

Universidad de Matanzas
Sede "Camilo Cienfuegos"
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química



Título: Propuesta de modificaciones tecnológicas en la División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas.

Trabajo de Diploma presentado como requisito para optar por el título académico de Ingeniero Químico.

Autor: Christopher Alvarez Almendaríz

Tutores: Ing. Carlos R. Molina Hernández, Dr. C.
Ing. Elina Pérez Moré.

Matanzas, Cuba

2021

Pensamiento

“La educación es el pasaporte hacia el futuro, el mañana pertenece aquellos que se preparan para él en el día de hoy”

Malcolm X

Declaración de Autoridad

Yo, Christopher Alvarez Almendaríz, me declaro como único autor del Trabajo de Diploma de título: *Propuesta de modificaciones tecnológicas en la División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas*, además autorizo a la entidad donde se realizó la investigación y a la Universidad de Matanzas Sede Camilo Cienfuegos para hacer uso del mismo con el fin que estime más conveniente.

Nombre y Apellidos

Firma

Dedicatoria

Deseo dedicar este trabajo a:

Primeramente a mi madre que es la fuerza impulsora de todos mis logros, a mi familia y amistades que de una forma u otra han influenciado en todos estos años en mi formación como persona y profesional.

Agradecimientos

Agradezco a:

A mi familia por su amor dado y el incondicional apoyo que me prestan bajo cualquier circunstancia

A mis tutores Carlos R. Molina y Elina Pérez por su dedicada y esforzada labor en la confección de la tesis presentada.

A todos mis profesores de la carrera y compañeros de aula por todo el conocimiento brindado en todos estos años de estudio para mi formación personal y como Ingeniero Químico.

En fin agradezco a todas las personas involucradas de una forma u otra en mi desarrollo como profesional.

Muchas gracias

Resumen

La presente investigación se desarrolla en la Base de Crudo y Suministro (BCS) perteneciente a la División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas, con el objetivo de proponer cambios tecnológicos para obtener un inventario en tiempo real. En la BCS se realiza la medición del nivel en los tanques de forma manual por los operarios lo que introduce errores en la estadística del inventario. Algunas de las deficiencias detectadas fueron: errores en procedimiento de los operarios al realizar lecturas manuales del nivel de tanque, se utilizan instrumentos que no poseen el Sistema Internacional de Unidades (SIU), siendo estos no aptos para la transacción fiscal según las normas vigentes, por lo que no cuenta con un sistema de instrumentación que viabilice un monitoreo adecuado del inventario en tiempo real. La variable de la viscosidad de la mezcla del petróleo crudo mejorado cumple con la norma, no obstante se encuentra fuera de control. Para poder aminorar las deficiencias encontradas en el proceso se propone un conjunto de instrumentos para el control del nivel, temperatura, presión y viscosidad.

Summary

This research is carried out in the Crude and Supply Base (BCS) belonging to the Territorial Division of Fuel Commercialization of Matanzas, with the aim of proposing technological changes to obtain an inventory in real time. In the BCS, the level in the tanks is measured manually by the operators, which introduces errors in the inventory statistics. Some of the deficiencies detected were: procedural errors of the operators when making manual readings of the tank level, instruments that do not have the International System of Units (SIU) are used, being these not suitable for fiscal transaction according to current regulations, Therefore, it does not have an instrumentation system that enables adequate monitoring of the inventory in real time. The viscosity variable of the enhanced crude oil mix complies with the norm, however it is out of control. In order to reduce the deficiencies found in the process, a set of instruments is proposed to control the level, temperature, pressure and viscosity.

INDICE

Introducción	1
Capítulo I: Análisis Bibliográfico	4
1. Medición	4
1.1.1. Medición estática de tanques de almacenamiento	5
1.1.2. Objetivo de la medición de tanques	5
1.2. Tanques de almacenamiento	6
1.2.1. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento	6
1.3. Selección de Instrumentos	7
1.3.1 Principales requisitos para selección de Instrumentos	7
1.3.2. Clasificación	8
1.3.3. En función del instrumento se tiene:	9
1.3.4. Expresados en función de la variable del proceso	10
1.4. Instrumentos para medir Temperatura	11
1.4.1. Clasificación de los Instrumentos de medición de Temperatura	11
1.4.2. Instrumentos para medir presión	13
1.4.2.1 Clasificación de los instrumentos para medir presión	13
1.4.3. Instrumentos para medir nivel	14

1.4.4. Clasificación de los instrumentos para medir nivel.....	14
1.4.5. Instrumentos para medir viscosidad.....	16
1.4.6. Clasificación los instrumentos para medir viscosidad.....	16
1.5. Herramientas estadísticas empleadas para el control de datos y su análisis	17
1.5.1. Cartas o Gráficos de control.....	17
1.5.2. Prueba de Hipótesis.....	17
1.6. Conclusiones parciales del capítulo.....	18
Capitulo II: Situación actual de la BCS.....	19
2.1. Caracterización de la DTCCM.....	19
2.2. Características del producto	20
2.3. Situación de la instrumentación en la zona 1.1	22
2.4. Método de medición manual	23
2.4.1. Procedimiento para ejecutar la medición de nivel de producto	23
2.4.2. Procedimiento para la medición de temperaturas	25
2.5. Cálculo del volumen y la masa de un combustible en un tanque de almacenamiento	26
2.6. Herramientas estadísticas para el análisis de las variables	28
2.7. Conclusiones parciales del capítulo.....	30
Capitulo III: Propuesta y Análisis de los Resultados	31
3.1. Solución de la medición de la medición de nivel	31
3.2. Sensor de nivel hidrostático para medición de nivel.....	32
3.3. Solución de la medición de temperatura.....	33
3.4. Solución de la medición de la viscosidad.....	35
3.5. Aporte de los instrumentos seleccionados al calculo del inventario en tiempo real y a la calidad de la mezcla.....	36
3.6. Conclusiones parciales del capítulo.....	37
Conclusiones	38

Recomendaciones	39
Referencias Bibliográficas	40
Anexos	43

Introducción

La Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas (E.C.C.M.) actualmente nombrada como División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas (DTCC) perteneciente al Ministerio de Energía y Minas, está ubicada en la Zona Industrial en el kilómetro 8, del Municipio de Matanzas, al Noroeste de su bahía. Entre las funciones principales de la empresa está recepcionar, almacenar y comercializar los diferentes tipos de hidrocarburos, cumpliendo con las especificaciones de calidad establecidas internacionalmente. De esta forma la (DTCC), recibe el combustible a través de diferentes vías, mediante oleoductos, buques tanques y por camiones cisternas. La mayor parte del Producto Crudo Nativo (PCN), proviene por los oleoductos: de occidente (Santa Cruz, Boca de Jaruco) y desde Varadero (EPEP Centro). Se almacena en tanques ubicados en la Base de Crudo y Suministro (BCS), el área 1-1 está compuesta por tres tanques receptores de crudo (TK-27, TK-28, TK-29) y una estación de bombeo, en esta área se elaboran las mezclas del Petróleo Crudo Nativo mejorado (PCNm) que serán posteriormente entregadas a través de la estación de bombeo a las diferentes Centrales Termoeléctricas. La comercialización del petróleo y sus derivados tiene como objetivo hacer llegar oportunamente los volúmenes de productos requeridos diariamente a la variada clientela nacional e internacional.

En los procesos industriales, se encuentran diversas variables en cuanto al control de almacenamiento de materias primas tanto líquidas como sólidas, algunas de las variables más empleadas en la industria son el caudal, el peso y el nivel. En los procesos de extracción, refinado y venta de hidrocarburos ha hecho que el almacenamiento, sea visto como un factor importante en el proceso productivo de la industria petrolera, por ello es de vital importancia la medición de los volúmenes de productos del petróleo crudo para el control de las operaciones referidas a la recepción, almacenamiento y entrega, así como en la transferencia de custodia o propiedad. En la actualidad la tendencia por automatizar los procesos tecnológicos ha evolucionado rápidamente, debido a que con ella se puede mejorar la productividad mediante la implementación de nuevas tecnologías que garanticen mejor precisión y exactitud para reducir al mínimo las desviaciones de las variables del proceso.

Diferentes autores han abordado la temática relacionada con la instrumentación industrial, entre los que se encuentran (Adan, 2020; Creus Solé, 2010; Del Valle Gutiérrez Hinestroza y Iturralde Kure, 2017; García Gutiérrez, 2014; González, 2015; Kuphaldt, 2019) donde abarcan temas de clasificación, principio de funcionamiento, requisitos de selección, instalación y puesta a punto de los instrumentos. Existen investigaciones precedentes que han aportado información sobre el tema de investigación. Entre los autores que son referentes para la investigación se encuentran Molina Hernández (2010) y Noda Rodríguez (2018).

Noda Rodríguez (2018) investiga el proceso de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Medicamentos que permitió proponer un sistema de instrumentación al proceso respectivo, mientras que el autor Molina Hernández (2010) propone parametrizar los instrumentos para disminuir los errores y una red industrial de fibra óptica. Las propuestas de ambos autores son antecedentes, que para el caso de Noda Rodríguez (2018) se aplica en un contexto diferente y Molina Hernández (2010) un problema de investigación que abarca la instrumentación que alude a errores de parametrización.

En la BCS perteneciente a la DTCC de Matanzas los operarios realizan de forma manual la medición del nivel en los tanques, lo que contribuye a introducir errores en la estadística del inventario, se utilizan instrumentos que no poseen el Sistema Internacional de Unidades (SIU), además no son aptos para fiscalizar las transacciones según las normas internacionales vigentes. En la empresa se renueva constantemente el capital humano que realiza la actividad de medición. A continuación se resumen algunas deficiencias detectadas en el proceso tales como:

- Error no permisible en instrumentos para la transacción fiscal.
- Errores en procedimiento de los operarios al realizar lecturas manuales del nivel de tanque.
- Errores en procedimiento de los operarios al realizar la conversión de unidades en instrumentos instalados.
- No posee un sistema de instrumentos en tiempo real que le permita una operatividad y toma de decisiones acertadas sobre el proceso.

Las insuficiencias detectadas nos permiten plantear el siguiente **Problema Científico de la investigación:**

La Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas no cuenta con un sistema de instrumentación adecuado para un monitoreo que posibilite un inventario en tiempo real.

El Problema Científico de la investigación planteado permite formular la siguiente **Hipótesis:**

Si se realiza un análisis técnico al proceso, se podrán determinar las principales deficiencias y así proponer cambios tecnológicos que permitan obtener un inventario en tiempo real.

Para dar solución a la hipótesis se trazó como **Objetivo General:**

Proponer modificaciones tecnológicas en el sistema de instrumentación en la BCS que propicien obtener un inventario en tiempo real.

Para lograr la concreción del Objetivo General se trazan acciones que son puntualizadas a través de los **Objetivos Específicos:**

- Realizar un análisis bibliográfico de la temática.
- Proponer instrumentos que permitan obtener un inventario en tiempo real.
- Análisis estadístico de la variable de viscosidad del Petróleo Crudo Nativo mejorado (PCNm).

Capítulo I: Análisis Bibliográfico

En el capítulo se presentan las bases teóricas en función a la investigación realizada. Se conceptualiza sobre el proceso de medición, así como temáticas relacionadas con el almacenamiento del petróleo crudo en tanques y la transferencia custodia y fiscal. Además, se realiza un análisis de los instrumentos, requisitos para su selección, clasificación y principales características de los utilizados para el control de la presión, temperatura, nivel y viscosidad.

1. Medición

La medición es un proceso básico de la ciencia que se basa en la comparación de un patrón seleccionado cuya magnitud física se desea medir para determinar cuántas veces el patrón es contenido en esa magnitud. Cano Mayren (2015) explica que existen dos tipos de mediciones:

- Medición directa: Es la que se obtiene con un instrumento de medida que compara la variable a medir con un patrón.
- Medición indirecta: Se obtiene mediante cálculos, a partir de las otras mediciones directas. En otras palabras cuando calculamos el valor de una variable, estamos realizando una medida indirecta. 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 capacitación, como de las condiciones físicas de la persona encargada de realizar las mediciones. En cada comprobación 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 estas.

1.1.1. Medición estática de tanques de almacenamiento

El proceso de la medición de los tanques de almacenamiento es un control indispensable en la cantidad de fluidos a la corriente de entrada. Con una medición precisa del nivel estático se toman decisiones debido al tiempo de residencia disponible, la cantidad de hidrocarburos para la venta final y en qué condiciones están. Es de vital importancia para la comercialización y cambio de custodia en las transacciones comerciales. Cano Mayren (2015) explica que la medición estática de hidrocarburos requiere una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea menor y deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Los fluidos contenidos dentro del tanque deben estar en condiciones de reposo total.
2. El elemento de medición debe encontrarse en buen estado y con calibración vigente.
3. Los tanques de almacenamiento deben estar en buen estado y contar con tablas de calibración vigentes.
4. Para la determinación de la temperatura, debe disponerse de un elemento de medición en buen estado y con certificación de calibración vigente.
5. Para la determinación de las especificaciones de calidad del fluido, se deben tomar muestras representativas y homogéneas para su análisis en laboratorio.
6. Para la determinación del nivel de fluidos, se debe seguir paso a paso algún procedimiento y/o norma establecida.

1.1.2. Objetivo de la medición de tanques

La información de un sistema de medición de tanques se utiliza para muchos fines diferentes. Los más comunes enunciados por Lennart Hagg (2021) son los siguientes:

- Operaciones y movimiento de petróleo
- Control de inventario
- Transferencia de custodia

- Balance de masa y control de pérdidas
- Conciliación de volumen
- Prevención de sobrellenado
- Detección de fugas

1.2. Tanques de almacenamiento

Valencia (2019) señala que los tanques de almacenamiento son estructuras de diversos materiales, por lo general de forma cilíndrica, que son usadas para guardar y/o preservar líquidos o gases, por lo que en ciertos medios técnicos se les da el calificativo de tanques de almacenamiento atmosféricos. Los tanques de almacenamiento suelen ser usados para almacenar líquidos, principalmente su uso más notable es el dado en las refinerías por sus requerimientos para el proceso de almacenamiento, sea temporal o prolongado; de los productos y subproductos que se obtienen de sus actividades.

1.2.1. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento

Según Cano Mayren (2015) los tanques de almacenamiento se clasifican por su forma y por el producto almacenado. También se pueden clasificar en horizontales (son aquellos que almacenan volúmenes relativamente bajos, tienen inconvenientes por fallas por flexión o por corte) y verticales de fondo plano (son aquellos que almacenan grandes volúmenes a costos muy bajos, pero que solo pueden usarse a presiones atmosféricas).

Frente a la constante necesidad de almacenar el crudo y sus derivados, los tanques dispuestos para dicho fin juegan un papel de gran importancia, que se ve potenciada en la medida en que su capacidad de almacenamiento y eficiencia sean las adecuadas (Valencia, 2019).

A continuación se especifican caracterizaciones sobre los diferentes tipos de cilindro:

- Cilindro vertical de techo fijo: Son del tipo cilíndrico-vertical con techo soldado al cuerpo, donde su altura es constante. Posee un punto de referencia que no es más que la altura del tubo de aforo y es determinada desde la placa del piso hasta la parte superior de la boca de aforo ver

anexo 1. Los tanques de techo fijo tienen pérdidas por evaporación, por la variación de la temperatura en el transcurso del día.

- **Esféricos:** Son recipientes contruidos de láminas de acero y soldados herméticamente para soportar presiones moderadas superiores a 2.1 (kg/cm²). Almacenan gases como: gas natural, butano, propano, isobutileno, hidrógeno, entre otros.
- **Cilindro vertical de techo cónico:** Se usan para almacenar crudos o derivados que tengan una presión relativamente baja. Los fluidos que son almacenados en este tanque no tienen una tendencia a producir vapores a temperatura ambiente, la presión interior del tanque no sobrepasa la presión atmosférica y esto facilita el almacenamiento de crudo, diésel, jet fuel, entre otros. Son contruidos con láminas de acero y soldados herméticamente para resistir presiones no mayores a la atmosférica.
- **Cilindro vertical de techo flotante:** Es diseñado para minimizar las pérdidas del producto almacenado, está en contacto con el fluido con el fin de evitar que se forme una cámara de gases, debido a la evaporación que se forma en el espacio libre entre el espejo del líquido y el techo.

La última clasificación del cilindro vertical de techo flotante se puede subclasificar en:

- **Techo flotante externo:** Se encuentra a cielo abierto
- **Techo flotante interno:** En este existe un techo fijo colocado en el tanque (domo geodésico). Son contruidos de aluminio

1.3. Selección de Instrumentos

En cualquier proceso industrial por menos complejo que sea, es indispensable el necesario uso de instrumentos medición y control que permitan medir una cantidad específica de una variable determinada para mantener entre otras cosas los parámetros de calidad de los productos generados por el proceso, lo que hace su selección un factor importante.

1.3.1 Principales requisitos para selección de Instrumentos

González y Hernandez Vargas (2015) menciona algunos de los principales requerimientos para la selección de la instrumentación industrial.

- Se deben considerar las características del instrumento y sus especificaciones, lo más importante de los parámetros que incluye es resolución, exactitud en medida deseada, sensibilidad y rendimiento energético.
- El conocimiento sobre las condiciones del entorno de la zona donde está siendo sometido el instrumento: humedad, temperatura, presión, vibración, magnetismo, campo de RF, etc. También es importante, porque algunos tipos de instrumentos no deben utilizarse si el medio ambiente no es adecuado o pueden requerir una protección de alto costo.
- La información del lugar donde se instalara el sensor para seleccionar sus dimensiones, aterramiento, calibración.
- la seguridad antiexplosiva y la diferenciación del tipo de zona explosiva que posee el instrumento.
- Tipo de indicación: local a o a distancia.
- Tipo de sensor: neumático, eléctrico, etc.
- El instrumento es seleccionado por su evaluación de los gastos de mantenimiento.
- Fiabilidad del instrumento.
- El IP a utilizar.
- Medio a medir: líquido, gas, entre otros y las características de este medio que pueden ser agresivas para el deterioro del instrumento.

1.3.2. Clasificación

Los instrumentos de medición y de control son relativamente complejos y su función puede comprenderse bien si están incluidos dentro de una clasificación adecuada. Como es lógico, pueden existir varias formas para clasificar los instrumentos, cada una de ellas con sus propias ventajas y limitaciones (Creus Solé, 2010).

Se consideran dos clasificaciones básicas en función del instrumento y en función de la variable del proceso. Cada una se analiza por la repercusión que posee para la presente investigación.

1.3.3. En función del instrumento se tiene:

- Instrumentos Ciegos: Son aquellos que no tienen indicación visible de la variable. Hay que hacer notar que son ciegos los instrumentos de alarma, tales como presostatos y termostatos (interruptores de presión y temperatura respectivamente) que poseen una escala exterior con un índice de selección de la variable, ya que solo ajustan el punto de disparo del interruptor al cruzar la variable el valor seleccionado.
- Instrumentos Indicadores: Disponen un índice y una escala graduada que puede leerse el valor de la variable y así expresar la equivalencia de los datos del operario. Según la amplitud de la escala se dividen en indicadores concéntricos y excéntricos, existe también indicadores digitales que muestran la variable en forma numérica con dígitos.
- Instrumentos Registradores: Registran con un trazo continuo o a puntos la variable, y pueden ser circulares o de gráfico rectangular o alargado según sea la forma del gráfico. Los registradores de gráfico circular suelen tener el gráfico de 1 revolución en 24 horas mientras que en los de gráfico rectangular la velocidad normal es de unos 20 mm/hora.
- Elemento primario o Sensor: Captan el valor de la variable de proceso y envían una señal de salida predeterminada, puede formar parte de otro instrumento (por ejemplo un transmisor). Están en contacto con la variable con lo que absorbe energía del medio controlado para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable. El efecto producido por el elemento primario puede ser, cambio de presión, fuerza, posición, medida eléctrica, etc.
- Instrumentos Transmisores: Los transmisores captan la variable de proceso a través del elemento primario y la transmiten a distancia en forma de señal neumática de margen 3 a 15 psi (libras por pulgada cuadrada) o electrónica de 4 a 20 mA de corriente continua o digital. La señal digital es la más ampliamente utilizada y es apta directamente para las comunicaciones, ya que utiliza protocolos estándar.
- Instrumentos Transductores: Reciben una señal de entrada función de una o más cantidades físicas y la convierten modificada o no a una señal de salida, transforman la energía de entrada de una manera a energía de

salida en otra forma. Son transductores un relé, un elemento primario, un transmisor, un convertidor (presión de proceso a intensidad) y uno (presión de proceso a señal neumática) entre otros.

- **Instrumentos Convertidores:** Los convertidores son aparatos que reciben una señal de entrada neumática de (3-15 psi) o electrónica (4-20 mA c.c.) procedente de un instrumento y después de modificarla envían la resultante en forma de señal de salida estándar. Conviene señalar que a veces se confunde convertidor con transductor. Este último término es general y no debe aplicarse a un aparato que convierta una señal de instrumentos.
- **Instrumentos Receptores:** Reciben las señales procedentes de los transmisores y las indican o registran. Los receptores controladores envían otra señal de salida normalizada a los valores ya indicados 3-15 psi en señal neumática o 4-20 mA c.c. en señal electrónica, que actúan sobre el elemento final de control.
- **Instrumentos Controladores:** Los controladores comparan la variable controlada (presión, nivel, temperatura) con un valor deseado y ejercen una acción correctiva de acuerdo con la desviación. La variable controlada la pueden recibir directamente como controladores locales o bien indirectamente en forma de señal neumática, electrónica o digital procedente de un transmisor.
- **Elemento final de Control:** Recibe la señal del controlador y modifica el caudal del fluido o agente de control. En el control neumático, el elemento final de control suele ser una válvula neumática ca o un servomotor neumático que efectúan su acción completa de 3 a 15 psi (0,2-1 bar). En el control electrónico o digital, la válvula o el servomotor anteriores son accionados a través de un convertidor de intensidad a presión (I/P) o señal digital a presión que convierte la señal electrónica de 4 a 20 mA o digital a neumática a 3-15 psi.

1.3.4. Expresados en función de la variable del proceso

Esta clasificación se corresponde específicamente con la variable del proceso, donde los instrumentos se dividen en instrumentos de:

- Caudal
- Nivel
- Presión
- Temperatura
- Densidad y peso específico
- Humedad y punto de rocío
- Viscosidad
- Posición
- Velocidad
- pH
- Conductividad
- Turbidez

Para la presente investigación se hace preciso conocer el principio de funcionamiento de los instrumentos que se encuentran en el proceso o serán propuestos.

1.4. Instrumentos para medir Temperatura

La medida de la temperatura es una de las más comunes y de las más importantes que se efectúan en los procesos industriales, casi todos los fenómenos físicos están afectados por esta. La temperatura se utiliza frecuentemente para inferir el valor de otras variables en el proceso.(Creus Solé, 2010).

1.4.1. Clasificación de los Instrumentos de medición de Temperatura

Como todas las demás áreas de medición, no existe una tecnología única que sea la mejor para todas las aplicaciones para la medición de temperatura, cada instrumento tiene sus propias fortalezas y debilidades (Kuphaldt, 2019).

Existen diferentes tipos de instrumentos para medir la temperatura los cuales son:

- Termómetro de Resistencia o Termoresistencia: Está conformado por una resistencia especialmente diseñada donde la misma se modifica su magnitud a medida que varía la temperatura. Dentro de las características comunes de las termoresistencias se encuentran su estructura consiste

en una resistencia eléctrica de reducidas dimensiones fabricada de un material semiconductor, por ejemplo finos alambres cubiertos de material aislante, se encapsulan y se depositan en un tubo de metal cerrado en un extremo, que se rellena con polvo aislante para impedir la penetración de la humedad (Silva et al., 2017).

- Termopares: Un termopar es un sensor que se basa en el efecto de la circulación de la corriente en un circuito cerrado por dos metales diferentes unidos por un extremo. Cuando la unión de los dos metales se calienta o se enfría se produce un voltaje proporcional a la varianza de la temperatura.

Los termopares más comunes son:

- Termopar tipo E, de Níquel-Cromo (cromel)/Cobre-Níquel (constantan). Puede usarse en vacío, en atmósfera inerte o medianamente oxidante o reductora. Este termopar posee la f.e.m. más alta por variación de temperatura. Es adecuado para temperaturas entre $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+900\text{ }^{\circ}\text{C}$. Alta sensibilidad ($68\text{ }\mu\text{V}/^{\circ}\text{C}$).
- ✓ Termopar tipo T, de Cobre/Cobre-Níquel (constantan). Tiene una elevada resistencia a la corrosión por humedad atmosférica o condensación y puede utilizarse en atmósferas oxidantes y reductoras. Se prefiere, generalmente, para las medidas de temperatura entre $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+260\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- ✓ Termopar tipo J, de Hierro/Cobre-Níquel (constantan). Es adecuado en atmósferas inertes y para temperaturas entre $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $1.200\text{ }^{\circ}\text{C}$. La oxidación del hilo de hierro aumenta rápidamente por encima de $550\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo necesario un mayor diámetro del hilo hasta una temperatura límite de $750\text{ }^{\circ}\text{C}$. También es necesario tomar precauciones a temperaturas inferiores a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ debido a la condensación del agua sobre el hierro.
- ✓ Termopar tipo K, de Níquel-Cromo (cromel) /Níquel-Aluminio (alumel). Se recomienda en atmósferas oxidantes y a temperaturas de trabajo entre $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $1.250\text{ }^{\circ}\text{C}$. No debe ser utilizado en atmósferas reductoras ni sulfurosas, a menos que esté protegido con un tubo de protección. Se utiliza para temperaturas entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $1.100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- ✓ Termopar tipo R (Platino-13% Rodio/Platino). Se emplea en atmósferas oxidantes y temperaturas de trabajo de hasta 1.500 °C. Es más estable y produce una f.e.m. mayor que el tipo S. Poca sensibilidad (10 $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$).
- ✓ Termopar tipo S (Platino-10% Rodio/Platino), de características similares al tipo R. Poca sensibilidad (10 $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$).

1.4.2. Instrumentos para medir presión

Los instrumentos de presión o transductores de presión son elementos que transforman la magnitud física de presión o fuerza por unidad de superficie en otra magnitud eléctrica proporcional a la presión medida (Gutiérrez, 2017). Pueden ser divididos en elementos primarios de medida directa que miden la presión comparándola con la ejercida por un líquido de densidad y altura conocidas (barómetro cubeta, manómetro de tubo en U, manómetro de tubo inclinado, manómetro de toro pendular, manómetro de campana) y en elementos primarios elásticos que se deforman con la presión interna del fluido que contienen. Los elementos primarios elásticos más empleados son el tubo de Bourdon, el elemento en espiral, el helicoidal, el diafragma y el fuelle (Creus Solé, 2010).

1.4.2.1 Clasificación de los instrumentos para medir presión

Existen varios instrumentos para medir la presión y, aunque la mayoría se utiliza para medir la presión relativa, hay algunos diseñados para medir la presión absoluta.

Instrumento de presión de silicio: Martínez Díaz (2015) establece que el elemento sensor es un diafragma, construido en una oblea de un semiconductor (generalmente silicio). En el semiconductor se encuentran los elementos que convertirán la presión aplicada en una variable eléctrica. Estos sensores se deforman a la par del diafragma con elementos distribuidos formando un puente de Wheatstone, donde la variación de resistencia de los elementos genera un cambio en el voltaje proporcional a la presión aplicada.

Las resistencias se construyen a través de los procesos de implantación iónica o difusión sobre la oblea de silicio y el espesor de la lámina determina el rango máximo de la presión a aplicar al sensor (Molina Hernández, 2010).

1.4.3. Instrumentos para medir nivel

Cuenca Satan (Febrero 2020) establece que el sensor de nivel es un dispositivo que mide la altura del material, generalmente líquido, dentro de un tanque u otro recipiente. En la industria, la medición de nivel es una de las variables más importantes, ya que está vinculado a la operación del equipo, desde el punto de vista del correcto funcionamiento de este en el proceso y el balance adecuado de materias primas o de productos finales.

1.4.4. Clasificación de los instrumentos para medir nivel

Los instrumentos de medición de nivel están se pueden clasificar en dos grupos: directos e indirectos. Los medidores directos aprovechan la variación de nivel del material (líquido o sólidos granulares) para obtener directamente la medición. Los medidores indirectos, usan alguna variable como la presión, que cambia con el nivel del material (Carhuaz Lozano y Suárez Castillo, 2018).

Entre los instrumentos de medición directa se encuentran:

- **Medidor de cinta y plomada:** Es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (líquidos y agua libre) que hay en el tanque, esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinada, a partir de esta altura se calcula un volumen total observado contenido en el tanque. Entre sus principales características que posee es que generalmente están fabricadas con acero inoxidable con una pesa al final de la cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas, su resistente a líquidos corrosivos, la longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido (Cano Mayren, 2015).
- **Medidor de flotador:** Consiste en un flotador situado en el seno del líquido y conectado por un cable que desliza en un juego de poleas a un índice exterior que señala sobre una escala graduada al exterior del tanque por un indicado directamente el nivel, su principio de operación es la diferencia de densidades entre el flotador y el líquido manejado. La conexión puede ser directa, magnética o hidráulica (Gutiérrez y Iturralde, 2017). El empleo de flotadores en muchos casos es común, generalmente para acciones de control (interruptores de nivel).

Entre los instrumentos categorizados en la medición indirecta se presentan:

- Servo dispositivos de nivel. Es un medidor destinado a la medición de nivel de alta precisión. El desplazador se suspende de un cable de acero para mediciones que se enrolla en un tambor de medición de alambre acanalado finamente. El sistema se basa en el principio de desplazamiento, cuando desciende el desplazador utilizando un motor de avance gradual y entra en contacto con el líquido, el contrapeso del desplazador se reduce debido a la fuerza de empuje vertical del líquido.

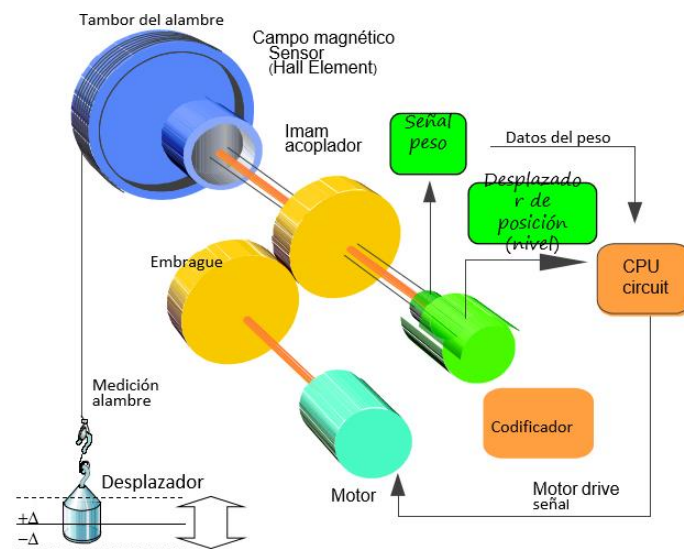


Figura 1.3 Servo dispositivo de nivel.

- Medidor ultrasónico: Se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco depende del nivel del tanque. El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. Los sensores trabajan a una frecuencia de unos 20kHz. Estas ondas atraviesan con cierto amortiguamiento o reflexión el medio ambiente de gases o vapores y se reflejan en la superficie del sólido o del líquido.
- Instrumento de presión diferencial hidrostático: El medidor de presión diferencial (Hidrostático) consiste en un diafragma en contacto con el líquido del tanque, que mide la presión hidrostática en un punto del fondo del tanque. En un tanque abierto esta presión es proporcional a la altura de la columna del líquido en ese punto ya su peso específico (Creus Solé, 2010). Bullón Vilchis (2009) define que esta presión depende

directamente de la densidad del líquido y la altura de la columna líquida, si aumenta la densidad o la columna líquida aumentará la presión generada. La siguiente ecuación describe su principio de funcionamiento:

$$P = H \times \rho \times g \quad \text{Ec. (1)}$$

En la que:

P = presión

H = altura de líquido sobre el instrumento

ρ = densidad del líquido

g = Aceleración debido a la gravedad (9,8 m/s²)

1.4.5. Instrumentos para medir viscosidad

Los medidores de viscosidad son instrumentos esenciales que determinan la resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción, también denominado viscosidad, de diferentes líquidos. Se usan principalmente en el control de las especificaciones del producto en los procesos industriales.

1.4.6. Clasificación los instrumentos para medir viscosidad

Existen numerosos procedimientos y equipos para medir la viscosidad, algunos utilizan diferentes formas en la medición de la viscosidad como mecánica de fluido; otros emplean valores relativos de la viscosidad, comparando fluidos de diferentes naturalezas. Algunos de los más usados son:

- Medidores rotacionales: Los viscosímetros rotacionales definidos por Gómez Hernández (2016) constan básicamente de dos partes que se encuentran separadas por el fluido a estudiar. Dichas partes pueden ser dos cilindros, dos superficies paralelas, una superficie y un cono de pequeño ángulo, un rotor en el interior de un cilindro. El movimiento de una de estas partes provoca la aparición de un gradiente de velocidades a lo largo del fluido. Para determinar la viscosidad del fluido se mide la velocidad de rotación necesaria para producir una determinada velocidad angular.

1.5. Herramientas estadísticas empleadas para el control de datos y su análisis

1.5.1. Cartas o Gráficos de control.

El control estadístico de procesos es esencial en el mejoramiento continuo de una organización, ya que este define un procedimiento sistemático, que permite realizar un seguimiento o monitoreo de una variables o variables de interés e identificar y determinar las causas que generan ciertas variaciones ajenas al desarrollo natural del mismo; además permite definir las acciones correctivas necesarias para ajustar el proceso a las condiciones ideales o cercanos a esta (Herrera Acosta, 2019).

Una carta de control es una herramienta estadística empleada para el análisis y control de procesos a través del tiempo. El objetivo de estas es el observar y estudiar mediante uso de datos estadísticos la variabilidad del proceso de interés a través del tiempo (Rivera Garcia, 2011). Su idea fundamental es que mediante el cálculo límites de control (limite central o promedio, inferior y superior) se pueda mostrar la variabilidad del proceso a medida que transcurre el tiempo. Entre las cartas de control más usuales se encuentran las de Promedio, Rango, Desviación estándar, medidas individuales y Multivariadas.

1.5.2. Prueba de Hipótesis

Hernández Rodríguez et al. (2020) define una hipótesis estadística como una afirmación sobre un modelo de probabilidad. El procedimiento para juzgar la veracidad hecha sobre una población de datos se llama prueba de hipótesis. La prueba de hipótesis es un método estadístico que se utiliza para tomar decisiones de supuestos formados acerca de una población a partir de una muestra de ella.

Hipótesis nula e Hipótesis alternativa

Hipótesis Nula (H_0): Es la cual el investigador está dispuesto a sostener como estimable, a menos que haya diferencias en la población estadísticamente significativas en su contra.

Hipótesis Alternativa (H_1 o H_A): es la negación de la hipótesis nula, representa el cambio en la población que el investigador espera. Está hipótesis solo se aceptará si los datos muestran evidencia de que la hipótesis nula es falsa.

El nivel de significación de una prueba de hipótesis, es el valor máximo de probabilidad que se está dispuesto a aceptar, para que ocurra el suceso de rechazar la hipótesis nula asumiendo que esta es verdadera. Los valores más comunes a considerar son: $\alpha=0,05=5\%$ (significativa) y $\alpha=0,01=1\%$ (muy significativa) (Danel Ruas, 2017).

Si H_0 es:	Decisión sobre H_0	
	Rechazar	No Rechazar
Verdadera	Error Tipo I	Acción correcta
Falsa	Acción correcta	Error Tipo II

Tabla 1. Tabla de decisiones.

Hernández Rodríguez et al. (2020) Cuando se lleva a cabo una prueba de hipótesis en una investigación, no siempre se obtienen las conclusiones correctas y, por lo tanto, se cometen errores. Estos clasifican como Error tipo I y Error tipo II. Donde los errores dependen de diversos factores, tales como un mal muestreo de datos, un error no muestral, que surge al tomar las muestras específicamente cuando la información no es verídica y un error muestral que es la variación natural que existe en las muestras de una población.

1.6. Conclusiones parciales del capítulo

- La medición es un proceso científico que se emplea para comparar la media de un objeto con un patrón de igual magnitud física.
- Los tanques de almacenamiento son generalmente estructuras cilíndricas utilizadas para preservar y manipular distintos productos ya sean líquidos, gaseosos o sólidos.
- La instrumentación industrial se clasifica de dos formas, de acuerdo a la función que realizan y a la variable que miden en el proceso, aunque existen otras clasificaciones.
- Tipo de zona explosiva y la seguridad antiexplosiva, resolución, exactitud en medida deseada, sensibilidad y rendimiento son algunos de los principales criterios de selección de los instrumentos industriales.
- Entre las principales herramientas utilizadas para el análisis estadístico de datos de las variables se encuentran los gráficos o cartas de control y las pruebas de hipótesis.

Capítulo II: Situación actual de la BCS.

En el presente capítulo se describen la caracterización de La División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas (DTCCM), las características de la materia prima y se realiza un análisis de la situación de los instrumentos utilizados en la BCS para confeccionar el inventario de cada tanque y la calidad del PCNm.

2.1. Caracterización de la DTCCM

La División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas se encuentra situada en la zona industrial de este municipio. Tiene como misión satisfacer oportunamente la demanda de combustibles con las especificaciones de calidad requeridas. La empresa se divide en las siguientes áreas: Área 1-1 Mezcla, 2-1 Suministro a las Centrales Termoeléctrica, Área 4 se dedica a la recepción del PCN.

El Área 3 se destina para la descarga en camiones cisternas que transportan PCNm procedente de los pozos de Jaruco y Puerto Escondido, consiste en un descargadero que está conectado, mediante una tubería soterrada, con los tanques TK-71 y TK-72, los cuales a su vez descargan a los tanques TK-27, TK-28 y TK-29 del área 1-1.

El PCN pasa a la Área 1.1 (anexo 2.1.1.) a recibir un tratamiento previo de calentamiento a través de los intercambiadores de calor (IE-117 o IE-118). Se elaboran las mezclas de Petróleo Crudo Nativo Mejorado (PCNm) con viscosidades de 650, 1100 y 1400 cSt a solicitud del cliente, para ser entregadas por buques a las diferentes Centrales Termoeléctricas (CTE) del país (Felton, Mariel, Santiago de Cuba, Nuevitas y Cienfuegos) el crudo se trasiega hacia las tres bombas existentes conectadas en paralelo (IP-201B, IP-201C, IP-201D) (anexo 2.1.).

El Área 2-1 está compuesta por dos subáreas fundamentales: (área de Estación de cabecera de los oleoductos a las CTE “Santa Cruz” y “Antonio Guiteras”) y (área de tanques).

El área de tanques está compuesta por:

- Dos bombas de 120 m³/h de caudal, cada una para el oleoducto a CTE “Santa Cruz”, con sus correspondientes filtros, intercambiadores y metro contador.
- Dos bombas de 45 m³/h de caudal de bombeo por el oleoducto a “Santa Cruz”.
- Dos bombas de tornillo de 90 m³/h de caudal para el oleoducto a CTE. “Antonio Guiteras” con sus correspondientes filtros, intercambiadores y metro contador.
- Un tanque de Slop de 15 m³ de capacidad con su bomba de achique, una bomba de inyecta de solvente de 30 m³/h de caudal, conectada a los oleoductos con el objetivo de disminuir la viscosidad del producto.

El área de tanques se compone de dos tanques (TK-30 y TK-38), de 10 000 m³ de capacidad que almacenan fuel oil. Estos tanques están provistos de serpentines de vapor para mantener la temperatura del producto en 55 °C. Además existen tres tanques para almacenar solvente (TK-39, TK-41 y TK-42), de 1000 m³, 5000 m³ y 5000 m³ de capacidad respectivamente.

Área 4: está compuesta por cuatro tanques (TK-33, TK-34, TK-35 y TK-36) de 10000 m³ de capacidad destinados al suministro de crudo a las CTE, donde se almacena el crudo con la calidad requerida para cada CTE, los cuales están conectados a las bombas de la Estación 2-1. También se encuentra el tanque TK-37 que tiene una capacidad de 50 000 m³, el cual tiene facilidades para la recepción del crudo procedente de los Oleoductos Centro y Occidente, así como para la entrega a Buques-Tanques. El tanque TK-37 está conectado al intercambiador IE-117, lo que permite calentar el producto durante la recepción y la entrega a Buques-Tanques.

2.2. Características del producto

El petróleo es una mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua y heterocompuestos, se presentan en la naturaleza en lechos geológicos continentales o marítimos ya sea en estado sólido, gaseoso o líquido donde este último en condiciones normales es un líquido oleaginoso e inflamable que puede presentar gran variación en diversos parámetros como olor, viscosidad, color, densidad etc.

(Hernández et al., 2020). En el proceso de preparación de mezclas existen tres productos involucrados: el petróleo crudo nativo (PCN) y la nafta, que constituyen las materias primas fundamentales, y el petróleo crudo nativo mejorado (PCNm), con menor viscosidad y contenido de azufre y otras impurezas, que constituye el producto final del proceso.

Características físico- químicas

Olor: Posee un olor característico y depende de la naturaleza, composición del crudo y de la cantidad de impurezas. Pero si el crudo contiene azufre en cantidades considerables, tiene un olor fuerte y desagradable.

Color: Su tonalidad oscurece con el aumento de su peso específico que se incrementa al aumentar su porcentaje de asfalto. En Cuba esta diversificación es muy evidente encontrándose petróleos de color amarillento-verdoso hasta los líquidos negros ubicados en el yacimiento de Varadero.

Composición química: El petróleo se compone principalmente de carbono en proporción de 83-87 % e hidrógeno de 11-14 %, contiene abundantes impurezas en los que intervienen el azufre, oxígeno, nitrógeno, SO₂, H₂S, alcoholes mezclados, diversos minerales como cloruros y sulfatos de Ca, Mg y Fe.

Viscosidad a 50 °C: 1400 mm²/s. La viscosidad de este se determina por su composición, y en todos los casos es mucho más alta que la del agua.

Contenido de azufre: 8.0 % m/m.

Temperatura de Fluidez: +15 °C.

Densidad a 15 °C: 0.9994 g/cm³.

La característica que sustenta la clasificación gravedad API (American Petroleum Institute) se refiere a una medida de densidad, que se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la del agua para un mismo volumen. Por su densidad a mayor gravedad API más liviano es el petróleo.

Gravedad a 15 °C: 10 °API siendo este un petróleo crudo pesado.

Peligros para la salud.

Ingestión: La ingestión de hidrocarburos puede afectar tres sistemas orgánicos fundamentales: pulmón, aparato gastrointestinal y sistema nervioso. Los síntomas respiratorios son: tos, ahogo, sibilancias y ronqueras.

Generalmente son irritantes de boca, faringe e intestino. Se han observado vómitos espontáneos hasta en el 40% de los pacientes. Muchos presentan náuseas, malestar intestinal, distensión abdominal, eructos y flatulencia.

Aspiración: El pulmón es el principal órgano diana de la toxicidad por hidrocarburos. La toxicidad pulmonar aparece fundamentalmente por aspiración. La toxicidad pulmonar del hidrocarburo aspirado es el resultado de la inhibición de la actividad surfactante y de la lesión directa de los capilares y el tejido pulmonar. El riesgo de aspiración depende de las propiedades de viscosidad, volatilidad, y tensión superficial del hidrocarburo. El mayor riesgo de aspiración corresponde a un producto de baja viscosidad, baja tensión superficial y gran volatilidad.

Contacto: Dermatitis de contacto, produce irritación de la piel y picores, la piel en este estado facilita la absorción de los componentes del crudo. Se ha asociado un aumento del riesgo de cáncer de piel con la presencia de hidrocarburos poliaromáticos. Irritación de los ojos por contacto con gotas de crudo. Algunos componentes pueden ser absorbidos a través de la córnea.

Etiquetado de peligro (frases R y S):

R2/R3/R5/R7/R16/R18/R22/R25/R36/R37/R38/R42/R43/R44/R45/R52/R54/R55/R56/S1/S2/S3/S7/S9/S14/S16/S17/S21/S23/S24/S25/S28/S29/S40/S41/S43/S46/S50. Los significados de estas frases están referenciados en el anexo 2.3 y 2.4 respectivamente.

2.3. Situación de la instrumentación en la zona 1.1

Se necesita conocer la instrumentación instalada en la BCS con el fin de determinar cuáles instrumentos están aptos para ser utilizados en sistema de inventario en tiempo real.

Molina Hernández (2010) manifiesta que en un proceso industrial es esencial contar con un instrumento que mida la magnitud física de la variable de proceso y transmita el valor medido para ser monitoreado posteriormente con el menor error posible. Lo que propicia para esta investigación conocer los instrumentos que se utilizan para tal efecto.

2.4. Método de medición manual

La determinación oficial de niveles en un tanque de almacenamiento se realiza aplicando el método de medición manual, utilizando una cinta métrica y plomada graduada. Las mediciones manuales de la altura o nivel del combustible se realizan usualmente utilizando una lienza o cinta de acero graduada en unidad de medida, está enrollada en un carrete manual y posee en su extremo una plomada de bronce para mantenerla estirada. La plomada está atada a la lienza por una presilla y la medida de la lienza está referida al extremo libre de la plomada. La lienza o cinta métrica se introduce en el tanque, generalmente a través de un tubo de aforo y el nivel se obtiene con respecto a un punto de referencia que se encuentra cerca de la boca del aforo.

2.4.1. Procedimiento para ejecutar la medición de nivel de producto

1. Baje la cinta y su plomada lentamente dentro del tanque, manteniendo siempre en contacto con el borde de la boca de aforo o del tubo de medidas, la cara lisa de la cinta sin graduación, hasta que la plomada penetre el líquido.
2. Sostenga la cinta en reposo hasta que la plomada cese de oscilar.
3. Luego baje la cinta lentamente, deslizándola sobre el punto de referencia, hasta que una porción se moje.
4. Continúe bajando la cinta con cuidado hasta que la misma aparezca en perfecta coincidencia con el punto de referencia.
5. Anote la lectura de la cinta.
6. Extraiga la cinta y anote la lectura mojada indicada en la plomada.
5. Reste la lectura de la cinta a la lectura mojada en la plomada.

6. Anote esta lectura en la libreta de medidas de los tanques, en la columna de vacío. Repita la operación hasta lograr dos resultados idénticos.

7. Finalmente reste la medida de vacío obtenida anteriormente a la altura de referencia, el resultado corresponde con el nivel del líquido en el tanque.

8. Anote esta lectura en el modelo medidas de los tanques, en la columna de medida total.

En la BCS se encuentra instalado el instrumento transmisor de nivel SITRANS LR 400 de SIEMENS MILLTRONICS (Figura 2). El mismo utiliza la detección por ondas ultrasónicas. El trasmisor entrega a la salida una señal analógica de 4-20 mA + Hart (SIEMENS MILLTRONICS. "SITRANS LR 400". Manual del Usuario Julio 2002., Julio 2002).

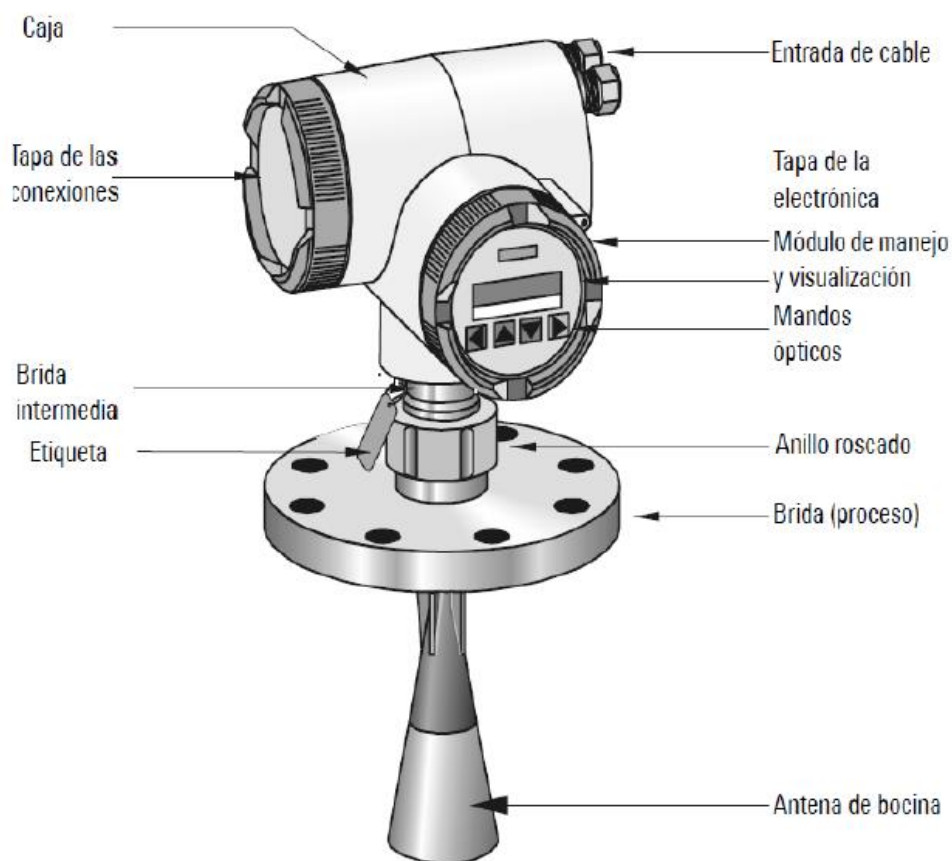


Figura 2. Transmisor de nivel SITRANS LR 400 de SIEMENS MILLTRONICS.

Este instrumentos posee error de medida para diferentes altura de tanque.

- $\leq \pm 15$ mm del rango de 0,26 a 2 m
- $\leq \pm 5$ mm del rango de 2 a 10 m
- $\leq \pm 15$ mm del rango de 10 a 45 m

EL error de medición del instrumento no lo hace seleccionable para realizar inventario en hidrocarburo según las normas internacionales aprobadas por OIML, PTB, NMi.

2.4.2. Procedimiento para la medición de temperaturas

La determinación de la temperatura del líquido es muy importante. Los líquidos poseen expansión térmica, por ejemplo en un producto de 12 ° API, un error de 15 °C en un volumen de 55 645 metros cúbicos origina una diferencia de 103 m³.

- Determinar el número de temperaturas y los niveles a los cuales se tomarían.
- Bajar cuidadosamente el termómetro por la boca del aforo hasta el nivel calculado y dejarlo en esa posición el mínimo tiempo establecido.
- El termómetro de taza o copa debe estar completamente lleno cuando se saque del tanque para su lectura.
- Subir el termómetro cuidadosamente, leer el termómetro con la taza o copa debajo del borde de la boca de aforo para evitar el efecto del viento sobre la temperatura del aparato.
- Anotar las lecturas efectuadas en el modelo medidas de los tanques.
- Promediar los resultados para el caso de varias mediciones.
- Limpiar el termómetro para evitar la formación de películas de petróleo en sus paredes.

Para determinar la temperatura del petróleo crudo o de sus derivados contenido en un tanque de almacenamiento se tomarán tantas mediciones como se indica en la tabla 2.1.

Nivel del líquido.	Número mínimo de medidas de temperatura.	Niveles de medidas.
Más de 3 metros.	3	A la mitad del tercio superior, en el medio del líquido y a la mitad del tercio inferior.
Menos de 3 metros.	1	Mitad del líquido.

Tabla 2.1 Tabla de determinación del número de medidas.

Tiempo mínimo de inmersión del termómetro.

El tiempo mínimo de inmersión del termómetro dentro del líquido, cuya temperatura se desea medir, depende de la naturaleza del producto, tal como se indica en la tabla 2.2.

Contenido del tanque.	Tiempo mínimo de inmersión.
Gasolina, queroseno, gasóleo, diesel o cualquier producto con viscosidad menor que 100 cts.	5 minutos
Petróleo crudo y cualquier producto con viscosidad mayor que 100 cts.	15 minutos
Combustibles residuales, lubricantes, crudos con viscosidad mayor que 170 cts.	30 minutos

Tabla 2.2 Tiempo mínimo de inmersión del termómetro.

En el área 1.1 la medición de viscosidad al producto se realiza a través de muestras de pruebas de laboratorio. El intervalo en el cual se realiza una prueba de laboratorio y la otra alcanza tiempos prolongados, lo que impide obtener una producción que mantenga la viscosidad estable en rango reducido próximo a las magnitudes de comercialización.

2.5. Cálculo del volumen y la masa de un combustible en un tanque de almacenamiento

Se establece un procedimiento de cálculos en la (DTCC) para conocer el volumen o la masa de un combustible, donde se requieren primeramente de las lecturas de los niveles de medidas del contenido del tanque de almacenamiento y de la temperatura.

- a. Cálculo del volumen total observado (TOV).
TOV = Nivel del combustible y agua, a temperatura y presión observada, expresados en milímetros.
- b. Cálculo del volumen bruto observado (GOV). Donde se restan los volúmenes correspondientes al contenido total de combustible más agua y el contenido total de agua.
FW es el contenido de agua libre. El resultado es expresado en litros a temperatura y presión observada.
$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FW}.$$
- c. Cálculo del factor de corrección de volumen a temperatura estándar 15 °C. Con la densidad certificada por el laboratorio se calcula el factor de corrección de volumen del combustible a temperatura estándar para referirlo a 15 °C.
- d. Cálculo del volumen bruto estándar (GSV). Con el factor de corrección de volumen a temperatura de 15 ° C, multiplico el GOV por el factor, y obtengo el GSV.
$$\text{GSV} = \text{GOV} \times \text{factor de corrección a } 15 \text{ } ^\circ\text{C}.$$
- e. Cálculo de la masa del producto.

El GSV lo multiplico por el factor de corrección a toneladas métricas y obtengo la masa del combustible en cuestión.

$$\text{Ton} = \text{GSV} \times \text{factor de corrección a toneladas métricas}.$$

El método de cálculo para la determinación de los volúmenes para cualquier tipo de tanque es similar, es decir para tanque de almacenamiento en tierra o tanque de un buque cisterna o gabarra. Cada tanque posee características propia. En la tabla 2.3 se muestra la características del tanque TK-27.

Tanque: TK-27 de Techo Fijo y Fondo Plano Construido con acero al carbono CT-3	
Producto a contener: Petróleo Crudo	
Concepto	Valor
Altura máxima de llenado	10 800 mm
Altura de Referencia	12 265 mm
Parámetro de referencia	190 824 mm
Altura Total del tanque	11 935 mm
Capacidad determinada	34 567 580 dm ³
Inclinación Adimensional	0,05
No. de Rolo de referencia	2 ^a
Temperatura de referencia de la tabla	27,0°C

Tabla 2.3 Características del tanque TK-27

2.6. Herramientas estadísticas para el análisis de las variables

En la presente investigación se aplican las herramientas estadísticas, Prueba de hipótesis y Carta de control para realizar el análisis de la variable de viscosidad del Petróleo Crudo Nativo mejorado (PCNm). Se utiliza el software Statgraphics versión 16.2, diseñado para facilitar el análisis estadístico de datos, donde mediante su aplicación es posible realizar un análisis descriptivo de una o varias variable. Los datos se recopilaron en el período de los meses de julio y agosto y se almacenan en un archivo del programa Excel 2013.

Prueba de hipótesis:

Se determina la variable analizada cumplen con las especificaciones del petróleo y sus derivados, establecidas por la Unión Cubapetróleo, basado en las normas internacionales vigentes aparecen registradas en el Catálogo de Especificaciones de Productos. Rama combustibles. La tabla 2.4 muestra el valor normado para esta variable.

Variable	Unidad	Norma Operacional	Prueba de hipótesis
Viscosidad del PCNm	centistokes (cSt)	≤ 1100	$H_0: \mu \leq 1100$ $H_1: \mu > 1100$

Tabla 2.4 Prueba de hipótesis.

Los resultados de las pruebas relativas a la población de la cual procede la muestra de Datos de Viscosidad del PCNm para la prueba-t evalúa la hipótesis de que la media de Datos de Viscosidad del PCNm es igual a 1100.0 versus la hipótesis alterna de que la media de Datos de Viscosidad del PCNm es mayor que 1100.0. Debido a que el valor-P para esta prueba es mayor o igual a 0.05, no se puede rechazar la hipótesis nula, con un nivel de confianza del 95.0% de confianza. En la tabla 2.5 se muestra el resumen de prueba de hipótesis realizada a la variable.

Variable	Norma	Prueba de hipótesis	Cumple
Viscosidad del PCNm	≤ 1100	$H_0: \mu \leq 1100$	Si
		$H_1: \mu > 1100$	

Tabla 2.5 Resumen de prueba de hipótesis realizada a la variable.

Carta de control de media:

En el gráfico de la carta de control de media para datos de viscosidad del PCNm (figura 2.1) se puede observar que la trayectoria los puntos de la carta de control posee un comportamiento errático por lo que está fuera de control. Este resultado es un aspecto de análisis para encontrar soluciones que permitan obtener un

mejor control de esta variable y una mejor eficiencia.

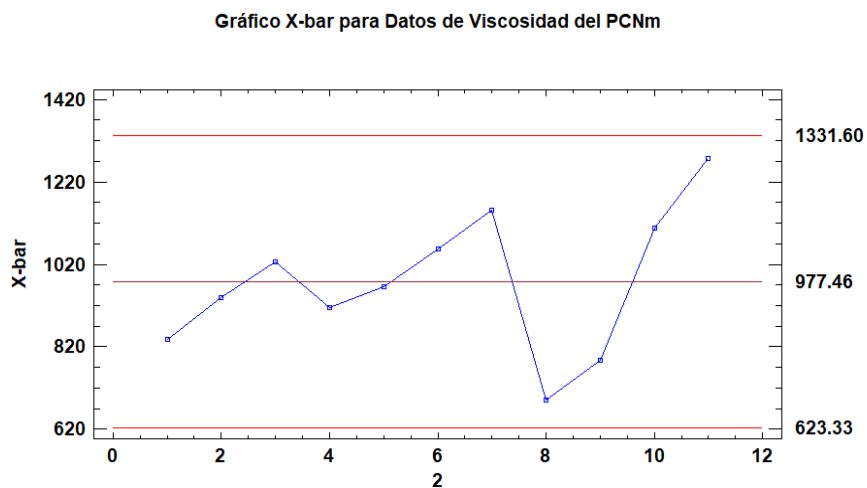


Figura 2.1 Gráfico de control para datos de viscosidad del PCNm.

2.7. Conclusiones parciales del capítulo

- Los instrumentos y procedimientos utilizados para la medición de nivel y temperatura introducen errores humanos en la estadística del control del proceso.
- La viscosidad del PCNm se obtiene a través de análisis de laboratorio.
- La carta de control de media para datos de viscosidad del PCNm refleja que esta variable está fuera de control.

Capítulo III: Propuesta y Análisis de los Resultados

Las insuficiencias detectadas en los procedimientos manuales usados para la medición de nivel y temperatura, introducen errores en los datos primarios que deteriora el inventario de hidrocarburo almacenado. La mezcla realizada para obtener el PCNm posee una variabilidad en la viscosidad que atenta contra los gastos de aditivos e indemnizaciones por no cumplir con normas de comercialización.

En el presente capítulo se proponen modificaciones tecnológicas en el sistema de instrumentación en la BCS que propicien obtener un inventario en tiempo real.

3.1. Solución de la medición de la medición de nivel

Para la solución de la medición de nivel se propone el instrumento Proservo NMS5 (figura 3.1). Este instrumento responde al principio de funcionamiento del servo dispositivos de nivel. Este sensor cuenta las rotaciones del tambor de medición para calcular cuánto cable se desenrolla y, por lo tanto, calcular el cambio de nivel del líquido. Además de medir el nivel también puede medir las interfaces presentes (hasta tres fases líquidas) (Endress+Hauser, 2014a)

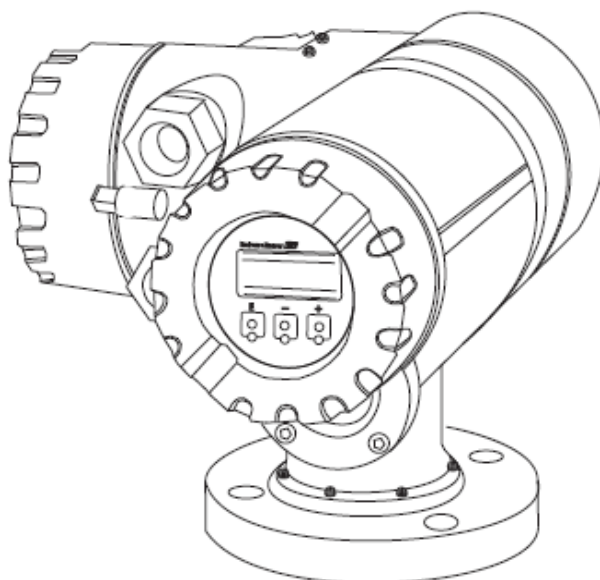


Figura 3.1 Instrumento de nivel Proservo NMS5.

Se selecciona la salida de señal que 4 x relay SPST, 2 x 4 - 20 mA compatible con la tecnología instalada. Cumple con los requerimientos antiexplosivos (ATEX).

En la descripción del instrumento se puede constatar que detecta las interfaces presentes, por lo que descarta la fase gaseosa, el agua y sólidos disueltos, tomando la medición en el tanque del nivel real donde se encuentra el hidrocarburo. La instalación del instrumento se realiza en un tubo tranquilizador que evita errores en la medición del nivel para aquellas oscilaciones del fluido en las circunstancias de llenado y extracción del crudo.

Es importante destacar que el instrumento posee un circuito electrónico con un microprocesador que guarda la información en una base de datos que relaciona cuánto cable se desenrolla, la altura y la tara del tanque. Facilita el cálculo del volumen en un software ejecutado en el SCADA.

Otras características que se ha tenido presente en la selección del instrumento son:

- Interfaz de agua medición 3 capas.
- Medición de densidad (hasta 16 puntos).
- Gran exactitud - ± 0.7 mm.
- Independiente de la presión de vapor del producto, espuma y condiciones de la superficie.
- Servo es la única tecnología aprobada (OIML, PTB, NMI) para LPG.

3.2. Sensor de nivel hidrostático para medición de nivel

Sensor de nivel hidrostático para medición continua de nivel de líquidos con sensores de presión. La presión obtenida de este modo constituye una medida indirecta del nivel. Se propone el Deltapilot FMB70 de Endress+Hauser (figura 3.2). La célula de medición posee un diafragma separador protegido a la formación de condensación y a los gases agresivos.

El instrumento al basar su principio de funcionamiento como sensor de presión adquiere el valor de la presión del proceso. Para el sistema de inventario el nivel (H) se adquieren del Proservo NMS5.

Al utilizar la fórmula (ecu 2) que modela el principio de funcionamiento hidrostático del Deltapilot FMB70 se obtiene la densidad que utiliza el software implementado en el SCADA para el cálculo del inventario.

$$\rho = P / (H \times g)$$

Ec (2)



Figura 3.2 Instrumento de presión hidrostática Deltapilot FMB70 de Endress+Hauser.

Otras características que se ha tenido presente en la selección del Deltapilot FMB70 son:

- Sensor de presión de alto rendimiento con célula
- Temperatura: -10 a +100 °C
- Rango de medición: +0,1 a +10 bar
- Precisión: Estándar $\pm 0,1$ %, opcional $\pm 0,075$ %

3.3. Solución de la medición de temperatura

Para la solución de la medición de temperatura se propone el instrumento Prothermo NMT532 (figura 3.3). Este instrumento posee una sonda para múltiples mediciones de temperatura. Responde al principio de funcionamiento de termoresistencia utilizando el transductor Pt100. Este instrumento de medición de temperatura puede ser utilizado en aplicaciones de control de

inventario. El Prothermo NMT532 consta de Max. 6 elementos de temperatura de diferente longitud con intervalo fijo (2 m o 3 m). Está diseñado para prestaciones que necesiten aplicaciones intrínsecamente seguras con sensor de medición de temperaturas medias para control de inventario. La transmisión de la señales 4 - 20 mA compatible con la tecnología instalada (Endress+Hauser, 2014b)



Figura 3.3 Instrumento de medición de la temperatura Prothermo NMT532.

Entre las características que se ha tenido presente en la selección del instrumento son:

- Elevada precisión $\pm 0,1$ °C.
- Rango de temperatura de operación -20 °C... 100 °C.
- Máxima longitud de inmersión bajo demanda $18,5$ m
- Equipo intrínsecamente seguro que proporciona la configuración eléctrica más segura posible
- Simple y económico
- Tamaño y peso compacto
- Elevado nivel de fiabilidad y fácil instalación
- Sin mantenimiento

Para el cálculo de inventario del hidrocarburo es indispensable tener presente la corrección térmica, ya que estos fluidos poseen una elevada dilatación por la acción de la temperatura. El software presente en SCADA debe tener en cuenta esta corrección térmica para el cálculo del inventario.

3.4. Solución de la medición de la viscosidad.

Se propone el viscosímetro ViscoPro 2100 (figura 3.4). Utiliza el principio de funcionamiento del método de pistón oscilante. Se utiliza en aplicaciones que requieren análisis rápidos en tiempo real y entregan datos confiables (PAC, 2020).



Figura 3.4 Instrumento de medición de la viscosidad ViscoPro 2100.

Este instrumento se puede usar en tamaño de muestra pequeña, fácil instalación, configuración flexible y necesidades mínimas de mantenimiento. Muy útil en cualquier aplicación de refinería, petroquímica o de recubrimientos. Este instrumento logra autolimpiarse debido al movimiento constante del pistón. Lo cual incide en una larga cantidad de años sin recalibración que serían gastos elevados por este concepto al seleccionar otro principio de funcionamiento.

Puede realizar mediciones pesadas, como el asfalto. Rango de viscosidad 0.25-10,000 cP, con salidas de 4-20 mA. Cumple con ASTM D7483-21 que es un método de prueba estándar para la determinación de la viscosidad dinámica y la viscosidad cinemática derivada de líquidos mediante un viscosímetro de pistón oscilante.

Entre las características que se ha tenido presente en la selección del instrumento son:

- Repetibilidad de 0,5% o 1,5% disponible según sus requisitos
- Correlación con ASTM D7483 y ASTM D445

- Rangos de viscosidad calibrados con precisión en intervalos de 20: 1 que cubren de 0,2 a 10,000 cP
- Resultados precisos para aplicaciones difíciles, hasta 375 ° C y hasta 2000 psi
- Indicación de diagnóstico del rendimiento del sistema con alarmas si está por debajo de los estándares de calidad a través de Modbus o la interfaz de usuario del sistema
- Medición simultánea de la temperatura de la muestra
- Mediciones opcionales de viscosidad compensada por temperatura (TCV) disponibles; TCV relaciona las mediciones del proceso con un valor de temperatura de referencia para estimar los efectos de la temperatura según ASTM D34.

La utilización de este instrumento permite la corrección en línea de la viscosidad y tener controlada la magnitud de esta variable en el proceso.

3.5. Aporte de los instrumentos seleccionados al cálculo del inventario en tiempo real y a la calidad de la mezcla

Para el cálculo del inventario en tiempo real los instrumentos seleccionados suministran los datos necesarios al SCADA. Este software, ejecutado en el SCADA, calcula el volumen y la masa del combustible en un tanque de almacenamiento con la información transmitida por los instrumentos. Para esta operación se considera la precisión en la medición de la altura (se descarta el nivel de agua y sólidos disueltos). El sensor de temperatura facilita la corrección de la expansión térmica del hidrocarburo. El sensor hidrostático aporta la densidad del producto para el cálculo del inventario en unidades másicas. Se eliminan los errores humanos en las mediciones de temperatura y nivel en la solución propuesta.

El viscosímetro ViscoPro 2100 aporta datos precisos en tiempo real que permite con la utilización de un lazo cerrado la operación automática. Por ende, se eliminan los gastos excesivo del aditivo en la mezcla para obtener el PCNm. Evita además pagos de indemnización de la (DTCCM) a sus clientes por no cumplir con las especificaciones de comercialización del PCNm.

3.6. Conclusiones parciales del capítulo

- Se propone un conjunto de instrumentos que permiten obtener los datos imprescindibles para realizar el inventario de cada tanque en tiempo real.
- Se propone un viscosímetro en línea que permite obtener realizar el control de esta variable en el proceso.

Conclusiones

- Se realizó el análisis bibliográfico de la temática.
- Se propuso un sistema de instrumentos que permitan transmitir datos a la sala de control.
- Se efectuó un análisis estadístico de la variable viscosidad.
- Se presentó modificaciones tecnológicas en el sistema de instrumentación de la BCS que propicia obtener un inventario en tiempo real.
- La hipótesis propuesta logró cumplirse al ser detecta las principales deficiencias y corregidas al proponer un sistema de instrumentos que permita realizar un inventario en tiempo real.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar modificaciones a la programación del Programador Lógico Programable.
- Actualizar la programación de SCADA para que permita visualizar el inventario en tiempo real.

Referencias Bibliográficas

Cano Mayren, I. A. (2015). *Medición Estática De Tanques De Almacenamiento*. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Universidad Nacional Autónoma de Mexico, Mexico.

Carhuaz Lozano, C. D. y Suárez Castillo, R. M. (2018). *Determinación de los parámetros de sintonía pid para controlar el nivel en la planta del laboratorio de operaciones y procesos unitarios-fiq*. Tesis de grado. Universidad Nacional Del Centro Del Perú, Huancayo – Perú.

Creus Solé, A. (2010). *Instrumentación Industrial* (Alfaomega, Ed. 8^{va} ed., Vol. 8). <http://www.alfaomega.com.mex>

Cuenca Satan, D. J. M. B., Maricela Cristina. (Febrero 2020). *Diseño e implementación de un banco de pruebas para instrumentos de medición de nivel y flujo para el laboratorio de investigación de automatización y control de la Carrera De Ingeniería Electromecánica de La Universidad Técnica De Cotopaxi*. Tesis de grado. Universidad Técnica De Cotopaxi Latacunga – Ecuador.

Danel Ruas, O. O. (2017). Prueba de Hipotesis [Disponible en]. : <https://www.researchgate.net/publication/320618019>

Endress+Hauser. (2014a). *Operating Instruction Proservo NMS5. Intelligent Tank Gauge*. www.addresses.endress.com

Endress+Hauser. (2014b). *Operating Instruction Prothermo NMT532. Temperature*.

Gómez Hernández, R. A. (2016). *Rediseño de un viscosímetro de flujo de couette*. Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma De México, Mexico.

- González, N. E. y Hernandez Vargas, U. A. R. (2015). *Selección de la Instrumentación*. <https://es.slideshare.net/Leonnoah5417/seleccin-de-instrumentacin>
- Gutiérrez, M. y Iturralde, S. (2017). *Fundamentos básicos de instrumentación y control*.
- Hernández Rodríguez, R., Cárdenas Arriaga, T. N. y Hernández Rodríguez, N. A. (2020). *Pruebas de Hipótesis Estadística con EXCEL*.
- Hernández, T., Polina, Y., Bautista, H. y Govin, A. (2020). Caracterización de bacterias aisladas de un yacimiento de petróleo cubano Disponible en. *Avances en ciencia e ingeniería*, 11, 115-133. <http://www.executivebs.org/publishing.cl/>
- Herrera Acosta, R. J. R. M., Paola Milena. (2019). Control charts with convolutioned variables. Disponible en. *Revista de Investigaciones. Universitaria de Investigacion y Desarrollo*, 13, 82-87.
- Kuphaldt, T. R. (2019). *Lessons in industrial instrumentation* <https://www.ibiblio.org/kuphaldt/socratic/sinst/book/liii.pdf>
- Lennart Hagg, J. S. (2021). *La guía del ingeniero para la medición de tanques* (EMERSON, Ed.) <https://www.emerson.com/documents/automation/gu%EDa-la-gu%EDa-de-inicio-r%E1pido-del-ingeniero-para-la-medici%F3n-de-tanques-rosemount-es-es-4261176.pdf>
- Molina Hernández, C. R. (2010). *Revitalización de la automática de la Base de Crudo y Suministro. ECC Matanzas*. Matanzas. Cuba.
- Noda Rodríguez, D. (2018). *Propuesta de mejoras tecnológicas en el proceso del alcohol de uso médico-farmacéutico de EMCOMED Matanzas*. Tesis de grado. Universidad de Matanzas, Matanzas.

PAC, E. d. T. D. (2020). *ViscoPro 2100*. <https://www.paclp.com/process-analytics/industry/refinery/product/42/viscopro-2100>

Rivera Garcia, D. (2011). *Cartas de control para datos funcionales*. Tesis de Grado Mexico

SIEMENS MILLTRONICS. "SITRANS LR 400". *Manual del Usuario Julio 2002*. (Julio 2002). www.siemens-milltronics.com.

Silva, E., Pernalet, C. y Carrasco, R. (2017). Análisis de instrumentos de medición de temperatura [Disponible en]. <https://es.scribd.com/document/342301503/Análisis-Instrumentos-de-Medición-de-Temperatua>.

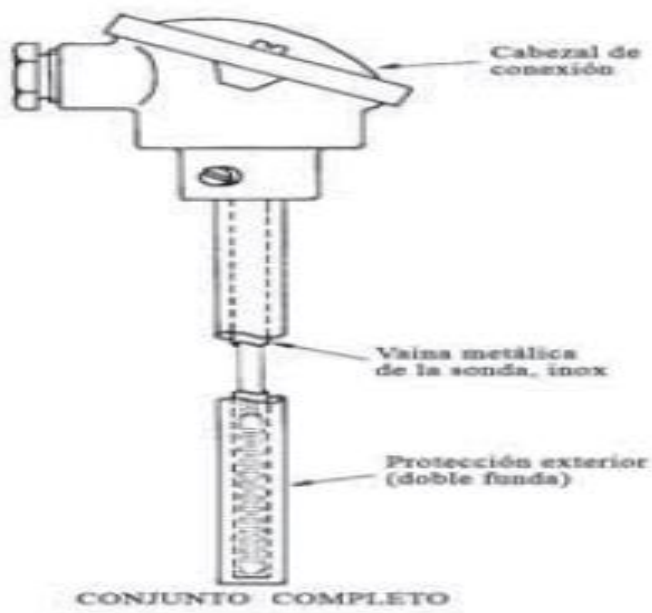
Valencia, M. E. (2019). *Diseño y control automático de tanque de almacenamiento de crudo de petróleo para una refinería*. Tesis para optar el título de ingeniero químico. Universidad Nacional De Piura, Perú.

Anexos

Anexo1. Tanque de techo fijo



Anexo 1.2. Termómetro de Resistencia



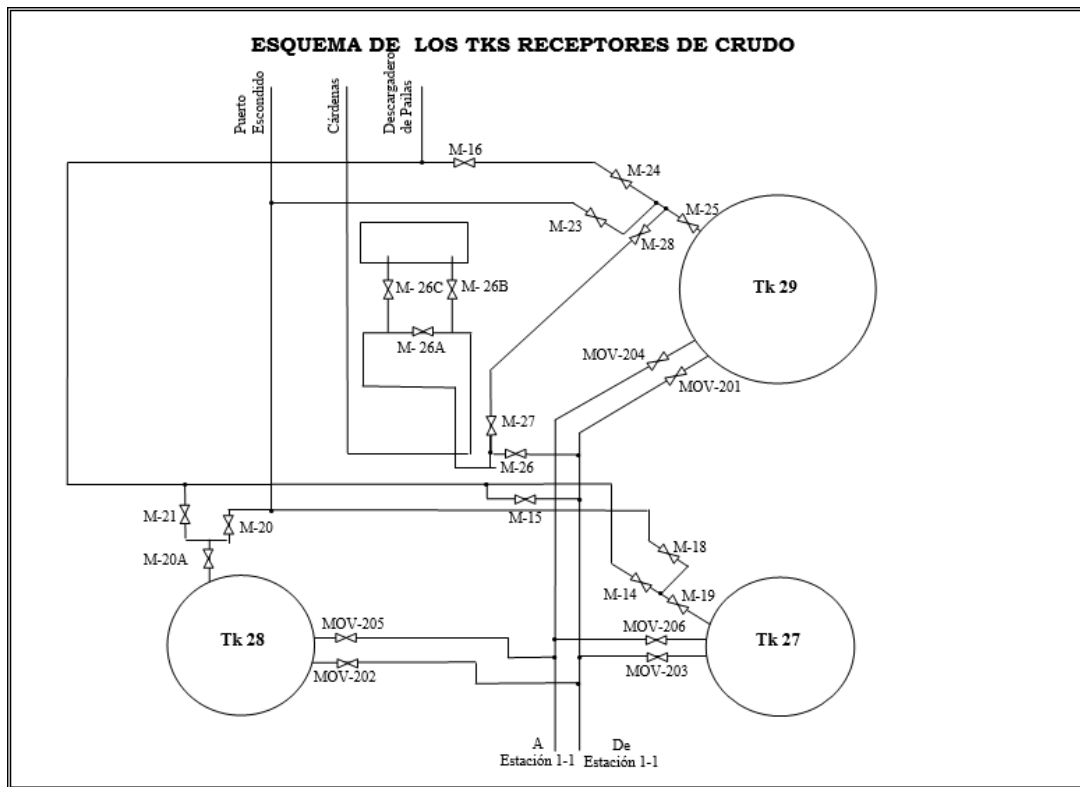
Anexo1.3. Medidor de nivel de cinta y plomada



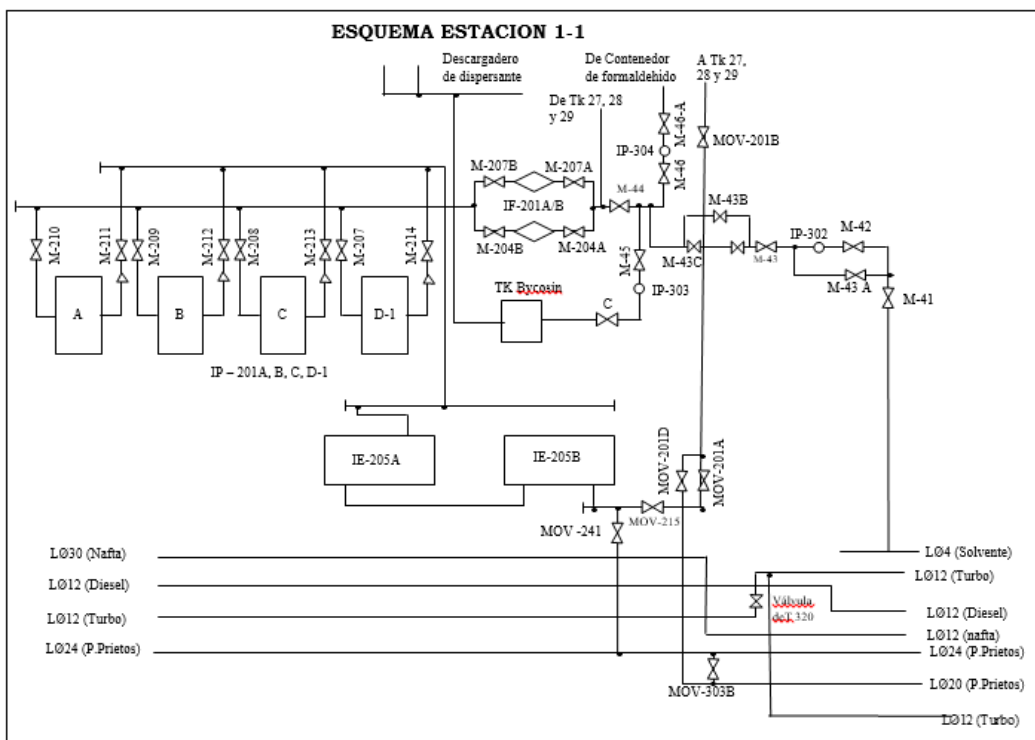
Anexo 2. Situación geográfica de la ECCM.



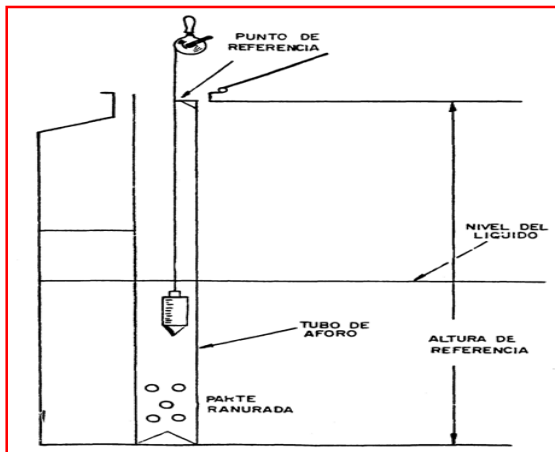
Anexo 2.1. Esquema de Tanques de Almacenamiento del Crudo.



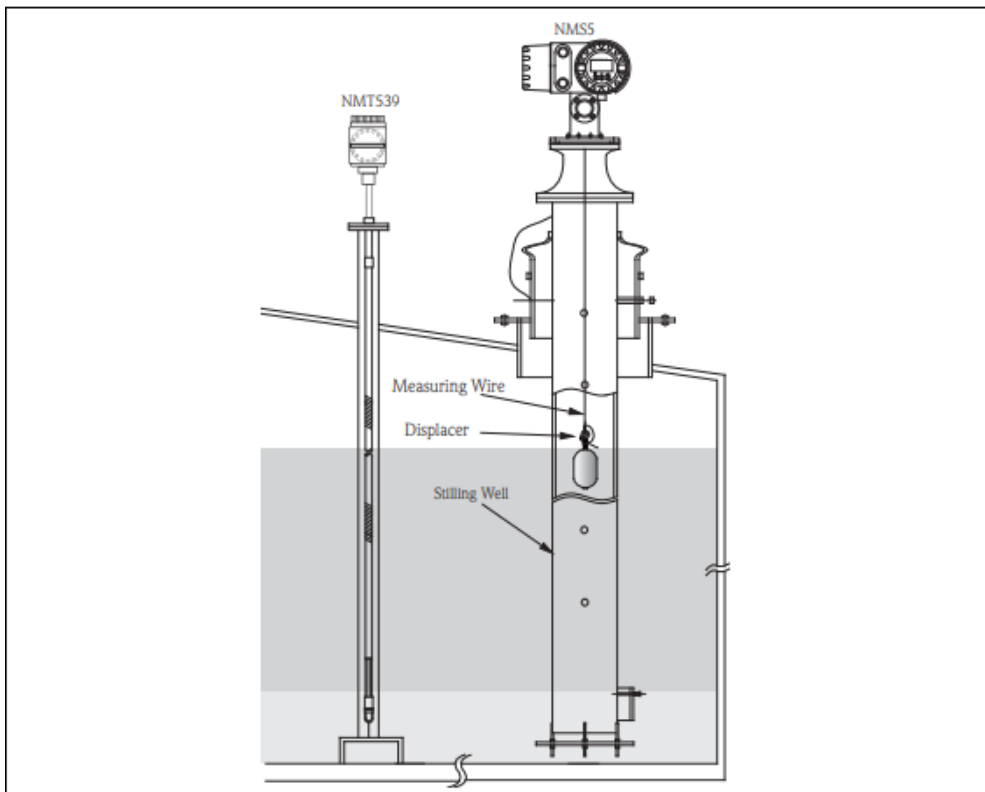
Anexo 2.1.1. Esquema de estación 1-1.



Anexo 2.2.2. Medición manual del nivel de un tanque



Anexo 2.2.3. Instalación del Proservo NMS5 y Prothermo NMT 532



Anexo 2.3 Riesgos específicos de las sustancias y preparados peligrosos (Frases R).

R 2 Riesgo de explosión por choque, fricción, fuego u otras fuentes de ignición.

R 3 Alto riesgo de explosión por choque, fricción, fuego u otras fuentes de ignición.

R 5 Peligro de explosión en caso de calentamiento.

R 7 Puede provocar incendios

R 16 Puede explosionar en mezcla con sustancias comburentes.

R 18 Al usarlo pueden formarse mezclas aire-vapor explosivas / inflamables.

R 22 Nocivo por ingestión.

R 25 Tóxico por ingestión.

R 36 Irrita los ojos.

R 37 Irrita las vías respiratorias.

R 38 Irrita la piel.

R 42 Posibilidad de sensibilización por inhalación.

R 43 Posibilidad de sensibilización en contacto con la piel.

R 44 Riesgo de explosión al calentarlo en ambiente confinado.

R 45 Puede causar cáncer.

R 52 Nocivo para los organismos acuáticos.

R 54 Tóxico para la flora.

R 55 Tóxico para la fauna.

R 56 Tóxico para los organismos del suelo.

Anexo 2.4. Consejos de prudencia relativos a las sustancias y preparados peligrosos (Frasas S).

S1 Consérvese bajo llave.

S2 Manténgase fuera del alcance de los niños.

S3 Consérvese en lugar fresco.

S7 Manténgase el recipiente bien cerrado.

- S9** Consérvese el recipiente en lugar bien ventilado.
- S14** Consérvese lejos de ... (materiales incompatibles a especificar por el fabricante).
- S16** Conservar alejado de toda llama o fuente de chispas - No fumar.
- S17** Manténgase lejos de materias combustibles.
- S21** No fumar durante su utilización.
- S23** No respirar los gases/humos/vapores/aerosoles [denominación(es) adecuada(s) a especificar por el fabricante].
- S24** Evítese el contacto con la piel.
- S25** Evítese el contacto con los ojos.
- S28** En caso de contacto con la piel, lávese inmediata y abundantemente con (productos a especificar por el fabricante).
- S29** No tirar los residuos por el desagüe.
- S40** Para limpiar el suelo y los objetos contaminados por este producto, úsese (a especificar por el fabricante).
- S41** En caso de incendio y/o de explosión no respire los humos.
- S43** En caso de incendio, utilizar ... (los medios de extinción los debe especificar el fabricante).(Si el agua aumenta el riesgo, se deberá añadir: "No usar nunca agua").
- S46** En caso de ingestión, acúdase inmediatamente al médico y muéstresele la etiqueta o el envase.
- S50** No mezclar con ... (a especificar por el fabricante).

