenso, no sea igual a su salida ante valores iguales de la entrada pero cuando ésta está en descenso. La figura 1.11. muestra un instrumento que presenta histéresis durante su operación:

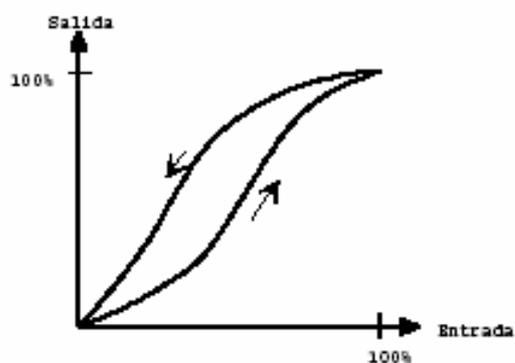


Fig. 1.11. Característica entrada-salida de un instrumento que presenta histéresis. Se observa que los valores obtenidos en la salida cuando la entrada iba ascendiendo, no corresponden a los mismos valores de la entrada pero cuando ésta está disminuyendo, como se esperaba.

- **Combinación Banda Muerta – Histéresis**

Se presenta cuando un instrumento genera incertidumbre en la medida por presentar tanto fenómeno de banda muerta como de histéresis. La característica entrada-salida de estos instrumentos es especial, y se puede apreciar en la figura 1.12:

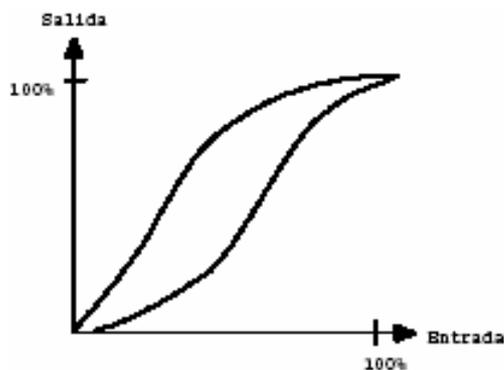


Fig. 1.12. Característica entrada-salida de un instrumento que presenta tanto fenómeno de banda muerta como de histéresis. Se observa que la curva toma características de ambas curvas anteriormente presentadas.

- **Resolución**

Es el valor de medición más pequeño que según el fabricante puede realizar un instrumento de medición. Corresponde a la medida existente entre dos unidades mínimas consecutivas. Por ejemplo, el instrumento mostrado en la figura 1.9 tiene como resolución $2 \text{ m}^3/\text{h}$.

- **Linealidad (linearity)**

Es el grado de aproximación de la curva de respuesta de un instrumento de medición a una recta. Aunque realmente se mide el valor máximo de error de la curva a una línea recta patrón dada (es decir se halla es el grado de no linealidad), esta característica normalmente se llama no linealidad y se expresa como un porcentaje del span.

- **Deriva (drift)**

Es la máxima variación que puede experimentar la salida de un instrumento de medición cuando la entrada permanece constante en periodo determinado de tiempo por lo general largo. Por ejemplo si un instrumento tiene una deriva de 0.5% del span para un periodo de 6 meses, y el span es de 200°C , entonces la variación máxima esperada

para la salida en ese periodo de tiempo es de 1°C. Este error determina el periodo de recalibración (o corrección de la curva entrada-salida del instrumento) ya que la exactitud de este se va perdiendo en el tiempo.

- **Estabilidad**

Se refiere a la variación máxima que puede experimentar la salida del instrumento ante variaciones de variables diferentes a la de la entrada. Por ejemplo, un generador de ondas usualmente posee un dato característico dado por el fabricante llamado estabilidad de frecuencia que para nuestro ejemplo y para el caso de un generador de alta frecuencia tiene un valor de 5×10^{-6} /°C del valor actual.

- **Sensibilidad**

Es la relación existente entre la variación de la salida de un instrumento experimentada ante una variación de su entrada, y dicha variación de entrada. Por lo tanto la sensibilidad se puede expresar matemáticamente así:

$$\text{Sensibilidad} = \frac{\Delta \text{Salida}}{\Delta \text{Entrada}}$$

Por ejemplo, si un termopar genera 100 mV para un cambio de temperatura de 100 °C, su sensibilidad será de 1mV/°C.

- **Tiempo muerto**

Es aquel tiempo que transcurre desde que se realiza un cambio en la entrada y se pueda percibir un cambio en la salida. Se diferencia de la banda muerta en que ésta es una medida del parámetro de la entrada mientras que este parámetro es una medida de tiempo. Sin embargo está relacionada con ella ya que por ella es que existe él: el tiempo muerto es

el tiempo que demora la entrada pasando por el intervalo de la banda muerta.

- **Tiempo de respuesta**

Es el tiempo transcurrido desde que se efectúa un cambio en la entrada, y la salida alcance un determinado porcentaje del valor final que debe tomar ante ella. Generalmente está entre un 90 y un 99% del valor final siendo este valor final determinado por la sensibilidad del instrumento. Por ejemplo, si el termopar del que se habló en el tema de la sensibilidad se coloca sobre un material cuya temperatura es de 50°C, se espera que éste genere 50 mV. El tiempo muerto es el tiempo que demora el termopar para llegar hasta el 90 o el 99% de los 50 mV después que el termopar se halla colocado sobre el cuerpo de 50°C.

- **Tiempo de establecimiento**

Es el tiempo que demora un instrumento de medición y control para diferenciarse en un determinado porcentaje del valor final que tomará que por lo general es del 2%, y partiendo del hecho que algunas veces este valor de salida oscila alrededor de dicho valor final antes de llegar a él. Podemos observar en la figura 1.13. por ejemplo la salida de un instrumento de medición ante una entrada escalón, en la cual se diferencia el tiempo muerto, de respuesta y de establecimiento.

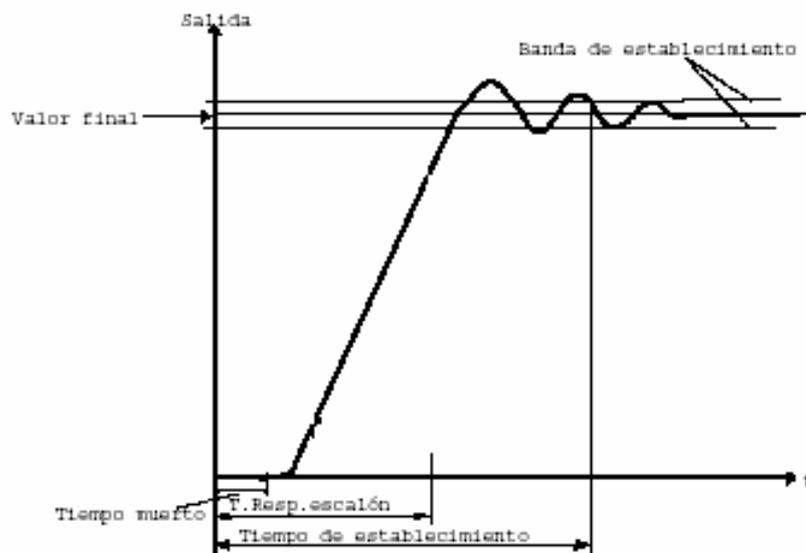


Fig. 1.13. Tiempos característicos de una respuesta de un instrumento de medición

- **Velocidad de respuesta**

Es la rapidez con que el instrumento responde ante una entrada dada. Se determina como la razón entre la variación de salida y el tiempo de respuesta del instrumento.

$$Velocidad = \frac{\Delta Salida}{\Delta t_{respuesta}}$$

1.3.2. Parámetros eléctricos o de potencia

Son aquellos parámetros que detallan las características y niveles de operación de la alimentación del instrumento de medición cuando este necesita alimentación externa eléctrica para poder operar. Se refiere al tipo de alimentación y niveles, corresponde a:

- Nivel de tensión: se especificará el nivel de tensión de operación por medio de un valor que la representa siendo comúnmente éstos iguales a 12, 24, 30, 120 y 240 V, dependiendo del fabricante y características del proceso.

- Tipo de energía eléctrica: se especificará si es alterna, para lo cual se acompaña con la expresión AC; o directa, para lo cual se acompaña con la expresión DC.
- Intervalo de operación: es el intervalo de tensión que es admisible para continuar operando el instrumento de medición y control, cuando no es posible alcanzar el valor exacto especificado en Nivel de tensión. Comúnmente se expresa como porcentaje de éste.
- Potencia de operación: representa el consumo activo de potencia por parte del elemento de medición y control y se da en Watt.
- Corriente nominal: representa la corriente de consumo del elemento de medición y control y se da comúnmente en mA.

1.3.3. Parámetros de interfaces

Los parámetros de interfaces se refieren a aquellos que permiten al ingeniero diseñador saber cómo se comunicará el elemento de medición y control con los otros instrumentos que conforman el lazo de control, y/o con los operarios y demás personal encargados directa o indirectamente del proceso.

Comprende los siguientes:

- Salida Análoga (Analog Output): corresponde al rango de corriente o de tensión de operación de los elementos de medición y control que representa el rango de variación de la variable medida. Normalmente es el estándar 4 a 20 mA. Este aparato incluye la precisión característica de esta salida.

- **Máxima Resistencia de Lazo (Maximum Loop Resistance):** corresponde a la resistencia a la corriente que ofrece el elemento de medición y control. Se da en ohm (Ω) y es útil para saber las distancias máximas de operación entre la fuente de alimentación y el elemento de medición y control, además de los voltajes y potencias consumidas presentes en éstos ante el estándar 4 a 20 mA de operación.
- **Display:** se especifica las características del display local de visualización de la variable medida y/o otros parámetros.
- **Comunicaciones (Communication):** son aquellos que especifican cómo se comunica eléctricamente un instrumento de medición y control con su programador o calibrador (puede ser tan simple como un operario que lo hace en forma manual, pero actualmente se realiza ya sea por medio de PC y software o por medio de protocolo HART, otros medios opcionales propios de fabricantes que permiten que la programación o calibración sea local o remota) y con los otros equipos de medición y control (ya sea por un simple cable coaxial, por sistemas de redes RS-232 o RS-485, o cualquier otro medio).

1.3.4. Parámetros de condiciones de proceso

Son aquellos parámetros referidos a las características del medio en que opera normalmente el elemento de medición y control y al tipo y dimensiones de los materiales de que está construido el equipo.

Normalmente estos parámetros son:

- **Recubrimiento (Enclosure):** se refiere al tipo de material que recubre al instrumento de medición y control, y que de alguno u otro modo lo

protegen del medio que hace parte del proceso. De hecho, dependiendo del material del proceso y sus condiciones, así será el material de recubrimiento del elemento de medición y control.

- Conductos de Entrada (Conduit Entries): se refiere al tipo y dimensión de los conductos que permiten comunicar al elemento de medición y control con otros medios. Así mismo el tipo de protección a estos conductos que se especifican según normas tales como NEMA.
- Dimensiones: pueden ser expresadas según sistemas de unidades internacionales o americanas o ambas dependiendo de si se siguen las normas DIN, JIS y/o ANSI.
- Características especiales de materiales de proceso: estas características dependen de la variable que se esté midiendo y aquellos parámetros del material de proceso que estén directamente ligados con él tanto para exactitud de medición como por razones de seguridad. Por ejemplo si estamos midiendo nivel de productos de petróleo con el sistema radar, nos interesa la constante dieléctrica del producto que es la que está ligada con el principio de funcionamiento de él, pero si lo hacemos con el sistema de medición conductivo, nos interesará la conductividad del material además de su viscosidad para saber la oposición a la corrosión que presentaría el sistema de medición.
- Temperatura del proceso (Process Temperature): es la temperatura máxima de operación del proceso para garantizar la óptima operación del elemento de medición y control.

- Temperatura ambiente (Ambient Temperature): es la temperatura de ambiente máxima en la que opera óptimamente el elemento de medición y control.
- Presión (Pressure): es la presión máxima de operación del proceso para garantizar la óptima operación del elemento de medición y control.

2. PETROLEO

2.1. Introducción

El presente capítulo está dedicado exclusivamente al tema del crudo de petróleo y sus derivados. Consta primeramente de una pequeña explicación del origen del petróleo, su composición, la manera como se obtienen sus productos y lo que es más importante para este proyecto, la normatividad en cuanto a su medición. Actualmente existen normas que rigen los controles de inventario y las transferencias de custodia de las diferentes refinerías, las cuales se basan más que todo en los rangos de precisión en que se pueden manejar los diferentes parámetros involucrados en esos procesos como masa, temperatura, densidad y nivel. Esta precisión es determinante para las industrias petroleras ya que deben cumplir dichas normas para no ser penalizadas y poder entrar en competencia internacional, pero no ser tan precisas que se empiece a regalar calidad que no será recompensada y que por el contrario significan perder dinero con elementos de medición y control de calidad innecesarios.

2.2. Definición y Composición

La palabra petróleo proviene del latín *petra*, piedra y *oleum*, aceite, y se llamó así porque se extrae de la superficie terrestre y tiene características semejantes a la que le conocemos al aceite (paradójicamente el aceite proviene del petróleo). Es un líquido natural u orgánico, inflamable, de olor

característico, color amarillo oscuro o negro, compuesto fundamentalmente de hidrocarburos, y con densidad entre 0.8 y 0.95.

Las propiedades físicas y la composición química varían considerablemente según su procedencia. El petróleo se compone en un 50-98% de hidrocarburos (los hidrocarburos son moléculas que contienen hidrógeno y carbono), y el resto de materias orgánicas que contienen oxígeno, nitrógeno, azufre y trazas de compuestos orgánicos metálicos. En fin, y hablando en términos de composiciones de átomos, el petróleo se encuentra constituido de cerca de 83-87% de carbono, 11-16% de hidrógeno, 0-4% de mezcla de nitrógeno y oxígeno y entre 0-4% de azufre. Nuevamente se anota que la proporción varía de la procedencia del petróleo.

2.3. Origen

El origen de la mayoría de los yacimientos de petróleo actuales se deben a los organismos que murieron hace millones de años, pero principalmente a los microorganismos planctónicos de ese entonces. Éstos al morir, caían al fondo ya sea del mar, de las lagunas o de las desembocaduras de los ríos y eran enterrados por los sedimentos marinos, empezando su transformación. La transformación en hidrocarburos sucedía siempre y cuando el medio de transformación era reductor, ya que si era oxidante se transformaba en dióxido de carbono y agua. El resultado de esta transformación (debida a bacterias anaerobias) es un fango negrozco llamado *sapropel* el cual es considerado como la madre del petróleo, y como se dijo anteriormente, se daba principalmente

en cuencas marinas o salobres con aguas estancadas donde se cumple lo del medio reductor y las bacterias anaerobias. Las reacciones presentes en la transformación desprendían oxígeno, nitrógeno y azufre los cuales hacen parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos.

A medida que los sedimentos se hacen compactos por efectos de la presión, se forma la "roca madre". Posteriormente, por fenómenos de "migración", el petróleo pasa a impregnar arenas o rocas más porosas y más permeables (areniscas, calizas fisuradas, dolomías), llamadas "rocas almacén", y en las cuales el petróleo se concentra y permanece en ellas si encuentra alguna trampa que impida la migración hasta la superficie donde se oxida y volatiliza, perdiendo todo interés como fuente de energía. En la figura 2.1 se muestra una representación de una estructura geológica de una trampa.

Por lo tanto, podemos decir que la formación de petróleo está acompañada de muchos sucesos especiales y es por ello que las características de él varía dependiendo de en qué cantidad se daban estos sucesos.

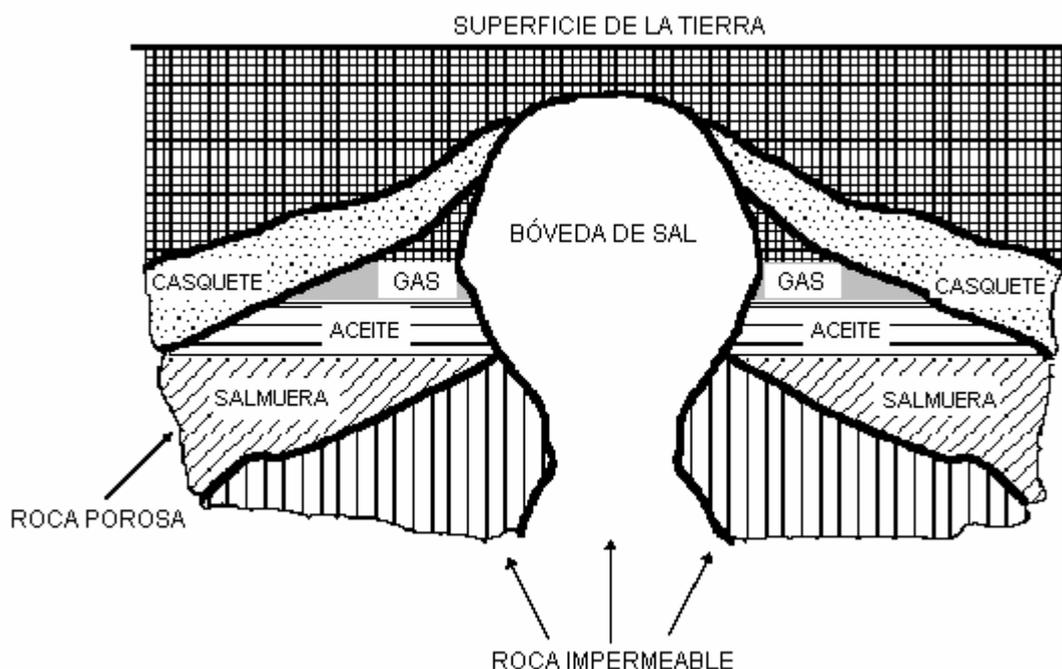


Fig. 2.1. Representación de estructura geológica de una trampa de aceite

2.4. Extracción

El petróleo se encuentra por debajo de la superficie terrestre y se ubica mediante la acción de exploración, que no es más que la perforación de pozos exploratorios en los lugares donde se considera que haya petróleo. La tarea de buscar estos lugares, está a cargo de los geólogos quienes después que los ubican, basándose en hipótesis de existencias de pantanos u otras cuencas de agua en siglos anteriores, inmediatamente proceden a la perforación del sitio esperando que la hipótesis sea verdadera si sale petróleo de ellos. Este método desafortunadamente, es el único medio para confirmar o no la presencia de él convirtiéndose prácticamente en una prueba de ensayo y error. La salida de petróleo de los pozos muchas veces ocurre naturalmente por las altas presiones del subsuelo lo cual le da la energía para salir a la superficie terrestre, pero otras veces es necesario la utilización de bombas extractoras para tal fin.

A continuación se muestran las formas de extracción de petróleo de un yacimiento tanto de una como de otra forma:

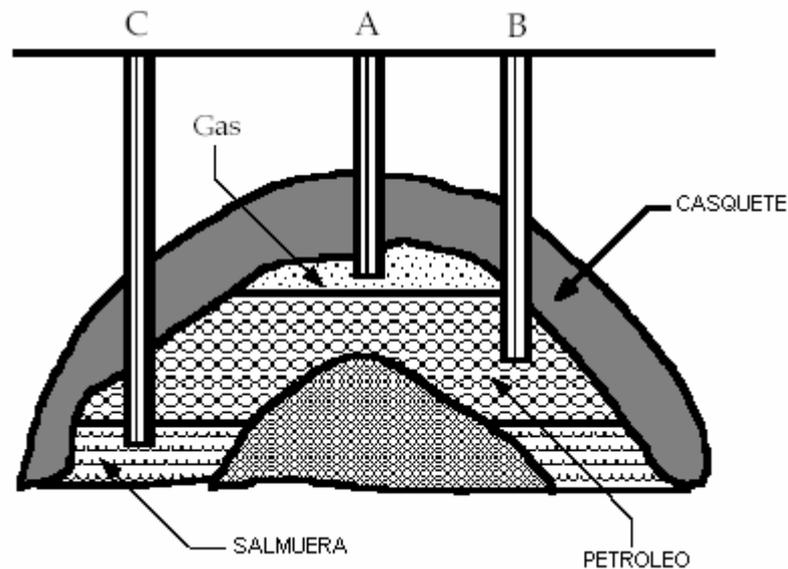


Fig. 2.2. Selección de un sitio de yacimiento petrolero

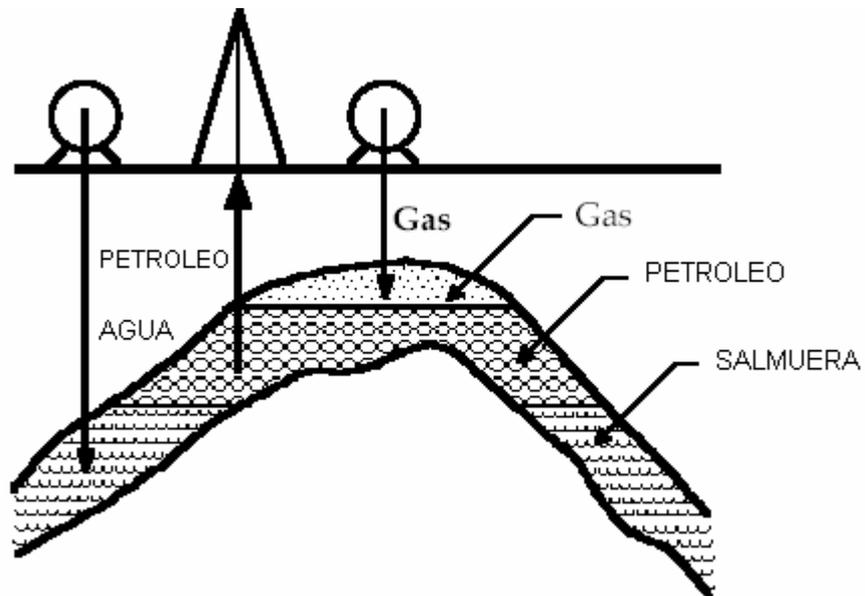


Fig. 2.3. Técnica mejorada de extracción de petróleo

Como es difícil saber con certeza en qué sitio exactamente se encuentra la acumulación de petróleo, en la figura 2.2. se muestra cómo se practicaron las tres perforaciones en el sitio de interés y de los tres pozos, solo el B dará petróleo mientras que el A y el C no. Más perforaciones

practicadas mostrarán a los ingenieros una estimación de la forma y dimensiones de la acumulación de petróleo en la superficie terrestre.

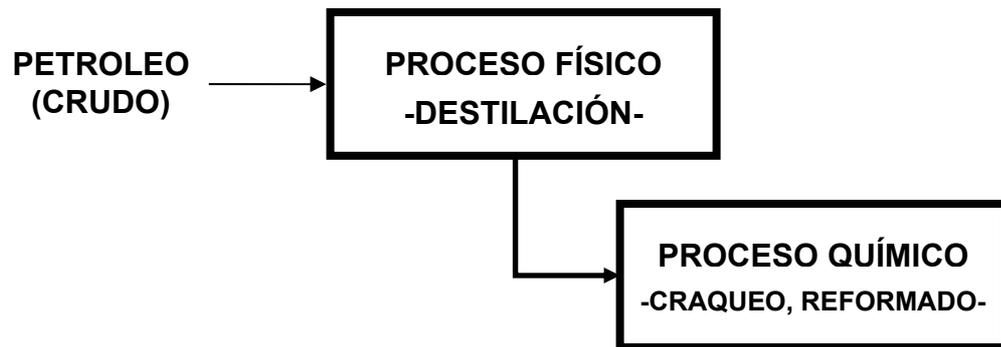
Con el tiempo, las presiones del subsuelo van disminuyendo y es por ello que de la extracción natural muchas veces se pasa a la técnica mejorada mostrada en la figura 2.3., donde se muestra que a la capa de salmuera se le agrega agua para aumentar la presión por debajo de la capa de petróleo, y a la capa de gas se le agrega más vapor para aumentar la presión por arriba. Esto hace que la capa de petróleo se encuentre comprimida, y así siga manteniéndose la presión de salida de este compuesto.

2.5. Refinamiento

El petróleo extraído (que muchas veces se llama crudo) es almacenado en grandes y especiales tanques, y desde allí se envían por vía terrestre (utilizando oleoductos) o marítima (utilizando los grandes barcos petroleros), para las refinerías donde se trata para obtener sus diferentes productos.

Del petróleo se pueden obtener cerca de 2500 productos dentro de los que se encuentran el gas natural, gasolina, kerosene, combustible de avión, diesel, aceites combustibles, aceites lubricantes y material de alimentación en la industria petroquímica.

El proceso de refinamiento de petróleo se puede resumir en el siguiente esquema:



El **proceso físico** consiste en la *destilación* del petróleo proveniente de la extracción en los yacimientos. La destilación es la separación de materiales basándose en sus diferentes temperaturas de ebullición, y por lo tanto la destilación del petróleo consiste en su sometimiento a altas temperaturas y mediante procesos de evaporación y condensación, se divide el crudo en diferentes productos según sus características físicas de temperatura de ebullición y densidad. La forma representativa de este proceso se puede ver en la figura 2.4.:

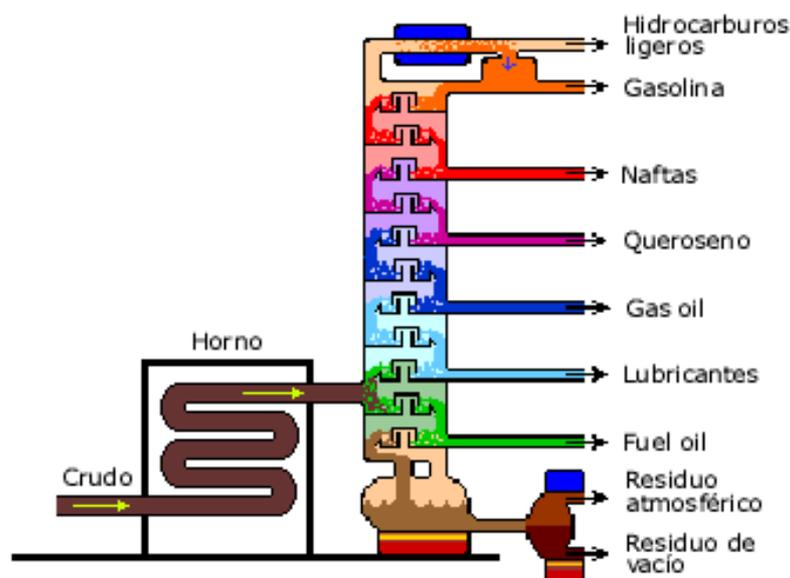


Fig. 2.4 Destilación de crudo de petróleo

Existen dos formas de destilación: una atmosférica y otra a vacío. La primera se usa para crudos relativamente ligeros y consiste en calentar el

crudo a temperaturas que oscilan entre 350 y 375°C (máximo) logrando la separación de los productos. La segunda, por el contrario, se usa para crudos pesados y calentándolos a temperaturas mayores de 375°C pero a bajas presiones. En ambas formas, el crudo se calienta y a medida que sus productos van alcanzando su temperatura de ebullición, pasan a una torre de destilación dividida en bandejas características de cada uno de ellos y separadas entre sí por bonetes (o aberturas) por donde atraviesan. Obviamente los hidrocarburos con bajo punto de ebullición (o hidrocarburos ligeros) ascienden en la torre mientras que los más pesados quedarán debajo.

El **proceso químico** se utiliza para mejorar los productos en bruto obtenidos en la destilación, buscando que tengan la mejor calidad para poder comercializar. Las distintas fracciones obtenidas en la destilación necesitan mejoras en el olor, la estabilidad, oxidación al aire, etc. y por ejemplo en el caso de la gasolina, se centra el proceso químico en la eliminación de los compuestos de azufre presentes los cuales atacan los recipientes metálicos, tienen olor desagradable, y le quitan la sensibilidad al plomo. El proceso químico son en realidad varios entre los cuales tenemos:

- Craqueo térmico: el craqueo térmico es un proceso de calentamiento de crudo pesado a temperaturas más altas y presiones más bajas que las utilizadas en la destilación al vacío, con el objetivo de convertir moléculas grandes de hidrocarburos, en otras más pequeñas. Esto se hace porque los hidrocarburos de moléculas grandes tienen menos demanda que los hidrocarburos de moléculas

pequeñas: la gasolina tiene más demanda que los lubricantes de petróleo.

- Craqueo catalítico: mejoramiento de la técnica de craqueo térmico ya que se usan catalizadores. Con esta técnica se obtiene mayor porcentaje de conversión de moléculas. Se subdivide en dos técnicas:
 - Polimerización: consiste en recombinar las moléculas de hidrocarburos entre sí hasta multiplicar sus proporciones y generar tipos diferentes de carburantes.
 - Isomerización: consiste en catalizar los hidrocarburos con cloruro de aluminio con objeto de obtener combustibles más puros.

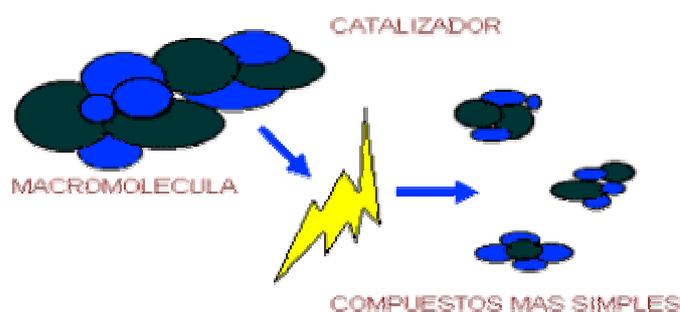


Fig. 2.5. Craqueo catalítico

- Reformado: consiste en variar las cadenas de carbono de la gasolina para aumentar la calidad y elevar el poder antidetonante de ella. Esto permite que los motores conserven su rendimiento.

2.6. Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de crudo, como su nombre lo indica, se utilizan para almacenar este líquido al momento de extraerlo de la

tierra. Por lo tanto el envío de crudo a las refinerías normalmente no ocurre instantáneamente desde la extracción, sino que primero pasa a estos tanques donde además de ser utilizados como simples almacenadores, en ellos se determina la masa del líquido a refinar para controlarla con la que se determina en los tanques de dicha refinería, y finalmente con la de los productos obtenidos en ella.

Se deduce entonces la gran labor de control que se debe llevar en ellos si se quiere lograr la comercialización justa del crudo a las refinerías. De hecho, esta labor debe cumplirse a cabalidad bajo normas de control ya estandarizadas por organismos internacionales tales como la API y la ISO, en sus capítulos referentes a Control de Inventarios y Transferencia de Custodia.

Los tanques por lo tanto, no es lo menos importante de todo el proceso del petróleo y se convierten en uno de los más controlados del mismo, por lo que su forma debe cumplir ciertas características que el fabricante debe detallar y garantizar muy bien. Por mayor facilidad de manejo en cuanto al control, se acostumbra a diseñarlo de forma cilíndrica.

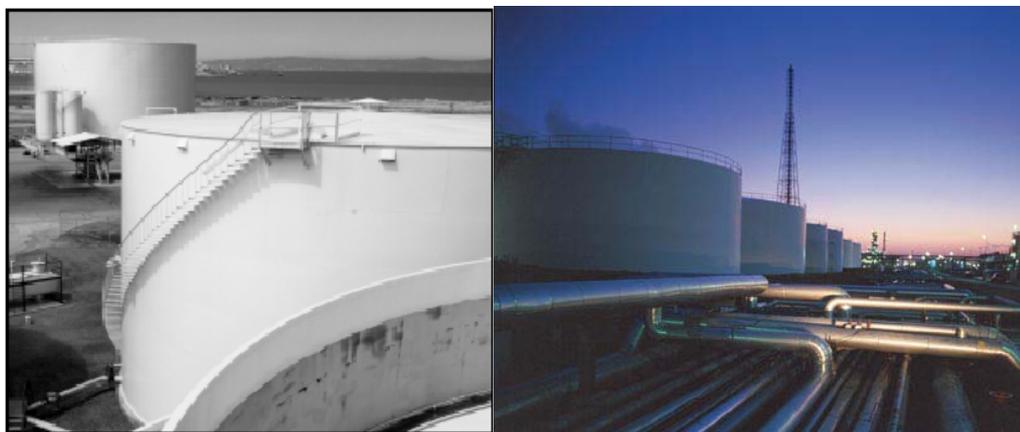


Fig. 2.6. Tanques de almacenamiento de petróleo

2.7. Parámetros que se miden en tanques

Según las normas API y las normas ISA, las dos actividades que ameritan precisión en la medición de ciertos parámetros de control en tanques se denominan:

- Control de inventario: se determina volumen, masa y nivel de tanques para manejo de información técnica en la empresa.
- Transferencia de custodia: se determina volumen, masa y nivel para recepción y entrega de productos derivados del petróleo.

Obviamente de las dos actividades, la que requiere mayor precisión es la actividad de transferencia de custodia, la cual y como se mencionó en la sección anterior, maneja ya la comercialización del crudo por volumen transferido de un lugar a otro, y por ende su importancia en definir por lo menos la masa y la temperatura con buena precisión.

Además de la medición de volumen, masa y nivel, se deben tener en cuenta un severo control técnico tales como alarmas, unidades rápidas de desfogue de presión, etcétera, por la peligrosidad en el contenido de estos tanques.

En lo referente a la selección del sistema de medición de los anteriores parámetros, existen las variables de las condiciones de proceso así como de las condiciones ambientales, que permiten escoger entre las diferentes tecnologías actuales de medición.

Estos sistemas de medida tienen en común las diferentes características que los determinan las cuales son:

- Variable requerida (nivel, masa, densidad).
- Precisión en la medida.

- Características del tanque (forma, dimensiones).
- Condiciones ambientales.
- Características del producto.
- Requerimientos en instrumentación, incluyendo precisión, certificaciones, alimentación, etc.

3. SISTEMA DE MEDICIÓN HIDROSTÁTICA (HTG)

3.1. Principio de funcionamiento

Es uno de los métodos popularmente usados en las refinerías de industrias químicas y petroquímicas. Se basa en las medidas de presión para determinar tanto la densidad como el nivel del líquido contenido en el tanque (medido a partir de su fondo).

Este método se basa simplemente en el principio fundamental de la hidrostática:

$$dp = c\gamma dh$$

donde:

dp: variación de presión, en lb/in².

c: es una constante de conversión de unidades que es previamente conocida (depende de las unidades utilizadas de presión, peso específico y longitud). Si se dan estos parámetros en las unidades aquí señaladas, c equivale a 1/144.

γ : Peso específico, en lb/ft³

dh: Variación de la profundidad, en ft.

Si la densidad es constante, se puede obtener la siguiente expresión para el cambio de la presión con la profundidad:

$$\Delta p = c\gamma \Delta h \quad (1.1)$$

donde se cambiaron las variaciones por diferencias de presión y profundidad, respectivamente.

Normalmente un sistema de medida HTG consta de tres transductores de presión: en la figura 3.1. se puede ver que el primero, marcado con el punto **b**, se ubica cerca del fondo del tanque (a una distancia H_B unidades de longitud); el segundo, marcado con el punto **m**, se ubica generalmente un metro más arriba del anterior (en general, a una distancia H_{BM} unidades) ; y el último, marcado con el punto **t**, se ubica encima del nivel del líquido (el cual es desconocido pero de valor H unidades).

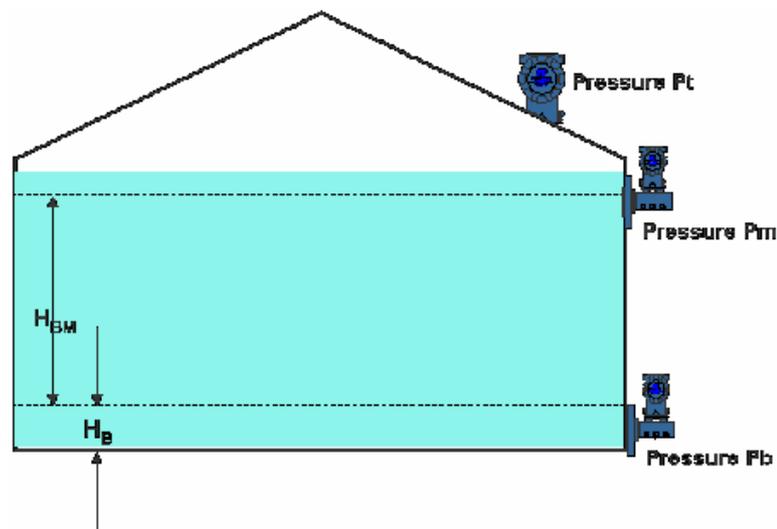


Fig. 3.1. Transmisores de presión en el sistema HTG

Si hacemos análisis de presiones con los dos primeros puntos aplicando la ecuación (1.1), nos queda la siguiente expresión:

$$\Delta p = c\gamma \Delta h \Rightarrow P_b - P_m = c\gamma (p_b - p_m)$$

donde:

P_b: Presión en el punto b.

P_m: Presión en el punto m.

p_b: Profundidad del punto b, medido desde el nivel.

p_m: Profundidad del punto m, medido desde el nivel.

Expresamos p_b y p_m en función de las alturas conocidas H_B y H_{BM} , y en función de la altura H por conocer, así:

$$p_b = H - H_B \quad (1.2)$$

$$p_m = H - H_B - H_{BM} \quad (1.3)$$

Con estos podemos hallar expresiones para el peso específico del líquido γ de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{P_b - P_m}{c(p_b - p_m)}$$

Si reemplazamos $p_b - p_m$ utilizando las ecuaciones (1.2) y (1.3) nos queda:

$$\gamma = \frac{P_b - P_m}{cH_{BM}}$$

Esta expresión nos permite hallar la densidad ya que $\gamma = \rho g$, donde ρ es la densidad y g el valor de la gravedad local. Por tanto:

$$\rho = \frac{P_b - P_m}{c g H_{BM}} \quad (1.2)$$

Como los tres transductores de presión forman un sistema de medición, las medidas de presión sensadas por ellos y dadas en forma de señales eléctricas, se manipulan de tal forma que arrojan como salida la densidad del líquido instantáneamente (según la ecuación 1.2 solo debe

multiplicarse la presión diferencial $P_b - P_t$ por la constante $1/(c \times g \times H_{bm})$, lo cual puede hacerlo fácilmente un microprocesador). Por lo tanto decimos que la densidad es una medida primaria del proceso.

Ahora bien, si también analizamos los puntos p_b y p_t con la ecuación (1.1) nos queda:

$$\gamma = \frac{P_b - P_t}{c(p_b - p_t)}$$

Siendo p_t obviamente cero por que el nivel tiene de profundidad este valor. P_t será la presión atmosférica si el tanque es abierto o la presión que mida el sensor P_t si el tanque es cerrado y presurizado.

En fin la ecuación nos queda:

$$\gamma = \frac{P_b - P_t}{c(p_b)} \Rightarrow \gamma = \frac{P_b - P_t}{c(H - H_1)}$$

De donde despejamos H y nos queda:

$$H = \frac{P_b - P_t}{c \ g \ \rho} + H_1 \quad (1.3)$$

Esta es una ecuación derivada ya que se halla dividiendo la diferencia de presión medida directamente por el sistema HTG, entre la densidad suministrada por el mismo.

El sistema HTG tiene la ventaja que además de medir nivel puede medir la densidad a determinada temperatura, la masa y el volumen también a una determinada dada. De hecho la figura 3.2. muestra el arreglo real de los dos transmisores de presión inferiores incluyendo el transmisor de temperatura para determinarla:

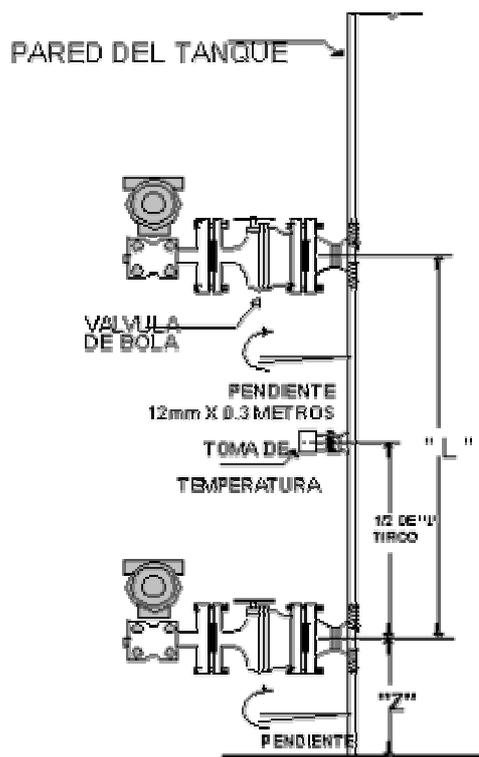


Fig. 3.2. Disposición completa de un sistema HTG incluyendo los dos transmisores de presión inferiores y el transmisor de temperatura.

Actualmente este sistema cuenta con el apoyo de la norma internacional API (de American Petroleum Institute, Instituto Americano del Petróleo) quien según borrador del 13 de enero de 1990 de la norma que sustituye a la norma API 2545¹, se encuentra listada la tecnología HTG para medida de masa y nivel.

Por lo tanto se procederá a hallar la masa del líquido contenido dentro del tanque utilizando los datos arrojados por los transmisores de presión y otros datos constantes así:

$$m = \rho V$$

$$\text{Siendo } V = AH$$

¹ La norma API 2545 especifica los requerimientos para el control de inventarios y transferencias de hidrocarburos y lista las tecnologías de medición a emplear. Esta norma fue estandarizada antes que aparecieran los sistemas HTG basados en transmisores de nivel de altísima precisión, y por lo tanto no incluía dentro de las tecnologías de medición a éstos.

donde

A: área de la sección transversal del volumen de líquido, la cual es constante y suministrada por el fabricante del depósito o tanque de almacenamiento.

H: altura del volumen de líquido

$$m = \rho A \left(\frac{P_b - P_t}{c g \rho} + H_1 \right)$$

La expresión nos queda:

$$m = A \frac{P_b - P_t}{c g} + \rho A H \quad (1.4)$$

Por lo que el sistema hidrostático está diseñado para medir tanto masa y densidad, como variables primarias de control en el tanque, como nivel y volumen, que son datos calculados de ellos. Esto hace muy confiable y precisa la medición de masa del producto en el tanque, ya que la medición es independiente de la temperatura y de la densidad o composición del producto. Si se cuenta con sensores de alta precisión y adecuadamente instalados, la medición de masa podrá tener errores que están alrededor del 0.01%.

Todo esto sucede considerando la densidad constante, por lo tanto el sistema HTG tiene las siguientes características:

- La densidad medida se presenta como un promedio de ella en todo el líquido a lo largo de su altura, por lo que se necesita que él presente homogeneidad de ésta para que el método sea válido. Como realidad, cuando se almacena hidrostáticamente los derivados del petróleo la densidad varía con la altura, este método presenta errores que en

algunos casos se pueden manejar, pero en otros inclusive, obliga a desistir de él. Es importante entonces, estudiar previamente la heterogeneidad (o estratificación) con la altura de la densidad de los productos derivados del petróleo, para poder decidir o no si utilizar este método de medición.

- Las medidas de nivel y volumen se hallan a partir de la densidad, por lo tanto los errores en estos se agudizan dependiendo de los errores de aquella. Esto agrava nuestra situación por que al fin y al cabo lo que queremos medir es nivel, lo cual para este método resulta ser una unidad derivada.

Es por ello que las refinerías de productos derivados del petróleo deben utilizar métodos alternativos para medir el nivel de sus tanques cuando sus productos tienden a estratificar su densidad por hidrostática.

3.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales

El sistema HTG realiza una serie de mediciones y cálculos para obtener el valor de la densidad del líquido a determinada temperatura, el nivel del líquido en el tanque, el volumen y la masa.

El transmisor de presión ubicado en la parte inferior del tanque, según normas, medirá e indicará el nivel de éste (recordemos que se está midiendo presión pero con cálculos se determina los demás parámetros), mientras que el transmisor que se encuentra un poco más arriba medirá e indicará la densidad. La temperatura, como se dijo antes, se mide por medio del transmisor de temperatura ubicado entre los dos transmisores de presión como se puede ver mejor en la figura 3.2.

En esta figura se puede también explicar mejor que la distancia “Z” depende de las condiciones de montaje de los instrumentos, así como de las características en el fondo del tanque. La distancia “L” en cambio depende de la altura de éste, y mientras su valor sea mayor, será más preciso el valor de la densidad, por cuanto no se convierte en un valor local en la zona de medición. Sin embargo, no hay que olvidar tampoco que existen limitantes prácticas para distanciar estos dos transmisores, tales como que el nivel quede a menudo por debajo de uno de ellos. Normalmente se acostumbra considerar el valor de “L” como el 20% de la altura del tanque, y su valor mínimo debe ser de 1.7 m siendo los valores más comunes en la práctica entre 2 y 3m.

La medición de temperatura en el sistema HTG se acostumbra a ubicarse a la mitad de distancia entre los transmisores de presión, aunque puede buscarse otra posición dependiendo si se tiene conocimiento de un sitio en que esta sería la media de todo el líquido.

Para líquidos que presenten estratificación de la densidad por efectos de hidrostática, se acostumbra aumentar la precisión de la medida usando varios transmisores de presión a lo alto del tanque, y por medio de software se realiza la corrección por este hecho, hallando la masa con mejor precisión que es lo más requerido en la industria del petróleo.

La precisión requerida para este sistema según las normas API es:

- Para control de inventario: 0.06%
- Para transferencia de custodia: 0.02%

4. SISTEMA DE MEDICIÓN POR RADIO FRECUENCIA- ADMITANCIA

4.1. Principio de funcionamiento

El principio básico de este sistema se debe al comportamiento de un capacitor ante señales alternas, para poder así medir el nivel de un líquido contenido en un tanque. Las señales usadas tienen un rango de radiofrecuencias entre 30kHz y 1MHz.

Un capacitor se forma simplemente cuando se tienen dos conductores separados por un dieléctrico tal y como lo muestra la figura 4.1.

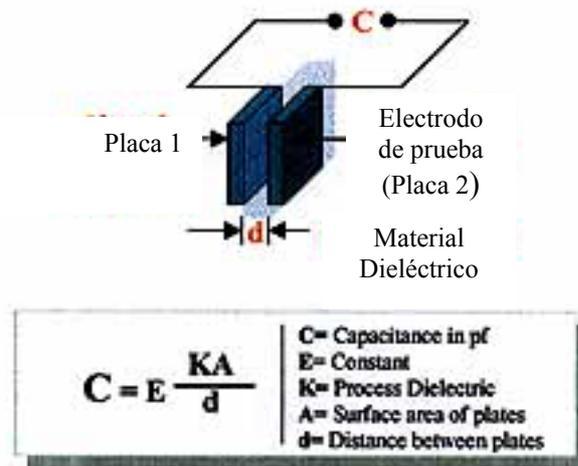


Fig. 4.1. Formación de un capacitor

Tal y como se ve en la figura, el valor de la capacitancia para este capacitor de placas paralelas en especial es:

$$C = \epsilon_0 K \frac{A}{d}$$

donde:

C: capacitancia del arreglo conductor1-dieléctrico-conductor2.

ϵ_0 : Constante llamada permitividad del vacío o del aire limpio.

K: constante dieléctrica del dieléctrico ubicado entre los conductores.

A: área de la superficie conductora que está en contacto con el dieléctrico.

d: distancia que separa los dos conductores.

Como los tanques de almacenamiento son en su mayoría cilíndricos, no se usa esta expresión debido a que no se trata de arreglos de placas paralelas sino se cilindros concéntricos, tal y como lo muestra la figura 4.2.

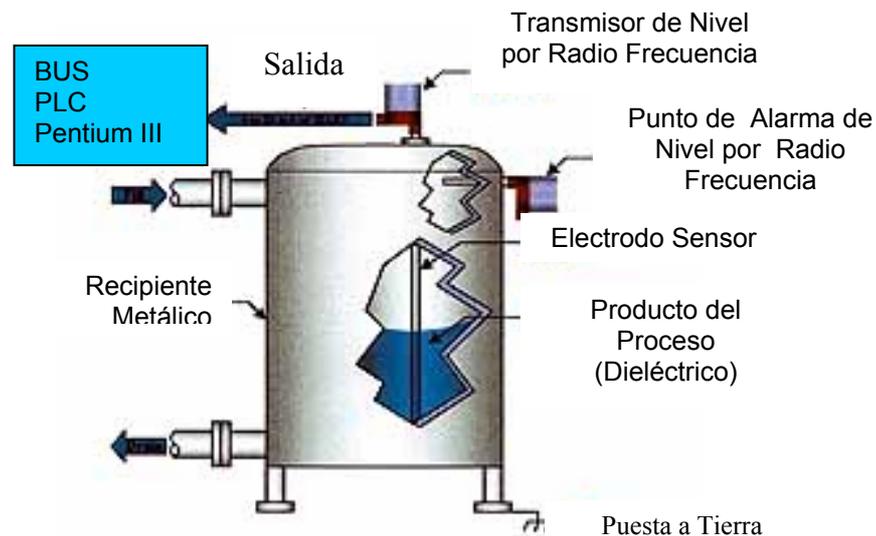


Fig. 4.2. Esquema del arreglo capacitivo en el tanque

El electrodo número 1 se ubica a lo largo del eje del tanque cilíndrico (en la figura 4.2 es llamado Electrodo Sensor) mientras que el electrodo 2 puede ser la superficie externa del tanque si este es metálico, o se añade otro electrodo cilíndrico que envuelva simétricamente al primero si no lo es.

Los capacitores formados por dos electrodos cilíndricos concéntricos tienen una expresión particular para hallar capacitancia si el medio que los separa es un dieléctrico de constante dieléctrica K. Esta expresión es:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_o Kh}{Ln \frac{r_b}{r_a}}$$

donde:

C: capacitancia del arreglo conductor1-dieléctrico-conductor2.

ϵ_o : permitividad del vacío.

K: constante dieléctrica del dieléctrico ubicado entre los conductores.

La constante dieléctrica del vacío es 1.0 y para los demás materiales varía en función de sus propiedades físico-químicas; por ejemplo, para los derivados del petróleo la constante dieléctrica varía entre 2.0 y 6.0.

h: longitud del capacitor.

r_b: distancia desde el centro del arreglo hasta el electrodo exterior.

r_a: distancia desde el centro el arreglo hasta el exterior del electrodo interior (su radio).

Como normalmente el tanque no está completamente lleno, tal y como lo muestra la figura 4.2, se puede deducir que el dieléctrico que separa los dos electrodos es en su parte inferior y hasta el nivel h, el líquido con que opera el tanque y en la parte superior hasta la altura superior L, es el aire en conjunto con los vapores de aquél.

La presencia de dos dieléctricos (con diferentes constantes K) obligan al análisis con dos capacitores: el primero de longitud h con dieléctrico K₁ (el formado por el líquido de operación) y el otro de longitud L-h con dieléctrico K₂ (el formado por aire y los vapores de aquél). Estos dos capacitores estarían en paralelo por lo que su capacitancia total sería la suma de las dos según leyes circuitales:

$$C_T = \frac{2\pi\epsilon_o K_1 h}{Ln \frac{r_b}{r_a}} + \frac{2\pi\epsilon_o K_2 (L-h)}{Ln \frac{r_b}{r_a}}$$

Ordenamos convenientemente:

$$C_T = \frac{2\pi\epsilon_o}{Ln \frac{r_b}{r_a}} (K_1 - K_2) h + \frac{2\pi\epsilon_o}{Ln \frac{r_b}{r_a}} K_2 L$$

Donde se observa que el último término representa la capacitancia del sistema si el tanque estuviera vacío (véase que la longitud es L y la constante dieléctrica es K_2). Por lo tanto y llamando a esta capacitancia C_o , escribimos:

$$C_T = \frac{2\pi\epsilon_o}{Ln \frac{r_b}{r_a}} (K_1 - K_2) h + C_o$$

$$\Delta C = C_T - C_o = \frac{2\pi\epsilon_o}{Ln \frac{r_b}{r_a}} (K_1 - K_2) h \quad (2.1)$$

El cambio en la capacitancia ocurre cuando hay un cambio en el nivel del líquido, y su diferencia con respecto a la capacitancia de tanque vacío es interesante ya que es linealmente proporcional a dicho nivel, tal y como se puede ver en la ecuación (2.1).

Este cambio es captado por el sistema de medida que inclusive puede tener sensibilidad de hasta 0.5 pF lo cual demuestra su alta precisión en cuanto a nuestro interés. El sistema de medida detecta el cambio en la capacitancia realmente determinando cambios de corriente en el capacitor cuando se alimenta con un voltaje alterno. La relación entre ellos, como se sabe, viene dada por:

$$\vec{I} = \frac{1}{(R + jX)} \vec{V} = \frac{1}{\left(R + j\frac{1}{\omega C}\right)} \vec{V}$$

donde:

\vec{I} : corriente inducida en el capacitor.

\vec{V} : voltaje alterno de alimentación.

R : resistencia óhmica del arreglo conductores-dieléctricos.

X : reactancia óhmica del arreglo conductores-dieléctricos.

ω : frecuencia angular del voltaje alterno de alimentación (igual a $2\pi f$ siendo f la frecuencia en ciclos por segundo).

C : capacitancia a medir.

La resistencia óhmica del arreglo conductores dieléctrico debe ser lo más alta posible, por lo que cuando se trata de líquidos conductores se acostumbra rodear el electrodo número uno con ciertos materiales dieléctricos como el teflón, kynar o la cerámica para lograr la conductancia mínima.

El software del sistema es diseñado para resolver una ecuación matemática, que genera una salida de 4-20 mA standard de manera proporcional al nivel, y cuya entrada son las variaciones de corriente.

Estos sistemas también permiten la inserción de un sensor de presión y de sensores de temperatura para la obtención de la masa y la temperatura del producto.

4.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales

El sistema por Radio Frecuencia Admitancia realiza una serie de cálculos con la corriente inducida entre un electrodo y otro para obtener el valor de la capacitancia equivalente, y así obtener el nivel del líquido en el tanque.

Con este sistema directamente no es posible calcular la masa y el volumen a menos que se suponga la densidad, y como generalmente esto no sucede, es necesario de otros medios para calcularla.

Sin embargo, un método comúnmente generalizado es realizar un estudio del comportamiento de la densidad del líquido de interés con respecto a la altura y a la temperatura, acompañar este sistema de medida con unos transmisores de temperatura ubicados a lo largo del tanque y a alturas conocidas, y calcular la masa relacionando todo lo anterior.

Es importante tener en cuenta que el voltaje máximo de inducción o de prueba es 20V y la frecuencia está en el rango de 30 kHz a 1MHz, bastando para producir corrientes bastante altas como para tener una resolución en el orden de los picofaradios que es bastante buena para medir nivel.

Es necesario colocar un recubrimiento dieléctrico en el electrodo del sensor para evitar flujo de corriente ya que el petróleo tiene iones metálicos, y todos deben ser del tipo Clase I División I debido a que están en contacto físico con líquidos inflamables.

La medición de temperatura en el sistema HTG se acostumbra a ubicarse equidistantes entre sí para el caso que sean más de un punto sensor, aunque también pueden usarse otras posiciones dependiendo si se tiene

conocimiento de sitios en que ésta es representativa o de valor medio en un intervalo amplio determinado.

La precisión requerida para este sistema según las normas API es:

- Para control de inventario: 0.06%
- Para transferencia de custodia: 0.02%

5. SISTEMA DE MEDICIÓN DE RADAR O MICROONDAS (RTG)

5.1. Principio de funcionamiento

Los sistemas de medición radar son incluidos dentro del tipo microondas. Se trata de ondas electromagnéticas dentro de la banda X (rango de los 10 GHz).

La palabra radar viene del acrónimo **radio detection and ranging**, cuya aplicación es usada desde 1930 con fines militares para detectar aviones. Es muy importante por que se trata de ondas que tienen la capacidad de transmitirse por el aire y reflejarse en aquellas superficies de materiales dieléctricos. La constante dieléctrica es un parámetro que mide la cantidad de energía que un dieléctrico puede almacenar y/o transmitir. Para el caso de las ondas de radio, los materiales dieléctricos cuya constante dieléctrica sea mayor que 1.8 tienen la característica que pueden reflejarlas con facilidad (es el caso del crudo, agua, etc.; los que están en el rango entre 1 y 1.8 tienen dificultad de reflexión como es el caso del aire, y vapores; y el vacío, cuya constante dieléctrica es uno, no refleja ningún tipo de señal.

El sistema de medición tipo radar puede utilizarse mediante tres arreglos: dos arreglos no invasivos o uno invasivo al proceso, el cual utiliza un cable o barra como guía de onda, ubicado dentro y cerca del fondo del tanque.

Los dos primeros arreglos, tal y como lo muestra la figura 5.1, consta de un emisor-receptor de ondas radio ubicado encima de la superficie del

líquido, el cual envía un rayo directamente hacia ella, basándose del principio de que parte de la energía de este rayo emitido será captado nuevamente por el emisor-receptor al reflejarse en la superficie.

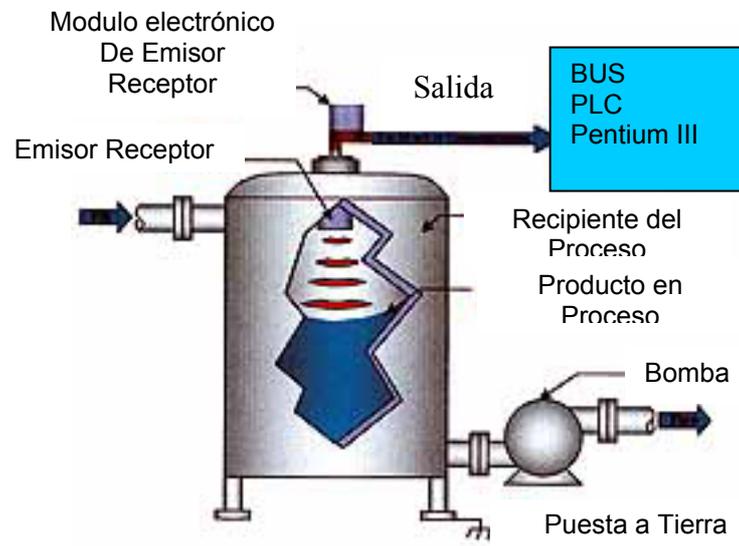


Fig. 5.1. Sistema de medición radar

La diferencia entre estos dos métodos radica en que uno de ellos usa tecnología llamada sistema FMCW mientras que el otro usa tecnología de pulsos de radar.

El **sistema FMCW** (de Frequency-Modulated Continuous Wave, Medición continua de nivel por Ondas de Frecuencia Modulada) como se dijo, consta de un módulo electrónico radioemisor ubicado sobre el nivel del tanque, el cual envía constantemente un barrido de ondas electromagnéticas con la característica especial que su frecuencia cambia linealmente en el tiempo desde un valor base hasta un valor límite en dicho barrido, tal y como lo muestra la línea continua de la figura 5.2.

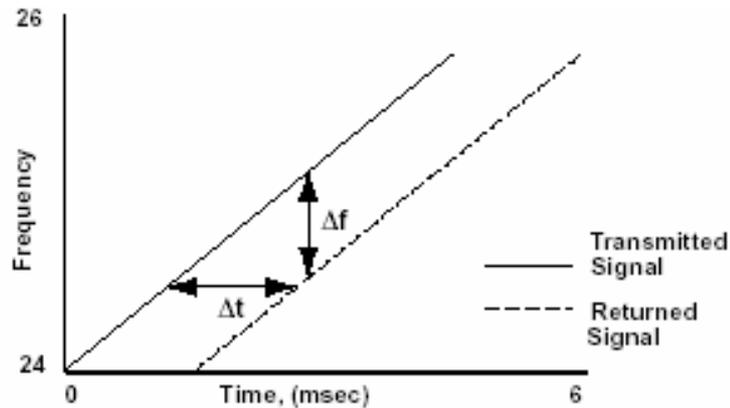


Figura 5.2. Variación en frecuencia con respecto al tiempo de la onda de radio transmitida

Se puede observar que para este barrido en especial, la frecuencia base de radiación de la onda es de 24 GHz, y varía linealmente hasta 26 GHz en 5 ms. Este barrido de ondas al incidir sobre la superficie del líquido, parte de su energía se regresa también en forma de señal electromagnética hacia el lugar del emisor-receptor, teniendo dos particularidades conforme la distancia radar – nivel del líquido aumente: la primera es que su amplitud se hace menor por cuanto se va disipando en el medio y la segunda, obviamente su retraso con respecto a la señal original se hace mayor. Los sistemas radar tienen la desventaja que un obstáculo puede interponerse en el camino de la onda, y puede reflejarlo y por ello al receptor puede llegar falsas informaciones de la superficie del líquido. De hecho, cuando se utiliza este método normalmente la respuesta que se tiene ante un barrido es la que se muestra en la figura 5.3:

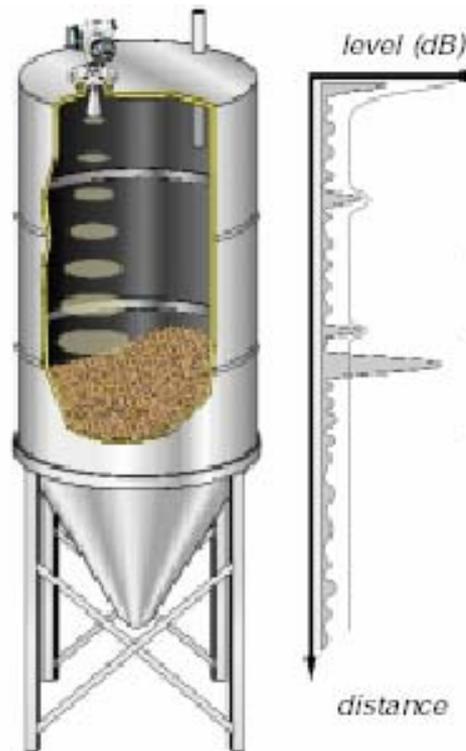


Fig. 5.3 Señales enviada y recibidas durante un barrido de ondas

Se puede ver que a lo largo del recorrido existen diferentes obstáculos que reflejan también la señal enviada, siendo los más notorios las dos crestas de mayor amplitud existentes antes de la verdadera señal reflejada por la superficie. Ante este hecho, el método de medición de amplitud y medición de desfase no es muy confiable ya que pueden resultar datos erróneos si se llegara a analizar distancias con una señal recibida de cualquier otro objeto diferente a la superficie del líquido.

El método FMCW para minimizar este hecho, combina los fenómenos del cambio lineal de la frecuencia, la amplitud de la señal recibida y el desfase de ésta con la señal enviada para obtener mejores resultados. La figura 5.2 muestra que si el medio que refleja la onda permanece más o menos constante en su posición (como es el caso de la superficie del líquido), la señal reflejada deberá tener la característica de la línea punteada: una señal que también cambie linealmente en frecuencia como

la enviada (caso que no resulta si el obstáculo es momentáneo) y en desfase con ella. Para el caso de la amplitud, el sistema FMCW previamente tiene información de las características que tienen las ondas reflejadas por obstáculos no deseados (como vapores, espumas del líquido, etc) y obviamente de la onda reflejada por el líquido, y por lo tanto rechaza las amplitudes que no correspondan a ésta, como es el caso de la figura 5.3: el sistema FMCW rechaza la información de las dos crestas anteriores a la cresta verdadera ya que no cumple con un rango de amplitud previamente determinado.

En fin, para un instante de tiempo dado, se mide la diferencia de frecuencia entre las dos señales recibidas la cual trae información del desfase y por ende de la distancia existente entre el radar y el nivel del líquido.

Las ecuaciones físicas utilizadas para este sistema son:

$$m = \frac{\Delta f}{\Delta t}$$

donde

m : rata lineal de crecimiento de frecuencia, es un parámetro de diseño del fabricante.

Δf : Diferencia de frecuencia instantánea entre las dos señales.

Δt : Diferencia de tiempo entre las señales.

De aquí podemos hallar el tiempo de desfase entre las dos señales si se conoce Δf , el cual se determina por medio de un Procesador Digital de Señales (llamado comúnmente DSP, de Digital Signal Processor) quien

determina la FFT² (de Fast Fourier Transformation) de la señal recibida para determinar la diferencia de frecuencia entre las señales recibida y enviada a un tiempo determinado.

La distancia entonces se determina por medio de:

$$d = vt \Rightarrow 2D_{EN} = v \frac{\Delta f}{m} \Rightarrow D_{EN} = \frac{v \Delta f}{2m}$$

donde

d: distancia recorrida por la onda al ir y regresar: equivale al doble de la distancia radar-nivel.

v: velocidad de la onda en el medio.

D_{EN}: Distancia radar-nivel.

Aquí se parte del hecho que la velocidad de la onda al ir y regresar al emisor-receptor es uniforme, y su valor depende de los vapores del líquido por el cual la onda viaja en su trayectoria de ida y vuelta. Esta velocidad se determina por la expresión:

$$v = \frac{c}{\sqrt{\mu_R k}}$$

Si el medio es no magnético :

$$v = \frac{c}{\sqrt{k}}$$

donde:

μ_R : permeabilidad relativa del medio de propagación de las ondas.

² Recordemos que por efecto Doppler, si la señal enviada hace contacto con partículas en movimiento, la señal que retorna en ese choque tiene diferente frecuencia que la enviada. Esto trae como consecuencia que en realidad, la señal recibida por el receptor tiene componentes de diferentes frecuencias al estar el nivel del líquido en movimiento (se trata de movimientos locales, pero en realidad el movimiento neto del nivel es cero si no está entrando o saliendo ningún flujo), siendo la componente que interesa, aquella que tenga la misma frecuencia enviada, partiendo del hecho que el líquido está estático.

k : permitividad relativa o constante dieléctrica del medio de propagación de las ondas.

c : velocidad de las ondas electromagnéticas en el vacío (2.998×10^8 m/s).

Determinada esta distancia se halla el nivel del líquido así:

$$H = L - D_{EN}$$

donde:

H: nivel del líquido desde el fondo.

L: altura del emisor receptor medida desde el fondo del tanque.

La salida de este sistema de medición es la estandarizada de 4-20 mA para mostrar la distancia mínima hasta la máxima medida, la cual será utilizada por los sistemas de control avanzado (los Sistemas de Control Distribuido, DCS o los sistemas de Controladores Lógicos Programables, PLC) para tener la información de la altura y mostrarla y/o controlar con ella.

El segundo método no invasivo, llamado sistema de **pulsaciones de radar**, opera bajo el mismo principio del método de los pulsos de ultrasonido. Se disparan pulsos de radar hacia la superficie del líquido desde un emisor de señales ubicado encima del nivel, y se determina el tiempo de vuelo por medio del cual se calcula la distancia desde el radar hasta la superficie, y por ende, el nivel del tanque desde su fondo. Al igual que el método anterior, se parte del hecho que la velocidad de las ondas es uniforme y que su valor depende de los vapores del líquido por el cual la onda viaja en la trayectoria de ida y vuelta. Por lo tanto:

$$v = \frac{c}{\sqrt{\mu_r k}}$$

Si el medio es no magnético :

$$v = \frac{c}{\sqrt{k}}$$

La distancia también se determina por la expresión:

$$2D_{EN} = vt$$

donde:

t: tiempo de recorrido, normalmente en picosegundos o nanosegundos.

Y finalmente:

$$H = L - D_{EN}$$

El principal problema de este método es que como es de menor potencia y más simple que el método FMCW debido a la utilización de pulsos, su desempeño puede ser afectado tanto por obstrucciones en el tanque como por espumas o líquidos con baja constante dieléctrica (con k menor que 2). A esto se suma el hecho de la dificultad de medir el tiempo que emplea la onda en ir y venir, que generalmente es del orden de los cientos de picosegundos, máximo decenas de nanosegundos.

Las antenas para los métodos de no contacto pueden ser de dos formas: parabólica o cónica. En la figura 5.4 se muestran estas dos formas de antenas, y nos damos cuenta que la antena con forma parabólica genera una radiación de ondas mejor direccionada pero en un área ancha, mientras que la antena con forma cónica confina el flujo de ondas en un espacio reducido salvo algunas ondas dispersas. La forma y diámetro

respectivo que se escoja dependen de la cantidad de espuma y turbulencia del líquido tratado.

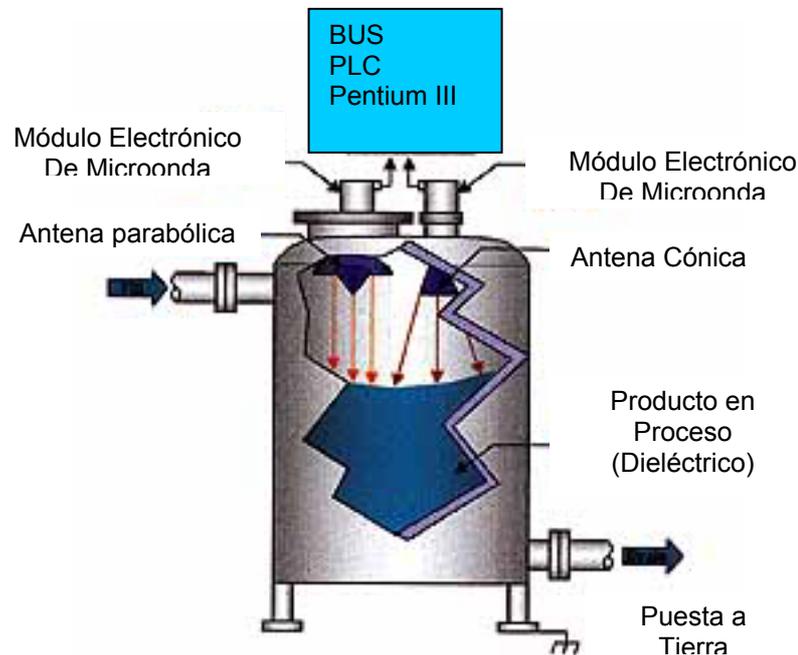


Fig. 5.4. Formas de antena emisora de ondas radioelectromagnéticas

5.2. Recomendaciones técnicas y normativas internacionales

Cada sistema deberá ser probado individualmente en precisión sobre una distancia de 1 a 20 metros. La prueba deberá ser realizada en un rango de prueba aprobado por un instituto internacional acreditado.

El sistema de medición de tanque deberá consistir de un sistema de solución total desde unidades de tanque a interfase de operador y comunicación de datos externa.

El sistema deberá ser capaz de medir niveles de tanque, temperatura, presión y niveles de agua. Basado en los valores medidos el sistema deberá proveer cálculos de Inventario (volúmenes, densidad y masa.)

El sistema deberá ser capaz de realizar alarmas y manejo de errores para todos los componentes del sistema.

El sistema deberá proveer con toda seguridad niveles de redundancia. Los dispositivos críticos del sistema como los concentradores de datos de campo deberán tener la habilidad de estar en modo de redundancia caliente de espera. La conmutación a unidades redundantes en espera deberá ser automática.

Todos los dispositivos configurables deberán tener un hardware opcional de protección contra escritura con el cual podrán ser sellados.

Todo equipo en tanques y montado en campo deberá ser diseñado para operación continua a temperatura ambiente de -40 C (-40 F) a $+70\text{ C}$ (158 F) y humedad relativa de 100%, condensando. Para climas calientes deberá suministrarse una protección autoventilada para radiación solar.

El RTG (RADAR TANK GAUGING, Medición de Tanques por Radar), durante operación normal, pruebas de banco o servicio de campo, no deberá generar microondas de niveles de potencia peligrosos para los humanos. Los requerimientos internacionales de salud estipulan que la potencia radiada deberá ser menor de 2 mW.

Para aplicaciones de alto desempeño, la precisión de instrumento del RTG será igual o mejor que $\pm 0.8\text{ mm}$ de desviación máx sobre la distancia entera que mide. El vendedor deberá proporcionar a petición de los interesados la documentación de la certificación de la precisión para cada medidor individual.

El RTG entregará la precisión expresada de instrumento desde el día del ajuste inicial en el tanque. El instrumento no debe necesitar vaciar ni

operaciones de llenado para la calibración. La corrección automática o “auto aprendizaje” no debe ser utilizado. El RTG debe operar bajo la misma precisión de instrumento bajo ambas condiciones: estáticas y dinámicas del proceso, en otras palabras niveles móviles o estabilizados.

6. DIFERENCIAS ENTRE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

La diferencia entre los diferentes sistemas de medición de nivel se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla 6.1 Diferencia entre los Sistemas de Medición

	HTG	CAPACITIVO	RTG
Principio de medición	Determina nivel, volumen y masa por medio de transmisores de presión.	Determina nivel por medio de capacitancia de líquido dentro un tanque-capacitor.	Determina nivel por medio de características diferentes de onda electromagnética enviada y retrocedida.
Parámetro primario de medición	Presión	Corriente	Diferencia de frecuencia
Precisión	0.01% FS	0.01%	0.8 mm máx de desviación en la medida de nivel (0.007%FS)
Costo para la precisión dada	US \$ 12.000	US \$ 10000	US\$10000
Ventajas	Sensores son sencillos, simples, convencionales. Mide simultáneamente densidad, masa y nivel. Buena precisión en medida de masa.	No hay partes móviles y puede medir en todo el intervalo de la altura. Puede medir nivel en tanques de líquidos con altas temperaturas y presiones.	El más preciso en cuanto a medición de nivel de todos los sistemas y el que requiere menos calibración
Desventajas	Las medidas de interés se hallan a partir de medidas de presión, por lo tanto existe menos exactitud. Requiere calibración periódica	Requiere calibración a menudo. La constante dieléctrica cambia con el producto. Debe usarse versiones especiales en materiales con adherencia.	Sistema de medición complicada. Alto coste del sensor. Limitado a líquidos con baja constante dieléctrica (<1.8)

Se puede observar que los tres sistemas cumplen con las normas de precisión exigidas por los estándares internacionales, y por lo tanto para escoger por el tipo de tecnología el equipo diseñador debe tener en cuenta los siguientes aspectos que influirán con ventaja o con determinación sobre un sistema en particular:

- Variable requerida (nivel, masa, densidad).
- Precisión en la medida.

- Características del tanque (forma, dimensiones).
- Condiciones ambientales.
- Características del producto.
- Requerimientos en instrumentación, incluyendo precisión, certificaciones, alimentación, etc.

Para demostrar la validez de la precisión de las medidas de volumen (directamente relacionado con nivel) y masa se muestra la siguiente tabla que muestra una comparación real llevada a cabo en las instalaciones de la compañía Exxon en Bayonne en 1990.

Tabla 6.2 Diferencia entre sistema HTG e Híbrido en Exxon

A. SISTEMA DE INVENTARIO						
INVENTARIO	20 m		10 m		2 m	
	VOL	MASA	VOL	MASA	VOL	MASA
HTG %	0,43	0,04	0,41	0,08	0,34	0,40
HIMS %	0,06	0,04	0,07	0,08	0,08	0,40

B. SISTEMA DE TRANSFERENCIA						
INVENTARIO	20 m		10 m		2 m	
	VOL	MASA	VOL	MASA	VOL	MASA
HTG %	3,09	0,28	0,61	0,28	0,47	0,03
HIMS %	0,30	0,28	0,10	0,28	0,04	0,03

Aquí puede apreciarse que los porcentajes de error entre el sistema HTG Vs HIMS (Sistema Híbrido de Medición de Nivel: utilización de sistema HTG para medir masa y RTG para medir nivel y así obtener los mejores

resultados) son significativos en la determinación del volumen bruto, mientras que la determinación de masa presenta los mismos resultados con ambos sistemas, tanto en Inventarios como en Transferencia.

La selección de uno u otro sistema, estará basado en criterios de operaciones, manipulación, despacho, etc. y sobre todo en criterios económicos de tasas de recuperación de las inversiones, teniendo en cuenta los costos de inversión en cada caso.

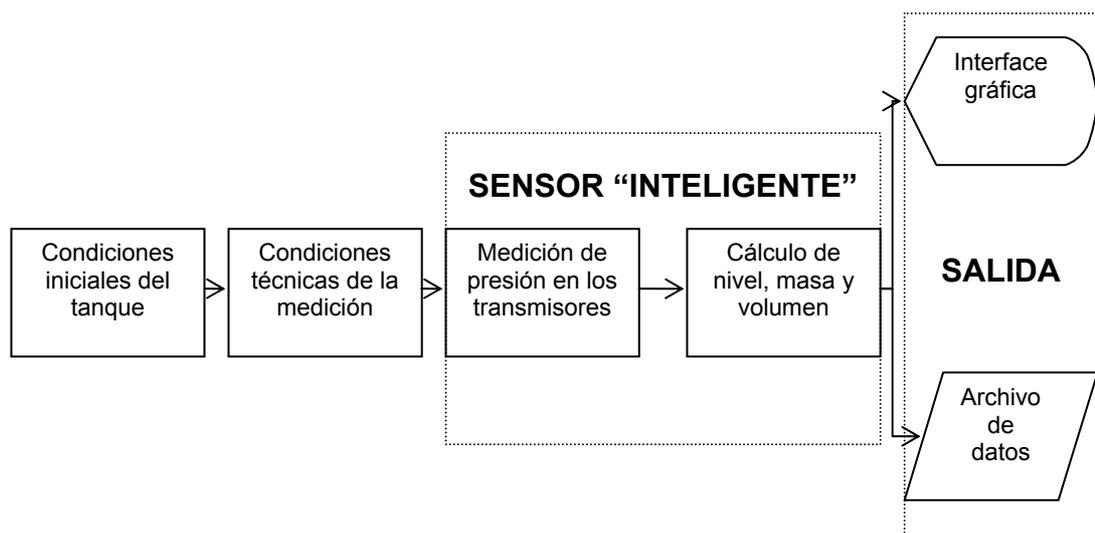
Es necesario aclarar que los sistemas de medición de nivel por medios ultrasónicos y capacitivos solo pueden medir este parámetro, y a partir de él calcular volumen, pero no logran determinación de masa. Para ello es imprescindible la medición de la densidad.

7. DISEÑO DE SISTEMA HTG MEJORADO

7.1. Descripción General del sistema HTG “inteligente”

El diseño tiene como objetivo principal mejorar la precisión en las medidas de nivel, masa y densidad en los líquidos que tiendan a estratificarse por hidrostática, incrementando los transmisores de presión del sistema HTG. Los transmisores de presión se ubican equidistantes a lo largo de la altura del tanque de almacenamiento, y sus informaciones se transmitirán para que sean leídas por un algoritmo que se encargará de realizar los cálculos necesarios, para determinar con mucha mejor precisión que el método tradicional de solo tres transmisores, los parámetros ya mencionados de nivel, masa y volumen.

El algoritmo se realizó utilizando el programa Matlab y en forma de diagrama de bloques se puede resumir así:



Las *Condiciones iniciales del tanque* es la parte del algoritmo que permite realizar una suposición de un nivel aleatorio del tanque, un tipo de líquido y una simulación del proceso de la estratificación en el líquido; Las *Condiciones técnicas de la medición* es la parte del algoritmo que permite el suministro de la información necesaria para el funcionamiento del sistema HTG mejorado (asignación del número de transmisores de presión); El *Cálculo de nivel, masa y volumen* es la parte del algoritmo que se encarga de la determinación de la información que transmitirán los transmisores; y por último, la salida del algoritmo que se divide en dos: La *Interface gráfica* y el *Archivo de datos* que permite respectivamente la visualización de los resultados en pantalla, y la creación de un formato de almacenamiento de los mismos en un archivo.

A continuación explicaremos con un poco de más detalle lo que consta el algoritmo.

Suposición de un nivel aleatorio y tipo de líquido: el algoritmo determinará en forma aleatoria el nivel inicial del tanque simulando el desconocimiento inicial que se posee del mismo, y permite una interface con el usuario que permita escoger el tipo de líquido lo cual permite saber la forma de estratificación.

Simulación del proceso de la estratificación: el algoritmo determinará la variación de densidad del líquido a lo largo de la altura, simulando lo que ocurre naturalmente por efectos de hidrostática.

Suministro de la información del sistema HTG mejorado: el algoritmo posee una interfaz con el operador-ingeniero para que éste le suministre la información de la cantidad de transmisores de presión, y así el

algoritmo calcule a partir de las informaciones de éstos el nivel, la masa y el volumen de líquido.

Determinación de la información de los transmisores: el algoritmo calcula la información que deberían suministrar los transmisores teniendo en cuenta su precisión. Es decir, se determinará la presión en los lugares en los que están ubicados los transmisores, y se le agregará el margen de error propio de estos instrumentos para crear incertidumbre en la medida. Esto simulará lo que ocurre en realidad con respecto a la incertidumbre en la medición de la presión de todo transmisor.

Cálculo de los parámetros de interés: Es la parte del algoritmo que realiza los cálculos con la información suministrada por los transmisores para determinar los parámetros de interés. Simula un sensor “inteligente” que realiza medición por método indirecto ya que realiza medida de nivel, masa y volumen por medio de cálculos con las medidas de presión.

Información en pantalla y almacenamiento en archivo: es la parte del algoritmo que se encarga de la muestra en pantalla de los resultados obtenidos, y en el almacenamiento en un formato de los mismos.

7.2. Consideraciones de la simulación

La simulación del sistema HTG mejorado consta de las siguientes consideraciones:

- Tiene la opción para cuatro tipos de productos: Fuel, gasolina, ACPM y crudo.
- Las dimensiones del tanque son 12 metros de altura y 24 metros de diámetro, que son las dimensiones de uno de los tanques estandarizados.

- La variación de la densidad la suponemos lineal a lo largo de la altura para facilitar cálculos en el algoritmo.
- La densidad relativa de Fuel varía entre 0.9 y 0.95 a lo largo de su altura, el ACPM vería entre 0.85 y 0.9, la gasolina varía entre 0.8 y 0.85 y el crudo variará entre 0.8 y 0.95.
- La cantidad de transmisores puede escogerse entre 4 a 12, y la razón de escoger este intervalo radica en que no puede ser menor que 3 ya que se reduce al sistema tradicional, y no puede ser mayor que 12 ya que la altura del tanque es 12m y por normas la distancia entre uno y otro transmisor no puede ser menor que 1m.
- En los casos en que el nivel se encuentre entre el transmisor inferior y el inmediatamente superior (caso no práctico en la realidad), es decir que solo un transmisor sea el que capte la señal de presión, se considera el líquido como de densidad constante e igual al promedio estandarizado para la temperatura ambiente dada, y se halla el nivel y la masa aunque no se garantiza la exactitud de estos datos. De todas formas, en estos casos no se exige la exactitud ya que el tanque no se presta para transferencia de custodia debido a que se encuentra prácticamente vacío.
- El sistema HTG mejorado considera que la densidad se estratifica en el líquido por zonas, las cuales están determinadas alrededor del transmisor y hasta la zona intermedia entre él y los transmisores contiguos. Se puede ver esto en la siguiente figura 7.1:

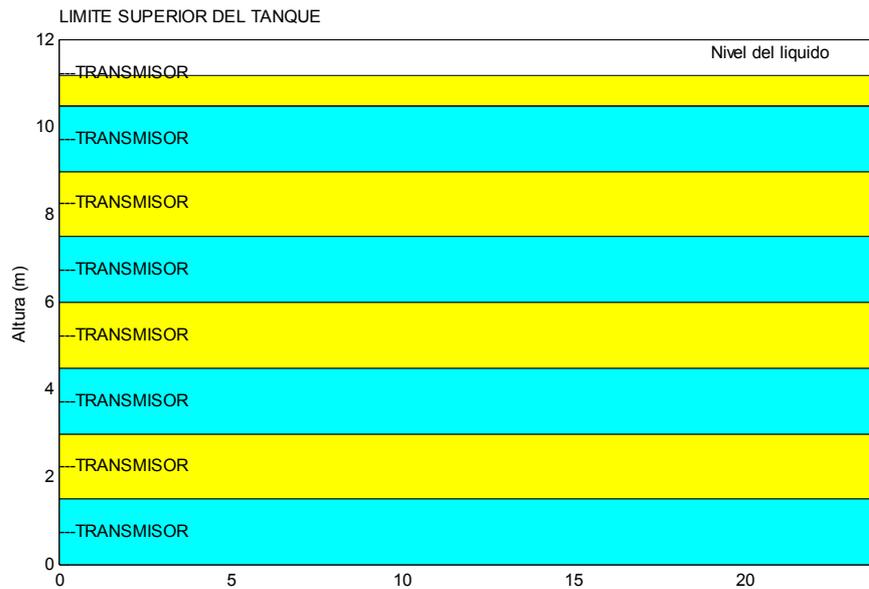


Fig.7.1 Simulación de la estratificación en el sistema HTG mejorado

- El algoritmo almacenará los resultados en un formato tal como se muestra a continuación:

-----PARÁMETROS TANQUE-----

Producto del tanque: Fuel

Número de transmisores: 6.

DATOS DE LOS TRANSMISORES:

Transmisor 1: Presion sensada: 9.5465e+004 Pa

Transmisor 2: Presion sensada: 7.6206e+004 Pa

Transmisor 3: Presion sensada: 5.7288e+004 Pa

Transmisor 4: Presion sensada: 3.8730e+004 Pa

Transmisor 5: Presion sensada: 2.0518e+004 Pa

Transmisor 6: Presion sensada: 2.6495e+003 Pa

DATOS CALCULADOS:

Densidades en las zonas de estratificacion:

Zona	Dens Rel Cal	Dens Rel Real	Error(porc)	masa(kg)
1	0.9826	0.9823	-0.03	8.8902e+005
2	0.9652	0.9646	-0.06	8.7328e+005
3	0.9469	0.9469	0.01	8.5669e+005
4	0.9292	0.9292	-0.00	8.4073e+005
5	0.9116	0.9115	-0.01	8.2483e+005

MASA TOTAL: 4.8100e+006

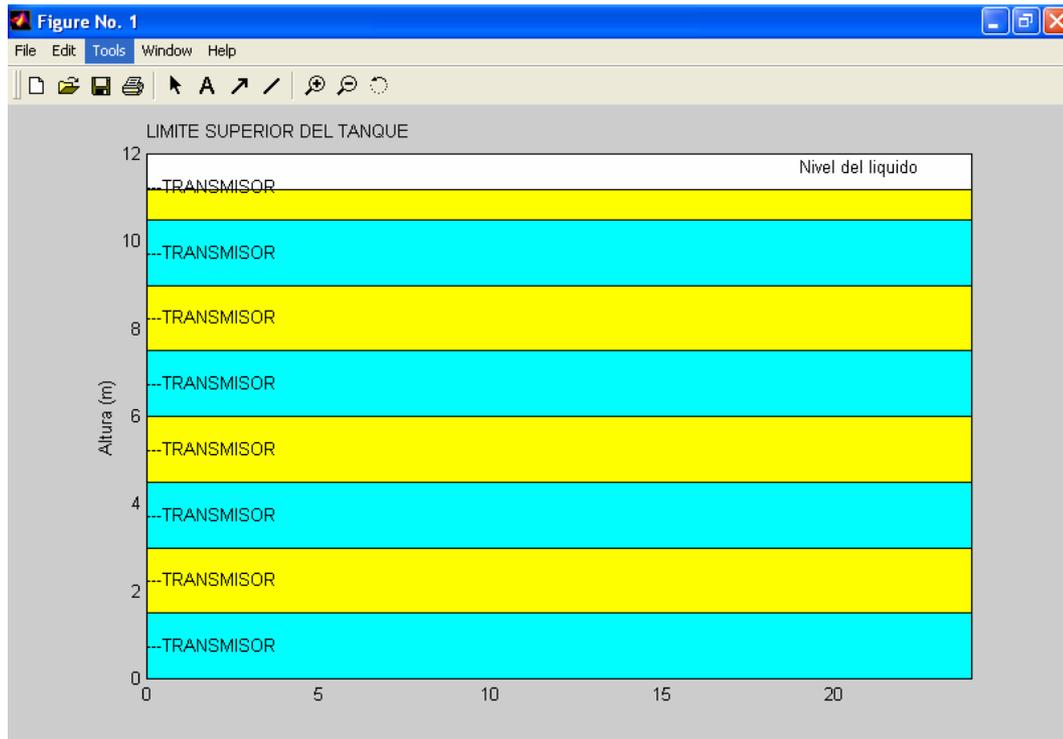
Nivel Sensado: 11.2995

Nivel Real: 11.3

Error nivel (porc): 0.00442

donde se encuentran los valores sensados de los transmisores, las densidades de las zonas locales donde ellos están ubicados, las masas de dichas zonas, la masa total del líquido almacenado en tanque, el nivel del tanque sensado por el sistema, el nivel real y los porcentajes de error.

- El algoritmo genera una interface con el operador-ingeniero para que este visualice el nivel del tanque, la ubicación de los transmisores, y la forma de la estratificación del líquido. El programa genera la siguiente ventana:



- El algoritmo se encuentra en un archivo llamado PROG_NIVEL ubicado en el CD de esta monografía. Se corre bajo el programa Matlab, y el procedimiento para ello es el siguiente: se copia el archivo PROG_NIVEL en la subcarpeta work de la carpeta MATLABR11 ubicada en C. A continuación y para correrlo simplemente se coloca la palabra PROG_NIVEL en la ventana de Matlab y se teclaea ENTER. Inmediatamente aparece un cuadro de dialogo en el que se pide el tipo de producto de petróleo y el número de transmisores a utilizar.

7.3. Resultados del Sistema HTG mejorado

El algoritmo se puso a prueba inmediatamente y se corrió para determinar las precisiones de las mediciones a iguales alturas, pero con diferentes

líquidos y número de transmisores, dándonos como resultado la figura 7.2:

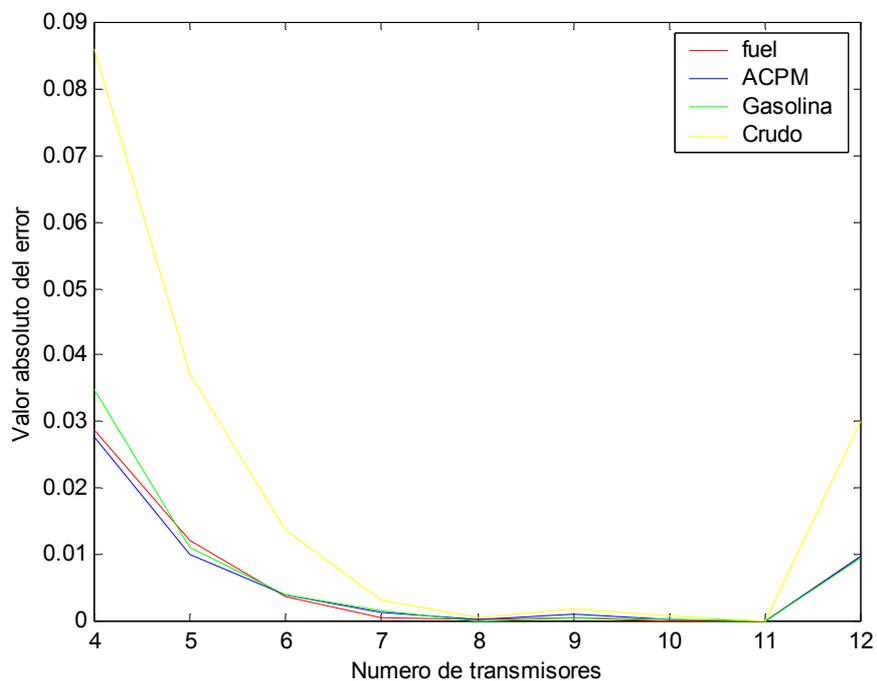


Fig. 7.2. Variación del error con respecto al número de transmisores

donde se puede observar que el error disminuye a medida que aumenta el número de transmisores, aunque existe cierto aumento cuando la cantidad de transmisores es 12. Es de anotar que este caso es particular para ese valor de altura, pero por lo general el error seguiría tendiendo a cero. Debemos recordar que la precisión del sistema de medición varía con la altura, y en forma exagerada el error tiene el siguiente comportamiento en los alrededores un elemento transmisor de presión (la línea azul):

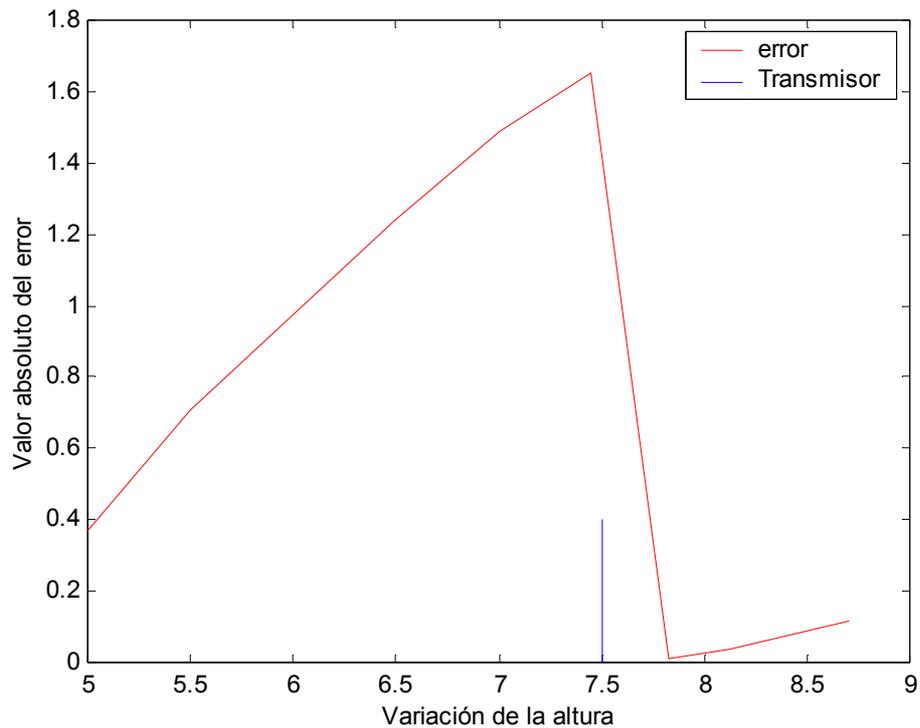


Fig. 7.3. Variación del error en las proximidades de un transmisor

donde se puede observar que a medida que nos vamos acercando (de abajo hacia arriba) hacia la posición del transmisor, el error aumenta pero cae a valores pequeños en el instante en que pasa la altura del transmisor.

7.4. Algoritmo

```
clear;
clc;

% Condiciones iniciales del tanque:
diametro=24;
altura=12;

% Primera parte: suposición de un nivel aleatorio y tipo de líquido
producto=menu('¿Cuál es el tipo de producto?',
'Fuel', 'ACPM', 'Gasolina', 'Crudo');
%nivel_actual= altura*0.25+rand*(1-0.25)*altura;
nivel_actual=4;

%Segunda parte: Simulación del proceso de la estratificación
if producto==1
    dmax=0.95;
    dmin=0.9;
elseif producto==2
    dmax=0.9;
```

```

    dmin=0.85;
elseif producto==3
    dmax=0.85;
    dmin=0.8;
else
    dmax=0.95;
    dmin=0.8;
end

%Tercera parte: Suministro de la información del sistema HTG
mejorado
transmisores=menu('Introduzca cantidad de
transmisores','4','5','6','7','8','9','10','11','12');
transmisores=transmisores+3;

%Determinación de la información de los transmisores
L=altura/transmisores;
z=L/2;
precision=0.02;
presiones_reales=rand(1,transmisores)*0.00001/100*dmax*9.8*12*1000
;
presiones_ideales=zeros(1,transmisores);
n=0;
while n<transmisores
n=n+1;
h=z+(n-1)*L;
hreal=nivel_actual-h;
if hreal>0
    hreal=hreal;
else
    hreal=0;
end
nivel=hreal;
d=(dmax-dmin)/nivel_actual*nivel+dmin;
presiones_reales(1,n)=hreal*d*9.8*1000*(1-
precision/100)+rand*2*precision/100*hreal*d*9.8*1000;
presiones_ideales(1,n)=hreal*d*9.8*1000;
end

%Cálculo de los parámetros de interés
if presiones_reales(1,2)>0.001

n=0;
diferencia_real=zeros(1,(transmisores-1));
diferencia_ideal=zeros(1,(transmisores-1));

while n<(transmisores-1)
n=n+1;
if presiones_reales(1,n+1)>0.001
diferencia_real(1,n)=presiones_reales(1,n)-
presiones_reales(1,n+1);
diferencia_ideal(1,n)=presiones_ideales(1,n)-
presiones_ideales(1,n+1);
else
diferencia_real(1,n)=0;
end
end

densidad=1/(9.8*L*1000)*diferencia_real;
densidad_ideal=1/(9.8*L*1000)*diferencia_ideal;

```

```

cant_may_cer=length(find((densidad>0)~=0)); %cant de datos de
densidad
if cant_may_cer>1
densidad_var=densidad(1:cant_may_cer);
estado=1:cant_may_cer;
pol_aprox=polyfit(estado,densidad_var,1);
densidad_sup=pol_aprox(1)*(cant_may_cer+1)+pol_aprox(2);
densidad_for=0.5*(densidad_sup+densidad(cant_may_cer));
else
densidad_sup=densidad(cant_may_cer);
densidad_for=densidad(cant_may_cer);
end
nivel_real=presiones_reales(cant_may_cer+1)/9.8/(densidad_for*1000
)+z+(cant_may_cer)*L;
volumen_net=pi*diametro^2/4*nivel_real;
masa=zeros(1,(cant_may_cer+1));
m=0;
masa_liquido=0;
while m<cant_may_cer
m=m+1;
masa(1,m)=densidad(1,m)*pi*diametro^2/4*L*1000;
masa_liquido=masa(1,m)+masa_liquido;
end
masa(1,(m+1))=densidad_sup*pi*diametro^2/4*(nivel_real-
(cant_may_cer)*L)*1000;
masa_liquido=masa_liquido+masa(1,(cant_may_cer+1));

% Información en pantalla y almacenamiento en archivo
clf;
x=[0 0 24 24];
m=0;
y=zeros(1,(cant_may_cer+1));
while m<(cant_may_cer+1)
m=m+1;
y(1,m)=m*L;
h=z+(m-1)*L;
if m==1
y1=[0 y(1,m) y(1,m) 0];
y2=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y3=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y4=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y5=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y6=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y7=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y8=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y9=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y10=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y11=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y12=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
yres=[nivel_real altura altura nivel_real];

elseif m==2
y2=[y(1,(m-1)) y(1,m) y(1,m) y(1,(m-1))];
y3=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y4=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y5=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y6=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y7=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y8=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];

```



```

elseif m==9
y9=[y(1,(m-1)) y(1,m) y(1,m) y(1,(m-1))];
y10=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y11=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y12=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];

elseif m==10
y10=[y(1,(m-1)) y(1,m) y(1,m) y(1,(m-1))];
y11=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];
y12=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];

elseif m==11
y11=[y(1,(m-1)) y(1,m) y(1,m) y(1,(m-1))];
y12=[y(1,m) nivel_real nivel_real y(1,m)];

elseif m==12
y12=[y(1,(m-1)) y(1,m) y(1,m) y(1,(m-1))];

else
yres=[nivel_real altura altura nivel_real];
end
end
t=[0,1.5];

fill(x,y1,'c',x,y2,'b',x,y3,'c',x,y4,'b',x,y5,'c',x,y6,'b',x,y7,'c'
'...
,x,y8,'b',x,y9,'c',x,y10,'b',x,y11,'c',x,y12,'b',x,yres,'w')
axis([0 24 0 12])

n=0;
while n<transmisores
n=n+1;
h=z+(n-1)*L;
text(0,h,'---TRANSMISOR')
end
text(19,(nivel_real+0.5),'Nivel del liquido')
text(0,(12+0.5),'LIMITE SUPERIOR DEL TANQUE')
ylabel('Altura (m)')

file='resultados.txt';
if producto==1
prod='Fuel';
elseif producto==2
prod='ACPM';
elseif producto==3
prod='Gasolina';
else
prod='Crudo';
end
file_id=fopen(file,'w');
fprintf(file,'\n-----PARÁMETROS TANQUE-
-----\n')
fprintf(file,'\nProducto del tanque: %s\n',prod)
fprintf(file,'\nNúmero de transmisores: %g.\n',transmisores)
fprintf(file,'\nDATOS DE LOS TRANSMISORES:\n')

m=0;
while m<transmisores
m=m+1;

```

```

fprintf(file, '\n      Transmisor %4.0f:      Presion sensada:      %8.4e
Pa\n', m, presiones_reales(1, m));
end

fprintf(file, '\nDATOS CALCULADOS:\n')
fprintf(file, '\nDensidades en las zonas de estratificacion:\n')
fprintf(file, '\n Zona      Dens Rel Cal      Dens Rel Real
Error (porc)      masa (kg)\n')

m=0;
while m<cant_may_cer
m=m+1;
error=(1-densidad(1,m)/densidad_ideal(1,m))*100;
fprintf(file, ...
      '\n %4.0f      %6.4f      %6.4f      %6.2f
%6.4e\n'...
, m, densidad(1,m), densidad_ideal(1,m), error, masa(1,m));
end
fprintf(file, '-----\n');
fprintf(file, '
TOTAL:      %6.4e\n', masa_liquido);
fprintf(file, 'Nivel Sensado: %6.6g\n', nivel_real);
fprintf(file, 'Nivel Real: %6.6g\n', nivel_actual);
error=(1-nivel_real/nivel_actual)*100;
fprintf(file, 'Error nivel (porc): %6.3g\n', error);

else

file='resultados.txt';

if producto==1
densidad=0.925;
elseif producto==2
densidad=0.875;
elseif producto==3
densidad=0.825
else
densidad=0.875
end

nivel_real=z+presiones_reales(1,1)/9.8/1000;

if producto==1
prod='Fuel';
elseif producto==2
prod='ACPM';
elseif producto==3
prod='Gasolina';
else
prod='Crudo';
end

file_id=fopen(file, 'w');
fprintf(file, '\n-----PARÁMETROS TANQUE-
-----\n')
fprintf(file, '\nProducto del tanque: %s\n', prod)
fprintf(file, '\nNúmero de transmisores: %g.\n', 1)
fprintf(file, '\nDATOS DEL TRANSMISOR\n')
fprintf(file, '\n      Transmisor 1:      Presion sensada:      %8.4e
Pa\n', presiones_reales(1,1));

```

```

fprintf(file, '\nDATOS CALCULADOS:\n')
fprintf(file, '\n      Densidad del liquido: %6.3f \n', densidad);
fprintf(file, '\n      Nivel del liquido: %8.4f m\n', nivel_real);
masa=densidad*9.8*1000*pi*diametro^2/4*nivel_real;
fprintf(file, '\n      Masa del liquido: %8.4e kg\n', masa);
error=(1-nivel_real/nivel_actual)*100;
fprintf(file, '\n      ERROR: %4.2f (porcentaje)\n', error);
fprintf(file, '\nNOTA: SOLO ESTÁ OPERANDO UN TRANSMISOR DEBIDO AL
BAJO NIVEL DEL LIQUIDO\n')
fprintf(file, '\nESTOS DATOS SOLO SON VALIDOS PARA INVENTARIO POR
POCA EXACTITUD\n')
fill([0 0 24 24],[0 nivel_real nivel_real 0], 'c')
axis([0 24 0 12])

n=0;
while n<transmisores
n=n+1;
h=z+(n-1)*L;
text(0,h, '---TRANSMISOR')
end
text(19, (nivel_real+0.5), 'Nivel del liquido')
text(0, (12+0.5) , 'LIMITE SUPERIOR DEL TANQUE')
ylabel('Altura (m)')
end

```

CONCLUSIONES

Los métodos actualmente utilizados en la medición de nivel de tanque de productos del petróleo son en orden de popularidad los siguientes:

- Sistema HTG
- Sistema RTG
- Sistema RFA

El principio de funcionamiento del sistema HTG se basa en la medida de presión entre dos puntos conocidos a lo largo de la altura del tanque, lo cual trae información de la masa, nivel y volumen utilizando el principio básico de la hidrostática.

El principio de funcionamiento del sistema RTG se basa en la diferencia entre las frecuencias existentes entre la onda recibida y la enviada por un transmisor radar que emite barrido lineal a un periodo dado.

El principio de funcionamiento del sistema RFA se basa en el valor de corriente que se induce entre un electrodo y otro dentro de un tanque lleno de líquido, el cual tiene información de la altura del nivel del mismo.

Todos estos sistemas tienen diferentes características de instalación y mantenimiento y precisión que mencionamos en el desarrollo de este proyecto.

El sistema HTG es el más exacto midiendo densidad pero pierde exactitud al medir nivel ya que es un parámetro secundario, por el contrario, los sistemas RTG y RFA son exactos en la medida de nivel pero pierde exactitud al medir densidad, ya que necesita de otro sistema para

determinarla (por lo general por medida de temperatura y se halla la densidad según tablas).

RECOMENDACIONES

- El sistema de medición de nivel de productos en tanques por tecnología HTG es un sistema que aunque ofrece buena exactitud de la medición de masa, tiene inconvenientes para la medición del volumen en productos que se estratifican en el tanque. En estos casos, el sistema de medición no funciona. Por lo tanto, en tanques donde no existen motoagitadores destinados a la homogeneización del producto, se presenta la posibilidad de estratificación por lo cual no es adecuada esta tecnología.
- El sistema de medición de nivel de productos en tanques por tecnología radiofrecuencia-admitancia, presenta el inconveniente de la calibración. Es necesario calibrar cada vez que se varía el producto. La calibración a su vez se vuelve traumática desde el punto de vista operativo. En tanques donde se almacenan productos de densidad variable, este sistema de medición no funciona adecuadamente.
- El sistema de medición de radar es el más efectivo de los tres, pero a su vez es el más costoso. Con una versión de radar más económica parece posible tener una mejora en la calidad de la medición pero se requiere una mayor evaluación de esta tecnología para validar sus resultados. De cualquier manera, la instalación de un sistema de radar presenta mayores inconvenientes en su instalación inicial.

- Con el modelo propuesto de HTG redundante se pueden obtener las calidades deseadas de la medición pero a un alto costo de instalación y de mantenimiento. De este modelo se podrían rescatar aspectos importantes, tales como el hecho que la falla de uno o más sensores de presión no afecta la medición de nivel debido a los principios del algoritmo PIKM, el cual hace parte del modelo. Otro aspecto que se propone como objeto de estudio es en el algoritmo en el cual se hace la extrapolación de densidades, en el cual podrían existir mejoras que automáticamente mejorarían la calidad de la medición reduciendo la cantidad de transmisores de presión requeridos.

Finalmente, se puede decir, que si es posible contar con un sensor que sea capaz de medir presión a diferentes alturas del tanque, se podría adaptar este modelo obteniéndose muy buenos resultados.

- Se propone como un tema de investigación para una tesis, el modelamiento, implementación y pruebas de un sistema de radiofrecuencia-admitancia calibrado por HTG y temperatura el cual utiliza una red neuronal de aprendizaje supervisado. Se podría mejorar el modelo incorporando como entrada en el algoritmo la información de los switches de posición, de los cuales se conoce previamente su altura en el tanque.

En este caso se podría hablar de aprendizaje de la red en línea. Dentro del trabajo habría que realizar la selección del tipo de red, modelo, arquitectura, niveles, nodos, etc.

BIBLIOGRAFIA

- Creus Sole, Antonio. Instrumentos industriales. Marcombo, 1982.
- Calderón. Juan y Sánchez Montero, Yamilet. Mediciones e Instrumentación Industrial.
- Adam, David. Discussion of HTG Performance at Exxon Bayonne Texas Instrument.
- Tate, Laura. The Principles of Level Measurement. Documento PDF.
- Normas API.
- Normas ISA.
- Dinel. Capacitive level sensor. [http: // www.dinel.com/product](http://www.dinel.com/product)
- Wise Sensor inc. Capacitive level sensor. [http : // www.wisesensor.com](http://www.wisesensor.com)
- Rosemount inc. level sensor. [http: // www.rosemount.com](http://www.rosemount.com)
- Rodriguez, Jaime. Modulo de Instrumentación Industrial. Minor Automatización Industrial, Universidad Tecnológica de Bolivar.