

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**CARRERA INGENIERIA PETROLERA**



**IMPLEMENTACION DE UN DISPOSITIVO DE MEDICION DE  
NIVELES DE FLUIDO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO  
DE PETROLEO EN LA REFINERIA GUILLERMO ELDER  
BELL**

**PROYECTO DE GRADO PARA OBTENER EL TITULO DE  
LICENCIADO EN**

**INGENIERIA EN GAS, PETROLEO Y PROCESOS**

**POSTULANTE: LILIANA LUPE FLORES POMA**

**TUTOR: MSc. Ing. PEDRO REYNALDO MARÍN DOMÍNGUEZ**

**LA PAZ – BOLIVIA**

**2021**



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**



### *Dedicatoria*

*El presente Proyecto de Grado está dedicado con todo mi amor, cariño y esfuerzo a mis padres Elizardo y Nicacia, quienes me brindaron su apoyo incondicional en todo momento desde el primer día en el que inicié con mi carrera universitaria, otorgándome todos los recursos físicos, espirituales y emocionales además de inculcarme los valores de la responsabilidad, perseverancia y paciencia para culminar de manera satisfactoria un objetivo más en mi vida.*

*A mis hermanos Ruddy, Belinda y Anahí por siempre apoyarme y ayudarme en todo lo que podían.*

*A la memoria de mi hermanita Micaela quien durante toda la permanencia en la carrera me iluminó y guio para llenarme de sabiduría y firmeza para seguir siempre adelante y no decaer en ningún momento, finalmente dedicar este proyecto a Rudy quien me motivó y apoyó durante todo el proceso brindándome amor y comprensión de manera incondicional.*

## *Agradecimiento*

*En primer lugar, agradecer a Dios por bendecirme, cuidarme y protegerme día a día y por permitirme cumplir este objetivo en mi vida.*

*Agradecer a mi familia por motivarme a ser mejor persona cada día, alentarme a convertirme en una persona profesional y por inculcarme los valores de la responsabilidad, tolerancia, constancia y respeto que mantendré a lo largo de mi vida profesional y personal.*

*A la Universidad Mayor de San Andrés, la Facultad de Ingeniería y la Carrera de Ingeniería Petrolera que por medio de los docentes permitieron mi formación profesional y personal en base a sus conocimientos y herramientas para salir al campo laboral con las competencias y capacidades necesarias para el desenvolvimiento óptimo y eficaz en el puesto de trabajo.*

*Finalmente Agradecer al Ingeniero Pedro Reynaldo Marín Domínguez por su apoyo, dirección y colaboración para la elaboración del presente proyecto de Grado y que el mismo permita la motivación de otros estudiantes para la investigación de proyectos de la misma índole con el objetivo del desarrollo de nuestro País.*

## CONTENIDO GENERAL

CAPITULO I – GENERALIDADES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 ANTECEDENTES.....	3
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	4
1.3.1 Identificación del problema.....	4
1.3.2 Formulación del problema.....	5
1.4 OBJETIVOS .....	5
1.4.1 Objetivo general .....	5
1.4.2 Objetivos específicos.....	5
1.5 JUSTIFICACION.....	6
1.5.1 Justificación técnica .....	6
1.5.2 Justificación económica.....	7
1.5.3 Justificación social .....	7
1.6 ALCANCE.....	7
1.6.1 Alcance temático .....	7
1.6.2 Alcance temporal .....	8
CAPITULO II – CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....	9
2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	9
2.2 TIPOS DE TANQUES .....	10
2.2.1 Tanques atmosféricos según la norma API 650.....	11
2.2.2 Tanques de techo fijo. ....	11
2.2.3 Tanques de techo flotante. ....	13
2.3 PARTES DE UN TANQUE.....	15
2.4 NORMAS APLICABLES.....	19
2.4.1 Normas API (Americam Petroleum Institute). ....	19
2.4.2 Normas ISO.....	20
2.4.3 OIML (Organización Internacional De Metrología Legal) .....	21
CAPITULO III – MEDICION DE NIVELES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO ...	23
3.1 SISTEMA DE MEDICION DE TANQUES .....	23

3.1.1 Tipos de medición de tanques .....	24
3.1.2 Medidores de boya .....	24
3.1.3 Medidores de servo .....	25
3.1.4 Medición Manual o Estática (Aforo de tanque).....	27
3.1.4.1 Técnicas de medición manual.....	29
3.1.4.1.1 Medición manual directa o de aforo. ....	29
3.1.4.1.2 Medición manual al vacío o indirecta.....	31
3.1.5 Medición dinámica o automatizada .....	32
3.2 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN .....	32
3.2.1 Placas de orificio .....	33
3.2.1.1 Tipos de placas de orificio.....	34
3.2.1.1.1 Mecanismo de medición.....	34
3.2.2 Medidor de turbina .....	35
3.2.2.1 Componentes de medidor de turbina .....	35
3.2.2.1.1 UBM .....	35
3.2.2.1.2 Turbina.....	37
3.2.3 Medidores ultrasónicos .....	38
3.2.4 Medidores tipo coriólisis.....	39
3.2.4.1 Principio de medición.....	39
3.2.5 Medidores de desplazamiento positivo.....	40
3.2.6 Medidores de tipo pistón.....	40
3.3 EQUIPOS DE MEDICION.....	41
3.3.1 Instrumentos de nivel .....	42
3.3.1.1 Instrumentos de medida directa.....	44
3.3.1.1.1 Método de la mirilla de nivel.....	44
3.3.1.1.2 Método de barra calibrada.....	44
3.3.1.1.3 Interruptor de flotador .....	45
3.3.1.2 Instrumentos basados en la presión hidrostática .....	46
3.3.1.2.1 Medidores manométricos y de presión diferencial .....	46
3.3.1.2.2 Método de medición por burbujeo.....	47
3.3.1.3 Instrumentos basados en métodos electromecánicos .....	48
3.3.1.3.1 Método por desplazamiento.....	48

3.3.1.4	Detección de niveles por conductividad .....	49
3.3.1.5	Medición de niveles por ultrasonido.....	50
3.3.1.6	Detección y medición radiométrica de niveles. ....	51
3.3.3	Instrumentos de medición de presión .....	53
3.3.3.1	Sensores Mecánicos. ....	53
3.3.3.1.1	Sensor en tubo Bourdon. ....	53
3.3.3.2	Sensores Neumáticos.....	53
3.3.3.2.1	Sensor en sistema tipo Paleta o Tobera.....	53
3.3.3.3	Sensores electromecánicos. ....	54
3.3.3.4	Sensores de inductancia variable. ....	54
3.3.3.5	Sensor de reluctancia variable. ....	55
3.3.3.6	Sensores Piezoresistivos.....	55
3.3.4	Instrumentos de temperatura .....	56
3.4	MEDIDORES POR RADAR.....	58
3.4.1	Diferentes tipos de medidores de radar.....	59
3.4.1.1	Medidores de nivel de procesos por radar .....	60
3.4.2	Selección de frecuencia por radar.....	65
3.4.4	Instrumentación y control relacionado .....	74
3.4.4.1	Sistemas de control.....	74
3.4.4.2	Sistema SCADA.....	75
3.4.4.3	Sistema DCS .....	77
3.4.4.4	Controladores .....	78
3.5	EQUIPOS ULTRASÓNICOS.....	79
3.5.1	Caudalímetros ultrasónicos .....	79
3.5.2	Sensores ultrasónicos. ....	80
3.5.2.1	Principio de medición-Sensor Ultrasónico. ....	80
3.5.2.1.1	Clasificación de los sensores de nivel ultrasónicos.....	80
3.5.2.1.2	Sensores de nivel ultrasónicos compactos .....	80
	CAPITULO IV – APLICACIÓN PRACTICA .....	82
4.1	REFINERIA GUILLERMO ELDER BELL .....	82
4.1.1	Historia.....	82
4.1.2	Ubicación .....	82



4.1.3	Capacidad.....	82
4.1.3.1	Unidades .....	83
4.1.4	Funcionamiento.....	83
4.1.5	Unidad de almacenamiento de la refinería.....	85
4.2	DISPOSITIVO DE MEDICION - MEDIDOR DE NIVEL POR RADAR ROSEMOUNT 5900S CON ANTENA DE BOCINA .....	86
4.2.1	Información general del sistema de medición de tanques.....	88
4.3	EVALUACION DE MASA Y VOLUMEN.....	91
4.3.1	Evaluación de volumen. ....	91
4.3.1.1	Volumen total observado (TOV).....	92
4.3.1.2	Volumen bruto observado (GOV). ....	94
4.3.1.3	Volumen bruto estándar (GSV). ....	94
4.3.1.4	Volumen neto estándar (NSV) .....	95
4.4	SISTEMAS DE CONTROL.....	95
4.5	CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO PARA LA MEDICION MANUAL.....	97
4.6	CALCULO DEL ERROR RELATIVO PARA LA MEDICION DE NIVEL POR RADAR 99	
4.7	COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE AMBOS INSTRUMENTOS DE MEDICION DE NIVEL .....	101
	CAPITULO V – ANALISIS DE COSTOS.....	103
5.1	VALOR ESTIMADO DE LA INVERSION.....	103
5.2	RESUMEN DE INVERSIONES REQUERIDAS.....	105
	CAPITULO VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	106
6.1	CONCLUSIONES .....	106
6.2	RECOMENDACIONES .....	106
	ANEXOS.....	110
	A- Normas API CAPITULO II SECCIÓN 1 - Características de la cinta. ....	110
	B - Normas API CAPITULO II SECCIÓN 1 - Características de la Plomada y Varilla de medición. .....	111
	C - REGLAMENTO PARA CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE PLANTAS DE ALMACENAJE DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS.....	112
	D – FICHA TECNICA DE LA REFINERIA GUILLERMO ELDER BELL .....	116

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama general de un tanque de almacenamiento de techo fijo. Fuente: Informe técnico: Monitorización de techo fijo. ....	13
Figura 2. Diagrama general de un tanque de techo flotante. Fuente: Informe técnico: Monitorización de techo flotante.....	14
Figura 3. Partes de un tanque de almacenamiento. Fuente: <a href="https://slideplayer.es">https://slideplayer.es</a> .....	18
Figura 4.El medidor flotante y de cinta fue presentado aproximadamente en 1940. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.....	25
Figura 5. Medidor de servo. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques,2021 .....	26
Figura 6. Medición del sensor de temperatura y el medidor de servodentro de los tubos tranquilizadores. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021 .....	26
Figura 7. Cinta de sonda manual. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021	28
Figura 8. Equipo de protección personal YPFB Andina. Fuente: <a href="http://ypfb-andina.com.bo">ypfb-andina.com.bo</a> .....	30
Figura 9. Medición manual. Fuente: Emerson Electric CO,2017 .....	31
Figura 10. Referencia de medición manual de aforo o directa. Fuente: Emerson Electric CO,2017.	31
Figura 11. Referencia de medición manual al vacío. Fuente: Emerson Electric CO,2017.....	32
Figura 13. Componentes de la caja de montaje universal. Fuente: Daniel Measure and Control,CO36	
Figura 15. Medidores Ultrasónicos. Fuente: <a href="https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419">https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419</a>	39
Figura 16. (A) Cintas de medición y plomadas (B) Varilla tradicional para medición de agua. Fuente: Manual de Estándares de Medición de Petróleo, capítulo 3 sección 1A .....	42
Figura 17. Pasta indicadora de agua en petróleo (Kolor Kut). Fuente: flusellMR 2003.....	42
Figura 18. Método de la mirilla de nivel. Fuente: <a href="https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419">https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419</a>	44
Figura 19. Método de la barra calibrada. Fuente: <a href="https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419">https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419</a>	45
Figura 20. a) Método del interruptor de flotado normal b )Método del interruptor de flotado con imán. Fuente: Sole, A. C.,2000. ....	46
Figura 21. Método de medición por presión diferencial. Fuente: Sole, A. C.,2000). ....	47
Figura 22. Método de medición por burbujeo. Fuente: Sole, A. C.,2000). ....	48
Figura 23. Método de medición por desplazamiento. Fuente: Sole, A. C.,2000 .....	49
Figura 24. Método de medición por detección de niveles por conductividad. Fuente: <a href="https://www.google.com/url?sa=i&amp;url=https%3A%2F%2Fnikron.com.ar%2Fautomacion%2Fproductos%2Fnivel-medidores-de-nivel-">https://www.google.com/url?sa=i&amp;url=https%3A%2F%2Fnikron.com.ar%2Fautomacion%2Fproductos%2Fnivel-medidores-de-nivel-</a>	

ultrasonicos%2F&psig=AOvVaw3ejmREsNIQB11ZrcznGZSH&ust=1637499871190000&source=images &cd=vfe&ved=2ahUKEwiM-bPCgKf0AhUaM7kGHUBdAs0Qr4kDegUIARCVAg .....	50
Figura 25. Medición de nivel por ultrasonido. Fuente: Instrumentacionycontrol.net.....	51
Figura 26. Aplicaciones de la radiación gamma. Fuente: Instrumentacionycontrol.net.....	52
Figura 27. Sensor de nivel neumático de tipo Paleta. Fuente: Instrumentacionycontrol.net.....	54
Figura 28. Funcionamiento teórico de un sensor piezoresistivo. Fuente: Instrumentacionycontrol.net	56
Figura 29. Inclusión de un sensor de temperatura en un sistema de medición de nivel. Fuente: Lana Sarrate,2012. ....	57
Figura 30. Las mediciones de nivel por radar fueron presentadas para aplicaciones marítimas por Saab en 1976. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021 .....	58
Figura 31. Primer medidor por radar de alta precisión instalado en 1985 en un tanque de refinería. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021 .....	59
Figura 32. Medidor de nivel por radar moderno en un tanque de techo fijo. Fuente: Emerson	2021. 60
Figura 33. Transmisor de nivel por radar sin contacto y transmisor de nivel por radar por onda guiada. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento,2021.....	61
Figura 34. El método de FMCW. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021. 61	
Figura 35. Diseño de la antena sin superficies horizontales de acuerdo con la norma de American Petroleum Institute (API) cap. 3.1B ed. 1. Fuente: Emerson, 2021. ....	62
Figura 36. Aberturas del tanque de techo fijo. Fuente: La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento 63	
Figura 37. Medidores de radar con haz ancho (antena pequeña) y haz angosto (antena grande) .....	64
Figura 42. Esquema general de un sistema de control. Fuente: Emerson, 2021. ....	75
Figura 43. Tipos de controladores. Fuente: Emerson, 2020.....	79
Figura 44. Refineria Guillermo Elder Bell. Fuente: ypfb-andina.com.bo .....	84
Figura 47. Evaluacion de volumen. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques,2021.	92

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Partes de UBM. ....	36
Tabla 2. Componentes del medidor de turbina.....	37
Tabla 4. Datos de los tanques de almacenamiento de crudo.....	86
Tabla 5. Datos del tanque de crudo .....	86
Tabla 6. Tabla de capacidad del tanque.....	94
Tabla 7. Medidas tomadas con la sonda manual .....	97
Tabla8. Error absoluto de cada medida .....	98
Tabla 9. Medidas tomadas por el medidor por radar .....	100
Tabla10. Error absoluto de cada medida .....	100
Tabla 11. Costo de Inversion - Sistema de medición .....	103
Tabla 12. Costo de inversion- Mano de obra .....	104
Tabla13. tarifario de gastos y de mantenimiento de sistemas .....	105
Tabla 14. Resumen de Inversiones requeridas .....	105
Tabla 15. Información del producto .....	117

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

En el presente trabajo se planteó la implementación de un sistema de Automatización y Control para la medición de Nivel del Tanque de Almacenamiento de la Unidad de Crudo 300 en la Refinería Guillermo Elder Bell, con la finalidad de mejorar la eficiencia de este sistema, ya que esta medición se realiza de forma manual.

Primeramente, se determinaron todos los parámetros ligados al sistema de control y también todas las especificaciones con respecto al tanque a automatizar. A partir de los parámetros del tanque y de las características del crudo que se almacena en este, se determinó el tipo de automatización que tendría para la medición de nivel.

Posteriormente, se realizó la comparación de los errores que tienen cada instrumento de medida, notando la diferencia entre ellos.

Este planteamiento pretende ser aplicado para optimizar el sistema de medición de nivel, de manera que permita asegurar un mejor control del llenado en el Tanque de Almacenamiento en la Unidad de Crudo 300 en la Refinería Guillermo Elder Bell.

## **ABSTRACT**

In the present research, was proposed the implementation of a system of Automation and Control for the measurement of level of Storage Tank of The Crude Unit 300 in The Guillermo Elder Bell Refinery, with de aim of improving the efficiency of this system, since this measurement is done manually.

First, all the parameters linked to the control system and all the specification with respect to the tank to be automated were determined. From the parameters of the tank and characteristics of the crude that is storage in it, the type of automation would have been determined for the level measurement.

Subsequently, a comparison was made of the errors that each measuring instrument has, noting the difference between them.

This approach aims to be applied to optimize the level measurement system, so as to ensure a better control of filling in The Storage Tank of The Crude Unit 300 in The Guillermo Elder Bell Refinery.

## GLOSARIO DE TERMINOS

UBM: Caja de montaje universal.

OIML: Organization International Metrologie Legal.

API: Americam Petroleum Institute.

ISO: Organización Internacional de Normalización o Estandarización.

GPIO: General Purpose Input/Output.

PWM: Modulación de ancho de pulso.

PLC: Controladores lógicos programables.

PV: Valor principal.

MR: Multiranger.

Ft: Unidad de medida – Pies.

AOPS: Sistema automático de prevención de  
sobrellenado

ATG: Medidor automático de tanques

ATT: Termómetro automático de tanques

BEV: Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen

DCS: Sistema de control distribuido

EMC: Compatibilidad electromagnética

EODR: Rango de distancia electroóptica

FMCW: Onda continua de frecuencia modulada

FWL: Nivel de agua libre

FWV: Volumen de agua libre

GOV: Volumen bruto observado

GSV: Volumen bruto estándar

HTG: Medición hidrostática de tanques

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional

ISO: Organización Internacional de Normalización

LNE: Laboratoire national de métrologie et d'essais

LNG: Gas natural licuado

LPG: Gas de petróleo licuado

LTD: Nivel, temperatura, densidad

MOPS: Sistema manual de prevención de sobrellenado

MPMS: Manual de estándares de medición de petróleo

NIST: Instituto Nacional de Normas y Tecnología

NSV: Volumen neto estándar

OPS: Sistema de prevención de sobrellenado

PLC: Controlador lógico programable

RRF: Factor de reducción de riesgo

RTD: Detector de resistencia de la temperatura

SIF: Funciones instrumentadas de seguridad

SIL: Nivel de integridad de la seguridad

SP: Instituto de investigación técnica de Suecia

TCT: Tabla de capacidad del tanque

TOV: Volumen total observado



VCF: Factor de corrección de volumen

WiA: Peso en aire

WiV: Peso en vacío

## CAPITULO I – GENERALIDADES

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Los tanques de almacenamiento pueden albergar grandes cantidades de volumen de producto líquido, que a su vez represente un valor de cuantioso interés para considerar la vida útil de un campo o pozo petrolero.

Los diferentes equipos o el sistema de medición a emplearse pueden variar dependiendo del tipo de diseño de los tanques de almacenamiento, que estas a su vez pueden ser:

- Tanques cilíndricos de techo fijo.
- Tanques cilíndricos de techo flotante.
- Tanques presurizados de diseño cilíndrico horizontal.
- Tanques presurizados de diseño esférico.

Para determinar los niveles de fluidos que se producen en un determinado tiempo y que se almacenan en tanques rectangulares en los campos petroleros se lo realiza mediante la medición manual. La medición manual consiste en el uso de una cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas específicamente fabricada de aceros inoxidable con una pesa al final de la misma.

La cinta es utilizada para medir “volumen al vacío” o “volumen inferior” (nivel de líquido). Las mediciones de volumen vacío se la pueden considerar entre el punto de referencia del tanque hasta la superficie del líquido, estas mediciones se las realizan en líquidos más pesados como petróleo negro. La aplicación de cualquier tipo de sistema de medición es infalible, es decir que pueden existir posibles fallas, estas pueden ser tanto técnicas como humanas. Existen diferentes

tipos de errores en las tomas de mediciones, dependiendo del tipo de función de la fuente de dicho error. Los posibles errores pueden venir de diferentes fuentes que pueden ser:

- Operador.
- Dispositivo.
- Medio ambiente.

Los errores más comunes en la toma de mediciones pueden venir directa o indirectamente del operador, ya sea producto de la falta de capacitaciones o como de las condiciones físicas o de salud de la persona encargada de realizar las mediciones. En cada medición que se realiza, si el operador no cumple con el adecuado proceso de medición está cometiendo un error sistemático de forma continua que se verá reflejada en los resultados o en la exactitud de las mediciones.

La medición de los niveles de fluido que se encuentran en un tanque de almacenamiento es de vital importancia para la comercialización y cambio de custodia en las transacciones comerciales, ya que implica garantizar al comprador o propietario la calidad y cantidad del hidrocarburo.

Posteriormente las dos partes interesadas que participan activamente en una transacción comercial (proveedor y consumidor) esperan que los errores existentes en la recolección de datos no afecten negativamente a sus intereses financieros, dependiendo del error que se presente en los sistemas de mediciones.

En la actualidad existen diferentes tipos de técnicas y equipos empleados (automáticos) para la correcta medición de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los diferentes tipos de tanques, los equipos empleados son seleccionados dependiendo de la exactitud en el momento de mostrar resultados y dependiendo de las necesidades de cada empresa.

Los principales medidores automáticos son:

- Tipos de tecnologías:
- Placa de Orificio.
- Medidores de turbina.
- Por radar o Ultrasónico.
- Coriolis.
- PD Meter.
- Tipo pistón.

Debido a la desvalorización que ha sufrido el precio del petróleo y a la reciente crisis económica en que se encuentra el país, las empresas estatales y privadas se han visto forzadas a adoptar medidas drásticas que conllevan al recorte del personal de trabajo, por lo consiguiente, esto permitirá la automatización en las diferentes áreas de las industrias petroleras y gasífera dándole a la tecnología desempeñar funciones que antes realizaban los operadores.

## 1.2 ANTECEDENTES

Después de llevar a cabo una serie de revisiones en las instalaciones, YPFB pretende migrar sus sistemas a una infraestructura más automatizada para garantizar la continuidad operativa y aumentar la confiabilidad.

Los planes para la modernización tecnológica de las refinerías apuntan a mejorar la precisión de las mediciones en los procesos mediante la implementación de sistemas de control distribuido

digital y la modernización de la instrumentación del sistema neumático a señales digitales, así como la incorporación de sistemas de sobrellenado y monitoreo de tanques.

En Guillermo, las acciones se han enfocado en sistemas instrumentados de seguridad. Ya se realizó la ingeniería básica de los sistemas de sobrellenado y monitoreo de tanques, y la optimización de la red de tecnología de comunicaciones MESH. También se ejecutó el proceso de ingeniería, procura y construcción para unificar la red, al igual que la ingeniería básica extendida para el nuevo control sala en antelación a una convocatoria de ofertas por el proceso licitatorio.

### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.3.1 Identificación del problema

Los tanques de almacenamiento pueden albergar grandes cantidades de volumen de producto líquido, que a su vez represente un valor de cuantioso interés para considerar la vida útil de un campo o pozo petrolero.

Los diferentes equipos o el sistema de medición a emplearse pueden variar dependiendo del tipo de diseño de los tanques de almacenamiento.

Para determinar los niveles de fluidos que se producen en un determinado tiempo y que se almacenan en tanques rectangulares en los campos petroleros se lo realiza mediante la medición manual. La medición manual consiste en el uso de una cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas específicamente fabricada de aceros inoxidable con una pesa al final de la misma.

La cinta es utilizada para medir “volumen al vacío” o “volumen inferior” (nivel de líquido). Las mediciones de volumen vacío se la pueden considerar entre el punto de referencia del tanque hasta la superficie del líquido, estas mediciones se las realizan en líquidos más pesados como

petróleo negro.

### 1.3.2 Formulación del problema

Debido a la carencia en la exactitud de la toma de mediciones a los niveles de fluido que se almacenan en los tanques de petróleo, las mediciones automáticas se realizan mediante el uso de radares.

La automatización del sistema de medición se puede efectuar usando sensores ultrasónicos y el empleo de otros dispositivos necesarios, que garanticen su viabilidad y poder minimizar el margen de error en las respectivas mediciones.

Las mediciones de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamientos empleando el sistema de medición manual, ha provocado una serie de falencias en la confiabilidad de los registros de la cantidad de petróleo que produce en un determinado pozo con respecto al uso de los sistemas de mediciones automatizadas.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo general

Implementar la automatización de los sistemas de medición de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento de petróleo mediante el uso de sensores de nivel por radar de la refinería Guillermo Elder Bell.

### 1.4.2 Objetivos específicos

- Plantear la automatización del control de nivel a través de un sensor de nivel por radar que envía la señal a un controlador PI que efectúa la corrección en las válvulas de entrada y

salida.

- Tomar en cuenta el caso de la medición de nivel de los diferentes tipos de tanques de almacenamiento cilíndricos verticales.
- Realizar una comparación de un sistema de control de nivel en un tanque de almacenamiento de techo fijo.

## 1.5 JUSTIFICACION

El sistema de medición manual tiene o abarca unos sinnúmeros de errores que pueden ser ocasionados directa o indirectamente por el operador dependiendo indistintamente de las condiciones físicas o medioambientales que se puedan presentar, tomando en consideración que el más mínimo error en las mediciones promulgaría pérdidas económicas para la empresa privada y el estado; concluyendo que la medición manual es un proceso lento y es limitado por error en la lectura de datos. En la actualidad las respectivas mediciones de petróleo deben garantizar una transparencia en las transacciones comerciales tanto en la compra y venta de hidrocarburo, las mediciones se la deben realizar de manera automatizada debido a la exactitud que estas reflejan (Corrales, 2007)

Por esta razón se requiere de la automatización de los sistemas de medición en los tanques de almacenamientos ubicados en los respectivos pozos productores de hidrocarburo y así tener la información viable y en tiempo real en las respectivas empresas encargadas de dichos campos.

### 1.5.1 Justificación técnica

Para una automatización exitosa de un sistema de medición, lo primero que se debe considerar es el sistema de medición que se va a remplazar, su sistema de control y sobre todo sus

errores por los que se consideró la automatización.

En nuestro caso, la medición de nivel en la Refinería Guillermo Elder Bell se realiza de la forma manual, donde un operario cada vez debe ir por todos los tanques de almacenamiento con la regla graduada, exponiéndose no solo a peligros por las elevadas alturas, sino también a la exposición de gases tóxicos o nocivos.

### 1.5.2 Justificación económica

En la actualidad las respectivas mediciones de petróleo deben garantizar una transparencia en las transacciones comerciales tanto en la compra y venta de hidrocarburo, las mediciones se la deben realizar de manera automatizada debido a la exactitud que estas reflejan. (Dupuis & Hwang, 2010).

### 1.5.3 Justificación social

Según estudios realizados por (Barría, C. 2020) la caída en los precios de petróleo afectara de manera exponencial en la economía en Latinoamérica específicamente para los países que dependía exclusivamente de la comercialización del hidrocarburo, por lo que se verán tanto las empresas públicas como privadas obligadas a un recorte de personal o sueldo en sus instalaciones.

## 1.6 ALCANCE

### 1.6.1 Alcance temático

Este proyecto tiene como objetivo la automatización del sistema de medición mediante el uso de un sistema automatico que permita medir los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanques de petróleo empleando sensores ultrasónicos y un ordenador que puede

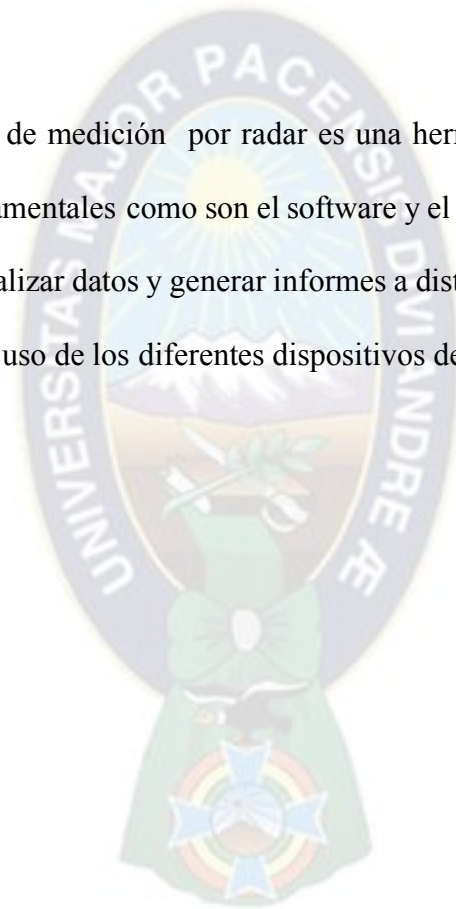


ejecutar y tabular los datos en tiempo real.

Posteriormente este proyecto podrá tomarse como un objeto de estudio, que pueda ampliar el uso del prototipo en medición y de esta manera ensamblar nuevos elementos o herramientas al mismo, y así poder garantizar una toma de mediciones más precisas y confiables para ser usadas en cualquier transacción comercial en el ámbito hidrocarburífero.

#### 1.6.2 Alcance temporal

El sistema automático de medición por radar es una herramienta de automatización que consta de dos elementos fundamentales como son el software y el hardware que permite controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante el empleo de las aplicaciones informáticas y el uso de los diferentes dispositivos de mediciones.



## CAPITULO II – CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### 2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Cuando es necesario almacenar sustancias para tenerlas disponibles en un futuro cercano, su almacenamiento se realiza según el estado de agregación de producto:

- a. Para gases y líquidos a elevadas presiones se utilizan recipientes sometidos a presión.
- b. Para sólidos, se utilizan silos.
- c. Para líquidos con presiones bajas se utilizan tanques de almacenamiento.

Este tipo de tanques son ampliamente utilizados en distintas industrias, para almacenamiento temporal de productos a ser utilizados posteriormente. El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en distintas industrias ya que:

- a. Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo. Permite la sedimentación de agua y barros del producto almacenado antes de despacharlo por medio de un oleoducto o a destilación.
- b. Brindan flexibilidad operativa al proceso productivo.
- c. Actúan como punto de referencia en la medición de despachos.

De todos los tipos de contenedores, los tanques de almacenamiento son los más usados. Los distintos tipos de tanques son utilizados para almacenar gran variedad de productos como: petróleo crudo y sus derivados, butano, propano, gas licuado de petróleo, solventes, agua, etc. Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización (Athané, 1994).

Los tanques cilíndricos verticales de fondo plano nos permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un coste bajo, con la única limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica

o presiones internas relativamente pequeñas.

Los tanques forman parte de distintas operaciones en la industria, tales como:

- a. Producción/Tratamiento
- b. Transporte
- c. Refinación/Distribución
- d. Inventarios/Reservas

## 2.2 TIPOS DE TANQUES

Para un buen diseño los factores que influyen son: tipo de tanque, la función y ubicación del tanque, tipo de fluido, temperatura y presión de operación, y el volumen necesario de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso o comercialización.

Estos tanques de almacenamiento, se clasifican como:

**Cilindros horizontales:** la gran mayoría de estos tipos de tanques son de un volumen bajo, debido a que la mayoría de estos presentan averías de corte y flexión.

**Cilindros verticales de fondo plano:** son de mucha utilidad ya que permiten el almacenamiento de grandes cantidades de volúmenes con un costo económico bajo. Este tipo de tanques pueden operar a presión atmosférica.

A este tipo de tanques se los clasifica de la siguiente manera:

- a. Con techo flotante
- b. Con techo fijo
- c. Sin techo

### 2.2.1 Tanques atmosféricos según la norma API 650

Los tanques atmosféricos bajo la norma API 650 son utilizados en plantas de proceso que forman parte de refinerías de petróleo o instalaciones petroleras, tales como estaciones de bombeo, estaciones de reducción o plataformas de pozos de producción; en cada uno de estos puntos se almacenan diferentes tipos de hidrocarburos tales como petróleo, productos intermedios como agua de producción o productos terminados como gasolina, diésel, fuel oil.

La norma API 650 considera para el diseño, dos tipos de tanques de almacenamiento a presión atmosférica, en donde manifiesta que el primero contempla tanques de techo fijo, este tipo de tanque es principalmente usado para productos poco volátiles tales como petróleo o búnker.

El segundo tipo están los tanques de techo flotante, este tipo de tanque, como su nombre lo indica tiene un techo no soportado, el cual flota sobre el fluido almacenado, manteniendo un volumen y presión constante sobre la superficie del producto, con lo cual se minimizan los efectos de la respiración del tanque en los procesos de succión y descarga del mismo.

### 2.2.2 Tanques de techo fijo.

Los tanques de techo fijo son utilizados para almacenar líquidos en donde los de techo flotante no son exigidos.

Los tipos de techo fijo más utilizados son los siguientes:

- Soportados.
- Auto soportado

Los tanques atmosféricos de hasta 24 pies (7.315m) de diámetro pueden ser cubiertos con un techo autosoportante; con un diámetro de hasta 80 pies (24.38m) requieren mínimo una columna central para el soporte del techo. Tanques superiores al anterior son frecuentes correas conectadas

entre ellas.

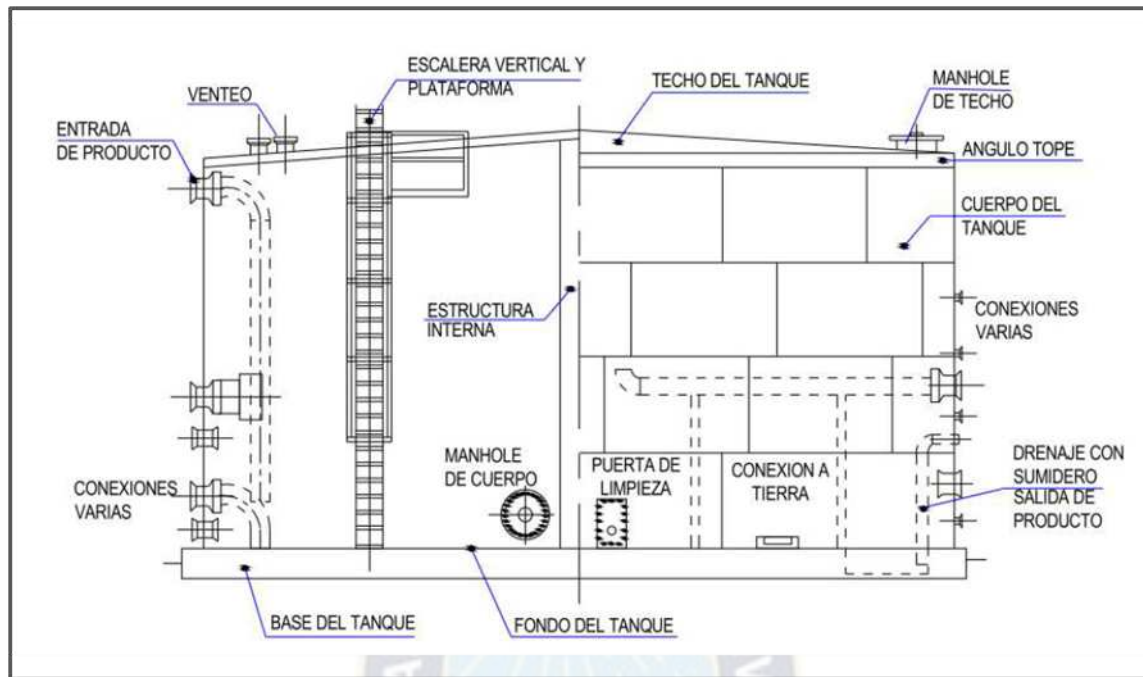
Estos tanques de techo fijo se diseñan típicamente para presiones internas bajas. Diseñados bajo la Norma API 650 c tienen techo cónico, el cual puede ser soportado por una estructura interna, o puede ser auto soportado por las propias paredes del tanque.

La clara desventaja de este tipo de techos es la pérdida permanente de vapores por los venteos, cuando un producto volátil se almacena en un tanque de techo fijo libremente ventilado, la concentración de vapores volátiles en el espacio de vapor variará dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en las que opera el tanque con las consecuentes pérdidas de producto.

Los venteos libres (conocidos también como cuellos de ganso) permiten la emisión de vapores, logrando que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, pero las pérdidas por la respiración del tanque. Se dispone además de venteos de presión de vacío que evitan una sobrepresión o un vacío en el interior del tanque. Estos dos accesorios son montados sobre el techo suministrando una suficiente capacidad de venteo, protegiendo al tanque de daños por efectos de variación de presión.

Existen otras opciones de techo tipo fijo como son los techos tipo domo de aluminio que resuelven algunos inconvenientes que generan los techos cónicos de acero. Un domo geodésico de aluminio auto soportado está compuesto de vigas estructurales I, con sus uniones siguiendo la superficie de una esfera. Cubiertas con hojas de aluminio triangulares de bajo grosor.

Se pueden proveer con accesorios: mezcladores, calentadores, plataformas, escaleras, caudalímetros, medidores de temperatura y una variedad de conexiones.



*Figura 1. Diagrama general de un tanque de almacenamiento de techo fijo. Fuente: Informe técnico: Monitorización de techo fijo.*

### 2.2.3 Tanques de techo flotante.

Este tipo de techo para tanques atmosféricos es más costoso y complicado de construir y mantener. Su construcción se justifica, cuando se van a almacenar productos con un bajo punto de inflamación (flash point) y se desean reducir las pérdidas por evaporación. El sistema es utilizado para el almacenamiento de combustibles de alto punto de destilación como la gasolina.

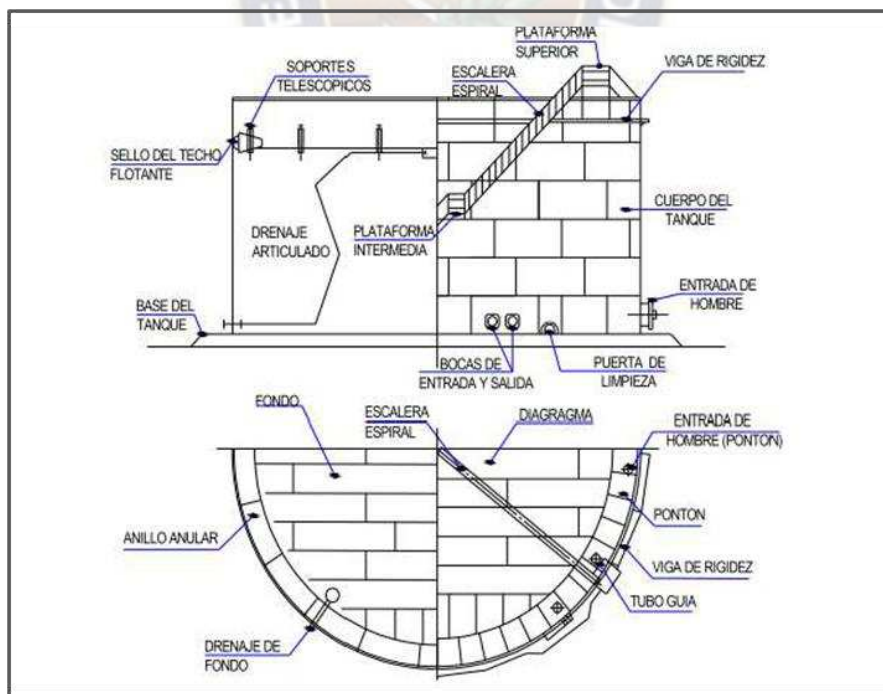
Existen tres tipos básicos de techos flotantes:

**Tipo bandeja:** fue el primer tipo de techo flotante construido y ya prácticamente no se usa a pesar de su bajo costo, por su baja estabilidad sobre todo en zonas de alta precipitación.

**Tipo pontón:** se utiliza para diámetros entre 18 y 90 metros, es más estable y reduce la posibilidad de evaporación por debajo de la cubierta. El sistema de flotación consiste en pontones

anulares cuyo número varía según el diámetro y una cubierta simple en el centro; la cámara de aire del pontón además de proporcionar flotación se convierte en un medio aislante. La gran ventaja de este tipo de techo es que los vapores que se atrapan bajo el centro de la cubierta forman una capa aislante hasta que se condensan.

**Tipo de cubierta doble:** es sin duda el diseño más avanzado, más seguro, pero más costoso, por esta razón se usa generalmente en diámetros mayores a 90 m; bajo este diseño se elimina prácticamente cualquier posibilidad de evaporación debido a la doble cubierta. Es considerado el diseño más seguro debido a que está diseñado para mantenerse a flote a pesar de tener los pontones inundados, esto gracias a la cámara de aire que se forma entre las cubiertas, adicionalmente esta cámara de aire funciona como una capa aislante, que minimiza la evaporación del producto almacenado.



*Figura 2. Diagrama general de un tanque de techo flotante. Fuente: Informe técnico: Monitorización de techo flotante*

## 2.3 PARTES DE UN TANQUE.

Debido a la gran variedad de tanques de almacenamiento para productos derivados de hidrocarburos, así como para petróleo crudo, se debe limitar un análisis de los tanques que cubren las necesidades básicas de la industria petrolera en como son los tanques cilíndricos verticales que operan a presión atmosférica, con techos cónicos o flotantes.

Según los requerimientos del caso, los tanques de almacenamiento están equipados con accesorios estandarizados para su normal funcionamiento, teniendo, además, equipos suplementarios para condiciones especiales.

A continuación, se describe los accesorios o partes más necesarias:

**Ventilas o válvulas de venteo:** el tanque está provisto de ventilas, sean simples o automáticas, estas permiten la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose el momento en que el fluido alcanza un determinado nivel.

**Entradas de hombre (Shell manholes):** permiten la entrada del hombre para la inspección o limpieza, debiendo permanecer cerradas en operación normal. Los Shell manholes se diseñan en base a la norma API 650 sección 5.7.5.

**Disco central y columna central:** el tanque está compuesto por un disco central y una columna central. Sobre el disco, se apoyan las correas y este disco se encuentra diseñado para soportar las cargas que generan las correas. Mientras que la función de la columna central, está diseñada para soportar la carga muerta de los elementos más una carga uniforme, esta carga no menor a 1,2 kPa en un área proyectada. Las columnas, no deben ser consideradas elementos esbeltos y deben ser diseñados en base a la norma API 650 sección 5.10.3.4.

**Boca de sondeo (manholes de techo):** facilita el mantenimiento, la medición manual de



nivel y temperatura, y la extracción de muestras.

**Base de hormigón:** se construye un aro perimetral de hormigón sobre el que, se debe apoyar el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de la chapa.

**Servomecanismos:** es un mecanismo o palpador mecánico que sigue el nivel de líquido precisión de 1 mm aproximadamente.

**Radar:** sirve para la medición de temperatura, se utilizan tubos con varios sensores ubicados en distintas alturas, para medirla a distintos niveles de líquido (estratificación). Precisión hasta 0.05° C.

**Instalación contra incendios:** deben contar con sistemas que suministren espuma dentro del recipiente, y con un sistema que sea capaz de suministrar el caudal de agua mínimo que exige la ley.

**Serpentín de calefacción:** Eempleado en productos como el crudo (sedimentación de parafinas) y fuel oil (mantener viscosidad adecuada), son tubos de acero por los que circula vapor a baja presión.

**Agitadores:** se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto.

**VPV (válvulas de presión y vacío):** son necesarias ya que el tanque “respira” debido a: vaciado / llenado, alta TVR del hidrocarburo almacenado, aumento de la temperatura, exposición al fuego, etc. En hidrocarburos pesados (fuel oíl, asfaltos, lubricantes), se colocan cuellos de cigüeña con arresta llamas.

**Salidas de flujo de agua:** son redes que permiten la evacuación de aguas y granizo ocasionalmente acumulados.

**Embocaduras para entrada y salida del producto (Shell nozzles):** estas aberturas permiten el ingreso o la salida del producto del tanque de almacenamiento son diseñadas en base a la norma API 650 sección 5.7.6.

**Drenajes:** en este tipo de tanques los únicos drenajes se encuentran localizados en el cuerpo con su respectivo sumidero en el fondo del tanque. Su construcción se debe a que, debe evacuarse de alguna manera el agua depositada sobre el techo de un tanque y evitar así, que se generen esfuerzos en el techo del mismo. Los sumideros pueden ser tipo sifón, mangueras flexibles o hacia un drenaje abierto o cerrado.

**Techo:** el techo constituye una estructura de soporte que está diseñada para soportar una carga muerta más de una carga uniforme equivalente a 1,2 kPa en un área proyectada, las láminas del techo tienen un espesor mínimo de 5 mm (3/16 in.). El techo de un tanque está compuesto por un disco circular, cartelas, correas, láminas, los venteos y el manhole de techo.

**Columnas exteriores:** estas columnas son elementos que son diseñados a fuerza axial compresiva y el espesor de cualquier elemento estructural no debe ser menor a 6 mm (0,250pulg.) incluyendo estos a vigas, columnas correas y refuerzos.

**Anillos de soporte:** son rigidizadores de la estructura del tanque; permiten que este conserve su forma en el transcurso del tiempo.

**Pantallas de soporte y refuerzos para el viento (Windgirders):** Son refuerzos del sistema, son cercos que se colocan para mantener la redondez del tanque, los refuerzos para el viento deben ser ubicados en la parte externa y sobre el anillo superior del cuerpo del tanque, estos serán construidos por secciones estructurales o por diferentes combinaciones de soldaduras de placas. Las pantallas de soporte se usan generalmente como protección para la baranda a un lado

al final de la sección.

**Plataformas, pasadizos y escalinatas:** permiten el acceso a la parte superior o techo del tanque para funciones de limpieza, mantenimiento o inspección. Para ciertas ocasiones se utilizan escaleras verticales para el acceso y en el caso de las plataformas éstas se utilizan más en tanques de techo flotante.

**Oreja de izaje:** permiten el levantamiento del tanque para desplazamiento o para la inspección de mantenimiento de las platinas base.

**Cartelas:** son los elementos de conexión entre las correas exteriores de estructura y el cuerpo o pared del tanque, estas son placas diseñadas para soportar las cargas generadas por las correas.

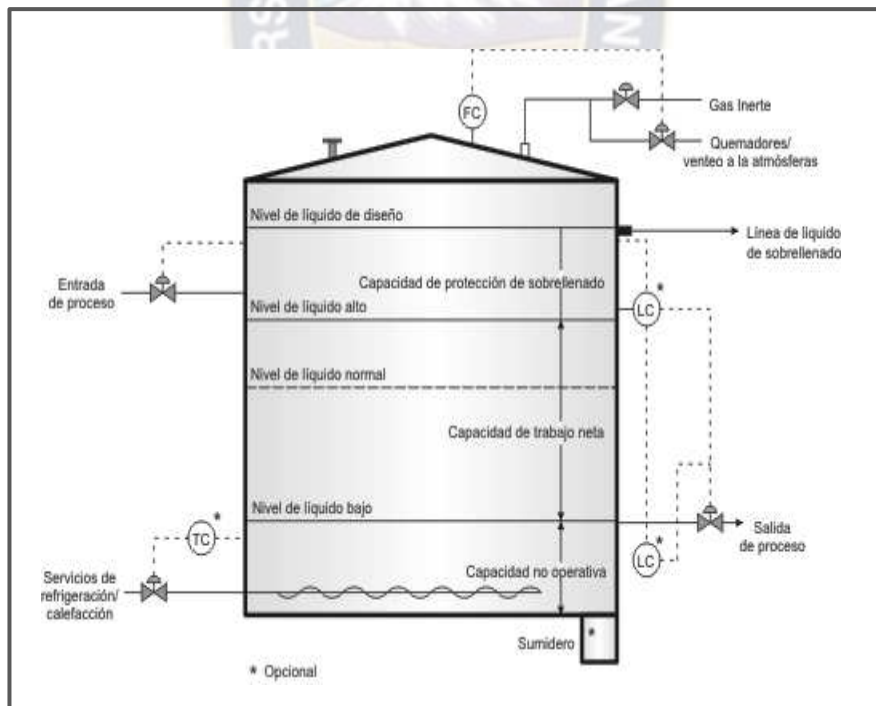


Figura 3. Partes de un tanque de almacenamiento. Fuente: <https://slideplayer.es>.

## 2.4 NORMAS APLICABLES.

Existen distintos códigos de diseño de tanques de almacenamiento. Antes de realizar cualquier diseño, el cliente final deberá establecer el código de aplicación para el diseño del tanque. A continuación, se describirán los códigos de diseño más habitualmente usados para tanques de almacenamiento.

### 2.4.1 Normas API (American Petroleum Institute).

- **Capítulo 3.-** Medición del Tanque
- **Capítulo 3-sección 1.-** Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos del petróleo.
- **Capítulo 4.-** Procedimiento de pruebas (Sistemas de probadores).
- **Capítulo 5.3.-** Mediciones de Hidrocarburos líquidos mediante sistemas de medidor de turbina.
- **API 650.-** Dentro del alcance de este código están incluidos aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y diseñados para soportar una presión de operación atmosférica, menor a 18 kPa, o presiones internas que no excedan el peso del techo, con temperaturas no mayores a 93°C (hasta 260°C con ciertas restricciones, según el anexo M). Este estándar cubre el diseño y cálculo de los elementos constitutivos del tanque. En vista de los materiales de fabricación, se sugieren secuencias en la erección del tanque, recomendación de procedimientos de soldaduras, pruebas e inspecciones, así como lineamientos para su operación.

El código está basado en el conocimiento y experiencias de compradores, fabricantes y

usuarios de tanques de almacenamiento soldados, de varios tamaños y capacidades. Cabe mencionar que los requerimientos del código son mínimos; es factible que para una aplicación en concreto se adopten criterios más restrictivos. Si bien es cierto que el alcance del código no se limita al almacenamiento de petróleo y sus derivados, es aplicable para almacenamiento de productos químicos, agua, etc.; en la práctica, cuando se hace referencia al API 650 se infiere almacenamiento de los productos mencionados. El objetivo fundamental del código es, a través de los requerimientos contenidos en sus distintas secciones, facilitar la compra y la fabricación de tanques de almacenamiento.

- **API 620.-** Cubre el diseño y construcción de tanques de grandes dimensiones de acero al carbono, operados a media presión, verticales, sobre la superficie y con temperaturas no mayores a 93°C. El rango de presiones que admite éste estándar es:

$$18 \text{ kPa} < \text{Presión interna} \leq 103,4 \text{ kPa}$$

Asimismo, el anexo “R” aplica a tanques operando entre 4,44°C y -51,1°C.

El anexo “Q” aplica tanques para almacenamiento de gases licuados con temperaturas hasta 167,8°C.

- **API 12D.-** Diseño, fabricación e instalación de tanques cilíndricos verticales, sobre superficie, soldados y fabricados de acero con capacidades nominales de 79,5 m<sup>3</sup> a 1590 m<sup>3</sup> (en tamaños estándar).
- **API 12F.-** Similar al API 12D, pero para tanques que son diseñados en taller con capacidades desde 14,3 m<sup>3</sup> hasta 119,25 m<sup>3</sup>.

#### 2.4.2 Normas ISO

Las normas ISO son un conjunto de estándares y guías establecidos por el Organismo Internacional de Estandarización (ISO) para el buen funcionamiento de una actividad empresarial o industrial relacionados a sistemas o el uso de cualquier tipo de herramienta (ISOTools).

Dentro de la formulación de normas por parte del organismo internacional de estandarización se encuentran las de mayor uso en la industria hidrocarburífera, que sirven para determinar la calidad de un equipo o herramienta, también es utilizado para regular la economía de una empresa pública o privada y entre sus principales normas tenemos:

- **ISO 27001:2013.** - Sistema de Gestión Seguridad de la Información.
- **ISO 9001:2015.** - Sistema de gestión Calidad.
- **ISO 14001 :2015.-** Sistema de Gestión Ambiental.
- **ISO 37001:2016.** - Sistema de Gestión Anti soborno.
- **ISO 21001 :2018.-** Sistema de Gestión de Calidad Educativa.
- **ISO 45001:2018.** - Sistema de Gestión Seguridad y Salud en el trabajo.

#### 2.4.3 OIML (Organización Internacional De Metrología Legal)

Como su nombre lo dice es una organización intergubernamental que se encarga de la regulación de los sistemas de medición, estableciendo normas para correcta toma de mediciones que abarcan:

- Unidad de volumen.

- Métodos de medida.
- Instrumentos de medición.

La OIML garantiza al proveedor o consumidor que participan activamente en una transacción comercial o intercambio de productos que necesitan ser medidos, una exactitud y credibilidad en la muestra de los resultados de las mediciones mediante recomendaciones que se deben seguir para una correcta interpretación de datos (Athané, 1994).



## **CAPITULO III – MEDICION DE NIVELES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

### **3.1 SISTEMA DE MEDICION DE TANQUES**

Un sistema de medición de tanques se define como el proceso de cuantificar la cantidad de volumen de un fluido que se encuentra almacenado en los diferentes tipos de tanques.

En las industrias que trabajan en los procesos de extracción, refinación y comercialización de los diferentes tipos de hidrocarburo (petróleo y gas) y sus derivados, utilizan las evaluaciones volumétricas estáticas del contenido del tanque, esto implica las mediciones de nivel de fluido, temperatura y presión (Lennart & Johan, 2017).

Para realizar una correcta medición de niveles de fluidos en tanques de almacenamiento, se requiere del conocimiento del tipo de tanque donde se van realizar las mediciones ya que existen diferentes métodos y dispositivos para cada tipo de tanque y también del lugar donde están situados estos contenedores, dichos tanques de almacenamiento se encuentran ubicados en los siguientes sitios:

- a. Refinerías.
- b. Industrias petroquímicas.
- c. Terminales de distribución.
- d. Depósitos de combustibles.
- e. Almacenamientos de combustibles en aeropuertos.
- f. Almacenamientos de productos químicos.



### 3.1.1 Tipos de medición de tanques

La medición de tanques es necesaria para calcular el volumen de los niveles de fluidos que están contenidos en los depósitos de almacenamientos, estas mediciones deben brindar resultados precisos, es de vital importancia la exactitud de un sistema de medición de tanques en cualquier momento y en los diferentes lugares donde se lo requiere.

### 3.1.2 Medidores de boya.

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

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

El rendimiento de precisión de un medidor de boya suele ser bajo. Existen muchas fuentes de error como diferencias de flotabilidad, banda muerta, juego e histéresis en los mecanismos. Si ocurre algún problema con la boya, la cinta o los cables guías, es necesario realizar trabajo de mantenimiento dentro del tanque (La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021).

No se pueden realizar mediciones con el medidor de boya mientras se espera la reparación. El medidor de boya es un dispositivo relativamente simple, pero tiene muchas partes móviles que requerirán mantenimiento y reparación durante su vida útil.



**Figura 4.** *El medidor flotante y de cinta fue presentado aproximadamente en 1940. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021*

### 3.1.3 Medidores de servo

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

Para evitar que el desplazador se mueva en el tanque, debe haber un tubo tranquilizador siempre que se encuentre instalado un medidor de servo. Esto también es necesario en tanques de techo fijo ( La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021).

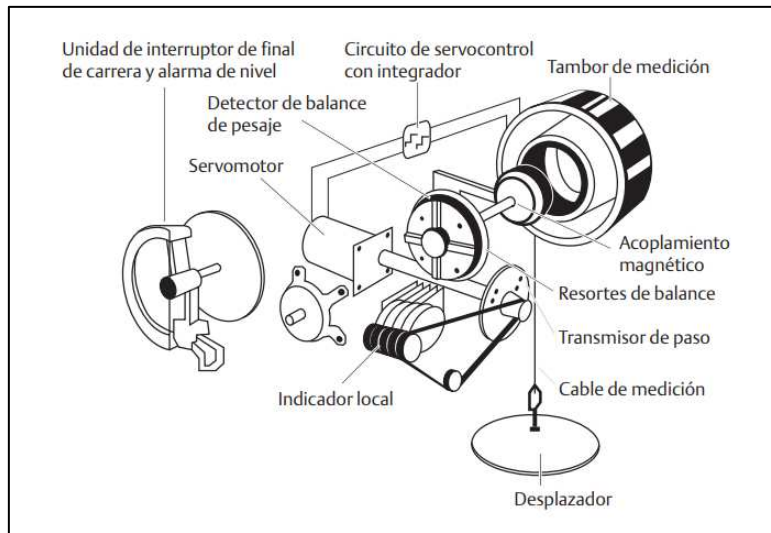


Figura 5. Medidor de servo. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021

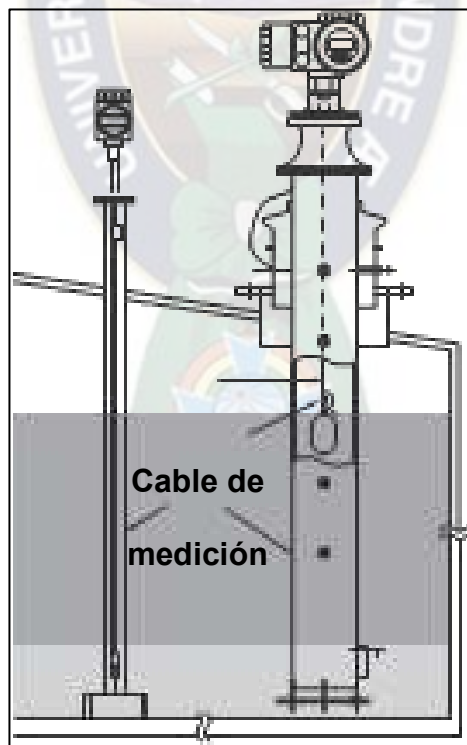


Figura 6. Medición del sensor de temperatura y el medidor de servo dentro de los tubos tranquilizadores. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021

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

Existen dos métodos para la medición de niveles de fluidos que deben estar sujetos a las normas establecidas por la "American Petroleum Institute" y de otras instituciones que se encargan de regularizar y ejecutar leyes o normativas para asegurar la exactitud y confiabilidad de algún procedimiento o calibración de alguna herramienta o dispositivo que trabaje directa o indirectamente en la industria hidrocarburifera, estos métodos son:

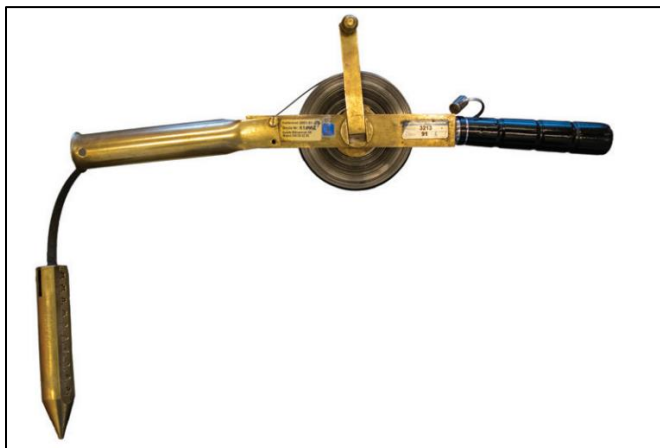
- Medición Manual o Estática.
- Medición Automatizada o Dinámica.

#### 3.1.4 Medición Manual o Estática (Aforo de tanque).

El proceso de medición manual implica en usar diferentes técnicas que el operador debe ejecutar en la toma de mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los diferentes tipos de tanques, este procedimiento de medición manual es utilizada en tanques atmosféricos (ISOTools, 2015).

La medición manual se puede realizar en la mayoría de los tanques atmosféricos. Con este fin, se utiliza una cinta de medición especialmente diseñada. Generalmente, estas están fabricadas con acero inoxidable con una pesa al final de la cinta graduada en milímetros o fracciones de

pulgadas. La cinta se utiliza para medir volumen vacío o volumen inferior (nivel de líquido).



*Figura 7. Cinta de sonda manual. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021*

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

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

Para una medición manual adecuada y precisa, se requiere una cinta recientemente calibrada y de alta calidad. En tanques calentados, es posible que sea necesario calcular la expansión térmica de la cinta para obtener una buena exactitud de medición. La norma API MPMS, capítulo 3.1A, describe cómo realizar una medición manual de tanques adecuada.

### 3.1.4.1 Técnicas de medición manual

La técnica de medición manual o estática consiste en ejecutar diferentes procedimientos que el operador debe seguir para la correcta interpretación en la lectura de los datos obtenidos cuando se realicen las respectivas mediciones, existen dos métodos para la medición manual que son:

- Medición manual directa o de aforo.
- Medición indirecta o de vacío

Todo proceso de medición debe estar acoplado a las normas API establecidas en el capítulo 3 sección 1A que se encuentran en el anexo A de este documento, tales normas rigen para realizar una correcta interpretación en la medición de los niveles de fluidos, sea directa o indirectamente.

#### 3.1.4.1.1 Medición manual directa o de aforo.

La medición manual directa o de aforo consiste en que el operador debe estar ubicado en una posición vertical con respecto al fondo del tanque y teniendo el equipo de bioseguridad necesario como lo establece las leyes de seguridad y salud ocupacional (ISOTools, 2015), el procedimiento consiste en bajar de forma vertical la cinta que tendrá sujeta en su extremo inferior la plomada y esta deberá estar cubierta por la pasta que es sensible al agua y que determinará por coloración el nivel de agua que estará contenido en el tanque de almacenamiento.

Procedimiento:

- 1) El operador debe utilizar el equipo de protección personal antes de realizar la toma de mediciones, estos son: casco, guantes, protección auditiva, protección

respiratoria, protección visual, zapatos puntas de acero, como lo estipula los reglamentos internos de cada empresa y las normas ISO 45001.

2) Para realizar la respectiva medición de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento, el operador debe ubicarse en un lugar seguro para precautelar su vida, y realizar las mediciones adecuadas en una postura vertical con respecto al fondo del tanque.

3) Se cubre la cinta y la plomada graduada con la pasta indicadora de agua en hidrocarburos y posteriormente se introduce en el tanque de almacenamiento de petróleo de forma vertical hasta tocar el fondo del tanque.

4) Esperar alrededor de 2 minutos.

5) Sacar la cinta y la plomada del tanque y observa por coloración los niveles tanto de agua como de petróleo.

6) Anotar los resultados que servirán para fiscalizar la producción de un pozo petrolero (La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021).



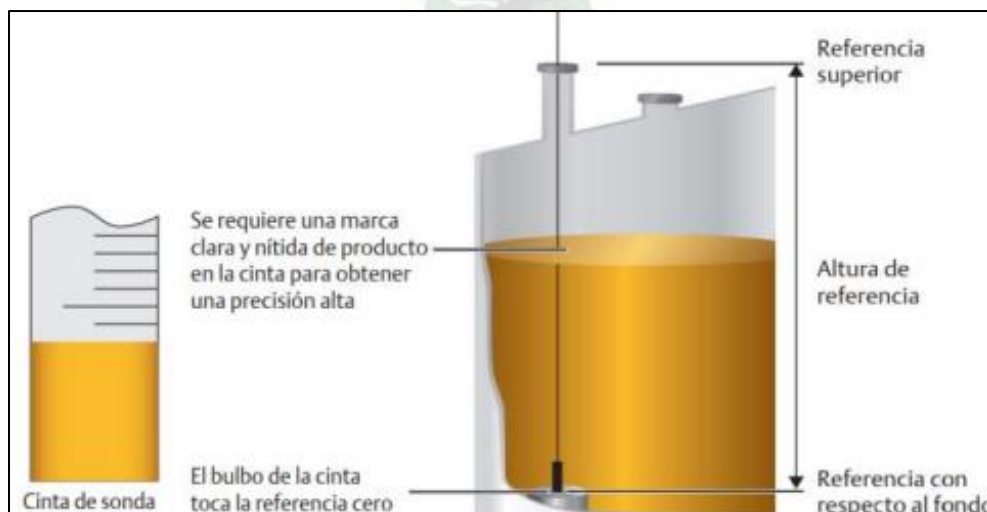
*Figura 8. Equipo de protección personal YPFB Andina. Fuente: [ypfb-andina.com.bo](http://ypfb-andina.com.bo)*



*Figura 9. Medición manual. Fuente: Emerson Electric CO,2017*

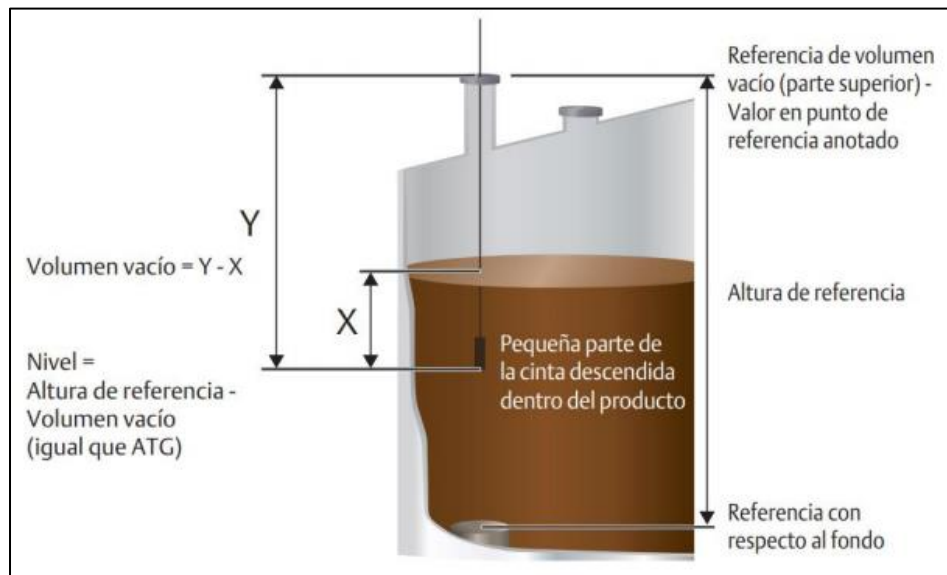
#### 3.1.4.1.2 Medición manual al vacío o indirecta.

Para realizar la medición manual al vacío se utiliza el mismo procedimiento con el uso del equipo de protección personal y los reglamentos que el operador debe cumplir, este proceso se diferencia del anterior ya que solo se insertará la cinta y la plomada hasta la altura superior del líquido y el nivel de fluido se la calculará tomando la altura de referencia menos el volumen de vacío medido. Las mediciones de volumen de vacío se la realizan en líquidos más pesados como petróleo negro y el petróleo crudo (Lennart & Johan, 2017).



*Figura 10. Referencia de medición manual de aforo o directa. Fuente: Emerson Electric CO,2017*





*Figura 11. Referencia de medición manual al vacío. Fuente: Emerson Electric CO,2017*

### 3.1.5 Medición dinámica o automatizada

En la actualidad existen diferentes mecanismos de medición de niveles de fluidos automatizados o dinámicos que cumplen con la función de determinar la cantidad de fluido que ingrese o se encuentren almacenados en los tanques de petróleo, dependiendo del tipo de caudal que se obtenga se limitara la selección del tipo de medidor que pueden ser (Elías, 2017):

- Volumétricos.
- Másicos.

## 3.2 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN

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

Las tecnologías de mediciones automatizadas deben estar arraigadas a las normativas establecidas por los diferentes organismos que se encargan de regularizar las normas para el buen funcionamiento de los diferentes equipos o dispositivos a emplearse en la industria hidrocarburífera, todos los dispositivos a emplearse deberán garantizar la correcta medición de los niveles de fluidos almacenados en los tanques de petróleo o ser usados para el cambio de custodia (Lennart & Johan, 2017).

Tipos de tecnologías:

- Placa de Orificio.
- Medidores de turbina.
- Por radar o Ultrasónico.
- Coriolis.
- PD Meter.
- Tipo pistón

### 3.2.1 Placas de orificio

Las placas de Orificios son instrumentos de medición primario, tiene la función de medir los niveles de fluidos que ingresan en un determinado tiempo basándose en el efecto Venturi, que consiste en aumentar la velocidad del fluido que pasa por la tubería al momento de disminuir su diámetro de circulación, comúnmente las placas de orificio están fabricadas de un material de lámina de acero inoxidable, entre sus características principales se denota la presencia de un orificio en su parte central donde circulará el fluido a medir (Zheng et al., 2015).

### 3.2.1.1 Tipos de placas de orificio

**Placas de orificio concéntricas:** Este tipo de placas se caracterizan por tener el orificio circular en el centro de la misma, tiene uso universal para fluidos limpios.

**Placas de orificio concéntricas cónicas:** comúnmente estas placas se las utiliza para fluidos turbulentos, por su diseño que al igual de las concéntricas presentan un orificio en parte central con la diferencia de que este va a ir disminuyendo su diámetro conforme vaya atravesando el fluido.

**Placas de orificio excéntricas:** Son utilizadas en tuberías con poco diámetro, ya que estas al igual que las otras placas tienen un orificio, pero con la diferencia que el orificio no se encuentra en la parte central de la placa sino más bien direccionada ligeramente abajo.

**Placas de orificio concéntrico segmentado:** Estas placas son diseñadas para fluidos con partículas, ya que en su parte central contiene un semicírculo.

#### 3.2.1.1.1 Mecanismo de medición

El mecanismo de medición se basa en ubicar dos sensores antes de la placa de orificio y uno después, que sirven para detectar el diferencial de presión que existe dentro de la tubería. Benoulli establece que el diferencial de presión es proporcional al cuadrado del caudal.



*Figura 12. Placas de orificio. Fuente: Emerson Electric CO, 2018*

### 3.2.2 Medidor de turbina

El medidor tipo turbina es un dispositivo de transmisión y de medición de caudal volumétrico, este tipo de medidores ofrecen una alta precisión en las mediciones y son aplicaciones cuando se realizan transferencia de custodia. Los medidores de turbina se usan en fluidos limpios que puede ser gas y petróleo, a pesar de su alta precisión suelen ser afectados directamente en el rendimiento por la disminución de la gravedad específica, si la gravedad específica desciende por debajo de 0.7 las fuerzas ascendentes de las aspas disminuirán (Daniell, 2011).

La viscosidad juega un papel fundamental en el momento de elegir el sistema de medición por la variación de viscosidad que el fluido puede sufrir en el momento que está circulando, esta variación puede ocasionar anomalías en la linealidad del medidor y en las aspas del rotor.

#### 3.2.2.1 Componentes de medidor de turbina

El medidor de turbina es uno de los mecanismos de medición que proporciona mediciones precisas, dependiendo de la buena instalación y manipulación de sus componentes, los mismos que están compuestos por:

- UBM.
- Turbina.

##### 3.2.2.1.1 UBM

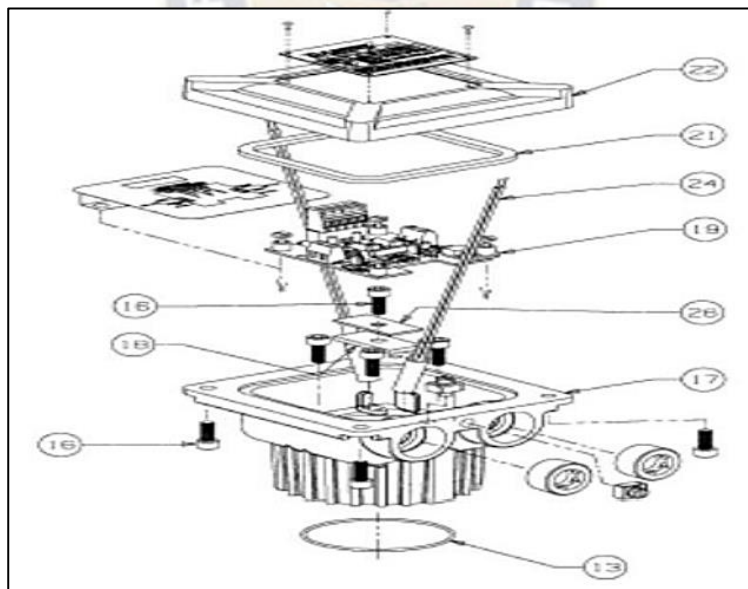
La caja de montaje universal está fabricada de aluminio, y es utilizada como una conexión de montaje mecánico necesaria para los accesorios locales y remotos, capas de soporta explosiones (Daniell, 2011).

Las UBM están compuesta por:

**Tabla 1. Partes de UBM.**

Número del artículo	Descripción
13	O-ring (Viton -A)
16	Tornillo
17	Cascara de UBM
19	Aislante
21	Preamp. De doble junta.
22	Cubierta de UMB
24	Pickoff
26	Abrazadera

Elaborado por: Daniel Measure and Control CO,2011



**Figura 13. Componentes de la caja de montaje universal. Fuente: Daniel Measure and Control,CO**

### 3.2.2.1.2 Turbina

La turbina es de vital importancia en la toma de medición, por esta razón son fabricadas de acero inoxidable que prolonga su vida útil sin mostrar anomalías como desgaste o pérdida de presión. La turbina de serie 1500 está diseñada para diferentes aplicaciones, siendo un medidor que presenta ventajas con respecto a los demás sistemas de mediciones dinámicas.

Las Turbinas están compuestas por:

**Tabla 2. Componentes del medidor de turbina.**

Número del artículo	Descripción
1	Tuerca
2	Placa acondicionada de flujo
3	Concentrador de soporte.
4	Aspas de soporte.
5	Encastres de la carcasa
6	Cono ascendente, con aro. Cono corriente descendente con aspas.
7	Arandela de empuje
8	Rotor con aro.
9	Rotor con aspas.
10	O-ring.
11	Pickoff
12	Eje
13	Cono corriente descendente.

Elaborado por: Daniel Measure and Control CO,2011

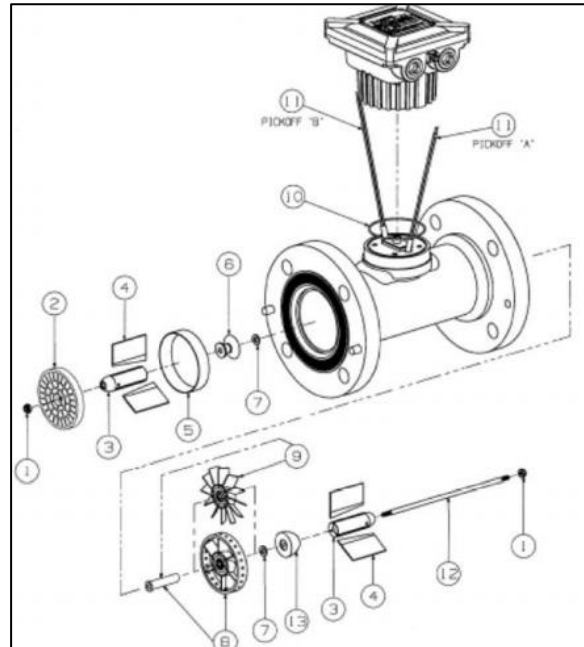


Figura 14. Componentes de un medidor de turbina. Fuente: Daniel Measure and Control, CO 2011

### 3.2.3 Medidores ultrasónicos

Los sensores ultrasónicos son medidores de flujos volumétricos diseñados para realizar mediciones de manera rápida, fácil y directa, existen diferentes tipos de medidores ultrasónicos que son fabricados de acero inoxidable capaz de soportar las condiciones severas ambientales. El principio de los medidores ultrasónicos se basa en el efecto Doppler, que a su vez se basa en el fenómeno físico de una onda de sonido que cambia de frecuencia cuando se refleja en el líquido (Katronic Inc., 2015).



*Figura 15. Medidores Ultrasónicos. Fuente: <https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419>*

### 3.2.4 Medidores tipo coriolis.

Los medidores de flujo de masa coriolis son los más utilizados en la industria hidrocarburífera, ya que realizan mediciones de manera rápida y precisa de densidad, temperatura y el flujo másico, que a su vez evita realizar cálculos complejos en comparación con los demás sistemas de medición. Los medidores de tipo coriolis se basan en el principio de la mecánica de movimiento (Badger Meter, 2017).

#### 3.2.4.1 Principio de medición

El principio de medición se basa en hacer circular el fluido por unos tubos que activarán una bobina que impulsará y provocará que los tubos oscilen a una frecuencia de resonancia natural, lo cual generará que la bobina pickoff produzca ondas sinusoidales, el tiempo de transición de las ondas se denomina como Delta-T, esta a su vez es directamente proporcional al caudal másico (Emerson Electric, 2017).



### 3.2.5 Medidores de desplazamiento positivo

El medidor de desplazamiento positivos, es el segundo método de sistema de medición que tienen una gran aceptación dentro de la industria hidrocarburífera, por detrás de los medidores de tipo Coriolis, ya que presentan una gran ventaja en su diseño exclusivo para realizar transferencia de custodia de petróleo, se basa en el principio de medición directa, el cual no se ve afectado por la viscosidad ni de las variaciones de velocidad (IMCO, 2018).

Existen en la actualidad dos tipos de medidores de desplazamientos positivos que se diferencian por su siguiente característica:

Por precisión:

- PD METER/ SIMPLE CÁMARA.
- PD METER/ DOBLE CÁMARA.

Los medidores de desplazamiento positivos son fabricados de acero inoxidable, diseñados para operar bajo caída de presión.

### 3.2.6 Medidores de tipo pistón.

Los medidores de tipo pistón son medidores de desplazamientos positivos que constan de un diseño único de tres pistones alternativos operando dentro de sus cámaras de mediciones respectivamente (TCS, 2015). Los medidores de tipo pistón garantizan precisión, buen rendimiento y fiabilidad en las tomas de mediciones, en la actualidad existen diferentes tipos de medidores de tipo pistón que se diferencian por el tamaño y funcionamiento en el momento de realizar las respectivas mediciones, teniendo como referencia a los medidores de tipo pistón de con serie 682 y serie 700.

Aplicaciones:

Los medidores tipo pistón por su diseño único de tres pistones tiene diferentes usos dentro de la industria hidrocarburífera, petrolífera, aviación y empresas que trabajan con los derivados del petróleo y gas, aplicándolos en la medición de fluidos turbulentos, líquidos limpios y gases (TCS, 2020).

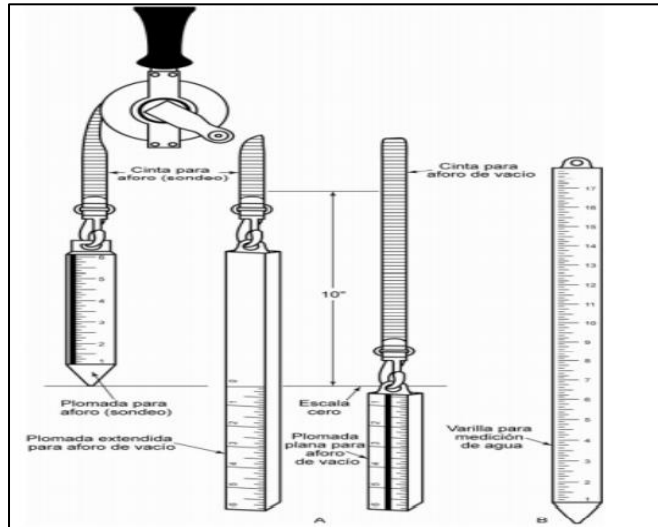
### 3.3 EQUIPOS DE MEDICION

Los equipos empleados más comunes en la medición manual están compuestos por:

**Cinta de medición:** La cinta que se utiliza para los procesos de medición de niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento de petróleo debe ser graduada, que cumplan con las siguientes especificaciones establecidas por las normas API que se detallan en el capítulo 3 sección 1<sup>a</sup>.

**Plomadas y varilla de medición:** Las plomadas y varillas de medición es fundamental en el proceso de medir los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanques, también deben estar sujetas a las normas API para cumplir las siguientes especificaciones.

**Pasta indicadora de agua en hidrocarburos:** La pasta indicadora de agua en hidrocarburos es importante porque cumple la función de determinar por coloración el nivel de agua que existe dentro de un tanque de almacenamiento de petróleo cuando se realiza las mediciones.



**Figura 16. (A) Cintas de medición y plomadas (B) Varilla tradicional para medición de agua. Fuente: Manual de Estándares de Medición de Petróleo, capítulo 3 sección 1A**



**Figura 17. Pasta indicadora de agua en petróleo (Kolor Kut). Fuente: fluseIMR 2003**

Pero se tiene los siguientes instrumentos de medición:

- Instrumentos de nivel.
- Instrumentos de temperatura.

### 3.3.1 Instrumentos de nivel

El nivel es una de las variables de proceso más utilizada en un entorno industrial,

específicamente en el control de almacenamiento de materias primas líquidas y sólidas en general. En la selección del tipo de medidor tienen preferencia, técnicamente, los medidores estáticos frente a los que tienen partes móviles y los que no necesitan contacto con el fluido y se ubican en lugares exteriores al recipiente, así como los que requieren menor modificación en la estructura del recipiente y sus soportes, especialmente cuando éstos están ya construidos (Chen & Wu, 2014).

En cuanto a métodos de medición de nivel, se puede decir que hoy en día se dispone de una amplia gama de técnicas de medición y, por ello, no siempre resulta fácil la elección del método de obtención de lecturas que se adapte mejor a los requerimientos específicos de una instalación. Antes de la llegada de la tecnología de los semiconductores, la mayoría de los métodos se basaban en principios mecánicos y/o neumáticos. Actualmente los métodos de medición más comunes se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Instrumentos de medida directa
- Instrumentos basados en la presión hidrostática
- Instrumentos basados en métodos electromecánicos
- Instrumentos basados en medición de carga
- Detección de nivel por método de horquillas vibrantes
- Detección de niveles por conductividad
- Medición de nivel por capacidad
- Medición y detección de nivel por ultrasonidos
- Medición y detección de nivel por microondas
- Detección y medición radiométrica de niveles

### 3.3.1.1 Instrumentos de medida directa.

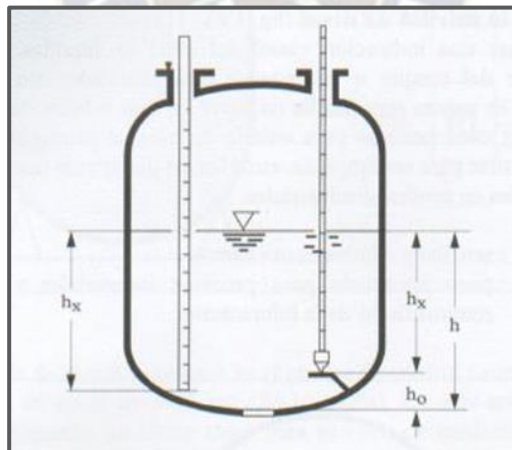
#### 3.3.1.1.1 Método de la mirilla de nivel.

Se puede obtener una indicación visual del nivel en líquidos razonablemente limpios, si parte del tanque o contenedor está fabricado con algún material transparente.

Si la mirilla de nivel se monta en una tubería de derivación con llaves de paso en cada extremo se logra aislarla del tanque o contenedor principal, lo cual permite su retiro para mantenimiento (Sole, A. C.,2000)

Desventajas:

- Poco apropiado para procesos industriales controlados electrónicamente
- Solo permite inspección visual.
- No permite transmisión de la información del nivel.



**Figura 18. Método de la mirilla de nivel. Fuente:**  
<https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419>

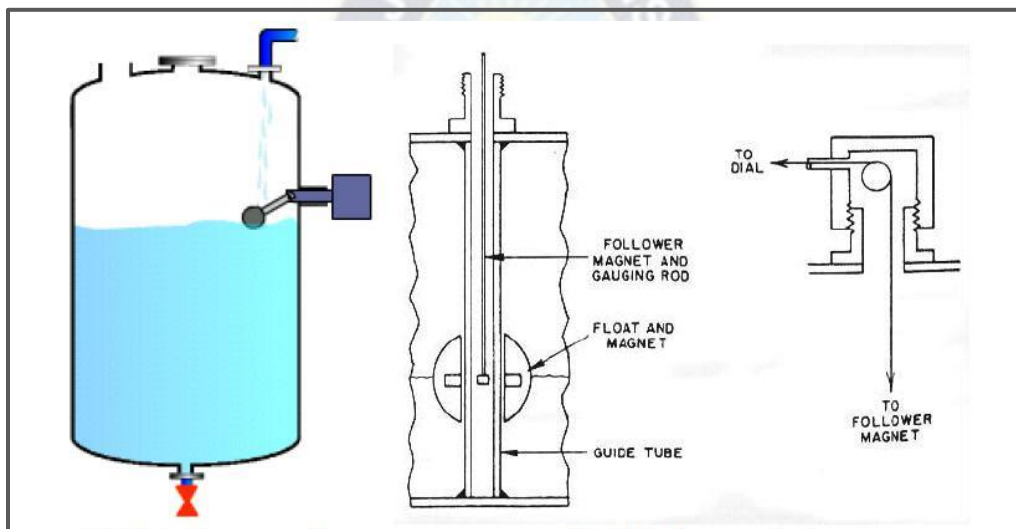
#### 3.3.1.1.2 Método de barra calibrada.

Este es un método manual muy simple igualmente aplicable a líquidos y a sólidos

granulados. En silos muy altos se emplean flejes de acero con un contrapeso en su extremo. La aplicación más familiar de una barra calibrada es la varilla empleada para comprobar el nivel del aceite de un motor de automóvil.

Desventajas:

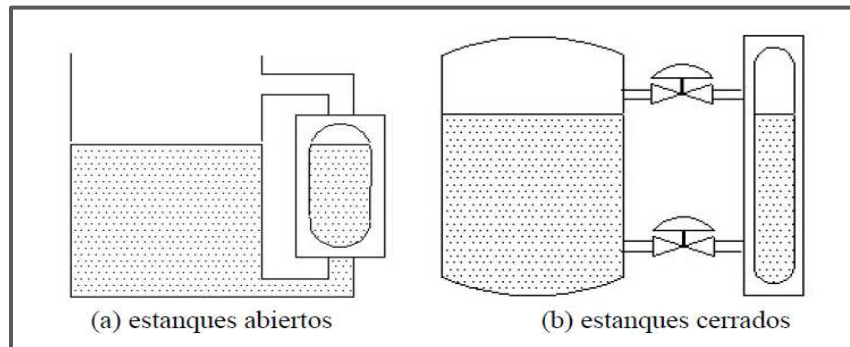
- Poco apropiado para procesos industriales controlados.
- No dispone de salida electrónica.
- Requiere el uso de escaleras.



**Figura 19. Método de la barra calibrada. Fuente:**  
<https://support.google.com/legal/answer/3463239?hl=es-419>

### 3.3.1.1.3 Interruptor de flotador

El interruptor de nivel más conocido y simple, consiste en un cuerpo flotante (flotador) montado sobre un brazo móvil y acoplado magnéticamente a un micro interruptor (externo al proceso) (Sole, A. C.,2000).



**Figura 20. a) Método del interruptor de flotado normal b) Método del interruptor de flotado con imán. Fuente: Sole, A. C., 2000.**

También hay versiones que consisten en un flotador redondo con un pequeño imán que sube a lo largo del tubo. En el tubo hay uno o varios relés de láminas. Los relés de láminas harán conmutar el relé electromagnético a medida que el flotador (imán) pase.

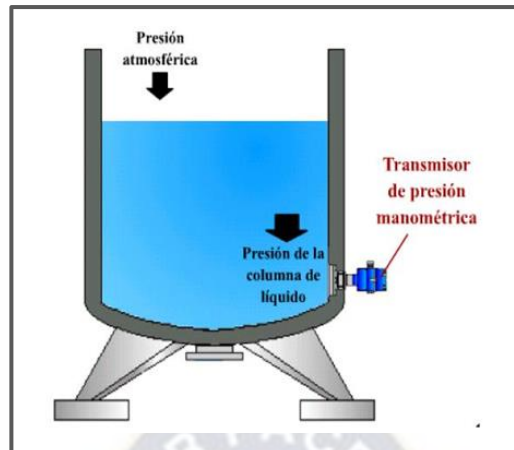
Desventajas:

- Requiere cierta cantidad de equipo mecánico
- No suele ser adecuado para aplicaciones en proceso de los sistemas industriales.
- Emplean el sistema de (servo) flotador en conjunto con dispositivos mecánicos y electrónico.

### 3.3.1.2 Instrumentos basados en la presión hidrostática

#### 3.3.1.2.1 Medidores manométricos y de presión diferencial

Este método se basa en la medición de la presión hidrostática correspondiente a una columna de líquido de una altura determinada.



*Figura 21. Método de medición por presión diferencial. Fuente: Sole, A. C.,2000).*

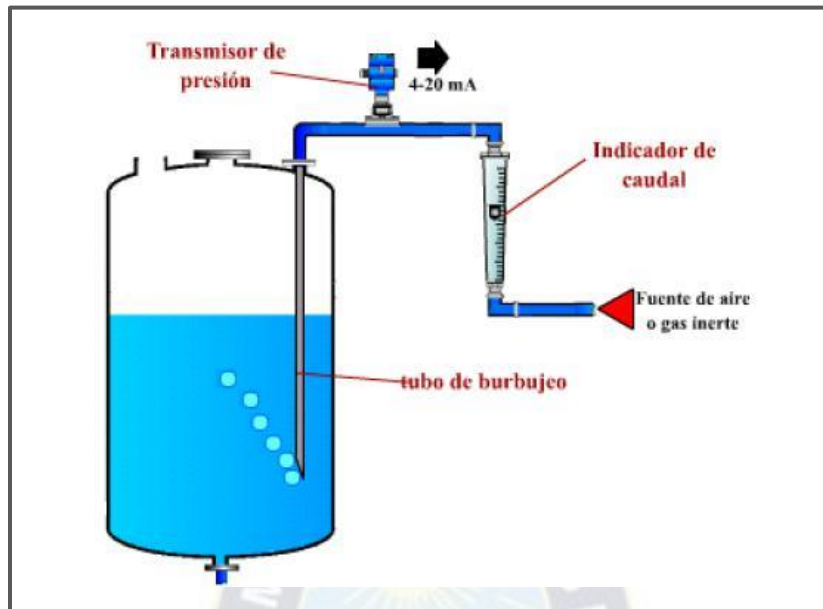
### 3.3.1.2.2 Método de medición por burbujeo

En este método se mide la presión hidrostática en un tanque insertando un tubo delgado en el líquido y aplicando aire comprimido en el tubo de modo que se empuja hacia abajo la columna de líquido del tubo hasta que salgan burbujas de aire al líquido. Estas burbujas dan su nombre al método. La presión del aire en el tubo es entonces igual a la presión de la columna de líquido y se puede medir con un transmisor de presión, que convierte la presión en una señal eléctrica. El aire comprimido se puede obtener a partir del conducto principal de aire mediante una válvula mano reductora o con un compresor pequeño (Institute, A. P., 2012).

Desventajas:

- Requiere líneas de aire y consumo de aire
- Peligro de acumulación del medio en el tubo
- No es adecuado para uso en recipientes presurizados





*Figura 22. Método de medición por burbujeo. Fuente: Sole, A. C.,2000).*

### 3.3.1.3 Instrumentos basados en métodos electromecánicos

#### 3.3.1.3.1 Método por desplazamiento.

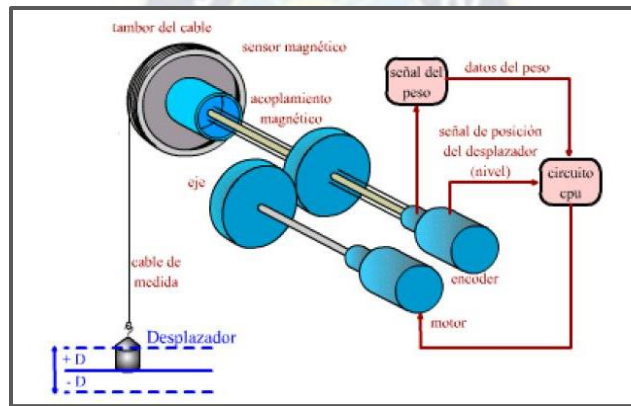
El método por desplazamiento de un cuerpo se basa en la diferencia entre el peso del cuerpo y la fuerza de flotación hacia arriba que el medio ejerce sobre el cuerpo en desplazamiento (Ley de Arquímedes). La fuerza de flotación hacia arriba depende del volumen del cuerpo en desplazamiento, la densidad relativa y el nivel del medio. Debe cumplirse la condición de que para que el cuerpo se desplace, debe ser más pesado que el medio (densidad específica mayor que el medio). La fuerza diferencial se transmite frecuentemente a un transductor de medición por un sistema de barra de torsión de manera que el equipo se mantenga sellado.

Ventajas:

- Alta precisión.
- Adecuado para aplicaciones en gases licuados del petróleo gasolinas y otros productos más pesados, tanques subterráneos y almacenamiento criogénico.

Desventajas:

- Depende de la densidad relativa del medio.
- Requiere equipamiento mecánico



**Figura 23. Método de medición por desplazamiento. Fuente: Sole, A. C.,2000**

#### 3.3.1.4 Detección de niveles por conductividad

Este método solo es adecuado para detección de nivel en líquidos conductivos. Se basa en el principio de que la presencia de un producto causa un cambio en la resistencia entre dos conductores. Se puede obtener fácilmente una indicación de nivel de productos conductores de electricidad en un tanque metálico o en otro contenedor mediante una sonda aislada del recipiente y un amplificador conductivo. Si el producto no está en contacto con la sonda, la resistencia eléctrica entre la sonda y la pared del tanque es muy elevada e incluso infinita (Institute, A. P., 2012). Cuando el nivel del producto se eleva y alcanza la sonda, cierra el circuito entre la sonda y

la pared del estanque, y la resistencia disminuye a valores relativamente bajos.

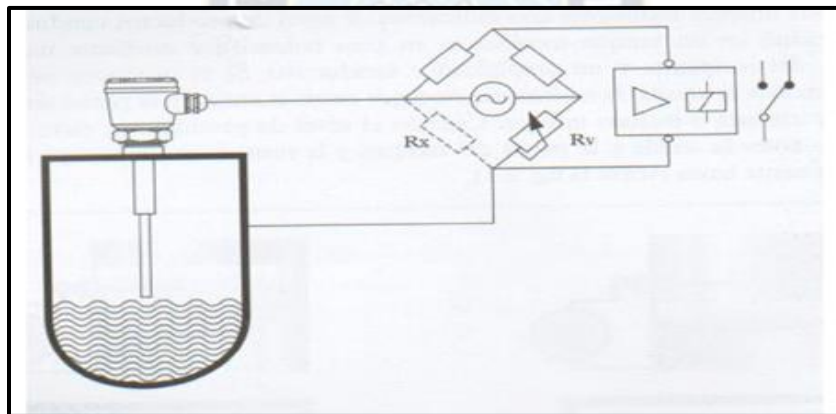
Con Puente Wheatstone:

Ventajas:

- Sencillo.
- Bajo costo.
- Adecuado para control en dos puntos.

Desventajas:

- Se debe evitar que la sonda se ensucie de grasa u otros materiales de deposición.
- No es aplicable a la medición de líquidos y sólidos inflamables o explosivos.



*Figura 24. Método de medición por detección de niveles por conductividad. Fuente:*

*<https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fnikron.com.ar%2Fautomacion%2Fproductos%2Fnivel-medidores-de-nivel->*

### 3.3.1.5 Medición de niveles por ultrasonido

El método de reflexión del sonido se basa en medir el tiempo de retorno de un pulso de sonido emitido por un sensor.

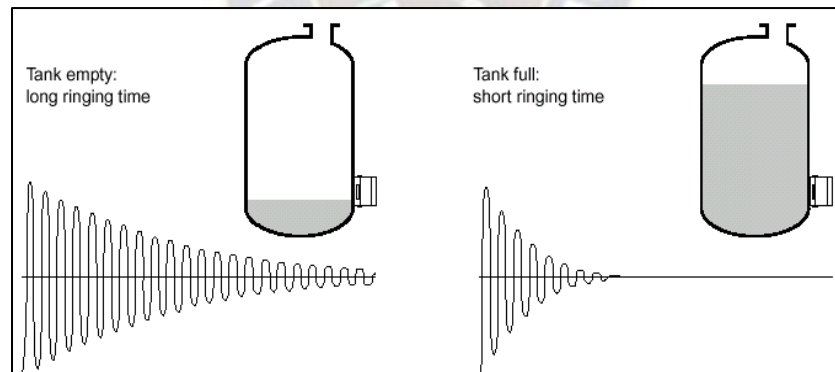
El pulso ultrasónico emitido se refleja en la superficie del producto y el mismo sensor vuelve a detectarlo. El tiempo de retorno de la señal es una medida indirecta de la altura de la sección vacía del tanque. Si a esta distancia se le resta la altura total del tanque, se obtiene el nivel del producto. El tiempo de retorno se convierte en una señal de salida analógica (Institute, A. P., 2012).

Ventajas:

- No hay contacto con el producto
- Adecuado para diversos líquidos y materiales granulados.

Desventajas:

- El producto no debe producir demasiada espuma en la superficie
- El método no es adecuado a altas presiones ni altas temperaturas
- No es aplicable en condiciones de vacío



*Figura 25. Medición de nivel por ultrasonido. Fuente: Instrumentacionycontrol.net.*

### 3.3.1.6 Detección y medición radiométrica de niveles.

El principio del funcionamiento de este instrumento, es que cuando hay producto en el tanque o silo, un haz de rayos gamma que lo atraviesa se atenúa. Este es el único método totalmente

no invasivo. Ningún elemento del sistema entra en contacto con el medio ni con la atmósfera del proceso. Este método se emplea como indicador de nivel e interruptor de nivel y solo se usa si las condiciones son muy extremas, es decir, altas presiones, temperaturas altas, productos abrasivos, tóxicos, corrosivos o pegajosos. Esto es así principalmente por que la radiación gamma no requiere equipo dentro del tanque o reactor, puesto que penetra fácilmente las paredes del tanque.

Ventajas:

- Adecuado para todos los productos y su montaje no causa ningún tipo de
- Obstrucción.
- Los sistemas de medición de nivel por rayos gamma ni siquiera requiere modificaciones en el tanque.
- No hay contacto con el producto
- Adecuado para altas presiones y altas temperaturas.

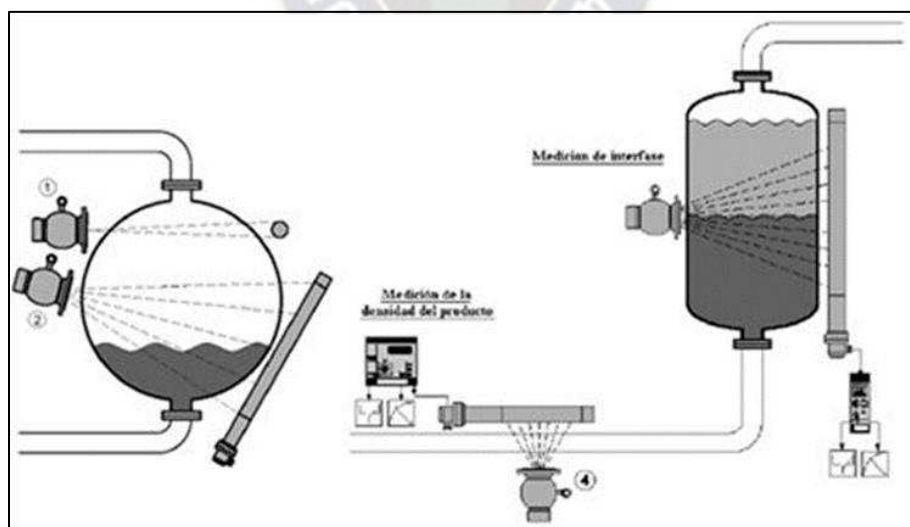


Figura 26. Aplicaciones de la radiación gamma. Fuente: Instrumentacionycontrol.net.

### 3.3.3 Instrumentos de medición de presión

Según su campo de aplicación y clasificación estos se pueden clasificar según tres características:

- Mecánicos
- Neumáticos
- Electromecánicos

#### 3.3.3.1 Sensores Mecánicos.

##### 3.3.3.1.1 Sensor en tubo Bourdon.

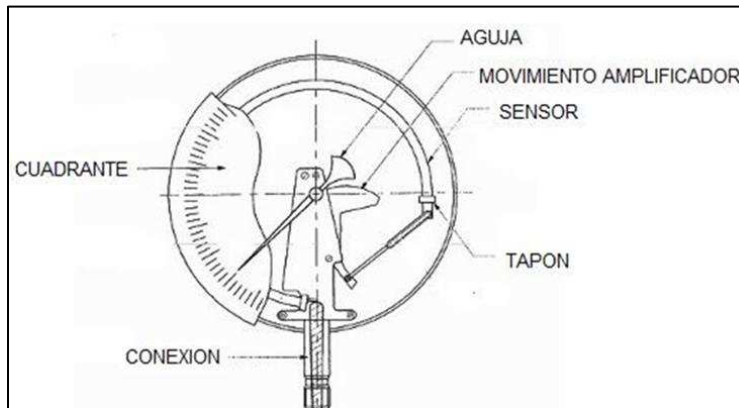
Tubo de sección elíptica que forma un anillo casi completo y cerrado por un extremo. Al aumentar la presión en el interior del tubo, éste tiende a enderezarse y el movimiento es transmitido a la aguja indicadora, por medio de un sistema de piñón y cremallera.

El Elemento en espiral se forma arrollando el tubo Bourdon en forma de espiral alrededor de un eje común, y el helicoidal arrollando más de una espira en forma de hélice. Ideales como registradores (Chen & Wu, 2014).

#### 3.3.3.2 Sensores Neumáticos.

##### 3.3.3.2.1 Sensor en sistema tipo Paleta o Tobera.

Una tobera es un dispositivo que convierte la energía potencial de un fluido (en forma térmica y de presión) en energía cinética. Como tal es utilizado en turbo máquinas y otras máquinas, como eyectores, en que se pretende acelerar un fluido en su recorrido a lo largo de la tobera es acompañado por una disminución de su presión y temperatura, al conservarse la energía.



*Figura 27. Sensor de nivel neumático de tipo Paleta. Fuente: Instrumentacionycontrol.net*

### 3.3.3.3 Sensores electromecánicos.

Consisten en la suma de dos elementos, en el cual uno es el elemento mecánico elástico y el siguiente sería un transductor eléctrico que puede ser resistivo, inductivo, de reluctancia variable o capacitiva (Chen & Wu, 2014).

También tenemos:

### 3.3.3.4 Sensores de inductancia variable.

El desplazamiento de un núcleo móvil dentro de una bobina aumenta la inductancia de ésta en forma casi proporcional a la porción metálica del núcleo contenida dentro de la bobina. Esto hace aumentar la tensión inducida en el bobinado.

Ventajas:

- No producen rozamiento en la medición
- Tienen una respuesta lineal
- Son pequeños y de construcción robusta
- Su precisión es del orden del 1%

### 3.3.3.5 Sensor de reluctancia variable.

Consisten en un imán permanente o un electroimán que crea un campo magnético dentro del cual se mueve una armadura de material magnético. El circuito magnético se alimenta con una fuerza magneto motriz constante, con la cual, al cambiar la posición de la armadura, varía la reluctancia y por lo tanto el flujo magnético. Esta variación del flujo da lugar a una corriente inducida en la bobina que es, por tanto, proporcional al grado de desplazamiento de la armadura móvil (Zheng et al., 2015).

### 3.3.3.6 Sensores Piezoresistivos.

El principio de la medida con sensores piezoresistivos es similar al de los sensores resistivos. La diferencia reside en la utilización de semiconductores como cintas extenso métricas en vez de metal y la deformación provoca en este caso una variación de la resistencia específica por efectos de su orientación atómica. Según la ecuación indicada arriba, la resistencia eléctrica varía proporcional con la resistencia específica. Este efecto piezoresistivo con semiconductores es de un factor 10 hasta 100 veces mayor que con metal.

Las cintas metálicas pueden colocarse en cualquier material, mientras que las cintas semiconductoras están incorporadas como microestructura en la membrana.

Por lo tanto, las cintas extenso métricas y el cuerpo expuesto a la deformación están compuestas del mismo material. Normalmente se incorporan cuatro cintas en una membrana de silicio formando un puente de Wheatstone. Dado que las microestructuras no presentan la suficiente resistencia contra numerosos medios de proceso, el chip se encapsula para la mayoría de las aplicaciones. La transmisión de la presión se efectúa en este caso de manera indirecta, por ejemplo, mediante una membrana metálica o mediante aceite como medio de transmisión.



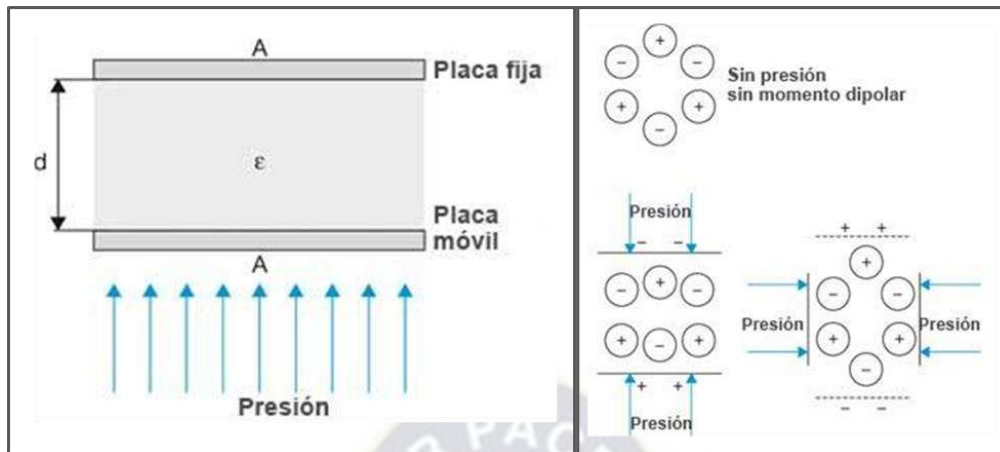


Figura 28. Funcionamiento teórico de un sensor piezoresistivo. Fuente: Instrumentacionycontrol.net

### 3.3.4 Instrumentos de temperatura

La temperatura del producto es un parámetro importante para una medición precisa de inventario y de transferencia de custodia en los tanques de almacenamiento de líquido a granel. El sistema Rex suministrado puede incluir termómetros de punto múltiple (MST) como componente esencial (IMCO S.A, 2018).

El sensor de temperatura de punto múltiple (MST) mide la temperatura con una serie de elementos puntuales Pt 100 colocados a distintas alturas para indicar un perfil de temperatura y una temperatura media.

Para calcular la temperatura del producto se utilizan sólo los elementos totalmente sumergidos. Los elementos puntuales se colocan en un tubo protector hermético flexible hecho de acero inoxidable corrugado. Se puede sujetar una brida a un racor superior y el tubo se puede anclar al fondo.

El capítulo 7 del API recomienda un mínimo de un elemento por cada 3 m (10 pies) de altura del tanque para las aplicaciones de transferencia de custodia.

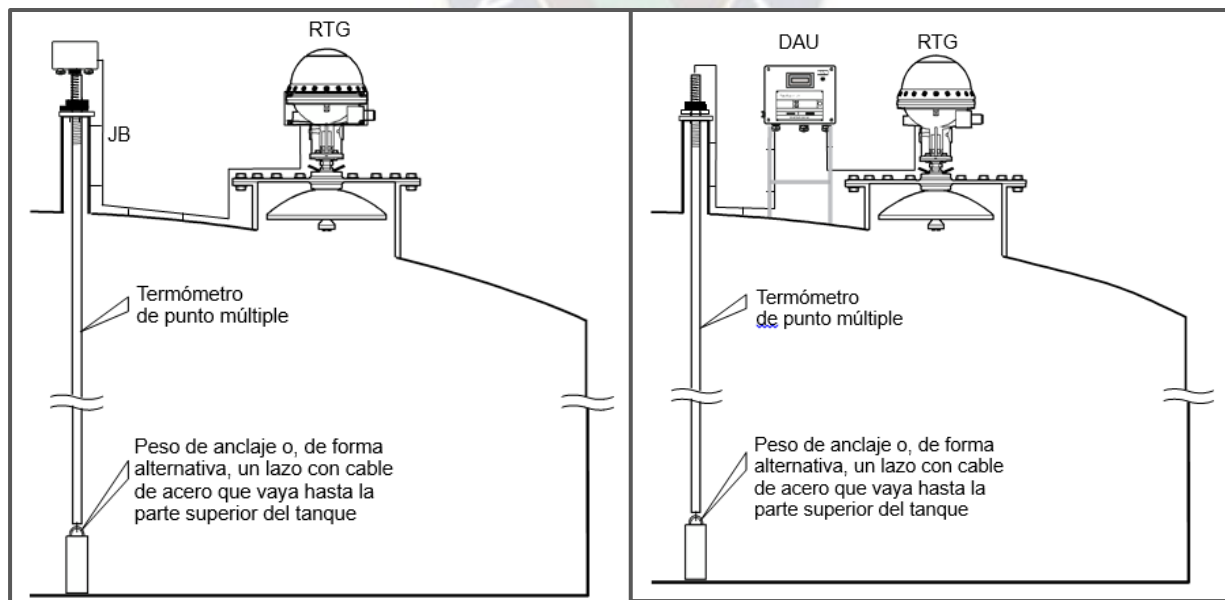
El sensor de temperatura de punto múltiple es fácil de instalar, aunque el tanque esté en servicio. En los tanques presurizados, el MST se puede instalar en un pozo termométrico cerrado, de manera que se pueda retirar para su mantenimiento o inspección mientras el tanque está en funcionamiento. En tanques de GLP se utilizan sensores de temperatura de punto único en pozos termométricos.

Los sensores de temperatura se pueden conectar al RTG de dos modos distintos:

- Directamente en RTG con conexión de retorno común (hasta seis elementos de temperatura)
- A través de la DAU (hasta 14 elementos de temperatura)

En MST puede integrarse un sensor de nivel de agua También es posible la integración de una caja de conexiones.

Es posible conectar hasta 6 elementos de temperatura directamente al medidor tipo radar.



**Figura 29. Inclusión de un sensor de temperatura en un sistema de medición de nivel. Fuente: Lana Sarrate, 2012.**

### 3.4 MEDIDORES POR RADAR

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



*Figura 30. Las mediciones de nivel por radar fueron presentadas para aplicaciones marítimas por Saab en 1976.  
Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021*

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

Un medidor de nivel por radar no tiene partes móviles y no requiere mantenimiento regular.

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

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

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



*Figura 31. Primer medidor por radar de alta precisión instalado en 1985 en un tanque de refinería.  
Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021.*

#### 3.4.1 Diferentes tipos de medidores de radar

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



*Figura 32. Medidor de nivel por radar moderno en un tanque de techo fijo. Fuente: Emerson2021*

#### 3.4.1.1 Medidores de nivel de procesos por radar

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

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



Figura 33. Transmisor de nivel por radar sin contacto y transmisor de nivel por radar por onda guiada. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento,2021.

### 3.4.1.2 Medidores por radar de medición de tanques

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

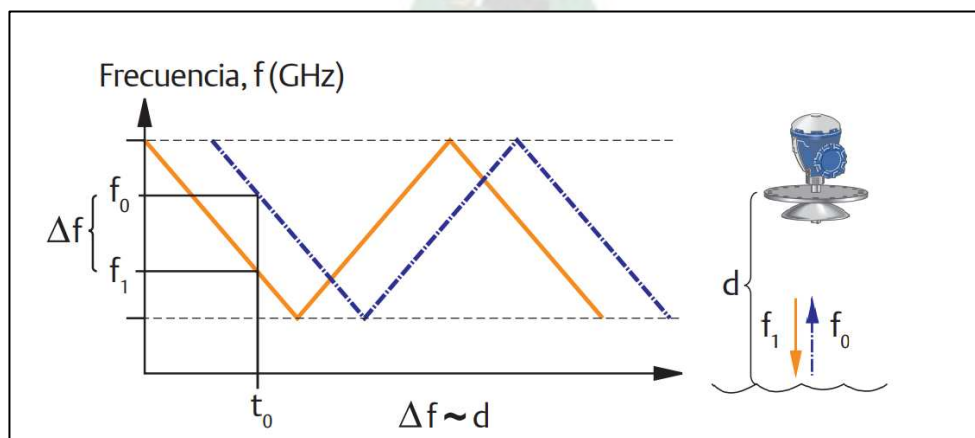


Figura 34. El método de FMCW. Fuente: : La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento, 2021.

La FMCW es capaz de proporcionar una precisión de medición de nivel de instrumentos de más de un milímetro en un rango de más de 50 metros. Desde su nacimiento en la década de 1970, el medidor de tanques por radar basado en FMCW se ha desarrollado rápidamente. Se han lanzado al mercado varias generaciones de medidores de tanques por radar. El último diseño ha sido miniaturizado en la medida en que dos unidades de radar pueden compartir el mismo compartimiento pequeño y proporcionar una confiabilidad y una precisión nunca vistas. Al mismo tiempo, se han reducido los requisitos de energía al punto de que los medidores de tanques por radar pueden ser totalmente intrínsecamente seguros y requieren únicamente de un bus de 2 líneas para alimentación y comunicación.

Se necesita FMCW para que el medidor de tanques por radar sea preciso, pero eso solo no es suficiente. Los medidores de precisión por radar también deben tener antenas de microondas especialmente diseñadas para poder proporcionar tanto la precisión del instrumento como la precisión instalada requeridas por los estándares de transferencia de custodia. Una propiedad importante de las antenas de radar es que deben estar diseñadas de manera que cualquier condensación se escurra. Por lo tanto, las antenas dentro de los tanques requieren superficies en pendiente para evitar la acumulación de líquidos condensados.



**Figura 35. Diseño de la antena sin superficies horizontales de acuerdo con la norma de American Petroleum Institute (API) cap. 3.1B ed. 1. Fuente: Emerson, 2021.**

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

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

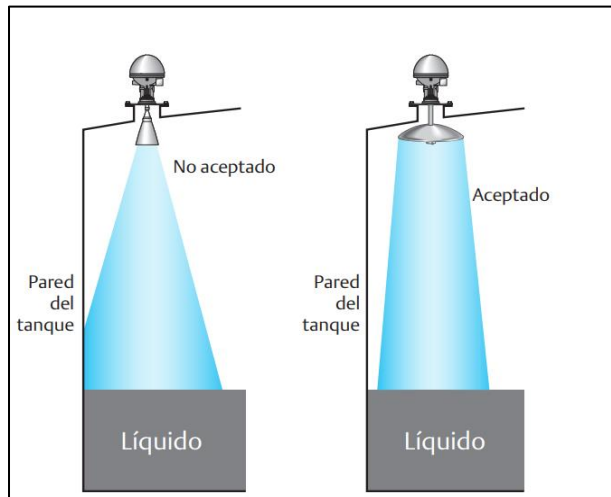
Un medidor de tanque por radar debe poder proporcionar la más alta precisión cuando se monta en aberturas existentes del tanque. En un tanque de techo fijo, las aberturas adecuadas para la medición del tanque se encuentran normalmente en el techo cerca de la pared del tanque.



*Figura 36. Aberturas del tanque de techo fijo. Fuente: La guía del ingeniero de tanques de almacenamiento*

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





**Figura 37. Medidores de radar con haz ancho (antena pequeña) y haz angosto (antena grande)**

En un tanque de techo flotante, el tubo tranquilizador está ubicado donde ocurre la medición de nivel del líquido ya que el resto de la superficie líquida está cubierta por el techo flotante. Una antena de medidor de tanques por radar para tubos tranquilizadores debe estar diseñada de manera que se puedan utilizar tubos tranquilizadores existentes de varios tamaños y diseños. El tubo tranquilizador debe tener ranuras u orificios que permitan una buena mezcla del líquido entre el interior y el exterior del tubo. Si no hay orificios ni ranuras, es probable que el nivel del líquido en el interior del tubo sea diferente al del resto del tanque. Si el tubo está lleno desde el fondo, entonces el producto más pesado se acumulará en el tubo. Las ranuras u orificios evitan que esto pase. Un medidor de tanques por radar para aplicaciones de tubos tranquilizadores debe tener la capacidad de soportar un tubo tranquilizador con grandes ranuras/orificios y aun así proporcionar una alta precisión. Asimismo, debe funcionar con la más alta precisión aún si el tubo tiene óxido y acumulación de suciedad en el interior. Además, se debe confeccionar una antena de tubo tranquilizador para que se pueda acceder a este para otras tareas como muestreo y medición manual.

### 3.4.2 Selección de frecuencia por radar.

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

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

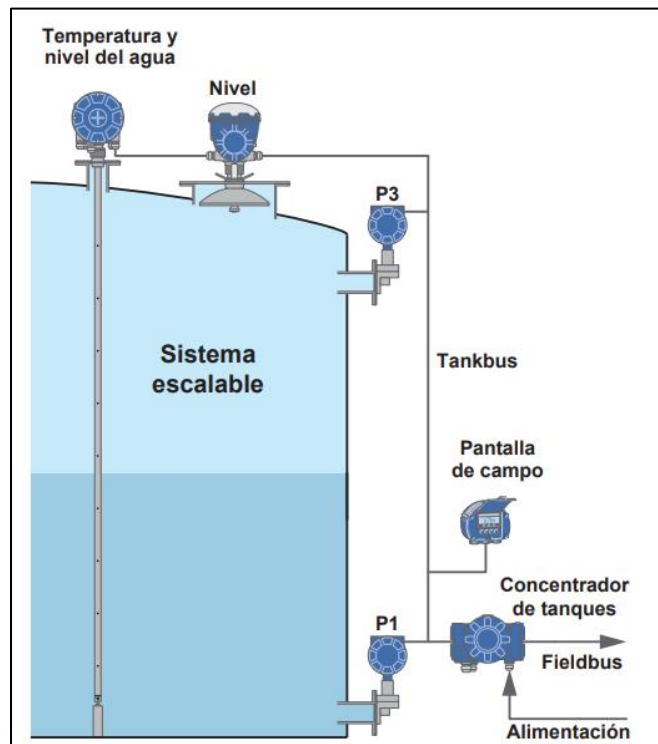
### 3.4.3 Arquitectura del sistema

El objetivo principal de la arquitectura del sistema de un sistema de medición de tanques es enrutar la información del tanque desde los tanques de almacenamiento a los usuarios de una manera rápida y confiable. Los sistemas de medición de tanques antiguos basados en medidores de boya y de servo utilizan redes de comunicación de propiedad exclusiva. En el pasado, los diferentes fabricantes de sistemas de medición utilizaban redes de transmisión de datos de campo separadas e incompatibles, protocolos e interfaces de comunicación. Los usuarios de estos sistemas estaban

estancados con un único proveedor de equipos de medición de tanques durante la vida útil del sistema. Esto, en combinación con el uso de medidores mecánicos que requerían mantenimiento, reparación y suministro de piezas de repuesto, en muchos casos generaba un alto costo de propiedad. Los sistemas modernos de medición de tanques utilizan arquitecturas abiertas y protocolos de comunicación estandarizados. Un usuario de estos sistemas no estará condenado a una situación de una sola fuente y tendrá muchas opciones cuando seleccione instrumentos. Actualmente, existen “soluciones puente” que permiten que los sistemas antiguos se modernicen paso por paso. La emulación de medidores y la tecnología inalámbrica son dos puentes de este tipo.

#### 3.4.3.1 Cableado de tanques

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



**Figura 38. Bus de campo intrínsecamente seguro que provee alimentación y comunicación a los tanques de almacenamiento. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.**

### 3.4.3.2 Buses de campo de los tanques de almacenamiento

Las variables de procesos que miden los dispositivos del tanque deben llegar a los usuarios de esta información rápidamente y con alta integridad. Los dispositivos están esparcidos a lo largo de un área grande en los tanques de almacenamiento y el cableado del bus de campo puede recorrer largas distancias. El cableado debe soportar desafíos como daños por atenuación y rayos. A menudo, suele haber cableado existente en el lugar y debería ser posible utilizar este cableado cuando se instala un nuevo sistema de medición de tanques ya que es caro instalar nuevos cables de señal. Si no existe cableado de señal o se encuentra en malas condiciones, la comunicación inalámbrica puede salvar esta brecha.

### 3.4.3.3 Redundancia de la comunicación

La disponibilidad de la información del tanque es de importancia crítica para la operación de tanques de almacenamientos ocupados. La falta de información del tanque puede apagar rápidamente los movimientos de petróleo de los tanques de almacenamiento. Para establecer la alta disponibilidad de la información, pueden aplicarse diferentes soluciones de redundancia. Entre estas opciones se incluyen las siguientes:

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

#### 3.4.3.4 Soluciones puente

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

##### 3.4.3.4.1 Comunicación inalámbrica

La comunicación inalámbrica de instrumentos dista de ser nueva. Sin embargo, las redes en malla inteligentes de autoconfiguración han empezado a aplicarse recientemente para telemetría. Las redes en malla según se describen en IEC 62591 o WirelessHART® son muy adecuadas para los sistemas de medición de tanques. En los últimos años, se han convertido en una solución

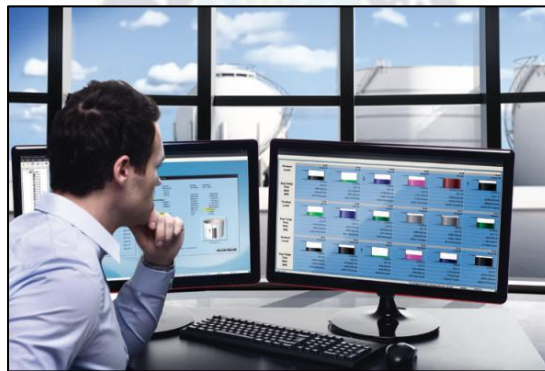
atractiva para construir arquitecturas de sistemas para la medición de tanques y para otros tipos de instrumentación. La comunicación inalámbrica puede reducir enormemente el costo de instalación de la medición de tanques. Una característica importante de una red en malla de autoconfiguración es que se necesita un mínimo de esfuerzo de ingeniería para diseñar el sistema. Siguiendo pautas simples que cubren distancias de nodos y ubicaciones de gateways, la disposición del sistema puede diseñarse en el lapso de una hora. Después del encendido, la red se establece sola y estará lista para funcionar en unos pocos minutos. Debido a múltiples rutas de comunicación, la red es autorreparable si se desactiva algún enlace. La codificación de datos y los saltos de frecuencia permiten altos niveles de seguridad de datos y confiabilidad de comunicación. Un sistema de medición de tanques que puede comunicarse tanto a través de cables como de forma inalámbrica tiene el potencial de mejorar la disponibilidad de datos aún más allá a través de la redundancia y la diversidad de comunicación.



*Figura 39. Antena conectada a dispositivos del tanque. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.*

### 3.4.3.5 Software

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



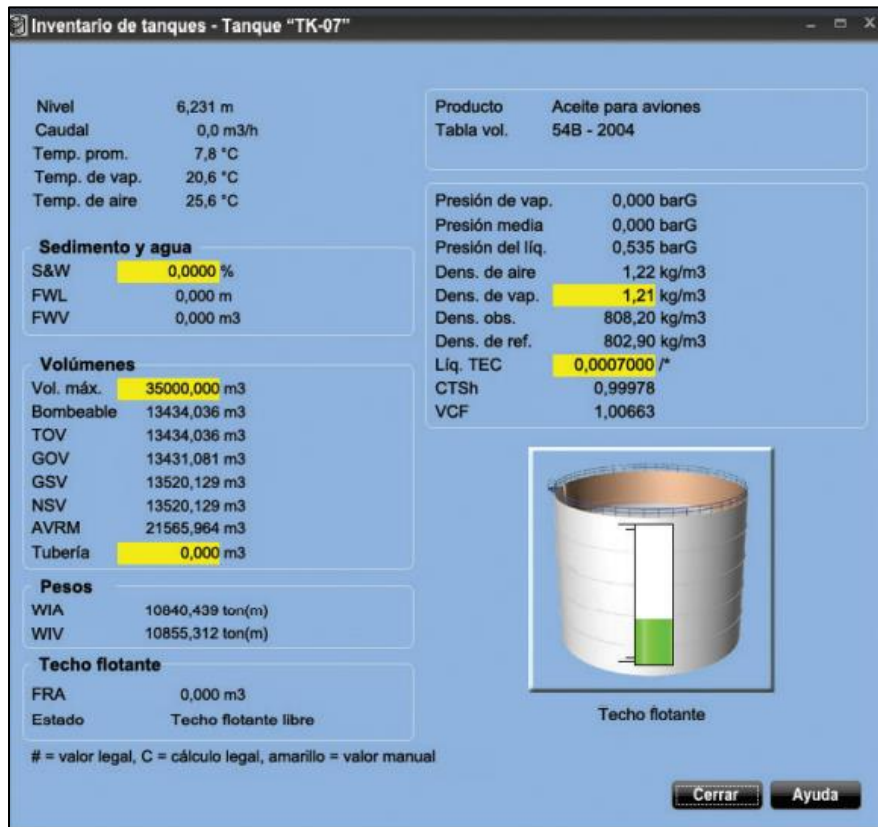
*Figura 40. Software de medición de tanques. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.*

El software exige una HMI integral y amigable construida para operadores de tanques de almacenamiento. La confiabilidad y la seguridad son propiedades clave de la HMI ya que juega un papel importante en las diferentes capas de seguridad operativa. La navegación entre las funciones y los tanques debe ser fácil y rápida. Los nuevos softwares también deben soportar los avances en la tecnología de automatización y la transformación digital, así como los cambios en la forma de trabajar que derivan de esto y muchos usuarios están empezando a implementar. Deben utilizar interfaces abiertas capaces de gestionar la transmisión de datos tanto hacia como desde otro software especializado a través de protocolos estandarizados. Deben ser multiplataforma y compatibles con múltiples dispositivos diferentes, como teléfonos inteligentes y tabletas, así como

con computadoras de oficina y servidores, independientemente de la marca y el sistema operativo. Los requisitos funcionales de un sistema de información de medición de tanques se pueden resumir de la siguiente manera:

- Pantalla de datos del tanque en tiempo real: Los operadores necesitan control total de las operaciones de los tanques de almacenamiento en todo momento. Los niveles y los índices de nivel deben mostrarse sin latencia.
- Cálculos de volumen y masa: El software de medición de tanques debe calcular de forma rápida y precisa los datos de inventario del tanque. Los cálculos de volumen deben respetar las normas API relevantes y otros estándares/métodos adecuados para diferentes líquidos a granel. El software debe ser capaz de manejar diferentes tipos de tablas de volumen (tablas de aforo) con un gran número de puntos de datos.
- Manejo de datos de laboratorio del producto: Es necesario utilizar datos del producto líquido de muestras de laboratorio como la densidad y el contenido de agua. El software debe tener la capacidad para utilizar datos ya sea a través del ingreso directo desde los sistemas de laboratorio o mediante la entrada manual del operador.





*Figura 41. Una ventana de información del tanque de una estación del operador Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.*

- Generación de informes: Generalmente, los líquidos a granel almacenados representan un valor sustancial y la evaluación de las necesidades de existencias debe informarse de forma precisa y a la frecuencia deseada. Los informes deben estar personalizados a los requisitos del usuario y presentarse a determinados puntos de tiempo. Algunos informes de ejemplo son los siguientes: Informes de inventario, informes de balance de masa, informes de turno e informes de registro de eventos. Los informes pueden almacenarse, imprimirse, enviarse por correo electrónico o enviarse a otro software a través de OPC u otros métodos de transmisión basados en redes.

- Manejo de alarmas: La medición de tanques es la primera capa de defensa contra los sobrellenos. La HMI debe ser capaz de proporcionar alarmas de operador si se alcanza cualquier nivel establecido o si se alcanzan otras variables. Se requieren tanto puntos fijos como ajustables. Las alarmas deben ser auditivas y visibles, y se deben poder distribuir a lo largo de la red de la planta, mediante correo electrónico y a teléfonos celulares. Las alarmas y los reconocimientos de alarmas también deben registrarse, almacenarse e informarse.
- Datos históricos: Los operadores deben ser capaces de acceder a datos históricos para un seguimiento confiable y para la revisión de eventos pasados. La presentación de datos debe realizarse en modos numéricos y gráficos. Incorporación e integración Los datos de tanques directos y derivados a través de incorporación y el enlace a otro software de oficinas y empresas.
- Gestión de usuarios: El software de gestión de la medición de tanques requiere un manejo adecuado de la gestión de usuarios. Debe proporcionarse el inicio y cierre de sesión de usuario, los derechos de acceso del usuario, el registro de dichos eventos y el reconocimiento de alarmas por razones de seguridad.
- Generación de informes: Generalmente, los líquidos a granel almacenados representan un valor sustancial y la evaluación de las necesidades de existencias debe informarse de forma precisa y a la frecuencia deseada. Los informes deben estar personalizados a los requisitos del usuario y presentarse a determinados puntos de tiempo. Algunos informes de ejemplo son los siguientes: Informes de inventario, informes de balance de masa, informes de turno e informes de registro de eventos. Los informes pueden almacenarse, imprimirse, enviarse

por correo electrónico o enviarse a otro software a través de OPC u otros métodos de transmisión basados en redes.

- Conectividad a otros sistemas: Además de la distribución de datos dentro del servidor de medición de tanques y sus clientes, los datos del tanque también deben ser fácilmente distribuibles a otros sistemas de alto nivel. La distribución de datos a través de un servidor web integrado permitirá la distribución de datos a clientes dentro y fuera de la red de la planta. Otra capacidad de comunicación importante es la conexión a sistemas de medición de tanques antiguos. En una planta grande como una refinería puede haber grupos de medidores de tanques de diferentes marcas. El software de medición de tanques debe tener la capacidad para comunicar y controlar dichos sistemas y convertirlos en una fuente de información de medición de tanques para todos los tanques de almacenamiento.

#### 3.4.4 Instrumentación y control relacionado

##### 3.4.4.1 Sistemas de control

Hoy en día las variables son un factor de suma importancia en la transformación de las materias primas en productos necesarios para la industria y el consumo, para llegar a controlar estas variables en el proceso intervienen diversidad de máquinas, equipos, etc.,

que realizan las operaciones del proceso. Los instrumentos se encargan de indicar la magnitud de las variables operacionales, transmitir hasta los controladores las señales eléctricas, accionar los elementos finales de control en el proceso y brindar seguridad operacional en el proceso.

Todo proceso industrial es inimaginable o dificultosamente realizable sin instrumentos y dicho proceso es controlado básicamente por tres tipos de elementos:

- Sensor/Transmisor: mide el valor de a variable controlada.
- Controlador: compara el valor medido por el sensor con el deseado. (set point)
- Elemento final de control: ajusta la variable manipulada, que tiene efecto directo sobre el proceso y la variable controlada, hasta obtener el valor deseado.

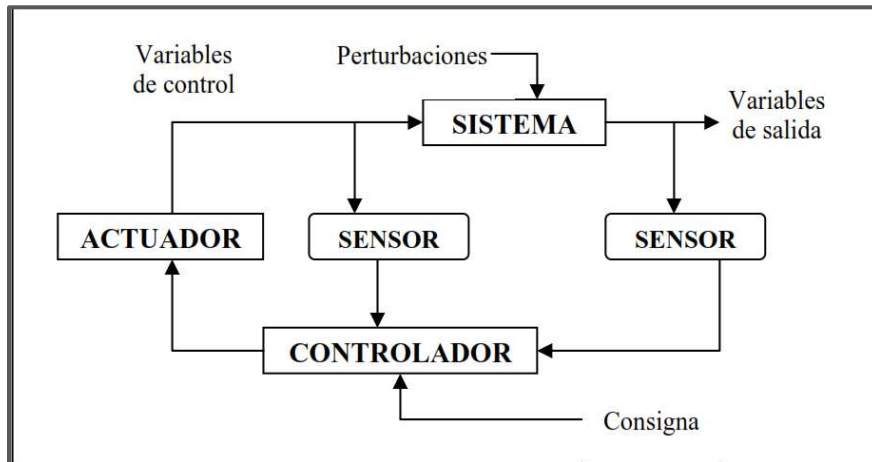


Figura 42. Esquema general de un sistema de control. Fuente: Emerson, 2021.

#### 3.4.4.2 Sistema SCADA

SCADA, acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de datos) es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo y permite su gestión e intervención.

La realimentación, también denominada retroalimentación o feedback es, en una organización proceso de compartir observaciones, preocupaciones y sugerencias, con la intención de recabar información a nivel individual o colectivo para mejorar o modificar diversos aspectos del

funcionamiento de una organización.

La realimentación tiene que ser bidireccional de modo que la mejora continua sea posible en el escalafón jerárquico de arriba para abajo y de abajo para arriba el comportamiento dinámico del sistema. Los ejemplos de la realimentación se pueden encontrar en la mayoría de los sistemas complejos tales como ingeniería, arquitectura, economía sociología y biología.

Un sistema SCADA incluye un hardware de señal de entrada y salida controladores interfaz hombre- máquina redes, comunicaciones, base de dato y software.

El término SCADA usualmente se refiere a un sistema central que monitoriza Y controla un sitio completo o una parte de un sitio que nos interesa controlar (el control puede ser sobre máquinas en general, depósitos, bombas).

Para la instalación de un SCADA sea perfectamente aprovechada debe cumplir varios objetivos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta capaces de adaptarse según la necesidad de la empresa.
- Deben comunicarse con facilidad al usuario con el equipo de planta y el resto de empresa redes locales y de gestión
- Deben ser programas sencillos de instalar sin excesivas exigencias de hardware. También tienen que ser de utilización fácil.

Para desarrollar el sistema es cada es necesario IDE en el cual diseñar entre otras cosas:

- El aspecto que va a tener el SCADA
- Las funciones y eventos que debe ejecutar cuando se interactúa con el interfaz HMI.
- Las operaciones y cálculos que debes realizar con los datos adquiridos.

### 3.4.4.3 Sistema DCS

Un sistema de Control Distribuido o SCD, más conocido por sus siglas en inglés DCS (Distributed Control System), es un sistema de control aplicado a procesos industriales complejos en las grandes industrias como petroquímicas, papeleras, metalúrgicas, centrales de generación, plantas de tratamiento de aguas incineradoras o la industria farmacéutica.

Los primeros DCS datan de 1975 y controlaban procesos de hasta 5000 señales. Las capacidades actuales de un DCS pueden llegar hasta las 250.000 señales.

Los DCS trabajan con una sola base de datos integrada para todas las señales variables, objetos gráficos, alarmas y eventos del sistema. En los DCS la herramienta de ingeniería para programar el sistema es sólo una y opera de forma centralizada para desarrollar la lógica de sus controladores o los objetos gráficos de la monitorización. Desde este puesto de ingeniería se cargan los programas de forma transparente a los equipos del sistema.

La plataforma de programación de multi-usuario de forma que varios programadores pueden trabajar simultáneamente sobre el sistema de forma segura sin conflictos de versiones. Todos los equipos del sistema (ordenadores, servidores, controladores) están sincronizados contra un mismo reloj patrón, de forma que todas las medidas, alarmas y eventos tienen una misma marca de tiempo.

El software de control DCS dispone de herramientas para la gestión de la información de planta integrándola verticalmente hacia la cadena de toma de decisiones y otros sistemas ubicados más arriba en la jerarquía de la producción.

Un DCS aborda la complejidad de los procesos industriales dividiendo en 4 niveles funcionales su alcance.

Nivel de operación. Estos niveles de interacción del sistema con los operadores de la planta y eso dónde se encuentra los sistemas de información para la monitorización del proceso y adquisición de la información en tiempo real, que se almacena en la base de datos transformándola en datos históricos para análisis posteriores. Este nivel de gestión además el intercambio de información con otros sistemas de mantenimiento y planificación de la producción.

Nivel de control. En un DCS la responsabilidad del control de las diferentes partes funcionales del proceso se asigna a varios controladores locales distribuidos por la instalación en lugar de centralizar estas funciones en un solo punto los controladores están conectados entre sí con las estaciones de preparación o mediante redes de comunicación.

Nivel módulos de Entrada /Salida. Los módulos de entradas salidas para señales cableadas se distribuyen por la instalación es lo que se denomina periferia descentralizada esto ahorra tiradas de cables de señal aproximando la electrónica del control hasta los elementos de campo.

Nivel de elementos de campo. Desde el año 2000 ido creciendo la necesidad de integrar directamente los instrumentos y los actuadores de los buses de campo del SD de forma que estos equipos son en realidad una extensión natural del nivel anterior.

Estos equipos permiten funcionalidades adicionales como gestionar su mantenimiento y configurar sus parámetros de comportamiento de forma remota de este nivel de operación los instrumentos de este nivel deben ser compatibles con el bus de campo elegido.

#### 3.4.4.4 Controladores

Un sistema de control puede ser representado gráficamente por un diagrama de bloques, tales diagramas de bloques indican la interrelación existente entre los distintos componentes del sistema.

En un diagrama de bloques, todas las variables del sistema se enlazan entre sí por medio de bloques funcionales. El bloque funcional, o simplemente bloque, es un símbolo de la operación matemática que el sistema produce a la salida sobre la señal de entrada. Una flecha hacia adentro del bloque indica la entrada y la que se aleja del bloque indica la salida. Debe notarse que la magnitud de la señal de salida del bloque será la señal de entrada multiplicada por la función de transferencia del bloque. Un componente importante dentro de un diagrama de bloques es el denominado punto de suma. Su símbolo, un círculo con una cruz, indica la operación suma. El signo “+” ó “-“ expresa si la señal ha de sumarse o restarse.

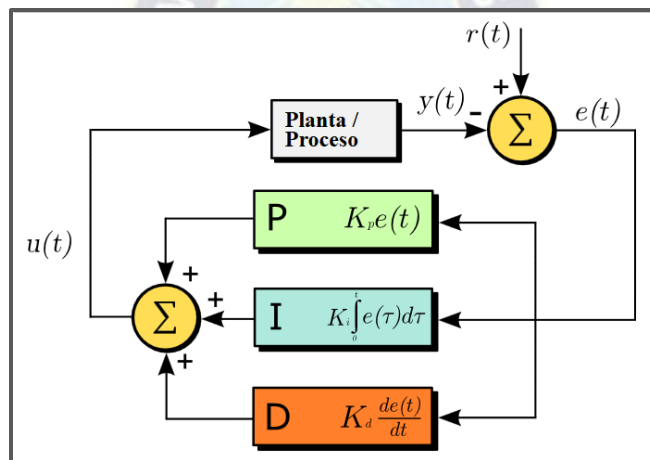


Figura 43. Tipos de controladores. Fuente: Emerson, 2020.

### 3.5 EQUIPOS ULTRASÓNICOS

#### 3.5.1 Caudalímetros ultrasónicos

En los últimos años, la industria hidrocarburífera (Gas), los caudalímetros sónicos tienen una gran aceptación en las mediciones de los niveles de fluidos en los gasoductos de gas natural, por su precisión, por no contener partes móviles, repetitividad y por permitir una medición



bidireccional (IMCO, 2018).

### 3.5.2 Sensores ultrasónicos.

Los sensores ultrasónicos están integrados a la industria hidrocarburífera por su bajo costo en el mercado en comparación con los demás sistemas de mediciones, además de no contener partes móviles y de poseer la habilidad de realizar las mediciones sin tener contacto con el fluido, por sus características, los sensores ultrasónicos son de mayor interés al momento de seleccionar un mecanismo de medición automático capaz de garantizar viabilidad y confiabilidad cuando se realizan las respectivas mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran depositados en los tanques de almacenamientos (IMCO, 2018).

#### 3.5.2.1 Principio de medición-Sensor Ultrasónico.

El principio de medición de los sensores ultrasónicos se basa en la medición por radar, que utilizan el método de procesamiento de señales de onda continua de frecuencia modulada (FMCW).

##### 3.5.2.1.1 Clasificación de los sensores de nivel ultrasónicos

Los sensores ultrasónicos están clasificados en dos grupos que son:

- Compactos.
- Remotos (Controlador y sensor).

##### 3.5.2.1.2 Sensores de nivel ultrasónicos compactos

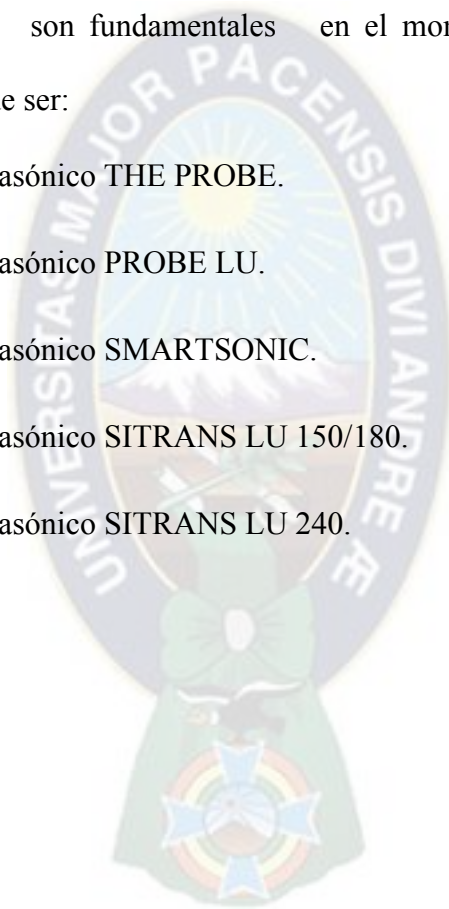
Los sensores ultrasónicos compactos son aquellos que están diseñados de una sola pieza, es decir que contienen el transmisor y el transductor acoplados en una sola carcasa, existen diferentes

tipos de sensores que dependen de las siguientes características:

- Calidad.
- Empresa diseñadora.
- Actualizaciones.

Estos tres parámetros son fundamentales en el momento de seleccionar el sensor ultrasónico adecuado que puede ser:

- Sensor de nivel ultrasónico THE PROBE.
- Sensor de nivel ultrasónico PROBE LU.
- Sensor de nivel ultrasónico SMARTSONIC.
- Sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 150/180.
- Sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240.



## CAPITULO IV – APLICACIÓN PRACTICA

### 4.1 REFINERIA GUILLERMO ELDER BELL

#### 4.1.1 Historia

La refinería “Guillermo Elder Bell”, cuyo nombre le deb al pionero de la industria petrolera en Bolivia. La construcción de este complejo de refinación comenzó en 1975 y en su primera etapa de operaciones (1978) tenía una capacidad nominal de producción de 15.000 barriles por día (BDP), que después fue ampliada a 20.000 BDP en 1993.

Empezó a funcionar en 1979. Su capacidad es de 15.911 barriles/día de crudo. Abastece de gas licuado, gasolina, kerosene, jet fuel, diésel, fuel oil a los mercados de Santa Cruz y Tarija. Desde Camiri atiende a las demandas hidrocarburíferas de los distritos sureños.

El 1 de diciembre de 1999, en el marco de la política de privatización del gobierno de Bolivia, se firmó el contrato de transferencia de las refinerías “Gualberto Villarroel” y “Guillermo Elder Bell” con la sociedad entre PETROBRAS y la empresa argentina PEREZ COMPANC, creándose la “Empresa Boliviana de Refinación S.A.”.

#### 4.1.2 Ubicación

La refinería "Guillermo Elder Bell" ubicada en Palmasola a 12 kilómetros de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, es una de las dos refinerías de YPFB Refinación S.A.

#### 4.1.3 Capacidad

La refinería Guillermo Elder Bell cuenta con una capacidad de proceso de 24.000 BPD, está conformada por las unidades de crudo del Área 301 y el Área 300, dos plantas de Reformación

Catalítica que procesan un total de 6.400 BPD y una Unidad de Isomerización de 6.000 BPD, contribuyendo al desarrollo nacional con la producción de gasolinas y diésel oíl, entre otros productos de importancia estratégica.

#### 4.1.3.1 Unidades

- Planta de carburantes
- Servicios técnicos

#### 4.1.4 Funcionamiento

Las actividades desarrolladas por el personal técnico de la ANH se ejecutan conforme procedimientos y registros aprobados bajo la certificación ISO9001:2015 y en el marco de Gestión de Calidad que certifica todos los procesos de la institución.

La refinería Guillermo Elder Bell está certificada bajo normas ISO 9001: 2008 de calidad; ISO 1401:2004 del medio ambiente y OHSAS 18001:2007 de seguridad, medio ambiente y salud ocupacional. TRABAJO DE INVESTIGACION CIENTIFICA Cuenta con la acreditación de su laboratorio bajo la norma ISO/IEC: 17025:2005. Esta refinería lleva el nombre del pionero de la industria petrolera en Bolivia: Guillermo Elder Bell. Actualmente la refinería produce los siguientes derivados:

- Productos principales
- Gasolina Especial.
- Gasolina Premium.
- Diesel Oíl.
- Jet Fuel.

- Crudo Reducido.
- Gas Licuado de Petróleo.
- Kerosén, entre otros.
- Productos secundarios
- Crudo reconstituido (RECON “B”)



*Figura 44. Refinería Guillermo Elder Bell. Fuente: [ypfb-andina.com.bo](http://ypfb-andina.com.bo)*

#### 4.1.5 Unidad de almacenamiento de la refinería

*Tabla 3. Datos de los tanques de almacenamiento de la refinería.*

PRODUCTO	TK	CAPACIDAD NOMINAL (M3)	CARGA MUERTA (M3)
Petróleo crudo	TK-10002	16000	1500
Petróleo crudo	TK-2900	16000	1500
Petróleo crudo	TK-2901	16000	1500
Crudo Reconstituido (B)	TK-2913	9000	300
Gasolina Especial	TK-2912	9000	300
Gasolina Especial	TK-2915	4000	150
Gasolina Especial	TK-2916	4000	150
Gasolina Premium	TK-2938	700	20
Jet Fuel	TK-2920	6000	200
Jet Fuel	TK-2927	1800	70
Jet Fuel	TK-2928	1800	70
Diesel Oil	TK-2918	9000	300
Diesel Oil	TK-2919	9000	300
Gas Licuado de Petroleo	TK-2934	700	30
Gas Licuado de Petroleo	TK-2947	700	30

Elaboracion propia, basada en la ficha técnica de la REFINERIA GULLERMO ELDER BELL.

##### 4.1.5.1 Unidad de almacenamiento de crudo

Será en esta unidad donde se desea aplicar el dispositivo de medición por radar.

*Tabla 4. Datos de los tanques de almacenamiento de crudo.*

PRODUCTO	TK	CAPACIDAD NOMINAL (M3)	CARGA MUERTA (M3)
Petroleo crudo	TK-10002	16000	1500
Petroleo crudo	TK-2900	16000	1500
Petroleo crudo	TK-2901	16000	1500

Elaboracion propia, basada en la ficha técnica de la REFINERIA GULLERMO ELDER BELL.

#### 4.1.5.1.1 Datos de los tanques de crudo de la Refinería Guillermo Elder Bell

*Tabla 5. Datos del tanque de crudo*

Temperatura	298,1 K
Presión	1,00 atm
Flujo molar (crudo)	33,40 kg mol/h
Altura	14,46 m
Diámetro interno	36,58 m

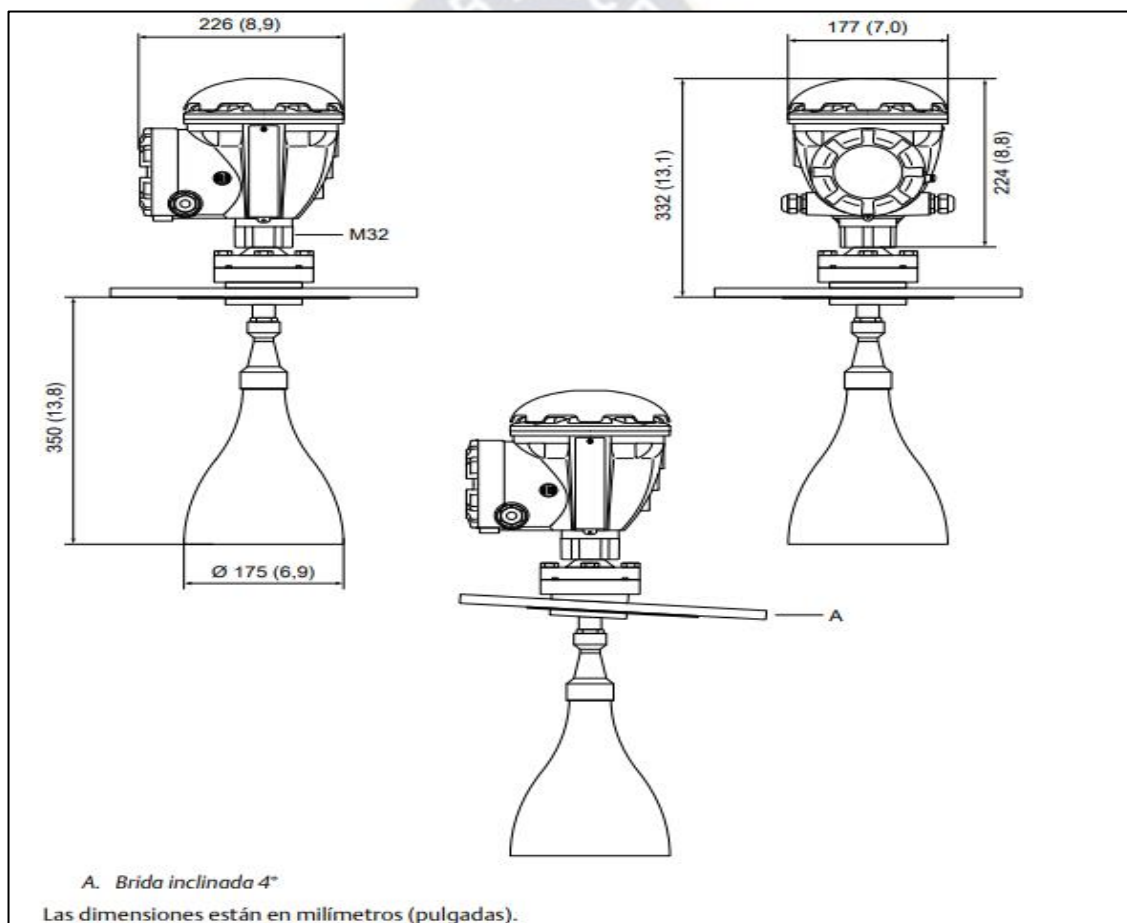
Elaboracion propia, basada en la ficha técnica de la REFINERIA GULLERMO ELDER BELL.

## 4.2 DISPOSITIVO DE MEDICION - MEDIDOR DE NIVEL POR RADAR ROSEMOUNT 5900S CON ANTENA DE BOCINA

El Rosemount 5900S con antena de bocina es un medidor de nivel por radar sin contacto. Está diseñado para una instalación sencilla en tanques con techos fijos y boquillas más pequeñas, menores que 200 mm (8 pulg.).

- Mide distintos productos excepto asfalto o elementos similares, para los cuales se requiere una antena parabólica
- Precisión de transferencia de custodia de acuerdo con OIML R85:2008

- Certificación para SIL 2 y SIL 3 de acuerdo con IEC 61508
- Funcionalidad 2 en 1 disponible para medición de nivel redundante
- Comunicación a través de Tankbus de bajo voltaje de 2 hilos para una instalación sencilla y segura
- Instalación normalmente con el depósito en funcionamiento.



**Figura 45. Dimensiones para Rosemount 5900S con antena de bocina. Fuente: Emerson.com**



#### 4.2.1 Información general del sistema de medición de tanques

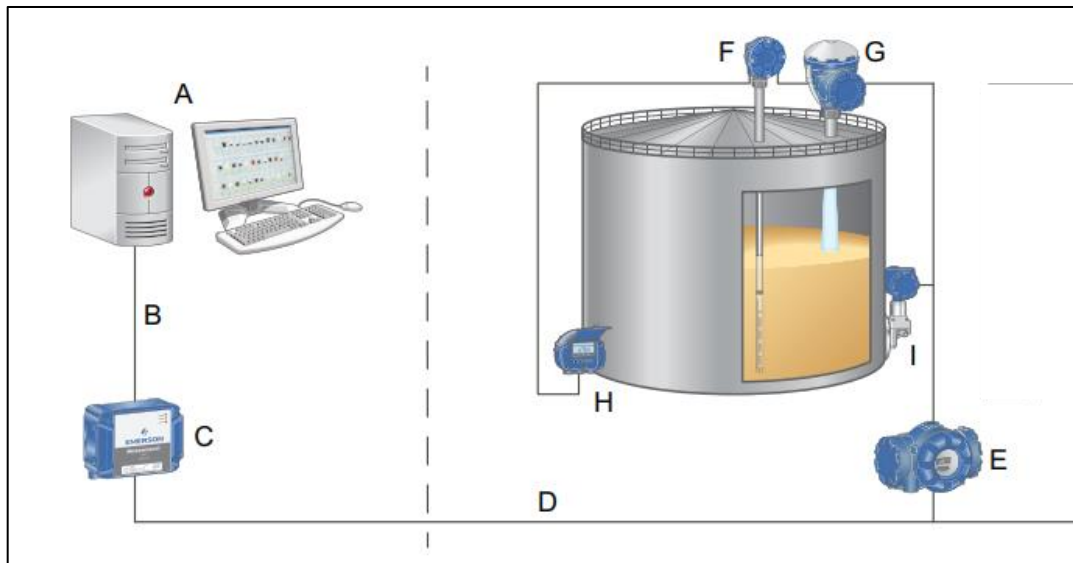


Figura 46. Sistema de medición de tanque. Fuente: Emerson.com

**A:** PC TankMaster

**B:** Modbus® RTU/TCP

**C:** Hub de sistemas Rosemount 2460

**D:** Tankbus

**E:** Concentrador del tanque Rosemount 2410

**F:** Transmisor de temperatura de múltiples entradas Rosemount 2240S con sensor de temperatura de múltiples puntos y nivel de agua Rosemount 765

**G:** Medidor de nivel por radar Rosemount 5900S

**H:** Pantalla gráfica de campo Rosemount 2230

**I:** Transmisor de presión Rosemount 3051S

- **Rosemount TankMaster** es un paquete potente de software de manejo de inventario que usa Windows y que es fácil de usar. Rosemount TankMaster recopila en tiempo real, datos de medición de tanques como nivel, temperatura, nivel de interfaz del agua y presión. Calcula automáticamente el volumen y la masa para el inventario y la transferencia de custodia para tanques de almacenamiento de líquidos a granel. Proporciona al operador una descripción general, configuración, ajustes y servicio para los sistemas de medición de tanques Rosemount.
- **El módulo Modbus Express** ofrece asignaciones predefinidas de Modbus a dispositivo para una variedad de dispositivos para optimizar y simplificar la configuración y eliminar errores de comunicación y configuraciones incorrectas de dispositivos. Las direcciones de registro están preestablecidas en el módulo y los dispositivos se pueden seleccionar usando etiquetas familiares.
- **El Concentrador de sistemas Rosemount 2460** transfiere datos de la medición de tanques en tiempo real desde los dispositivos de campo hasta el software de gestión de inventario TankMaster y/o a un sistema Host/SCD. Tiene ocho puertos configurables para la comunicación del host o del dispositivo de campo. El Rosemount 2460 admite la redundancia del sistema y la emulación de dispositivos de otros proveedores.
- **Rosemount 2410 Concentrador de tanques** maneja la comunicación de datos entre los dispositivos de campo y la sala de control y está disponible en dos versiones para uno o varios tanques. Las opciones de comunicación con la sala de control incluyen Modbus, IEC 62591 y emulación de protocolos de otros proveedores. El Rosemount 2410 también proporciona alimentación a los dispositivos de campo Rosemount por medio del Tankbus

intrínsecamente seguro según FISCO.

- **El transmisor de temperatura de múltiples entradas Rosemount 2240S** proporciona una medición de temperatura en múltiples puntos en los tanques de almacenamiento de líquidos. Se utiliza para calcular la temperatura promedio del líquido y corrige la estratificación. El Rosemount 2240S está aprobado para aplicaciones exigentes de transferencia de custodia, que requieren mediciones muy precisas de nivel y temperatura para los cálculos de volumen neto estándar. Cuenta con una muy elevada precisión de conversión de temperaturas de  $\pm 0,05$  °C ( $\pm 0,09$  °F). El diseño resistente con certificaciones IP 66/67 y NEMA® 4X lo hace adecuado para la instalación en ambientes difíciles.
- **El Rosemount 5900S** es un medidor de nivel por radar sin contacto de calidad superior, adecuado para terminales de tanques y refinerías. Se integra en un sistema de medición de alto rendimiento en tanques, lo que incluye la medición de temperatura promedio, nivel de agua libre, presión y volúmenes netos conforme a las normas API. Consulte también la hoja de datos del sistema (SDS) de medición de tanques Rosemount. Los datos se muestran de manera local y en una computadora host o a través del software de inventario Rosemount TankMaster™ en la sala de control.
- **La Rosemount 2230 una pantalla gráfica** diseñada para visualizar datos del tanque en ambientes adversos. Incluye contraste del LCD ajustable, retroiluminación, soporte para varios idiomas e indicaciones de fallos de comunicación. Las cuatro teclas programables permiten navegar a través de los diferentes menús y seleccionar distintas funciones para visualizar datos del tanque y realizar tareas de servicio.
- **Transmisor de presión Rosemount 3051S** transmisor de presión Coplanar, transmisor de

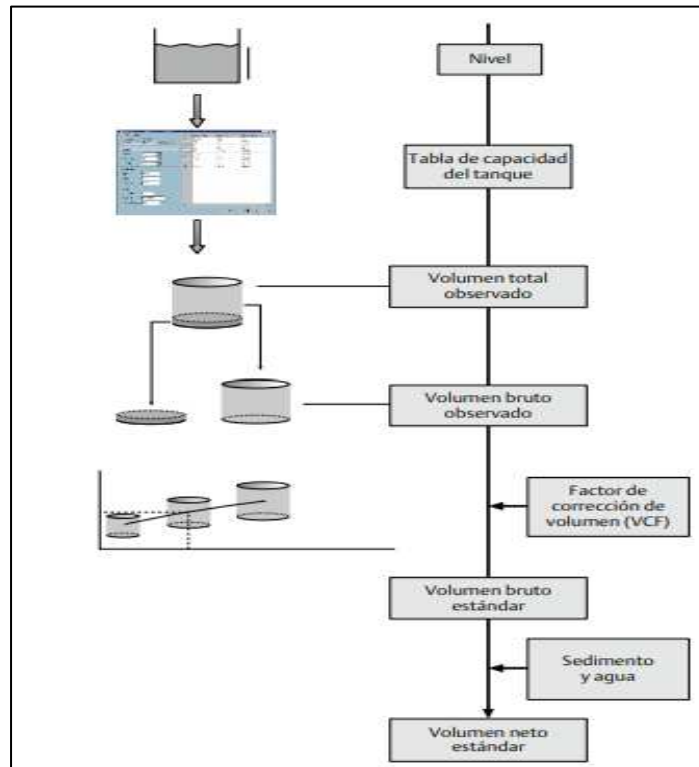
presión para medición de nivel de líquido Para obtener información completa, consultar la hoja de datos del producto del Rosemount 3051S (número de documento 00813-0100-4801). Especificaciones de funcionamiento Exactitud de referencia Transmisor de presión Coplanar: hasta  $\pm 0,025\%$  del span para la versión ultra, hasta  $\pm 0,035\%$  del span para la versión clásica. Transmisor de presión para medición de nivel de líquido: hasta  $\pm 0,055\%$  del span para la versión ultra, hasta  $\pm 0,065\%$  del span para la versión clásica.

### 4.3 EVALUACION DE MASA Y VOLUMEN

Los datos de medición de un sistema de medición de tanques tienen un papel importante para el funcionamiento tanto de refinerías como de terminales en la industria del petróleo. Según el tipo de operación, se realizan varios cálculos que, en gran medida, han sido estandarizados dentro de la industria (La guía del ingeniero para la medición de tanques,2021).

#### 4.3.1 Evaluación de volumen.

El calculo de volumenes es central y este procedimiento se describe en la siguiente figura:



**Figura 47. Evaluación de volumen. Fuente: La guía del ingeniero para la medición de tanques, 2021.**

#### 4.3.1.1 Volumen total observado (TOV)

El valor de medición del medidor de nivel es un valor que se calcula dentro del medidor de nivel. Cuando se calcula en valor, es posible que se hayan aplicado correcciones tanto por cambios de altura de referencia debido a tensión mecánica estática como por expansión/contracción de temperatura. Este valor de nivel corregido se ingresa en lo que se denomina Tabla de capacidad del tanque (TCT), también llamada Tabla de aforo. La TCT convierte el valor de nivel a un valor de volumen generalmente denominado volumen total observado (TOV). Dado que la TCT solo es válida para determinadas temperaturas, también se debe aplicar una corrección para permitir la expansión/contracción de la pared del tanque debido a la influencia de la temperatura del producto y la temperatura ambiente. API ha indicado que la temperatura de la pared del tanque de la pared

para tanques no aislados debe calcularse de la siguiente manera:

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

T: temperatura

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

$$TCT_{devolumen\ corregida} = TCT_{devolumen} \times (1 + \Delta T \times 0.00002) \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

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

TCT= Tabla de capacidad del tanque

*Tabla 6. Tabla de capacidad del tanque.*

COMPAÑÍA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA  
TANQUE DE LPG N°: 10 (NOV 1994)

Inmersion [mm]	Volumen [litros]	Incremento [1/mm]	Inmersion [mm]	Volumen [litros]	Incremento [1/mm]	Inmersion [mm]	Volumen [litros]	Incremento [1/mm]
			100	12,062	81,8	200	19,811	87,2
			110	12,813	75,1	210	20,705	89,4
			120	13,488	67,4	220	21,619	91,4
30	7,374	45,0	130	14,190	70,3	230	22,554	93,5
40	7,873	49,9	140	14,920	73,0	240	23,508	95,4
50	8,438	56,5	150	15,675	75,5	250	24,482	97,4
60	9,063	62,5	160	16,456	78,0	260	25,474	99,2
70	9,741	67,8	170	17,260	80,5	270	26,409	93,5
80	10,470	72,8	180	18,088	82,8	280	27,360	95,1
90	11,244	77,5	190	18,939	85,0	290	28,328	96,8

Elaboracion propia, basada compañía de almacenamiento de energia

#### 4.3.1.2 Volumen bruto observado (GOV).

El siguiente paso del cálculo es el volumen bruto observado, que incluye la resta de cualquier volumen de agua libre (FWV) del fondo del tanque. El nivel de agua libre se mide ya sea manualmente mediante una inmersión manual o automáticamente con una sonda de medición de nivel de agua libre (FWL) conectada al sistema del medidor de nivel. El valor proveniente de esta sonda o el valor del nivel de agua libre que se ingresó manualmente se ingresa en la TCT, y el valor de FWV se resta del TOV ( La guía del ingeniero para la medición de tanques,2021).

#### 4.3.1.3 Volumen bruto estándar (GSV).

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

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

$$GSV = GOV \times VCF \quad \text{Ecuación (3)}$$

También se utilizan las tablas API, principalmente en algunos países de Sudamérica, que se basan en gravedad específica (peso específico) y temperatura corregida a 20 °C.

#### 4.3.1.4 Volumen neto estándar (NSV)

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

$$NSV = GSV - BS\&W \times GSV \quad \text{Ecuación (4)}$$

#### 4.4 SISTEMAS DE CONTROL

En controles industriales es muy común encontrar los siguientes 5 tipos de reguladores:

- Dos posiciones (ON-OFF).
- Proporcional (P).
- Proporcional-Integral (PI).
- Proporcional-Derivativo (PD).
- Proporcional Integral Derivativo (PID).

##### **Control Proporcional.**

La función de transferencia entre la salida del controlador  $u(t)$  y la señal de error  $e(t)$  es:

$$\frac{U_S}{E_S} = K_P \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde  $K_P$  se denomina ganancia proporcional.



Otro parámetro importante en la acción de este controlador, es la denominada banda proporcional que expresa que tan grande será la acción de control ante una señal de error en la entrada, y es igual a:

$$B_P = \frac{1}{K_P} \quad \text{Ecuación (6)}$$

### **Control Proporcional – Integral.**

El valor de salida del controlador proporcional varía en razón proporcional al tiempo en que ha permanecido el error y la magnitud del mismo, su función de transferencia es:

$$\frac{U_S}{E_S} = K_P \left( 1 + \frac{1}{T_{NS}} \right) \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde  $T_N$  se denomina tiempo de acción integral. Ambos valores son ajustables. El tiempo integral regula la velocidad de acción de control, mientras que una modificación en  $K_P$  afecta tanto a la parte integral como a la parte proporcional de la acción de control.

### **Control Proporcional – Derivativo.**

Por lo general, una gran pendiente en  $e(t)$  en un sistema lineal correspondiente a una entrada escalón considerable produce un gran sobre impulso en la variable controlada. El control derivativo mide la pendiente instantánea de  $e(t)$ , prediciendo que tan grande será el sobre impulso aplicando las correcciones apropiadas antes de que se presente ese sobre impulso. La función de transferencia del control PD es:

$$\frac{U_S}{E_S} = K_P (1 + T_V s) \quad \text{Ecuación (8)}$$

Donde  $T_V$  se denomina duración predicha.

### Control Proporcional – Integral – Derivativo.

Esta combinación tiene la ventaja de que cada una de las tres acciones de control son individuales. La función de transferencia es:

$$\frac{U_S}{E_S} = K_P \left( 1 + \frac{1}{T_{NS}} + T_V S \right) \quad \text{Ecuación (9)}$$

#### 4.5 CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO PARA LA MEDICION MANUAL

Utilizando la cinta de sonda manual:

*Tabla 7. Medidas tomadas con la sonda manual*

Número de medida	Nivel del fluido [m]
1	8,25
2	8,19
3	8,22
4	8,24
5	8,25

Elaboración propia

Con la ecuación de la media aritmética:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} = \sum_{i=1}^n X_i \quad \text{Ecuación (10)}$$

Reemplazando a la ecuación (10):

$$\bar{X} = \frac{8,25 \text{ m} + 8,19 \text{ m} + 8,22 \text{ m} + 8,24 \text{ m} + 8,25 \text{ m}}{5} = 8,23 \text{ m}$$

$$\bar{X} = 8,23 \text{ m}$$

Con la ecuación de error absoluto:

$$E = |\bar{X} - X_i| \quad \text{Ecuación (11)}$$

Utilizando la ecuación (11):

*Tabla8. Error absoluto de cada medida*

Número de medida	Nivel del fluido [m]	Error absoluto [m]
1	8,25	0,02
2	8,19	0,04
3	8,22	0,01
4	8,24	0,01
5	8,25	0,02

Elaboración propia

Con la ecuación (10) sacamos la media aritmética para los valores calculados anteriormente:

$$\bar{X} = \frac{0,02 \text{ m} + 0,04 \text{ m} + 0,01 \text{ m} + 0,01 \text{ m} + 0,02 \text{ m}}{5} = 0,02 \text{ m}$$

$$\bar{X} = 0,02 \text{ m}$$

Por definición, comparando el error absoluto con la precisión del instrumento de medida mencionado en la parte teórica, se debe tomar el valor más alto entre estos valores:

Precisión de la sonda de medición = 0,024 m ✓

Media aritmética del error absoluto = 0,02 m

Entonces se representa de la siguiente forma:

$$\bar{X} \pm E = 8,23 \pm 0,024 \text{ m}$$

Con la ecuación de error relativo:

$$\varepsilon = \frac{E}{\bar{x}} * 100\% \quad \text{Ecuación (12)}$$

Reemplazando en la ecuación (12):

$$\varepsilon = \frac{0,024}{8,23} * 100\% = 0,29\%$$

$$\varepsilon = 0,29\%$$

#### 4.6 CALCULO DEL ERROR RELATIVO PARA LA MEDICION DE NIVEL POR RADAR

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

Utilizando el radar:

**Tabla 9. Medidas tomadas por el medidor por radar**

Número de medida	Nivel del fluido [m]
1	8,26
2	8,25
3	8,25
4	8,25
5	8,25

Elaboración propia

Con la ecuación (10) de la media aritmética:

$$\bar{X} = \frac{8,26 \text{ m} + 8,25 \text{ m} + 8,25 \text{ m} + 8,25 \text{ m} + 8,25 \text{ m}}{5} = 8,25 \text{ m}$$

$$\bar{X} = 8,25 \text{ m}$$

Utilizando la ecuación (11):

**Tabla10. Error absoluto de cada medida**

Número de medida	Nivel del fluido [m]	Error absoluto [m]
1	8,26	0,01
2	8,25	0
3	8,25	0
4	8,25	0
5	8,25	0

Elaboración propia

Con la ecuación (13) sacamos la media aritmética para los valores calculados anteriormente:

$$\bar{X} = \frac{0,01 m + 0 m + 0 m + 0 m + 0 m}{5} = 0,002m$$

$$\bar{X} = 0,002m$$

Por definición, comparando el error absoluto con la precisión del instrumento de medida mencionado en la parte teórica, se debe tomar el valor más alto entre estos valores:

Precisión del medidor por radar = 0,002 m ✓

Media aritmética del error absoluto = 0,002 m

Entonces se representa de la siguiente forma:

$$\bar{X} \pm E = 8,25 \pm 0,002 m$$

Con la ecuación (12) de error relativo

$$\varepsilon = \frac{0,002}{8,25} * 100\% = 0,02\%$$

$$\varepsilon = 0,02\%$$

#### 4.7 COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE AMBOS INSTRUMENTOS DE MEDICION DE NIVEL

- Observamos el valor del error relativo por medición manual:

$$\varepsilon = 0,29\%$$

- Observamos el valor del error relativo con el medidor por radar:

$$\varepsilon = 0,02\%$$

Llegando a la conclusión que el error relativo por medición con radar es mucho menor que el valor del error relativo por medición manual, lo que demuestra la eficacia de dicho instrumento automatizado.



## CAPITULO V – ANALISIS DE COSTOS

El propósito de este capítulo es realizar un análisis de costos para para implementar un sistema de medición, está basado en los análisis de costos del Medidor de nivel por radar Rosemount 5900S con antena de bocina.

### 5.1 VALOR ESTIMADO DE LA INVERSION

Previa la puesta en marcha de proyecto se obtendrá una estimación aproximada de la inversión, el cual contemplará en las siguientes tablas. Los datos en cuestión se obtendrán mediante cotizaciones y una estimación cercana a la realidad.

*Tabla 11. Costo de Inversion - Sistema de medición*

ítem	Cantidad	Unidad de medida	Descripción	Precio unitario [\$/pieza]	Precio total [\\$]	Precio total [Bs]
1	3	Pieza	PC TankMaster	1578,72	4736,16	32774,23
2	3	Pieza	Modbus® RTU/TCP	1774,44	5323,32	36837,37
3	3	Pieza	Hub de sistemas Rosemount 2460	1973,40	5920,2	40967,78
4	3	Pieza	Tankbus	2593,45	7780,35	53840,02
5	3	Pieza	Concentrador del tanque Rosemount 2410	1885,20	5655,6	39136,75
6	3	Pieza	Transmisor de temperatura de múltiples entradas Rosemount 2240S con sensor de temperatura	1658,60	4975,8	34432,54
7	3	Pieza	Medidor de nivel por radar Rosemount 5900S	55000,00	165000	1141800
8	3	Pieza	Pantalla gráfica de campo Rosemount 2230	1787,45	5362,35	37107,46
9	3	Pieza	Transmisor de presión Rosemount 3051S	1580,30	4740,9	32807,03
SUBTOTAL					209494,68	1449703,19
Transporte aéreo					122103,92	844959,13
TOTAL					331598,6	2294662,31

Elaboración propia



La Tabla N° 11 muestra que se requiere Bs. 2294662,31 para el sistema de medición en el presente proyecto.

Para la estimación de costos de mano de obra para la instalación y montaje del sistema de transporte se toma en cuenta la mano de obra semi-calificada y calificada. Cabe recalcar que el presente proyecto tendrá un tiempo de 3 meses para su instalación, donde dicho periodo es corto debido a la instalación de los medidores por radar.

**Tabla 12. Costo de inversion- Mano de obra**

ítem	Cantidad	Mano de obra	Tiempo de trabajo [días]	Precio unitario [Bs./día]	Costo total [Bs]	Costo total [€]
<b>Mano de obra semi-calificada</b>						
1	3	Ayudante de campo	63	550,44	104033,16	15033,69
2	3	Ayudante de montador de línea	63	550,44	104033,16	15033,69
3	3	Ayudante de soldador	63	550,44	104033,16	15033,69
4	1	Capataz	63	1100,88	69355,44	10022,46
5	6	Operador del cableado	63	917,4	346777,2	50112,31
<b>Mano de obra calificada</b>						
6	1	Ingeniero de obra	63	2293,5	144490,5	20880,13
7	1	Administrador	63	1651,32	104033,16	15033,69
8	1	Planificación y control	63	1450	91350	13200,87
9	1	Inspector de seguridad	63	1192,62	75135,06	10857,67
10	1	Inspector de soldadura	63	2000	126000	18208,09
<b>Sub Total</b>					<b>1269240,84</b>	<b>183416,31</b>
Cargos sociales					634754,65	91727,55
Impuestos IVA					165001,31	23844,12
<b>TOTAL</b>					<b>2068996,8</b>	<b>298987,98</b>

Elaboración propia

La Tabla N° 12 muestra que se requiere Bs. 2068996,8 para la mano de obra en el presente proyecto.

La Tabla N° 13 muestra las tarifas de operación y mantenimiento para los distintos sistemas.

**Tabla13. tarifario de gastos y de mantenimiento de sistemas**

Caracterización	Valor de referencia	Unidad de medida
Sistema de cableado	1,335	\$/Km
Sistema de <b>recalibración</b>	1,886	\$/año
Caso completo con interferencias	4,086	\$/km

Elaboración propia

Para el presente proyecto se utilizará una tarifa de 1.886 \$/año, debido a que se realizará una interconexión con la línea troncal, la cual ya posee un sistema que debe ser recalibrado.

Por lo tanto, el sistema tendrá gastos operativos y de mantenimiento de Bs. 116988.61.

## 5.2 RESUMEN DE INVERSIONES REQUERIDAS

Con los resultados de los costos de inversión mostrados anteriormente, en la tabla N° 14 se muestra el resumen de las inversiones antes de la puesta en marcha del proyecto.

**Tabla 14. Resumen de Inversiones requeridas**

Inversiones Totales	Costo Total	
	Bs	\$
Sistema de medicion	2294662,31	331598,5997
Mano de obra	2065996,8	298554,4509
TOTAL	4360659,11	630153,0506

Elaboración propia

## CAPITULO VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 CONCLUSIONES

- Se puede concluir que la medición de nivel automatizada tiene un porcentaje de error mucho menor al de la medición de nivel por sonda manual, lo que demuestra la eficiencia en cuanto a precisión y reducción de inversión de tiempo.
- Es importante notar que el cambio de un sistema manual a un sistema automatizado no es barato, sus costos son altos, pero también es bueno destacar que este gasto es una inversión mínima a largo plazo ya que abre nuevos campos de trabajo para profesionales experto en la materia, además de la obvia mejora en el control de los tanques disminuyendo el número de casos de sobrellenado o de vaciado peligroso del tanque.
- Es importante no dejar aspectos simples atrás por que no sean de mucha importancia, como el control de nivel en tanques de almacenamiento donde ya en las alturas del progreso de nuestro país ya es necesario llevar un registro detallado y teniendo la tecnología al alcance de las manos de las autoridades en el campo.

### 6.2 RECOMENDACIONES

Los objetivos planteados en el presente trabajo fueron enfocados exclusivamente para el control y monitoreo de las mediciones de los niveles de fluidos, sin embargo, se observa la necesidad de que en el futuro se integren los módulos para generar presentaciones dinámicas del sistema de medición, con lo cuales se podrá tener el control total de la aplicación.

## BIBLIOGRAFIA

- Alberto, J. A. (n.d.). *Diseño de un tanque atmosférico de 20 000 Bbl de capacidad.*
- DULHOSTE, J.-F. (n.d.). *Instrumentos de Nivel.*
- Istitute, A. P. (2012). *Welded Tanks for Oil Storage .*
- Sistemas de Control Automático. (n.d.).
- Sole, A. C. (2000). *Intrumentacion Industrial. Mexico: Alfaomega.*
- SIEMENS AG. (2019, December 28). *SITRANS AW200 | Supplementary Components | Global.*

<https://new.siemens.com/global/en/products/automation/process/instrumentation/supplementary-components/sitrans-aw200-wirelesshart-adapter.html>

- SIEMENS AG. (2012). *Control de nivel transmisor de nivel ultrasónico*
- SIEMENS AG. (2019, May 24). *Componentes suplementarios | Instrumentación de procesos|Global.*<https://new.siemens.com/global/en/products/automation/processinstrumentation/supplementary-components.html>
- Siemens AG. (2016). *Controladores de nivel Ultrasónicos. 148–155.*
- ISOTools. (2015, March 19). *¿Qué son las normas ISO y cuál es su finalidad?*

<https://www.isotools.org/2015/03/19/que-son-las-normas-iso-y-cual-es-su-finalidad/>

- Chen, Q., & Wu, J. (2014). *Research on the inherent error of ultrasonic flowmeter in non-ideal hydrogen flow fields. International Journal of Hydrogen Energy, 39(11), 6104–6110.*

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.01.137>

- Athané, B. (1994). *Implications of legal metrology in flow measurement for the utilities. Flow*

- *Measurement and Instrumentation*, 5(2), 67–69. [https://doi.org/10.1016/0955-5986\(94\)90038-8](https://doi.org/10.1016/0955-5986(94)90038-8)
- TCS, T. (2020). *Serie 700-Medidor de Flujo, Tipo Rotativa de Desplazamiento Positiva*. <http://www.tcsimeters.com/product-literature/3-700-folleto-del-producto/file.html>
- TCS, T. (2015). *Serie 682*.
- IMCO, S. A. (2018, May 18). *Medidores de desplazamiento positivo «PD Meter» | IMCO*. <http://www.imco.com.ar/imco/medidores-de-desplazamiento-positivo-pd-meter/>
- Emerson Electric, C. (2017). *Caudalímetros Coriolis | Emerson ES*. <https://www.emerson.com/es-es/automation/measurement-instrumentation/flow/measurement/coriolis-flow-meters>
- Badger Meter, I. (2017). *Medidores de flujo de masa-Coriolis*.
- Katronic Inc. (2015, May 13). *Medición de caudal por ultrasonido para líquidos - Katronic*. <https://www.katronic.com/es/productos/medicion-de-caudal-por-ultrasonido-para-liquidos/>
- American Petroleum Institute (1983). *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Washington, D.C. (*Manual de estándares de medición de petróleo*. Washington, D.C.)
- American Petroleum Institute (2012) API 2350. *Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities, Fourth Edition*. Washington D.C. (Protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en plantas petrolíferas, cuarta edición. Washington D.C.)
- Comisión Electrotécnica Internacional (2016) *IEC 61511-1 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector (IEC 61511-1 Seguridad funcional -*

*Sistemas instrumentados de seguridad para el sector industrial de procesos)*

- Organización Internacional de Normalización (2002) ISO 4266-4:2002 - *Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods (ISO 4266-4:2002 - Productos petrolíferos y de petróleo líquido - Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento mediante métodos automáticos)*
- Organización Internacional de Normalización (2003) ISO 15169:2003 - *Petroleum and liquid petroleum products - Determination of volume, density and mass of the hydrocarbon content of vertical cylindrical tanks by hybrid tank measurement systems (ISO 15169:2003 - Petróleo y productos de petróleo líquido - Determinación de volumen, densidad y masa del contenido de hidrocarburo de tanques cilíndricos verticales mediante sistemas híbridos de medición de tanques)*

## ANEXOS

### ANEXOS

#### A- Normas API CAPITULO II SECCIÓN 1 - Características de la cinta.

- Material: Acero (o material resistente a la corrosión, si la cinta se utilizará para la medición de tanques que contienen líquidos corrosivos). El acero de la cinta debería tener un coeficiente de expansión térmica similar al acero del tanque del tanque.
- Longitud: una cinta continua lo suficientemente larga para la altura del tanque que se medirá.  
Espesor: el área de sección transversal de la cinta debe ser tal que cuando la cinta este en una posición horizontal sobre una superficie plana no se estire más allá de una deformación unitaria de 0,0075% cuando es tirada por una fuerza de 44 *N*(10 *lb*). Por lo general, el área de sección transversal no debe ser inferior a los 2,5 *mm*<sup>2</sup> (0,004 *pulg*<sup>2</sup>).
- Carcasa: Bobina y manivelas durables: el montaje se encuentra dentro de la estructura o estuche.
- Extremo libre: Provisto con un broche de presión de cierre automático u otro dispositivo de retención al cual se pueda sujetar la plomada. Un broce de presión de tipo giratorio reducirá la rotura de la cinta.
- Escala: Cinta de aforo (sondeo).-Graduadas en pies, pulgadas, y fracciones de pulgadas; pies y centésimos de pie; o metro, centímetros, y milímetros. La punta de la plumada será el punto cero de la escala
- .Cinta de aforo de vacío.-Graduadas en pies, pulgadas, y fracciones de pulgadas; pies y centésimos de pie; o metro, centímetros, y milímetros. El punto cero de la escala es el punto de

contacto entre el broche y el ojo de la plomada.

B - Normas API CAPITULO II SECCIÓN 1 - Características de la Plomada y Varilla de medición.

- a) Materiales: resistentes a la corrosión y que no hagan chispas.
- b) Longitud: Plomadas o varillas, 15 cm. (6 pulg.), 30 cm. (12 pulg.) o 45 cm. (18 pulg.).
- c) Peso: Mínimo 20 onzas; Máximo 2 3 /8 libras
- d) Ojo: Parte integral de la plomada o varilla, preferentemente con un refuerzo templado para evitar su desgaste.
- e) Punta: Las plomadas y varillas de aforo (sondeo) deben tener una punta cónica de dureza suficiente para evitar que se dañe al contactarse con otro metal.
- f) Escala:
  - 1) Plomadas y varillas para aforo (sondeo).-Graduadas en un solo lado en pulgadas, con al menos subdivisiones de 1/8 de pulgada; décimos de pie con al menos subdivisiones de centésimos de pie, o centímetros con al menos subdivisiones de 1 mm y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.
  - 2) Plomadas para aforo de vacío. -Graduadas en un solo lado en pulgadas, con al menos subdivisiones de 1/8 de pulgada, o centímetros con subdivisiones de 1 mm y con la punto cero de la escala en la parte interna del ojo, excepto para la plomada extendida para aforo de vacío que se describe más adelante.



C - REGLAMENTO PARA CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE PLANTAS DE ALMACENAJE DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

**REGLAMENTO PARA CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE PLANTAS DE ALMACENAJE DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS**

**CAPITULO IV DE LA INFRAESTRUCTURA BASICA**

**Artículo 12.-** Las Empresas interesadas en la Construcción y Operación de Plantas de Almacenaje, para la comercialización de combustibles líquidos, especialmente de gasolinas y diesel oíl, deberán contar en sus proyectos con la siguiente infraestructura básica:

- a) Sistemas de transporte de hidrocarburos de planta a planta, mediante ductos o poliductos (Opcional) o tanques cisternas.
- b) Sistema de recepción y almacenamiento de productos.
- c) Sistema de despacho de productos o cargaderos de cisternas
- d) Sistemas y dispositivos de seguridad contra incendios.
- e) Laboratorios de control de calidad y servicios básicos de agua, aire energía eléctrica, etc.
- f) Talleres de reparación y mantenimiento.
- g) Oficinas administrativas.

**Artículo 13.-** Los ductos o poliductos para transporte de hidrocarburos desde Plantas de YPFB, Importadores o refinadores privados a Plantas de Almacenaje de los distribuidores mayoristas deberán cumplir con los siguientes requisitos y normas mínimas: - 5 - El diseño y construcción del ducto o poliducto deberá adecuarse a las

estipulaciones del Reglamento para Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos en Bolivia. La construcción del ducto, soldaduras e instalación de accesorios a la tubería, deberán también estar en concordancia con el Reglamento mencionado en el inciso anterior, tomando en cuenta que la inspección radiográfica durante la construcción se la efectuará en un 100 % (cien por ciento) de la longitud del ducto, en lo correspondiente a cruces de carretera, vías férreas, ríos y puentes; en la ruta restante, en un 50 % (cincuenta por ciento) de la longitud del ducto. Instalación de un medidor de caudal con corrector de temperatura tipo ATG o similar, provisto de un filtro y desaereador, ubicado en el manifold de despacho, antes del sistema de despacho de raspa tubos de la Planta correspondiente.

**Artículo 14.-** Las cisternas de transporte de hidrocarburos deberán cumplir con especificaciones establecidas en Reglamento para Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Carburantes Líquidos.

**Artículo 15.-** El sistema de recepción deberá estar ubicado fuera del área de tanques y de los muros o diques corta fuegos y contemplar en su diseño, la recepción de hidrocarburos mediante ductos, poliductos, camiones y/o vagones cisternas. Constará principalmente de los siguientes elementos, equipos e instalaciones:

- a) Manifold de recepción que permita la distribución de productos a los diferentes tanques en forma independiente, provisto de válvulas de bloqueo, válvulas de retención (check) e instrumentos mínimos necesarios. Las líneas serán diseñadas e instaladas de acuerdo a Normas ANSI B31.4 y API STD 1104.
- b) El sistema de recepción de hidrocarburos mediante poliducto, deberá contar

mínimamente en su diseño e instalación, con los dispositivos para la recuperación de raspa tubos de limpieza, gravitómetro electrónico y válvulas de seguridad y alivio.

c) Los equipos e instalaciones eléctricas y electrónicas en área del sistema de recepción de hidrocarburos deberán sujetarse a las Normas del National Electrical Code bajo la nominación “NEC Class I, Group D Division (Explosion Proof), y Normas NFPA N° 70 (ANSI CI)”.

d) Todos los equipos y estructuras metálicas en área del sistema de recepción deberán estar conectados a un sistema o red de puesta a tierra. - 6 –

**Artículo 16.-** El área de almacenamiento de hidrocarburos estará constituido por un mínimo de dos tanques de almacenaje por cada producto que se desea comercializar, con capacidad mínima de 1.000 barriles y todos sus dispositivos de medición e interconexión a los sistemas de recepción, despacho y seguridad. Su construcción e instalación se sujetarán a las siguientes especificaciones técnicas mínimas: Construcción de tanques de almacenaje hidrocarburos de acuerdo a Normas API 630 ó API 650. Instalación de tanques de acuerdo a Norma NFPA N° 30 para líquidos Clase I, Capítulo 2-2 y tablas 2-1; 2-6 y 2-7. Construcción de barreras y diques (muros corta fuego) para el control de derrames, conforme a Norma NFPA N° 30, Capítulo 2.2.3 y numeral 2.2.3.3. Ventilación y sistema arresta llamas conforme Norma API STD N° 2000 ó Norma NFPA N° 30, capítulos 2.2.4. y 2.2.5. Instalación de líneas, válvulas y accesorios según Norma ANSI B.31.8. Cada tanque de almacenaje deberá estar provisto de un sistema de medición y control automático (telemedición), además de un sistema manual. Cada tanque de almacenaje deberá contar con los dispositivos de








seguridad standard, que permitan operar el sistema en forma segura y eficiente.

**Artículo 17.-** El sistema de despacho o cargaderos de cisternas deberá estar ubicado fuera del área de tanques y de los muros o diques corta fuegos y contemplar en su diseño, la amplitud necesaria para el ingreso, circulación, posicionamiento y salida del cisterna. Constará principalmente de los siguientes elementos, equipos e instalaciones:

Ductos de interconexión a tanques de almacenaje provistos con válvulas de cierre rápido ubicados en inmediaciones del cargadero de cisternas. Sistema de carguío sobre plataforma de estructura metálica, provisto de válvulas de corte, filtros, desaeradores, medidores volumétricos con cabezal electrónico, con un sistema de control doble, tanto en facturación y despacho y finalmente provistos de brazos de carguío con codos articulados. - 7 - Cubierta de cargadero de cisternas de características similares a las establecidas para estaciones de servicio de carburantes líquidos, esto es, deberán tener cubiertas amplias, utilizando en su construcción materiales no combustibles. La altura libre mínima para el ingreso de cisternas será de 4,50 metros. El encendido de las bombas de transferencia será por control remoto, de modo que al accionar, los medidores estén sujetos a una presión constante. Todo el sistema eléctrico y electrónico deberá cumplir con Normas NEC para áreas Class I, Group D Division (Explosion Proof), y Norma NFPA N° 70 (ANSI CI).

Fuente: Gaceta Oficial de Bolivia


D – FICHA TECNICA DE LA REFINERIA GUILLERMO ELDER BELL

		<b>FICHA TÉCNICA</b>		  	
		<b>REFINERÍA GUILLERMO ELDER BELL</b> Inicio de Operaciones Gestion 1979 Capacidad 19.000 BPD			
DATOS GENERALES		RENDIMIENTOS Y PRODUCCIÓN PROMEDIO			
Provincia:	Santa Cruz de la Sierra	PLANTA DE CARBURANTES	UNIDAD	PRODUCCIÓN Promedio 2020	ENTREGAS Promedio 2020
Departamento:	Santa Cruz	Gasolina Especial	m <sup>3</sup> /mes	29.170	29.937
Zona	Palmasola	Diesel Oil	m <sup>3</sup> /mes	22.205	22.070
Año de operación	1979	Gasolina Premium	m <sup>3</sup> /mes	230,4	226,2
Estado actual según cronograma:	En Operación	Kerosene	m <sup>3</sup> /mes	769	769
Empresa Operadora:	YFFB	Jet Fuel	m <sup>3</sup> /mes	4.330	4.111
Superficie:	370 km <sup>2</sup>	GLP	TMD	118	117
Coordenadas:	16.7476° S, 62.0751° W	Crudo Reconstituido	m <sup>3</sup> /mes	2.116	2.390
Altitud:	416 m.s.n.m.	Gasolina Base 81	m <sup>3</sup> /mes	7.416	7.377
					
CAPACIDAD DE PROCESO INICIAL					
Unidad de Crudo	16000 BPD			Gestión 2005	
Unidad de Crudo	3000 BPD				
CAPACIDAD DE PROCESO REVAMP		PRODUCTO	TK	CAPACIDAD NOMINAL (M3)	CARGA MUERTA (M3)
Unidad de Crudo	18.500 BPD	Petróleo Crudo	TK-10002	16.000	1.500
Unidad de Crudo	6.000 BPD	Petróleo Crudo	TK-2900	16.000	1.500
Capacidad de Diseño	24.500 BPD	Petróleo Crudo	TK-2901	16.000	1.500
Capacidad de Proceso	24.000 BPD	Crudo Reconstituido (B)	TK-2913	9.000	300
PROYECTOS EN EJECUCIÓN		Gasolina Especial	TK-2912	9.000	300
Adecuación del parque de esferas	En curso	Gasolina Especial	TK-2915	4.000	150
		Gasolina Especial	TK-2916	4.000	150
		Gasolina Premium	TK-2938	700	20
		Jet Fuel	TK-2920	6.000	200
		Jet Fuel	TK-2927	1.800	70
		Jet Fuel	TK-2928	1.800	70
		Diesel Oil	TK-2918	9.000	300
		Diesel Oil	TK-2919	9.000	300
		Gas Licuado de Petróleo	TK-2934	700	30
Gas Licuado de Petróleo	TK-2947	700	30		

Fuente: ANH

E – INFORMACION SOBRE MEDIDOR DE NIVEL POR RADAR ROSEMOUNT 5900S  
 CON ANTENA DE BOCINA

*Tabla 15. Información del producto*

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Mide distintos productos excepto asfalto o elementos similares, para los cuales se requiere una antena parabólica</b></li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precisión de transferencia de custodia de acuerdo con OIML R85:2008</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Certificación para SIL 2 y SIL 3 de acuerdo con IEC 61508</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Funcionalidad 2 en 1 disponible para medición de nivel redundante</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comunicación a través de Tankbus de bajo voltaje de 2 hilos para una instalación sencilla y segura</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación normalmente con el depósito en funcionamiento</li> </ul>

Elaboración propia, basada en la hoja de datos del producto.

Correo electronico: [lupeflor94@gmail.com](mailto:lupeflor94@gmail.com)

No. celular: 77754126