

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 12 de enero de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Carlos Leiton Perez, con C.C. No. 1077865029,

Marlon Chica Roa, con C.C. No. 1081154516,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Prueba Piloto Sistema De Medición Hermética.

Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos _____;

autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Carlos Latorre Pérez

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Morlan Chica Roy

Firma:

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Chica Roa	Marlon
Leiton Pérez	Juan Carlos

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Duque Higuera	Jaime Antonio
Bonilla Camacho	Luis Fernando Ramon

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniero de petróleos

CIUDAD: **AÑO DE PRESENTACIÓN:** **NÚMERO DE PÁGINAS:**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas__x_ Fotografías__x__ Grabaciones en discos__ Ilustraciones en general__x_ Grabados__ Láminas__
Litografías__ Mapas__ Música impresa__ Planos__ Retratos__ Sin ilustraciones__ Tablas o Cuadros x

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Fiscalización	Contro	6. _____	_____
2. crudo	Rau	7. _____	_____
3. Hermético	Airtight	8. _____	_____
4. Acido Sulfurico	Sulfuric Acid	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto, de acuerdo a su objetivo, pretende ser un estudio base de viabilidad del sistema de medición hermético para fiscalización de tanques de hidrocarburos; con el fin de ser presentado ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y del Comité de Medición de Ecopetrol (ECP) y así lograr su implementación en campo Yaguará. El estudio parte de una comparación en campo entre los equipos tradicionales (cinta Lufkin y TP7) y el equipo hermético HERMetric UTImeter Gtex 2000. De los datos obtenidos se realiza el análisis estadístico de trazabilidad para establecer la

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4

futura puesta en marcha del equipo y evitar así la inhalación de vapores por parte de los operadores. Así mismo se realiza un estudio económico (costo-beneficio) de la ejecución del proyecto, se estudian las normas y procedimientos de funcionamiento de la medición estática, calibración instrumental de la unidad hermética de medición.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The purpose of this project, is to pretend a study as a basis for feasibility tight measurement system for control of oil tanks. With the final purpose to be filed with the National Hydrocarbons Agency (NHA) and committee measurement Ecopetrol (CME) so we can achieve its implementation in Yaguara field. The study is a comparison between the traditional field equipment (Cinta Lufkin and TP7) and the hermetic Hermetic UTImeter equipment Gtex 2000. From the data obtained we will perform a statistical analysis to establish traceability future implementation of the equipment and avoid inhalation of vapors by operators. In that way we will conduct an economic study (cost-benefit) of the project implementation, we will also study the rules and operating procedures of the static measurement, measurement unit of a Hermetic instrumental calibration.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: *Haydee Morales*

Firma: *Haydee Morales*

Nombre Jurado: *Anstanzza Vargas Castellanos*

Firma: *Anstanzza Vargas Castellanos*

PRUEBA PILOTO SISTEMA DE MEDICIÓN HERMÉTICA

MARLON CHICA ROA

JUAN CARLOS LEITON PÉREZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA ING. DE PETRÓLEOS

NEIVA, COLOMBIA

2017

PRUEBA PILOTO SISTEMA DE MEDICIÓN HERMÉTICA

MARLON CHICA ROA

JUAN CARLOS LEITON PÉREZ

Tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo

***JAIME ANTONIO DUQUE HIGUERA**

**** LUIS FERNANDO RAMON BONILLA CAMACHO**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA ING. DE PETRÓLEOS

NEIVA, COLOMBIA

2017

*** Ingeniero de Petróleos**

****Ingeniero De Petróleos (Profesor)**

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a nuestro patrono Santo Tomas de Aquino, a nuestros padres y hermanos que han sido el motivo de nuestro esfuerzo; por todo el apoyo que nos han dedicado para poder seguir adelante en las adversidades y en los momentos de alegría.

Un especial agradecimiento a nuestro asesor de tesis Ing. Jaime Antonio Duque Higuera y a la compañía Ecopetrol por darnos la oportunidad de desarrollar el proyecto en conjunto, también por todo el tiempo dedicado y el apoyo recibido para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo. A los ingenieros Angela Serrano y Carlos Carmona quienes estuvieron pendientes de nuestro trabajo y nos apoyaron durante el tiempo de desarrollo. A los operadores y personal de la estación cretáceos quienes fueron de vital importancia en el desarrollo del trabajo de campo.

La Universidad Surcolombiana, por darnos el conocimiento necesario para tener la capacidad de desarrollar nuestro proyecto de grado. A los Ingenieros Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho, Constanza Vargas Castellanos y Haydee Morales Mondragón, profesores de la Universidad Surcolombiana codirector y evaluadores de este proyecto por su disposición y sus observaciones que contribuyeron al proyecto.

RESUMEN

TITULO:

PRUEBA PILOTO SISTEMA DE MEDICIÓN HERMÉTICA

AUTOR:

LEITON PEREZ, JUAN CARLOS

CHICA ROA, MARLON

PALABRAS CLAVES:

Fiscalización, Crudo, Hermético, Ácido Sulfúrico.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto, de acuerdo a su objetivo, pretende ser un estudio base de viabilidad del sistema de medición hermético para fiscalización de tanques de hidrocarburos; con el fin de ser presentado ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y del Comité de Medición de Ecopetrol (ECP) y así lograr su implementación en campo Yaguará. El estudio parte de una comparación en campo entre los equipos tradicionales (cinta Lufkin y TP7) y el equipo hermético HERMetric UTImeter Gtex 2000. De los datos obtenidos se realiza el análisis estadístico de trazabilidad para establecer la futura puesta en marcha del equipo y evitar así la inhalación de vapores por parte de los operadores. Así mismo se realiza un estudio económico (costo-beneficio) de la ejecución del proyecto, se estudian las normas y procedimientos de funcionamiento de la medición estática, calibración instrumental de la unidad hermética de medición.

De igual manera se realiza un manual de operación para el equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000y a partir de la experiencia en campo, se hacen recomendaciones de uso para lograr así resultados óptimos en las medidas cuidando la integridad del equipo y de los operarios.

SUMMARY

TITLE:

MEASURING SYSTEM TEST PILOT HERMETICA

AUTHOR:

LEITON PEREZ, JUAN CARLOS

CHICA ROA, MARLON

KEYWORDS:

Control, Raw, Airtight, Sulfuric Acid

DESCRIPTION:

The purpose of this project, is to pretend a study as a basis for feasibility tight measurement system for control of oil tanks. With the final purpose to be filed with the National Hydrocarbons Agency (NHA) and committee measurement Ecopetrol (CME) so we can achieve its implementation in Yaguara field. The study is a comparison between the traditional field equipment (Cinta Lufkin and TP7) and the hermetic Hermetic UTImeter equipment Gtex 2000. From the data obtained we will perform a statistical analysis to establish traceability future implementation of the equipment and avoid inhalation of vapors by operators. In that way we will conduct an economic study (cost-benefit) of the project implementation, we will also study the rules and operating procedures of the static measurement, measurement unit of a Hermetic instrumental calibration.

We are going to create a manual operation for the equipment (Hermetic UTImeter Gtex 2000) and from the field experience, will be made recommendations of use, to achieve great results in measures taking care of the integrity of the equipment and operators.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. JUSTIFICACIÓN.....	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
4. MARCO TEÓRICO.....	9
4.1 MEDICIÓN ESTÁTICA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO.....	9
4.1.1 Tanque de almacenamiento.....	9
4.1.1.1 Información básica para el diseño de un tanque de almacenamiento.....	10
4.2 TANQUES ESTACIÓN CRETÁCEOS.....	11
4.3 NORMAS DE MEDICIÓN	13
4.3.1 Normas de medición estática (MPMS).....	14
4.3.2 Condiciones generales.....	14
4.3.3 Condiciones de salud, seguridad y medio ambiente.....	17
4.3.4 Medición de nivel de producto.....	19
4.3.4.1 Medición a vacío con cinta de medición a vacío (Outage Gaging).....	20
4.3.4.2 Medición del nivel de agua libre.....	24
4.3.4.3 Medición a fondo con cinta de medición a fondo.....	25
4.3.4.4 Registros.....	27
4.4 MUESTREO DE CRUDOS.....	27
4.4.1 Método para la toma de muestra puntual.....	29
4.4.2 Muestreador ladrón tipo zona.....	30
4.4.3 Muestreador tipo botella.....	31

4.4.4	Método para la toma de muestra corrida y muestra de todos los niveles.....	35
4.5	DETERMINACIÓN DE TEMPERATURA.....	37
4.6	METROLOGÍA.....	38
4.6.1	Verificación de longitud.....	39
4.6.2	Condiciones de referencia.....	39
4.6.3	Procedimiento para la verificación de cintas.....	40
4.6.4	Verificación de termómetro.....	42
5.	OBJETIVOS.....	44
5.1	OBJETIVO GENERAL.....	44
5.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	44
6.	MÉTODO.....	45
6.1	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO HERMETIC UTIMETER GTX 2000.....	46
6.1.1	Sonda Ultra Sensible.....	46
6.1.1.1	Detección de vacío.....	47
6.1.1.2	Detección de interfaz.....	47
6.1.1.3	Medición de temperatura.....	48
6.1.2	Cinta.....	49
6.2	DESARROLLO DE LA PRUEBA PILOTO.....	49
6.3	DISEÑOS.....	52
6.4	PROCEDIMIENTO.....	53
6.4.1	Procedimiento para medición por método al vacío utilizando el equipo HERMetic UTImeter Gtex 2000.....	55

6.4.2 Procedimiento para la toma de temperatura utilizando el equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000.....	56
7. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE CAMPO.....	58
7.1 FIGURAS DE AJUSTE Y REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS.....	61
7.1.1 Figuras de ajuste y representación gráfica para los datos de longitud.....	61
7.1.2 Figuras de ajuste y representación gráfica para los datos de longitud.....	64
7.2 PRUEBA T-STUDENT.....	67
7.2.1 Prueba t-student para los datos de longitud.....	69
7.2.2 Prueba t-student para los datos de longitud.....	70
7.3 PRUEBA ESTADÍSTICA ANOVA.....	71
7.3.1 Análisis de varianza ANOVA aplicado a los datos de longitud (mm).....	74
7.3.2 Análisis de varianza ANOVA aplicado a los datos de temperatura (°F).....	75
7.4 MÉTODO ANOVA APLICADO AL EQUIPO HERMETIC UTIMETER GTEX 2000.....	76
7.4.1 Análisis ANOVA para los datos de longitud (mm) aplicado al equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000.....	80
7.4.2 Análisis ANOVA para los datos de temperatura (°F) aplicado al equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000.....	81
7.5 VENTAJAS.....	82
7.6 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	84
8. CONCLUSIONES.....	86
9. RECOMENDACIONES.....	87

10.BIBLIOGRAFÍA.....	89
11. ANEXOS.....	91

LISTA DE TABLAS

TABLA 1: Efectos sobre la salud a diferentes concentraciones de ácido sulfhídrico (H ₂ S).....	6
TABLA 2: Efectos sobre la salud a diferentes concentraciones de dióxido de azufre (SO ₂).....	6
TABLA 3: Efectos sobre la salud a causa de la exposición a componentes orgánicos volátiles (COV).....	7
TABLA 4: Descripción de los pozos Tempranillo.....	50
Tabla 5. Datos comparativos de longitud.....	59
Tabla 6. Datos comparativos de temperatura.....	60
Tabla 7. Analisis t-student de longitud (mm).....	69
Tabla 8. Analisis t-student de temperatura °F.....	70
Tabla 9. Resumen de varianza ANOVA.....	74
Tabla 10. Análisis de varianza ANOVA.....	74
Tabla 11. Resumen de varianza ANOVA.....	75
Tabla 12. Análisis de varianza ANOVA.....	75
Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA.....	80
Tabla 14. Análisis de varianza ANOVA.....	81

Tabla 15. Ventajas y desventajas de los equipos de estudio en la prueba piloto.....82

Tabla 16. Cotización de los equipos de estudio en la prueba piloto.....85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evaluación de vapores nocivos	5
Figura 2. Tanque de techo fijo.....	11
Figura 3. Pérdidas por vaporación en un tanque de techo fijo.....	12
Figura 4. Tanque de techo cónico.....	13
Figura 5. Cinta y plomada de medición al vacío.....	20
Figura 6. Medición de producto al vacío.....	21
Figura 7. Cinta y plomada para método a fondo.....	24
Figura 8. Medición de agua libre.....	25
Figura 9. Ubicación de puntos de muestreo.....	30
Figura 10. Dispositivo de muestreo tipo botella.....	32
Figura 11. Identificación equipo HERMetic.....	45
Figura 12. Equipo HERMetic.....	46
Figura 13. Sensor de vacío.....	47
Figura 14. Sensor de interfaz.....	48
Figura 15. Sensor de temperatura.....	48
Figura 16. Cinta de medición.....	49

Figura 17. Plano P&ID.....	51
Figura 18. Facilidades tanque 1000-1 antes de retirar el adaptador de medición.....	52
Figura 19. Facilidades tanque 1000-1 con el equipo instalado.....	53
Figura 20. Montaje para la verificación de cinta.....	54
Figura 21. Comportamiento de los datos de longitud en nivel alto.....	61
Figura 22. Representación gráfica de los datos de longitud en nivel alto equipo Hermético vs cinta Lufkin.....	62
Figura 23. Comportamiento entre los datos de longitud en nivel bajo.....	62
Figura 24. Representación gráfica de los datos de longitud en nivel bajo equipo hermético vs cinta Lufkin.....	63
Figura 25. Diferencia en milímetros entre las medidas de nivel.....	63
Figura 26. Comportamiento de los datos de temperatura en nivel alto.....	64
Figura 27. Representación gráfica entre los datos de temperatura en nivel alto equipo hermético vs termómetro TP7.....	65
Figura 28. Comportamiento de los datos de temperatura en nivel bajo.....	65
Figura 29. Representación gráfica de los datos de temperatura en nivel bajo equipo hermético vs termómetro TP7.....	66
Figura 30. Diferencia de temperatura entre las medidas de nivel obtenidas por el equipo hermético y termómetro TP7.....	66

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de medición manual de crudo pueden variar dependiendo del plan que se implemente, por esta razón es importante evaluar todos los parámetros para cumplir con las normas nacionales e internacionales de medición establecidas (custodia y fiscalización de crudo).

La aprobación de nuevos equipos para la fiscalización, recibo y transferencia de hidrocarburo en los campos de Ecopetrol (campo Dina hacia Tenay), permitirá tener resultados más aproximados a los reales con un equipo moderno cada vez más eficiente en cuanto a datos obtenidos y seguridad del personal.

Para aplicar nuevos equipos y metodologías es necesario evaluar los parámetros a medir, hacer un estudio estadístico para determinar la aplicabilidad del nuevo método respecto al anterior observando la confiabilidad del nuevo equipo y poder crear un procedimiento seguro que cumpla con los requerimientos nacionales e internacionales.

La medición estática de hidrocarburos en tanques (fiscalización) es el proceso mediante el cual se reporta medidas de volumen, temperatura y propiedades físicas del crudo, esto con el fin de llevar control de la producción diaria para los reportes que se deben emitir a la Agencia Nacional de Hidrocarburos en representación del Ministerio de Minas y Energía.

Para poder llevar a cabo la fiscalización en tanques se requiere de herramientas y procedimientos especializados para tal fin. En la actualidad se utilizan los métodos con cinta y plomada de medición a vacío y a fondo para determinar el nivel del tanque; en

cuanto a la obtención de muestras los más empleados son el muestreador tipo botella y el tipo “ladrón” y para la toma de temperatura se utiliza el termómetro TP7. Además de esto es estrictamente necesario que el personal que realiza la actividad debe contar con los equipos de protección personal de acuerdo a los riesgos encontrados (casco, botas de seguridad, guantes, gafas de seguridad, máscara de vapores, detector multigases).

Es obligación del personal encargado de las operaciones de almacenamiento de hidrocarburos líquidos dentro de las facilidades de producción en los campos petroleros en las áreas de recibo y transferencia de crudo llevar a cabo un proceso de fiscalización responsable; por eso es necesario que conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos para obtener datos acertados, también identificar los riesgos a los cuales están expuestos al realizar dichas operaciones, buscando anularlos mediante elementos de protección personal o equipos modernos que eviten que el personal operario corra los riesgos identificados.

2. JUSTIFICACIÓN

El procedimiento de fiscalización es de gran importancia, pues es a través de este procedimiento que el Estado puede garantizar que los volúmenes de hidrocarburos reportados para comercialización se ajusten realmente a los volúmenes producidos; los cuales son tomados como base para efectos de calcular la participación del Estado bien sea como asociado a través de Ecopetrol, o para la liquidación y pago de regalías; es por esto que los datos obtenidos durante la medición deben tener total validez, para así evitar problemas tipo financiero o administrativo.

Durante la operación de fiscalización de tanques el operador se ve expuesto a una gran variedad de riesgos los cuales tratan de mitigarse un poco con los implementos de seguridad pero a veces no es suficiente, como es el caso de la emisión de gases tóxicos que poco a poco afectan la salud del trabajador; a raíz de esto se hace necesario aplicar nuevos procedimientos de operación para poder seguir realizando la labor de medición estática minimizando los riesgos, por tal motivo nace este proyecto de investigación el cual busca aplicar y validar una herramienta que sirve como solución para este caso; es la utilización del equipo HERMetiC UTImeter Gtex 2000, el cual reduce los riesgos por emisión de gases tóxicos, debido a que no se hace necesario abrir la escotilla del tanque por lo que los vapores no pueden migrar al exterior, además de esto este equipo cuenta con electrodos para la detección de la interface agua-aceite y prolonga la vida útil de la cinta de medición porque permite una mejor limpieza. Para lo cual es necesario realizar una prueba piloto para determinar la viabilidad de los datos obtenidos con este equipo.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los campos petroleros producen gases tóxicos como el H₂S, entre otros; que en cantidades mínimas pueden ser mortales, debido a esta circunstancia y a la exposición de los operarios a estos mismos en la tarea de fiscalización de crudo, se hace necesario procedimientos y equipos que que permitan el desarrollo seguro de esta tarea evitando el riesgo de intoxicación por la inhalación de gases.

Para evitar la inhalación de gases tóxicos y el contacto con el hidrocarburo se propone el uso de una herramienta hermética en el desarrollo de la medición estática de hidrocarburos que permita al operador desarrollar la actividad de medición de una manera adecuada asegurando su integridad al desarrollar la actividad.

Ecopetrol S.A. presenta sitios y labores donde el problema de los vapores proveniente de los componentes del petróleo y del subsuelo es crítico, debido a esto adquiere compromisos de higiene para mitigar el impacto a la salud del personal expuesto en las áreas que se registra el riesgo de acuerdo a la concentración de vapores que se encuentra presente en el ambiente.

En la estación Cretáceos se hizo la evaluación del área para identificar a que gases tóxicos están expuestos los operadores. Se encontró una concentración considerable para tomar una acción de prevención, por lo cual se ha propuesto el uso de medidores herméticos como método de mitigación al impacto de la salud del personal que opera en la estación (Cretáceos).

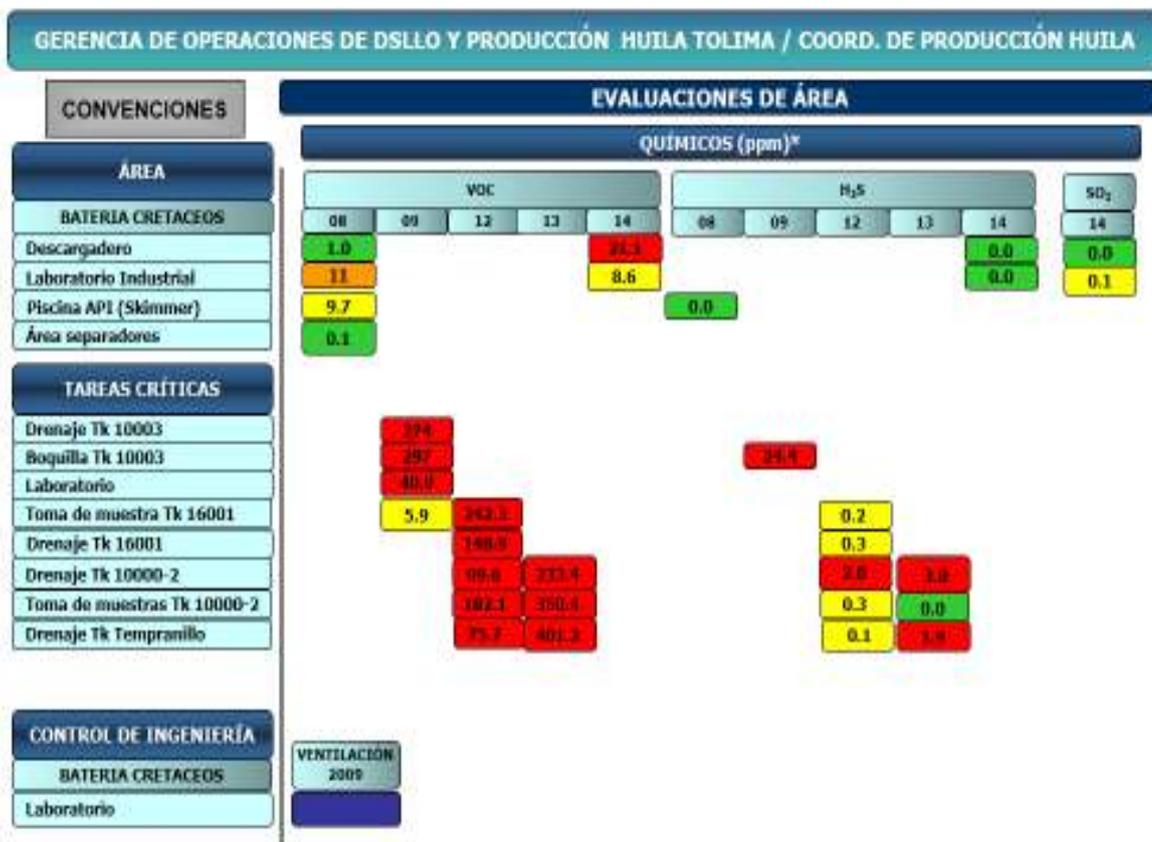


Figura 1: Evaluación de vapores nocivos

Fuente: GDH Ecopetrol S.A.

Como podemos observar en la figura 1 la zona operativa (área de tanques) donde se realizan las tareas de medición de nivel y temperatura de hidrocarburos los operadores están expuestos a unas concentraciones altas de vapores orgánicos volátiles (VOC), moderadamente altas en concentración de ácido sulfhídrico H₂S. No se encuentran concentraciones de dióxido de azufre SO₂.

En las tablas número 1, 2 y 3 se puede observar los síntomas a diferentes concentraciones de estos gases.

TABLA 1: Efectos sobre la salud a diferentes concentraciones de ácido sulfhídrico (H₂S). Fuente INFRA S.A. Hoja de datos de seguridad H₂S. 2015

Concentración (ppm)	Respuesta
10-30	Queratitis tras exposiciones prolongadas
100-150	Rápida fatiga olfativa
150-250	Imitación de la membrana mucosa y ojos en una hora
250-600	Edema pulmonar después de exposiciones prolongadas
600-1000	Apnea y muerte después de 30 a 60 minutos
1800	Colapso inmediato y parálisis respiratoria.

TABLA 2: Efectos sobre la salud a diferentes concentraciones de dióxido de azufre (SO₂). Fuente ICSC. Ficha de seguridad SO₂. 2015

Concentración (ppm)	Efectos sobre la salud
1-5	Umbral de respuesta respiratoria al ejercicio o respiración profunda en individuos sanos
3-5	El gas es fácilmente detectable. Caída de la función respiratoria en reposo y resistencia a la corriente de aire
5	Aumento de la resistencia en individuos sanos
6	Inmediata irritación en ojos nariz y garganta
10	Empeora la irritación en ojos, nariz y garganta
10-15	Umbral de toxicidad por exposición prolongada
20+	Parálisis o muerte después de exposición prolongada
150	Máxima concentración que puede ser resistida durante algunos minutos por individuos sanos

TABLA 3: Efectos sobre la salud a causa de la exposición a componentes orgánicos volátiles (COV). Fuente. Hoja de datos de seguridad COV. 2015

Exposición	Efectos sobre la salud
Corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> • Irritación de ojos, garganta y nariz • Náuseas, irritación de garganta • Dolor de cabeza, vomito de sangre • Reacciones alérgicas, hinchazón • Mareos, dolores estomacales e intestinales • Fatiga manchas en la piel
Largo plazo	<ul style="list-style-type: none"> • Daño en hígado y riñones • Daño al sistema nervioso central • Daño al intestino delgado
Clasificación según su peligrosidad	
Compuestos extremadamente peligroso a la salud.	Benceno, cloruro de vinilo y 1,2 dicloroetano y azufre.
Tipo A	Son compuestos que pueden causar daños significativos al medio ambiente, como Acetaldehído, anilina, tetracloruro de carbono, 1,1,1-tricloroetano, tricloroetileno, triclorotolueno etc.
Tipo B	Con menor impacto en el medio ambiente como Acetona, etanol y combustibles fósiles.

De acuerdo a las exposiciones del personal a los gases anteriormente mencionados se desarrolla la prueba piloto con el medidor hermético para ser implementada en Yagüará donde la exposición al ácido sulfhídrico es de 197.3 ppm en el tanque desnatador y filtros y de hasta 216 ppm en el tanque 100A y tanque 100C. Al tener

personal expuestos a estas concentraciones en los tanques desarrollando la labor de medición que dura en promedio 15-20 minutos puede desencadenar en fatiga olfativa y hasta edema pulmonar, por lo que se propone como plan de mitigación a la exposición a estos gases la implementación del equipo hermético (HERMetric UTImeter Gtex 2000).

4. MARCO TEÓRICO

4.1 MEDICIÓN ESTÁTICA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

Siempre que se está trabajando con un fluido, existe la necesidad de contabilizar la cantidad que se tiene, no solo por motivos de venta sino que también en la mayoría de los procesos industriales se necesita tener información real y confiable de la capacidad de producción de sus campos, con la finalidad de poder programar, planear y asignar recursos para optimizar la capacidad de recepción, proceso, almacenamiento y transporte en cada caso que se requiera.

Es por esto que la medición de hidrocarburos en la industria petrolera tiene como objetivo fundamental, cuantificar el caudal volumétrico producido por un pozo o un conjunto de éstos, y así poder diseñar las instalaciones que se requieren para manejar los fluidos y conducirlos hasta sus respectivas centrales de separación y/o procesamiento, y almacenamiento en el caso del crudo, además de certificar dicha cantidad para la compra-venta entre distintas industrias y países.

Las variables que más comúnmente se miden son:

- Volumen de crudo.
- Volumen de agua.
- Temperatura.

4.1.1 Tanque de almacenamiento

El almacenamiento se lleva a cabo en 3 tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y buques tanques. La configuración de los tanques deben tener atributos

especiales tales como: resistencia a la presión interna, resistencia a la corrosión, resistencia a sismos, resistencia a la compresión, entre otros.

4.1.1.1 Información básica para el diseño de un tanque de almacenamiento

- Localización del recipiente: Es el lugar donde se ubicará el tanque de almacenamiento. En este lugar se tomarán en cuenta: temperatura, humedad, sismicidad, precipitaciones, velocidad del viento, entre otros.
- Función que deberá cumplir: Qué tipo de fluido va a almacenar y/o si es un relevo de otros tanques.
- Propiedades del fluido a almacenar: Se debe conocer el tipo de fluido a almacenar con un análisis PVT.
- Volumen por almacenar: Este es definido en función de la producción que se tiene y el tiempo de residencia en las baterías.
- Materiales disponibles: Se deben de conocer las propiedades físico-químicas y mecánicas para almacenar los fluidos de una forma segura.
- Costos de fabricación: Son los asociados a la construcción del tanque.
- Tiempo de vida útil: Es el tiempo considerado para que trabaje de una manera segura y tomando en cuenta la depreciación del mismo
- Mantenimiento: Dependiendo de los materiales y el tipo de fluidos que serán almacenados, se hará un mantenimiento correctivo y preventivo cada determinado tiempo.
- Financiamiento: Se debe conocer la disponibilidad del financiamiento para su fabricación. Es necesaria una evaluación económica del proyecto.

4.2 TANQUES ESTACIÓN CRETÁCEOS.

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 (datum) hasta la parte superior de la boca de aforo. En la Figura 2 se muestra la forma de un tanque de techo fijo.



Figura 2. Tanque de techo fijo

Fuente: foto tanque 16000 batería cretáceos

Los tanques de techo fijo tienen pérdidas por la variación de la temperatura en el transcurso del día, las pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo se muestran en la Figura 3.

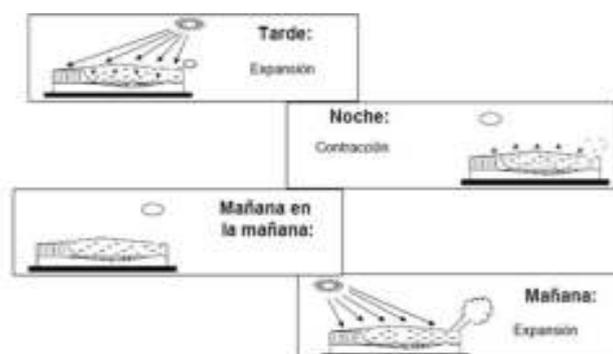


Figura 3. Pérdidas por vaporización en un tanque de techo fijo.

Fuente: Tesis, pérdidas por evaporación en tanques

Como se muestra en la Figura 3 las pérdidas de mayor importancia en un tanque de almacenamiento se producen por la variación de la temperatura. Se ha observado que el color con el cual el tanque de almacenamiento es pintado influye en las pérdidas por vaporización, siendo el color negro el de mayores pérdidas anuales (1.24%) y color aluminio (0.83%) las de menores pérdidas; esto es para hidrocarburos con densidad de 0.8370 (gr/cc) o 37.55 °API.

Las principales causas que originan el desprendimiento de vapores son los cambios de temperatura, agitación, llenado y descarga del tanque, al igual que el color.

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 construidos con láminas de acero y soldados herméticamente para resistir presiones no mayores a la atmosférica. En la Figura 4 se muestra un ejemplo de este tipo de tanque.



Figura 4. Tanque de techo cónico

Fuente: Foto tanque 1000 y 10000's batería cretáceos

4.3 NORMAS PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN

Los procedimientos y terminología del proyecto deberán estar de acuerdo con la normatividad y códigos vigentes que rigen los sistemas de medición y verificación en la fiscalización de hidrocarburos.

El proceso de la medición de los tanques de almacenamiento es un control indispensable en la cantidad de fluidos antes de salida cuando se entrega en custodia o es vendido.

Con una medición precisa del nivel estático se toman decisiones debido al tiempo de residencia disponible, si se tiene el nivel adecuado para mantener el fluido, la cantidad de hidrocarburos para la venta final y en qué condiciones están, entre otros.

4.3.1 Normas de medición estática (MPMS)

Estas normas permiten complementar y servir de referencia para la ejecución de los procedimientos y actividades que contemplan el manual único de medición.

El objetivo es establecer los parámetros para la medición manual de volumen de producto líquido (hidrocarburo, agua libre), que este contenido en tanques de almacenamiento, con el fin de garantizar la confiabilidad de la información volumétrica.

Aplica a todas las áreas operativas y técnicas que manejen medición estática para transferencia de custodia, control de inventario y fiscalización de petróleo y agua. Cubre la determinación de la altura del producto, de la altura de agua libre, el cálculo del volumen bruto observado, volumen neto a condiciones estándar en el tanque y la verificación de las cintas de medición en condiciones de uso.

4.3.2 Condiciones generales.

El proceso de medición estática requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible. Las actividades incluidas en el proceso se detallan a continuación:

- El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de reposo total (estático). Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques u otros sistemas. Todos los mezcladores deben encontrarse apagados y debe permitirse el tiempo de reposo suficiente.

- En caso de tanques con hidrocarburos viscosos luego de un recibo o bombeo de producto, se debe permitir un tiempo suficiente para que las burbujas inmersas en el líquido sean liberadas. Se sugiere un tiempo de reposo de 4 a 6 horas en la medición de nivel de productos viscosos, el cual puede variar según la experiencia operacional. Si transcurrido este tiempo se aprecia todavía presencia de burbujas, aumente el tiempo de reposo. Esta práctica, también permite la decantación del agua libre.
- Cuando exista espuma sobre la superficie del hidrocarburo se debe permitir que esta desaparezca debajo de la superficie de la escotilla antes de realizarse la medición.
- Plato de medición: cuando se mida tanques en tierra que tengan plato de medición, el nivel del líquido debe encontrarse por encima de dicho plato.
- La cinta de trabajo debe encontrarse en buen estado, contar certificado de calibración, verificación vigente, según el manual de medición de hidrocarburos MMH Capítulo 1. Se debe verificar y cumplir con los lineamientos del procedimiento para verificación de cintas de medición.
- La cinta patrón o de referencia, debe contar con certificado de calibración vigente acorde al el manual de medición de hidrocarburos MMH.
- Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes.
- Para la determinación del volumen de hidrocarburo contenido en tanque se debe seguir el Procedimiento para medición y liquidación de hidrocarburos y biocombustibles líquidos en tanques atmosféricos.

- Es fundamental que el punto de referencia del tanque este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia, por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática. Se recomienda verificar mínimo cada mes, la altura de referencia de tanques usados para transferencia de custodia. En terminales de exportación o importación, se recomienda realizar la verificación de la altura de referencia en cada operación.
- Todo equipo utilizado para medición debe estar verificado y en buenas condiciones físicas y mecánicas.
- Para la medición de líquidos oscuros (crudos, asfaltos o combustóleos) se recomienda utilizar una cinta clara o revestida de cromo. Para líquidos claros, como crudos livianos, refinados o biocombustibles, se recomienda utilizar una cinta oscura, o una cinta clara usando pasta reveladora.
- En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, se debe verificar que la altura de referencia no cambie.
- Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que esté localizada en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
- No es recomendable realizar la medición en la zona crítica de un tanque de techo flotante por existir en esta zona alta incertidumbre.

- Se debe usar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final para una transferencia de producto.
- No se debe medir, tomar temperatura o muestrear en tubos guía, que no posean ranuras, debido a que el contenido dentro del tubo no es representativo del resto del producto y el nivel puede ser diferente al del resto del líquido contenido.
- Si el tanque dispone de mezcladores, éste debería estar apagado para efectuar la medición. Se debe cumplir con un tiempo, de modo que el líquido esté en reposo durante la medición.
- La plomada no debe balancearse, al ingresar al líquido a medir. Esperar un tiempo para que se estabilice antes de medir.
- La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque (trapos, muestreador, botella u otro elemento).
- Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, para que la cantidad de agua libre sea mínima y no se transfiera en las entregas.

4.3.3 Condiciones de salud, seguridad y medio ambiente

- El personal que realiza la actividad debe contar con los equipos de protección personal de acuerdo a los riesgos encontrados (casco, botas de seguridad, guantes, gafas de seguridad, máscara de vapores, monitor de gases tóxicos y/o explosivos si se requiere).
- Se debe conocer y comprender la ficha de seguridad de los productos a ser medidos, con el propósito de efectuar una correcta manipulación de estos Revisar la hoja datos

de seguridad del producto MSDS y establecer las necesidades específicas de protección respiratoria y facial.

- Contar con equipo de comunicación intrínsecamente seguro.
- Elaborar la valoración de riesgo RAM de la actividad (según la calificación RAM del análisis del riesgo).
- El personal que realice la actividad debe contar con certificación vigente de trabajo en altura.
- En tanques de almacenamiento, para trabajos en altura se debe seguir el procedimiento ECP-DHS-I-005 Trabajos en altura.
- Las personas que suban al tanque deben tener aptitud física para el trabajo a realizar y cumplir con lo establecido en el documento ECP-DHS-I-001.
- Todo el personal debe conocer el plan de emergencia del área (rutas de evacuación, salidas de emergencia, equipos de contingencia, sonidos de alarmas).
- El personal debe ser calificado y competente para la actividad.
- El personal se debe ajustar a las normas de seguridad (no fumar, no usar celulares, utilización de elementos de protección personal (EPP), solicitar permiso para realizar la actividad cuando aplique).
- Eliminar el riesgo de descarga eléctrica, debido a la acumulación de carga estática. Previo a la medición, haga contacto con la mano descubierta al cuerpo del tanque o baranda.
- El sitio de trabajo debe permanecer en completo orden y aseo, no deje objetos sobre la superficie del tanque o colgando del mismo.

- Seguir los pasos de los procedimientos y/o instructivos de trabajo diseñados para la actividad.
- Reporte todo acto o condición sub-estándar encontrada durante el desarrollo de la medición.
- Si este trabajo se realiza en campo abierto y existe el riesgo de tormentas eléctricas o lluvias, detenga el trabajo.
- Se debe tener un continuo monitoreo de los gases presentes en el área y se debe contar con un adecuado sistema de contra incendios en el área de trabajo.
- Durante la medición, debe mantenerse contacto directo entre la cinta de medición y la boquilla, por lo menos hasta que la plomada entre al líquido.
- Se debe contar con un plan de manejo ambiental para la adecuada disposición de los residuos generados durante la actividad, en consecuencia, deseche los materiales que estuvieron en contacto con el producto de acuerdo con dicho plan.
- Todos los implementos de medición que el operador lleve al tanque (linternas, cintas de medición, PET, crema reveladora) deben ser transportados en una caja plástica de herramientas.

4.3.4 Medición de nivel del producto

De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición al vacío como el más indicado para determinar el nivel de producto utilizando una Cinta para Medición al Vacío.

Las cintas de medición a vacío tienen el "cero" de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el

ceros de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto. La plomada debe tener forma rectangular (Ver Figura 5)

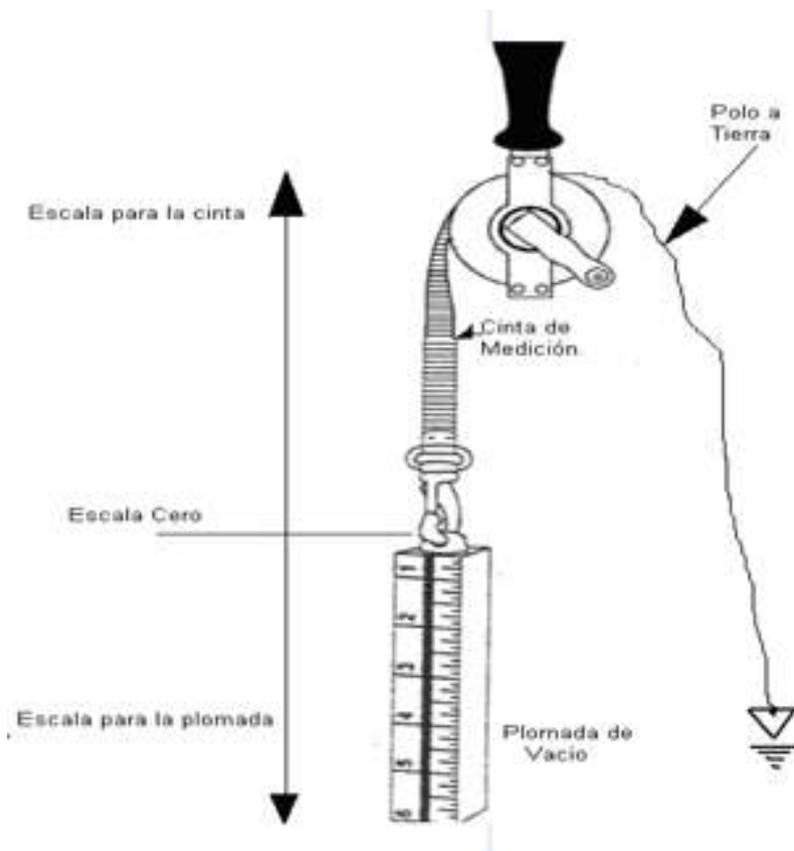


Figura 5. Cinta y plomada de medición al vacío.

Fuente. Manual de Medición de Hidrocarburos Capítulo # Medición Estática de Ecopetrol S.A.

4.3.4.1 Medición a vacío con cinta de medición a vacío (Outage Gaging)

Consiste en medir la distancia existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia.

La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque (Ver Figura 6).

Es fundamental que el punto de referencia este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática.

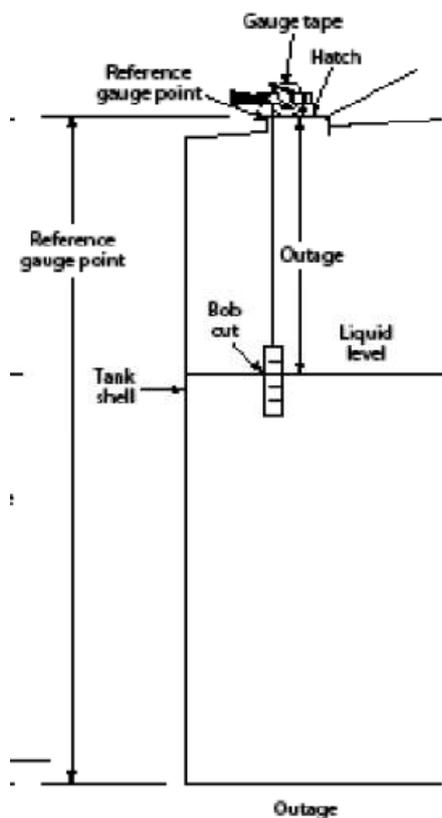


Figura 6. Medición de Producto al Vacío

Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPELROL

La determinación de la altura del líquido en el tanque por el método al vacío con cinta de vacío consiste en:

a) Medir la distancia existente desde la superficie del líquido hasta la altura de referencia del tanque.

b) A la altura de referencia se deberá restar la medida obtenida en (a) y, el valor obtenido será la altura del líquido en el tanque.

La cinta de medición a vacío (Ver figura 4) tiene el “*cero*” de la escala en el gancho (argolla) de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma prismática cuadrangular.

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío es el siguiente:

- Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del producto registrado por la telemetría, en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar esta información como dato guía. (Registrar dicha información en la libreta).
- Antes de iniciar el ascenso al tanque el operador debe hacer descarga estática tocando la baranda del tanque con sus manos (sin guantes).
- Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada.
- Antes de abrir la escotilla de medición, verifique la dirección del viento de forma que no inhale los vapores. Ubíquese en dirección contraria a la dirección del viento.
- Abra la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen, gire el rostro de manera que no reciba los vapores.

- Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o a la escotilla de medición.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto permanente con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm. Registrar las medidas en la libreta bitácora de campo del operador :
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.
 - En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre 30 y 60 minutos dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.
- Por último se procede a calcular la altura del producto en la siguiente forma:
- **Altura de líquido = Altura de referencia – Lectura de cinta – Punto de corte**
“indicando en la plomada (altura de plomada seca)”

4.3.4.2 Medición del Nivel de Agua Libre

De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición a fondo como el más indicado para determinar el nivel de agua libre utilizando una Cinta para Medición a Fondo.



Figura 7. Cinta y plomada para Método a Fondo

Fuente: Foto de cinta Lufkin.

Esta cinta tiene el “cero” de la escala en la punta de la plomada. La cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de plomada que tiene forma cilíndrica (Ver Figura 7).

4.3.4.3 Medición a Fondo con cinta de medición a fondo

Consiste en medir la distancia existente desde el plato de medición en el fondo del tanque hasta que corte la superficie del líquido en la cinta (Ver Figura 8).

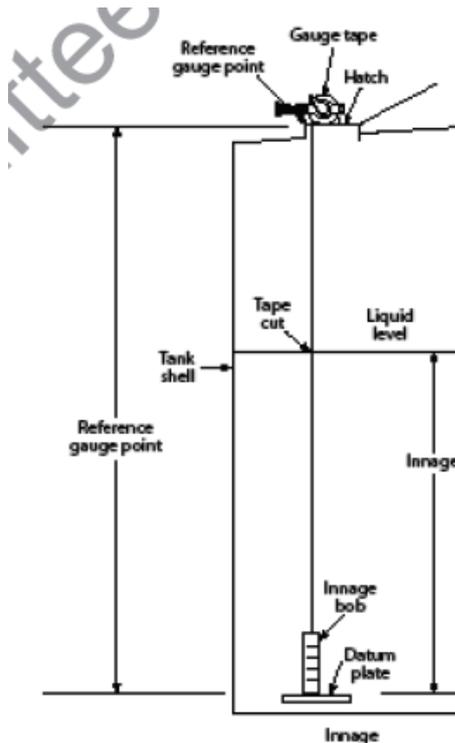


Figura 8. Medición de Agua Libre a Fondo

Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPEPETROL

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta cubrir toda su superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.

- Antes de abrir la escotilla de medición, verifique la dirección del viento de forma que no inhale los vapores. Ubíquese en dirección contraria a la dirección del viento.
- Abra la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen, gire el rostro de manera que no reciba los vapores.
- Conecte el polo a tierra de la cinta de medición en el punto determinado para ello.
- Bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos. (Para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 – 5 minutos).
- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de +/- 3mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, verificando que el corte sea continuo y claro indicando el nivel oficial de agua medido.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm. Registrar las medidas en la libreta bitácora de campo del operador :
- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.

- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.

En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 Bls, se acepta el margen de discrepancia entre las tres lecturas de 5 mm; en este caso se reporta la medida aproximándola a los 5 milímetros más cercanos.

4.3.4.4 Registros. En los puntos de transferencia de custodia y fiscalización se debe dejar registro de:

- Verificación del estado de las cintas fondo / vacío.
- Verificación de comparación de medida manual vs medida automática de nivel en tanques.
- Verificación de alturas de referencia de tanques.
- Medidas tomadas del nivel de producto y agua libre.
- Determinación de volumen neto estándar.

4.4 MUESTREO DE CRUDOS

Las muestras representativas de hidrocarburos y biocombustibles líquidos son requeridas para la determinación de sus propiedades físicas y/o químicas, las cuales son usadas para establecer la calidad del producto y los resultados posteriormente son usadas para demostrar conformidad con las especificaciones de calidad indicadas en los acuerdos contractuales y para determinar los volúmenes estándar transferidos.

- Implementar un sistema de muestreo de productos almacenados en tanques cilíndricos verticales por niveles utilizando un muestreador tipo ladrón metálico; dicho instrumento debe ser de un material que no implique riesgo de producir chispa

al friccionar con la escotilla de medición del tanque de almacenamiento. Para que una muestra de producto tomada de un tanque de almacenamiento sea representativa, la misma debe estar compuesta por las muestras tomadas en los niveles superior, mitad y fondo.

- De acuerdo con la cantidad de muestra requerida por el laboratorio, seleccionar la capacidad del muestreador tipo ladrón; en aquellas muestras especiales de algunos productos que requieren una muestra corrida, emplear como muestreador el mismo recipiente con el que la muestra será enviada al laboratorio.
- El equipo debe estar limpio antes de la operación de muestreo y, en lo posible, debe ser de uso exclusivo libre de humedad y de sustancias que puedan contaminar el producto a muestrear. Una práctica recomendable es lavar previamente el equipo con el producto a ser muestreado.
- El volumen muestreado en el recipiente que se envíe al laboratorio no debe exceder el 80% de la capacidad total de este, con el fin de permitir una expansión térmica adecuada del producto.
- Una vez tomadas las muestras éstas deben almacenarse debidamente tapadas (Tapa y Contratapa) e identificadas, utilizando la etiqueta diseñada para tal fin, antes de ser transportadas al laboratorio, se sugiere utilizar casetas especiales para protegerlas del agua, la humedad, la luz ó cualquier otro factor contaminante.
- Se debe evitar las transferencias de producto entre los recipientes y si se necesita debe ser mínimo.
- Para los productos Aromáticos se debe muestrear el producto en tanque con una muestra corrida para evitar la contaminación con estos productos.

A continuación se muestran los métodos de muestreo para hidrocarburos líquidos en tanques atmosféricos de almacenamiento estáticos, barcaza/buque y carrotanques.

4.4.1 Método para la toma de muestra puntual

El método de muestreo puntual se puede realizar con los siguientes equipos:

- Muestreador Ladrón tipo zona.
- Muestreador Tipo Botella.

Requerimientos de muestreo puntual

- Si la capacidad del tanque es inferior o igual a 159 m^3 (1000 barriles), se tomara una única muestra a la mitad del fluido.
- Si la capacidad del tanque es superior a 159 m^3 (1000 barriles) y el nivel de fluido es menor a 3m (10 ft) se tomara una única muestra a la mitad del fluido, si el nivel del fluido se encuentra entre 3 m (10 ft) y 4.5 m (15 ft) se tomaran dos muestra una en el tercio superior del fluido y otra en el tercio inferior respectivamente. Cuando el nivel haya superado los 4.5 m (15 ft) se tomaran tres muestras en los tres tercios del fluido (superior inferior y medio) ver figura 9.

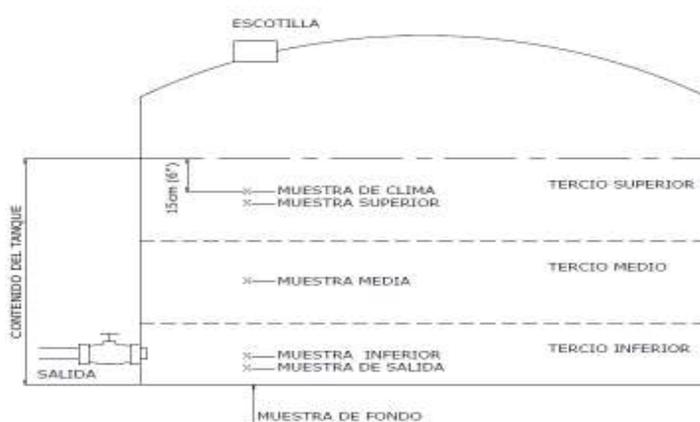


Figura 9. Ubicación puntos de muestreo.

Fuente: API MPMS Chapter 8.1 Figura 1-Spot Sampling Location.

4.4.2 Muestreador ladrón tipo zona

El muestreo puntual con muestreador ladrón tipo zona es utilizado para la toma de muestras de hidrocarburos líquidos, es decir: crudos, combustóleo, bases lubricantes, asfalto líquidos y emulsificados en un sitio específico en tanques de almacenamiento, carrotanques, barcazas y buques.

Para la toma de muestras puntuales con muestreador ladrón tipo zona en tanques de almacenamiento tenga en cuenta los siguientes pasos:

- Verifique que el tanque no esté en operación de recibo o despacho, finalizada la operación, el producto en el tanque debe permanecer en reposo como mínimo 30 minutos para refinados y 60 minutos para crudo (verifique que no se encuentren en operación los agitadores de los tanques). El cual puede variar según la experiencia operacional.
- Para realizar la actividad se debe tener disponible:
 - ✓ Equipos de protección personal.
 - ✓ Tela Oleofílica o paños absorbentes.
 - ✓ Embudo (si se requiere).
 - ✓ Radio portátil (intrínsecamente seguro o a prueba de explosión).
 - ✓ Solvente apropiado.
 - ✓ Recipiente(s) de almacenamiento limpio(s) y seco(s).
 - ✓ Etiquetas diligenciadas.
- Trasládese hacia el tanque previamente identificado y haga contacto con la escalera para descargar la energía estática e inicie el ascenso al tanque.
- En el tanque en el lugar de muestreo:

- ✓ Obtenga un estimativo del nivel del tanque, utilice la telemetría o por medición manual.
- ✓ Determine los subniveles a muestrear, de acuerdo al nivel de fluido.
- ✓ Abra la escotilla de muestreo.
- ✓ Espere unos minutos para que los vapores se dispersen.
- Lleve el equipo de muestreo hasta la mitad del subnivel que va a muestrear y retírelo inmediatamente limpiado la cuerda.
- Vierta la muestra en el recipiente de almacenamiento y tápelo inmediatamente (tapa y contratapa o su equivalente).
- Una vez finalizado el proceso de muestreo:
 - ✓ Cierre la escotilla de muestreo.
 - ✓ Limpie el equipo de muestreo con un solvente apropiado, séquelo y almacénelo de forma segura.
 - ✓ No deje objetos sobre la superficie del tanque.
- Traslade el recipiente con la muestra hasta el punto acordado y entregue al personal del laboratorio.

4.4.3 Muestreador tipo botella

El muestreo puntual con muestreador tipo botella es utilizado para tomar muestras de hidrocarburos líquidos, es decir: crudos, refinados, combustóleo, bases lubricantes, aromáticos industriales (tolueno, benceno, xileno mezclados, ortoxileno, ciclohexano y disolventes alifáticos), semilíquidos y sólidos que se licúen por calentamiento y que al momento de tomar la muestra se encuentren en estado líquido (Asfalto, ceras y parafinas), almacenados en tanques, carrotanques, tanques de barcasas y buques.

Se pueden utilizar las siguientes alternativas de dispositivos de muestreo para tomar una muestra puntual, ver figura 10:

- Botella de almacenamiento con pesas.
- Canastilla de metal o plástica para botella.
- Botella de muestreo



Figura 10. Dispositivos de muestreo tipo botella.

Fuente: API MPMS Chapter 8.1 Figura 4-Typical assemblies for Bottle/Beaker Sampling.

Para la toma de muestras puntuales con botella en tanques de almacenamiento tenga en cuenta los siguientes pasos:

- Coordine con el personal de operaciones la actividad: identifique y localice el tanque y el producto a muestrear.

- Verifique que el tanque no esté en operación de recibo o despacho, finalizada la operación, el producto en el tanque debe permanecer en reposo como mínimo 30 minutos para refinados y 60 minutos para crudo.
- Para realizar la actividad se debe tener disponible:
 - ✓ Equipos de protección personal.
 - ✓ Tela oleofílica o paños absorbentes.
 - ✓ Recipiente(s) de almacenamiento, (si se requiere adicionar embudo).
 - ✓ Probeta graduada (si se requiere).
 - ✓ Radio portátil (intrínsecamente seguro o a prueba de explosión).
 - ✓ Solvente apropiado.
 - ✓ Recipiente(s) de almacenamiento deben estar limpio(s) y seco(s).
 - ✓ Etiquetas diligenciadas.
- El tipo y el tamaño de la botella dependen de la cantidad de muestra requerida y del producto que se va a muestrear.

El diámetro de entrada de la botella debe ser:

- ✓ Para crudos pesados, combustóleos, bases lubricantes pesadas de 4 cm.
- ✓ para crudos livianos, bases lubricante livianas, refinados, aromáticos industriales el diámetro de entrada de la botella debe ser de 2 cm.

Los siguientes dispositivos deben estar limpios y secos:

- ✓ Recipiente de almacenamiento, cuerda, tapones de corcho y pesas.
- ✓ Canastilla de metal o plástica del tamaño apropiado para las botellas a utilizar.

Para productos volátiles generalmente se prefiere este equipo.

- ✓ Botella de muestreo (Incluye cuerdas, tapones de corcho).

Se recomienda que la cuerda esté marcada metro a metro, de manera que se facilite la toma de la muestra a cualquier profundidad del tanque o establecer la medida de referencia de un metro, por parte del operador.

- Trasládese hacia el tanque identificado previamente y haga contacto con la escalera para descargar la energía estática e inicie el ascenso al tanque.
- En el lugar de muestreo del tanque:
 - ✓ Obtenga un estimativo del nivel del tanque, utilice la telemetría o por medición manual.
 - ✓ Determine los subniveles a muestrear, de acuerdo a la tabla 1.
 - ✓ Abra la escotilla de muestreo.
 - ✓ Espere unos minutos para que los vapores se dispersen.
- Conecte la pesa al recipiente de almacenamiento, si se requiere, o coloque el recipiente de almacenamiento en la canastilla de muestreo.
- Inserte el corcho en la botella.
- Baje el dispositivo de muestreo al sitio requerido.
- Retire el corcho de la botella, con un tirón fuerte de la cuerda.
- Deje pasar suficiente tiempo para que la botella se llene en el sitio específico.
- Retire inmediatamente limpiando la cuerda con tela oleofílica, si al retirar la botella del líquido no está llena, vacíe la botella en el tanque y repita el procedimiento.
- Vierta la muestra en el recipiente de almacenamiento y tápelo inmediatamente (tapa y contratapa o su equivalente) y devuelva al tanque el remanente de muestra que queda en la botella.
- Una vez finalizado el proceso de muestreo:

- ✓ Cierre la escotilla de muestreo.
 - ✓ Limpie el equipo de muestreo con un solvente apropiado, séquelo y almacénelo de forma segura.
 - ✓ No deje objetos sobre la superficie del tanque.
- Traslade el recipiente con la muestra hasta el punto acordado y entregue al personal del laboratorio.

4.4.4 Método para la toma de muestra corrida y muestra de todos los niveles

Este método es utilizado para tomar muestras de hidrocarburos líquidos, es decir: crudos, refinados, combustóleo, bases lubricantes, aromáticos industriales (tolueno, benceno, xileno mezclados, ortoxileno, ciclohexano y disolventes alifáticos), sólidos o semisólidos que se licúen por calentamiento y que al momento de tomar la muestra se encuentren en estado líquido (asfalto, ceras y parafinas), almacenados en tanques, carrotanques, tanques de barcazas y buques.

El muestreo manual por muestra corrida, de todos los niveles y el puntual en cada tercio, son aceptados para liquidación volumétrica de hidrocarburos y biocombustibles en tanques, sin embargo Se recomienda utilizar la muestra de todos los niveles o la muestra corrida, solo para productos refinados (homogéneos) o no susceptibles a estratificarse y la puntual en cada tercio, para productos susceptibles a estratificarse como por ejemplo crudos.

Se pueden utilizar las siguientes alternativas de dispositivos de muestreo para tomar una muestra corrida y de todos los niveles, ver figura 1:

- Recipiente de almacenamiento con pesas.

- Canastilla de metal o plástica para botella.
- Botella de muestreo.

Para la toma de muestra corrida y muestra de todos los niveles tenga en cuenta los siguientes pasos:

- identifique y localice el tanque y el producto a muestrear.
- Verifique que el tanque no esté en operación de recibo o despacho, después de la operación, el producto en el tanque debe permanecer en reposo como mínimo 30 minutos para refinados y 60 minutos para crudo.
- Para realizar la actividad se debe tener disponible:
 - ✓ Equipos de protección personal.
 - ✓ Tela Oleofílica o paños absorbentes.
 - ✓ Recipiente(s) de almacenamiento (si requiere adicionar embudo).
 - ✓ Radio portátil. (intrínsecamente seguro o a prueba de explosión).
 - ✓ Solvente apropiado.
 - ✓ El (Los) recipiente(s) de almacenamiento deben estar limpio(s) y seco(s).
 - ✓ Etiquetas diligenciadas.
- El tipo y el tamaño de la botella dependen de la cantidad de muestra requerida y del producto que se va a muestrear.

El diámetro de entrada de la botella debe ser:

- ✓ De 4 cm para crudos pesados, combustóleos y bases lubricantes.
- ✓ De 2 cm para crudos livianos, bases lubricantes livianas, refinados y aromáticos industriales.

- Trasládese hacia el tanque y haga contacto con la escalera para descargar la energía estática e inicie el ascenso al tanque.
- En el tanque en el lugar de muestreo:
 - ✓ Abra la escotilla de muestreo.
 - ✓ Espere unos minutos para que los vapores se dispersen.
- Para tomar una muestra corrida: A un caudal uniforme de llenado baje la botella destapada desde la superficie hasta lo más cerca posible de la válvula de salida del tanque y súbala inmediatamente de manera que se llene aproximadamente $\frac{3}{4}$ partes al ser retirada del líquido. Verifique que se haya obtenido la cantidad de muestra apropiada. Si la botella tiene más de las $\frac{3}{4}$ partes, descarte la muestra devolviéndola al tanque de almacenamiento y repita el procedimiento.
- En el caso de muestras volátiles coloque el tapón inmediatamente en la botella o vierta la muestra en el recipiente de almacenamiento y tápelo inmediatamente (tapa y contratapa).
- Una vez finalizado el proceso de muestreo:
 - ✓ Cerrar la escotilla de muestreo.
 - ✓ Limpiar el equipo de muestreo, séquelo y almacénelo de forma segura.
 - ✓ No dejar objetos sobre la superficie del tanque.
- Traslade el recipiente con la muestra hasta el punto acordado y entregue al personal del laboratorio.

4.5 DETERMINACIÓN DE TEMPERATURA.

- El objetivo de determinar la temperatura de un líquido es corregir los efectos térmicos sobre su volumen.

- La temperatura en tanques de almacenamiento debe realizarse con Termómetro.
- Electrónico Portátil verificándose mensualmente contra un termómetro patrón, el cual debe tener calibración vigente máxima de un año.
- La calibración de los PET's debe hacerse anualmente. En ambos casos se deben dejar los registros respectivos que muestren dichas verificaciones y calibraciones.
- Cada negocio es responsable de definir los procedimientos de verificación y calibración identificando las contingencias del caso.
- La diferencia máxima entre el patrón y el equipo de campo no debe ser mayor que:
 - ✓ +/- 1° F para termómetros de vidrio y de bulbo.
 - ✓ +/- 0.5° F para PET's
 - ✓ +/- 0.2° F para medición dinámica de temperatura

4.6 METROLOGÍA

Siempre que se habla de cantidad y calidad de hidrocarburos, se habla de volúmenes y caudales de producción, inversiones, instalaciones; todo esto, junto con otros aspectos más, están involucrados en el monitoreo del volumen de hidrocarburos que produce en cualquiera de sus fases, uno o varios pozos petroleros.

En vista a lo mencionado anteriormente y aunado a otros factores de interés, el tema de la medición es de gran importancia en toda la cadena productiva y de transporte de los hidrocarburos; a su vez hay que destacar que es aún más importante que esta medición se realice de la mejor manera y alcanzando los niveles de incertidumbre deseados, ya sea en transferencia de custodia o en los puntos de venta. Es así como se remarca que la gestión en la medición de los hidrocarburos es fundamental en todo el proceso de la cadena de valor de explotación y producción de hidrocarburos.

Cuando la medición se usa para propósitos de facturación o transferencia de custodia, es sumamente importante que la medición sea lo más exacta posible y que ambas partes vendedor y comprador estén de acuerdo con la medición debido al valor económico del producto.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente a los equipos de medición estática se les realiza una verificación periódica para determinar la trazabilidad del medidor (longitud, temperatura) y cerciorarse que se encuentra dentro del rango de tolerancia establecido para cada equipo, donde la tolerancia establecida por el manual del API capítulo tres de medición, no debe exceder 2 mm en cintas para medición de longitud respecto a una cinta patrón certificada y 0.5 °F para la verificación de temperatura respecto a un termómetro patrón certificado de acuerdo al manual API capítulo siete. Para realizar las verificaciones de los equipos de medición (longitud y temperatura se siguen los siguientes procedimientos.

4.6.1 Verificación de longitud

Esta verificación se hace de acuerdo a la norma OIMRL 35-1 cláusula 22, OIMRL 35-2 cláusula 6,2,17 y API capítulo tres anexo 2.

4.6.2 Condiciones de Referencia

Las condiciones de referencia pueden variar de acuerdo a las especificaciones del fabricante, generalmente para cintas metálicas flexibles aplican las siguientes.

- Temperatura 20 °C o la temperatura indicada en la medición $\pm 2^{\circ}\text{C}$
- Rango de humedad relativa del ambiente 45% a 75%
- Rango de presión atmosférica del ambiente 86 kpa a 106 kpa (0.86 bar a 1.06 bar)

Durante cada verificación, la temperatura y la humedad relativa no deberán variar por más de 2°C o 10% respectivamente dentro del rango de referencia, para las siguientes verificaciones la temperatura no puede exceder ± 8 °C respecto a la verificación inicial.

4.6.3 Procedimiento para la verificación de cintas de acero flexibles con tensión por peso o plomada

- verificar que la longitud nominal este entre 5m y 50 m
- comprobar que la cinta de medición tenga las escalas métrica e inglesa.
- Verificar que la masa de la plomada se encuentre entre ± 10 g el peso inicial en dos mediciones de peso de la plomada.
- Verificar que a plomada tenga suficiente masa para proporcionar un estiramiento adecuado a la cinta y que sea de un material que no cause chispa al impacto.
- Verificar que la fijación de la plomada a la cinta sea tal que la incertidumbre de medida adicional se reduzca al mínimo.
- Verificar que:
 - ✓ La escala es regular, con una escala de intervalos de 1 mm
 - ✓ La base de la plomada constituye la señal de referencia en el extremo cero de la escala.
 - ✓ La escala se inicia en una cara plana de la plomada y continúa a lo largo de toda la longitud de la cinta.
- Verificar la clase de la exactitud de la medición
- Inspeccionar la cinta maestra y revisar en el certificado el número del serial de la cinta.

- Inspeccionar si hay dobleces en la cinta de trabajo, punta de la plomada desgastada, números ilegibles.
- Verificar la calibración de las balanzas para la lectura correcta con un peso conocido de 5 kg (10 lb) $\pm 0,10$ kg (0,25 libras) que se han verificado en una escala certificada o equilibrio que es trazable a NIST o norma nacional equivalente. El peso conocido se verificará al menos una vez cada 5 años. Si el peso se cae o se daña, deberá volver a verificarse antes de la próxima sesión. Las balanzas tiene que ser capaz de indicar una carga de 5 kg (10 libras) con una precisión de $\pm 0,10$ kg ($\pm 0,25$ libras).
- Extender la cinta de trabajo y la cinta maestra paralelos entre sí sobre una superficie razonablemente plana. La uniformidad de la superficie es menos importante que el paralelismo de las cintas. Las dos cintas deben estar separados por una distancia constante de aproximadamente 1 a 3 centímetros (3/8 a 1-1 / 8 pulgadas).
- Usar tensores para aplicar cargas sobre las cintas de trabajo y maestra (nótese el uso de los eslabones giratorios para evitar la torsión de las cintas). La tensión utilizada (por el NIST) para certificar la cinta maestra. La tensión aplicada a la cinta de trabajo debería ser: (1) 44 N (10 lb), que es la misma tensión por el NIST para cintas maestras <30m (100 pies) de longitud; o (2) correspondiente a la combinación de cinta en funcionamiento, siempre que la tensión aplicada sea suficiente para mantener la cinta de trabajo tensa y sin holguras en la verificación. En cualquier caso, la tensión aplicada a la cinta maestra y la cinta de trabajo en la comprobación serán documentados en el informe de verificación de la cinta.

- La tensión aplicada a la cinta maestra durante la certificación de NIST se proporciona en el certificado. Las graduaciones de la cinta maestra están marcadas por la fabricación de cinta, a menudo bajo una tensión de 44 a 88 N (10 o 20 lb).
- Hacer los ajustes finales de tensión en las cintas y volver a verificar el paralelismo en todos los puntos de prueba antes de tomar las lecturas. No a las cintas o escala durante la secuencia de medición.
- Una escuadra de combinación se utiliza para ayudar a la lectura de la escala. En cada punto de prueba se lee la escala milimétrica donde se cruza con la escuadra de combinación. Sin perturbar las cintas o la escala milimétrica.
- Registrar las lecturas en una hoja de observación como primer juicio.
- Liberar la tensión en las cintas y aplicarlo.

Desplazar la escala de varios milímetros. A continuación, ajuste la tensión de la cinta, la verificación de paralelismo, y registrar un segundo conjunto de lecturas como segunda prueba.

- Reajustar como en los dos pasos anteriores y hacer un tercer conjunto de lecturas como tercera prueba.

4.6.4 Verificación de Termómetro

En un calendario mensual, el termómetro electrónico portátil deberá comprobarse a dos o más temperaturas cercanas a los extremos de su rango contra un termómetro de referencia NIST certificado o un termómetro equivalente con una precisión trazable al NIST. Haga esta revisión por:

➤ Colocar el lado a lado dos termómetros (trabajo y Patrón) en un baño circulante y dejándolos en reposo durante al menos 10 minutos antes de tomar las lecturas comparativas.

➤ Al colocar el termómetro de trabajo en un generador de temperatura del bloque de metal que ha sido verificada con un termómetro de referencia certificado por el NIST.

Alternativamente, el punto de ebullición y de hielo se puede utilizar para la verificación de la precisión. Las lecturas del termómetro no deben diferir en más de la tolerancia de $\pm 0.5^{\circ}\text{F}$.

➤ La unión entre el cable y la sonda debe ser revisado por el daño mecánico.

➤ El aislamiento del cable debe ser revisado para cortes, roturas o abrasión.

➤ La puesta a tierra del cable debe ser revisado por los daños.

➤ se debe comprobar si hay grietas o daños en el equipo.

➤ Si se observa alguno de los daños anteriormente mencionados, el Termómetro será puesto fuera de servicio hasta que sea reparado.

5. OBJETIVOS

5.1 OBJETIVO GENERAL

- Presentar ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y del Comité de Medición de Ecopetrol (ECP), el sistema de medición hermética comparándolo con el método tradicional de fiscalización de tanques.

5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar un análisis estadístico entre los datos obtenidos por los dos métodos de estudio para la fiscalización de tanques.
- Elaborar un procedimiento para la manipulación y operación segura del equipo HERMetic UTImeter Gtex 2000.
- Determinar los tipos de errores que pueden producirse en la medición y cuales los factores de compensación por los métodos de estudio.

6. MÉTODO

6.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO HERMETIC UTIMETER GTEX 2000

El equipo diseñado por la compañía Honeywell es un sistema portátil de calibración electrónica impermeable a gas detector de vacío, temperatura e interfaz, el cual permite en una sola corrida tomar las medidas requeridas (nivel, temperatura) optimizando tiempo en el desarrollo de la operación.

Cada instrumento HERMetric está identificado individualmente con un número de serie de seis dígitos. Este número de serie está grabado en la placa de identificación como muestra la figura 11 el instrumento HERMetric está equipado con una sonda sensible ultra.



Figura 11. Identificación equipo HERMetric

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex 2000

La unidad emite pitidos de control, cuando la sonda está en contacto con el aire el pitido se oirá cada dos segundos, en contacto con producto de petróleo el pitido es continuo y si se encuentra en contacto con el agua el pitido es intermitente.

Es posible activar una señal luminosa (LED) que se enciende con la misma frecuencia de los pitidos.

El instrumento HERMetic está alimentado por una pila de nueve voltios colocada en el terminal electrónico denominado unidad del instrumento, el mantenimiento es sencillo porque el diseño es modular y permite un cambio rápido de las partes ver figura 12 para familiarizarse con el equipo.

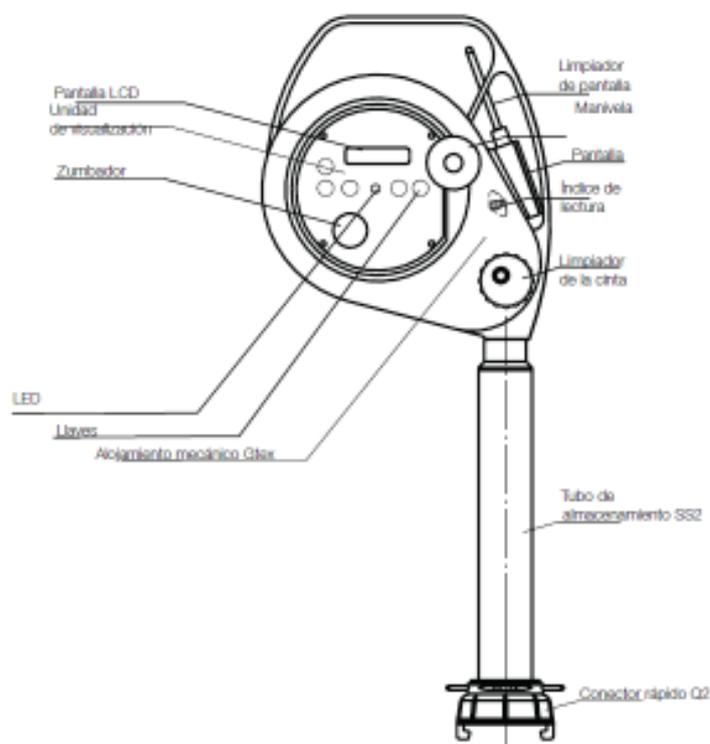


Figura 12. Equipo HERMetic

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetic UTImeter Gtex 2000

6.1.1 Sonda Sensible Ultra

La sonda sensible ultra consta de un tubo de acero inoxidable terminado por una cabeza plástica de alta tecnología que no puede separarse del tubo. La sonda de medida incluye un sensor de temperatura y un electrodo de conductividad.

6.1.1.1 Detección de Vacío

Costa de dos placas piezocerámicas y de circuitos eléctricos, cuando la cabeza del sensor se sumerge en un líquido no conductor (aceite, petróleo) figura 13, la señal ultrasónica es detectada por el receptor, codificada y enviada a la unidad del instrumento, reflejada en un pitido continuo.

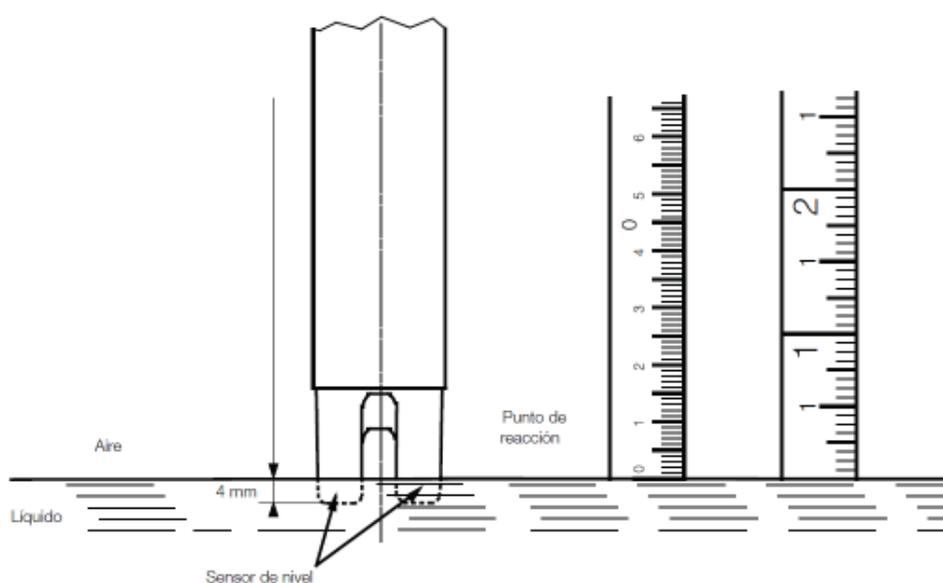


Figura 13. Sensor de vacío

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex 2000

6.1.1.2 Detección de interfaz

El principio de detección consiste en una medida de conductividad entre un electrodo activo y un electrodo puesto a tierra. Si se trata de un líquido conductible (agua) ver figura 14. La sonda sensible detecta la presencia del líquido, y los electrodos de conductividad y circuitos electrónicos asociados modulan la señal codificada para generar el pitido intermitente.

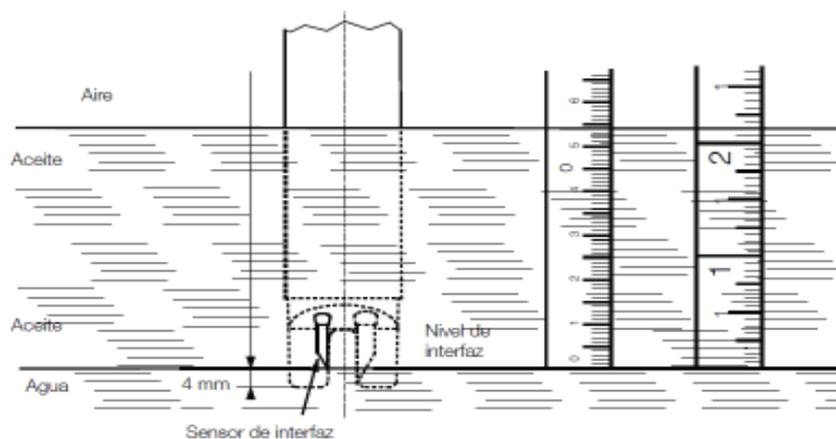


Figura 14. Sensor de interfaz

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex 2000

6.1.1.3 Medición de temperatura

El elemento que mide la temperatura es un detector de temperatura de resistencia de platino (RTD). El elemento está situado en el electrodo de temperatura que contiene en su interior un compuesto conductor de calor que permite reducir el tiempo de medición.

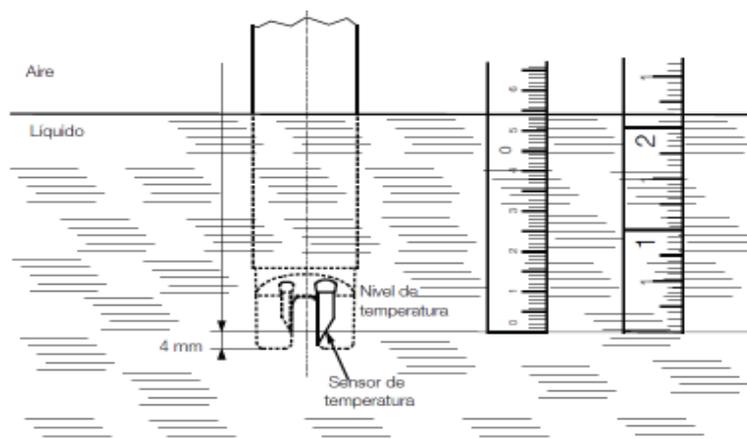


Figura 15. Sensor de temperatura

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex 2000

6.1.2 Cinta

La cinta revestida ETFE (TEFZEL) posee tres funciones principales:

- Sostiene la sonda sensible
- Su graduación permite determinar la distancia entre el punto de reacción y el índice de lectura.
- Contiene dos cables para transmitir la señal y la corriente en la unidad del instrumento y la sonda sensible. La cinta de acero también sirve de cable de puesta a tierra entre el tubo de la sonda sensible y la unidad del instrumento.

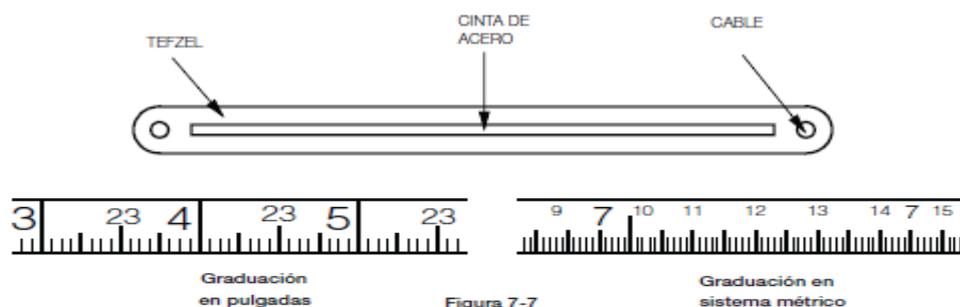


Figura 16. Cinta de medición

Fuente: Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex
2000

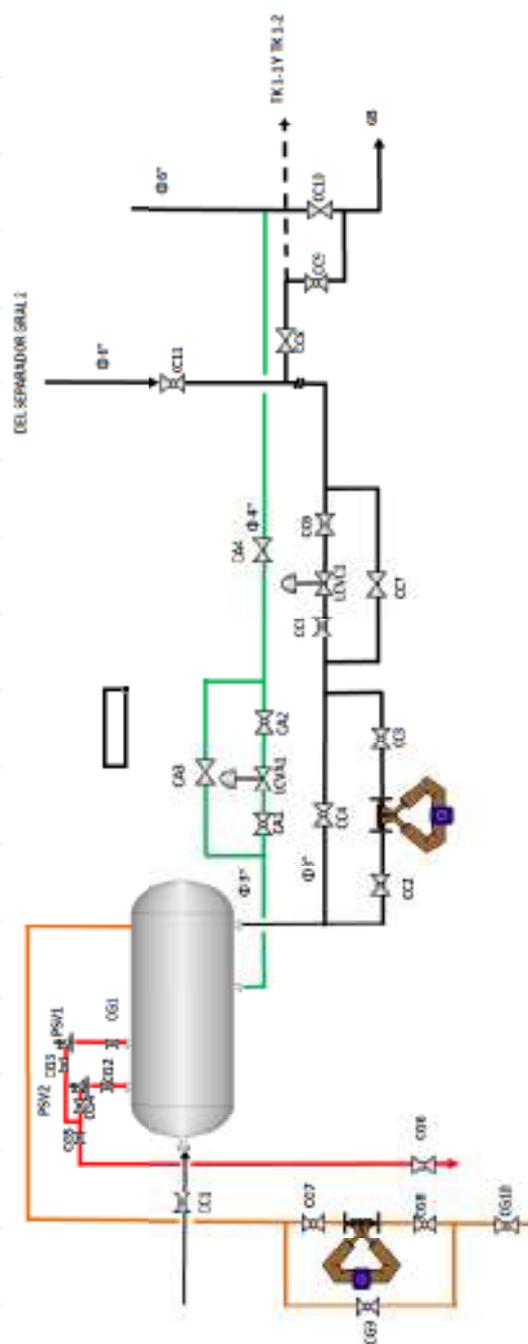
6.2 DESARROLLO DE LA PRUEBA PILOTO

La prueba piloto se desarrolló en campo Dina ubicado en el kilómetro 16 vía Neiva-Bogotá, la facilidad se instaló en la estación Cretáceos en el tanque 1000-1 el cual recibe el crudo proveniente de los pozos Tempranillo 1 y Tempranillo 2 los cuales producen un promedio de 591 barriles de petróleo por día con un API de 35°, BSW de 0.099 y una salinidad de 3.7 libras/barril.

TABLA 4: Descripción de los pozos Tempranillo

	Tempranillo-1	Tempranillo-2
Operadora	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.
Cuenca	Valle Superior Del Magdalena	Valle Superior Del Magdalena
Formación	Caballos Superior	Caballos Superior
contrato	Pijao-Potreriillo	Pijao-Potreriillo
Ubicación	Municipio de Aipe-Huila	Municipio de Aipe-Huila
Profundidad ft	9861	9845
Reservas probadas MBL	135	135
Reservas probables MBL	224	224
Reservas posibles MBL	319	319
Producción diaria BPPD	257	150
Producción diaria de gas MPCD	682	457
Producción diaria de BAPD	900	720

El crudo proveniente de los pozos Tempranillo-1 y Tempranillo-2 ingresa al separador general trifásico número tres, donde se hace la separación del gas que es enviado a la planta de gas y centro de generación, el agua separada se envía al tanque deshidratador y posteriormente a la planta de inyección de agua y el crudo va al tanque 1000-1 y tanque 1000-2 donde se hace la fiscalización para ser bombeado a Tenay. El esquema de este proceso se muestra a continuación en la figura 17.



Válvula	Diámetro	Tipo
CA1	(3"x150#)	Bola
CA2	(3"x150#)	Bola
CA3	(3"x150#)	Compuerta
CA4	(4"x150#)	Compuerta
CC1	(6"x150#)	Bola
CC2	(3"x150#)	Bola
CC3	(3"x150#)	Bola
CC4	(3"x150#)	Bola
CC5	(3"x150#)	Bola
CC6	(3"x150#)	Bola
CC7	(3"x150#)	Compuerta
CC8	(4"x150#)	Compuerta
CC9	(4"x150#)	Bola
CC10	(6"x150#)	Compuerta
CG1	(2"x150#)	Compuerta
CG2	(2"x150#)	Compuerta
CG3	(3"x150#)	Compuerta
CG4	(3"x150#)	Bola
CG5	(3"x150#)	Bola
CG6	(4"x150#)	Bola
CG7	(4"x150#)	Bola
CG8	(4"x150#)	Bola
CG9	(4"x150#)	Bola
CG10	(4"x150#)	Bola

Figura 17. Plano P&ID

Fuente: Autores

6.3 DISEÑOS

Para el desarrollo de la prueba piloto de medición Hermetica fue necesario realizar las siguientes adecuaciones:

- Retirar adaptador de medición de medición del tanque 1000-1 con el propósito de facilitar la lectura de datos debido a la altura que se alcanza cuando ese adapta el equipo (figura 18)



Figura 18. Facilidades tanque 1000-1 antes de retirar el adaptador de medición .

Fuente: Foto autores

- Adaptar el tanque para asentar la válvula de dos pulgadas en la escotilla, por medio de un flange de ocho pulgadas para instalar el equipo hermético (figura 19).



Figura 19. Facilidades tanque 1000-1 con el equipo instalado.

Fuente: Foto autores.

6.4 PROCEDIMIENTO

Para poner en marcha la prueba piloto de validación del equipo hermético se procedió de la siguiente manera.

- Al retirar la escotilla se debió hacer una corrección de la altura de referencia que inicialmente era de 10,515 m (34,49 ft). Esta nueva verificación de la altura de referencia se hizo con la cinta de trabajo Lufkin modelo CN1294SMEF590 cuyo certificado se encuentra en el anexo 1. El valor observado fue de 9.683 m (31.9 ft) a la boquilla de la válvula.

- De acuerdo a la norma NTC ISO 10012 se realizó la verificación inicial del equipo tanto en longitud (observar procedimiento numeral 3.1.2) y en temperatura (observar procedimiento numeral 3.2). Es importante recordar que la tensión nominal de producción de la cinta del equipo hermético normalmente es de 6 N (1,3 lb). Si la tensión de verificación fuese 44.5 N (10 lb) de acuerdo con API, habrá un alargamiento adicional superior a 3.7 mm sobre 30 metros. Esta verificación se hizo periódicamente mes a mes.



Figura 20. Montaje para la verificación de cinta.

Fuente: Foto autores

- Fue necesario hacer modificaciones a los formatos de inspección física y visual para cinta de medición. También se realizaron modificaciones al formato de toma de datos en campo. Estos formatos se encuentran en el anexo 2.

6.4.1 Procedimiento para medición por método al vacío utilizando el equipo HERMetric UTIMeter Gtex 2000

- ✓ Verifique el sentido del viento, posicione en sentido contrario a este, Quite la capsula externa de la válvula.
- ✓ Conecte el cable del polo a tierra en los puntos dispuestos para tal fin
- ✓ Acoplar el equipo HERMetric a la válvula HERMetric certificada, comprobando que esta última este cerrada.
- ✓ Encender la unidad. Se oirá un pitido de control cada dos segundos.
- ✓ Abrir la válvula girando la manivela.
- ✓ Colocar el limpiador en posición de descenso, desenganchar el mando de la manivela y bajar la sonda sensible en el interior del tanque girando el carrete, asegurándose que la cinta no rose con cualquier saliente agudo cuando está descendiendo ya que el aislamiento podría dañarse.
- ✓ Tan pronto como el sensor entre en contacto con el producto, el pitido intermitente de control se hará continuo. Alzar de nuevo la sonda sensible hasta que se deje de oír el pitido continuo y volver a bajar la sonda lentamente hasta que de nuevo se escuche el pitido continuo. Ahora se puede leer el nivel de vacío en relación a la altura de referencia.
- ✓ Seguir bajando la sonda sensible hasta que el sensor entre en contacto con la interfaz producto/agua. Apenas entre en contacto con el agua, el pitido continuo se hará intermitente, la diferencia entre lectura del vacío y de la interfaz representa el grosor de la capa de producto.

- ✓ Cuando se haya finalizado todas las medidas, apagar la unidad, posicionar el limpiador de la cinta en ascenso y recoger la cinta hasta que la sonda sensible entre en el tubo de almacenamiento. La lectura de la cinta deberá ser menor a 420 mm ó 1pie 5 pulgadas.
- ✓ Cerrar la válvula y desacoplar el instrumento de la boquilla
- ✓ Volver a poner la capsula externa a la válvula

6.4.2 Procedimiento para la toma de temperatura utilizando el equipo HERMetic UTIMeter Gtex 2000.

- ✓ Verifique el sentido del viento, posiciónese en sentido contrario a este para no inhalar vapores.
 - Quite la capsula externa de la válvula.
 - Conecte el cable del polo a tierra en los puntos dispuestos para tal fin
 - Acoplar el equipo HERMetic a la válvula HERMetic certificada, comprobando que esta última este cerrada.
 - Abrir la válvula girando la manivela.
 - Encender la unidad. Se oirá un pitido de control cada dos segundos.
- ✓ Colocar el limpiador en posición de descenso , desenganchar el mando de la manivela y bajar la sonda sensible hasta el punto más profundo donde se desea tomar la temperatura girando el carrete, asegurándose que la cinta no rose con cualquier saliente agudo cuando está descendiendo ya que el aislamiento podría dañarse.

- La posición del sensor de temperatura coincide con el cero de la cinta, así que la lectura del índice de la cinta muestra exactamente el nivel en el que mide la temperatura.
 - Si el nivel del producto es mayor a tres (3) metros empiece en la mitad del tercio inferior.
 - Si el nivel es menor a tres (3) metros tome una única lectura en la mitad del tercio central.
- ✓ Cuando se llegue al nivel de vacío requerido para medir la temperatura, mover aproximadamente 300 mm (1pie) por encima y por debajo del nivel de medida deseado hasta que la lectura de la temperatura se estabilice. En el caso de crudos pesados que tienen una baja conductividad térmica y una contextura viscosa, el movimiento anterior de la sonda sensible es indispensable para asegurar una lectura precisa y rápida en un espacio de tiempo mínimo.
- ✓ Tomar nota de la temperatura cuando se estabilice.
- ✓ Si aplica, proceda a seleccionar el siguiente tercio y repita los tres pasos anteriores.
- ✓ Cuando se haya finalizado todas las medidas, apagar la unidad, posicionar el limpiador de la cinta en ascenso y recoger la cinta hasta que la sonda sensible entre en el tubo de almacenamiento. La lectura de la cinta deberá ser menor a 420 mm ó 1pie 5 pulgadas.
- ✓ Cerrar la válvula y desacoplar el instrumento de la boquilla
- ✓ Volver a poner la capsula externa a la válvula
- ✓ No deje objetos sobre la superficie del tanque.

- ✓ Aplique las correcciones a las lecturas de temperatura según el certificado de calibración del termómetro emitido por el fabricante o por un ente autorizado y determine las temperaturas corregidas del producto almacenado en el tanque.
- ✓ Calcule el promedio aritmético de las temperaturas. Redondee el valor al 0,1 °F más cercano, reporte el dato como temperatura promedio del producto del tanque.

7 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE CAMPO

Para un análisis estadístico viable fue necesaria la toma de sesenta datos comparativos de longitud y temperatura entre el equipo HERMetric UTIMeter Gtex 2000 vs cinta Lufkin y termómetro TP7. Estos datos fueron consignados en la tabla número 5 y tabla 6.

Cada dato consignado en la tabla de longitud es el promedio o consecutivo de las mediciones ceñidas a la norma API (cap.3), y los datos de la tabla de temperatura corresponden al promedio de las mediciones llevadas a cabo en la mitad de los tercios o en la mitad del fluido según indica la API (cap.7).

La toma de datos se hizo día de por medio donde se realizaba la medición para fiscalización y transferencia antes de iniciar bombeo a la estación Tenay la cual se le llamo nivel alto, posteriormente al finalizar el bombeo se realizaba una segunda medida de remanencia mínima en el tanque 1000-1 el cual fue denominado nivel bajo.

Tabla 5. Datos comparativos de longitud

Nivel Alto					Nivel Bajo				
N° Medición	Cinta Lufkin	HERMetric	Dif.	% Max. Valor	N° medición	Cinta Lufkin	HERMetric	Dif.	% Max. Valor
1	5520	5519	1	20	31	759	757	2	40
2	5285	5284	1	20	32	745	745	0	0
3	5354	5352	2	40	33	833	830	3	60
4	5905	5903	2	40	34	807,66	807	0,66	13,2
5	5781	5780	1	20	35	733	730	3	60
6	5695	5693	2	40	36	768,33	765	3,33	66,6
7	5500,33	5500	0,33	6,6	37	741	741	0	0
8	5768	5767	1	20	38	658,67	660	-1,33	-26,6
9	1677	1675	2	40	39	794	793	1	20
10	7311	7311	0	0	40	868	868	0	0
11	4929	4927	2	40	41	872	871	1	20
12	5841,7	5841,7	0	0	42	860	861	-1	-20
13	5902	5901	1	20	43	855	854	1	20
14	5696	5695,33	0,67	13,4	44	821	829	-8	-160
15	5839,7	5841	-1,3	-26	45	746,3	746	0,3	6
16	2968	2966	2	40	46	849	848	1	20
17	3442	3441	1	20	47	848	847	1	20
18	2912	2911	1	20	48	811	810	1	20
19	2708,3	2709	-0,7	-14	49	776	775	1	20
20	2768,7	2768	0,7	14	50	830	833	-3	-60
21	3154,7	3153	1,7	34	51	867	870	-3	-60
22	2272	2272	0	0	52	903	902	1	20
23	3899	3897	2	40	53	848	847	1	20
24	4537,7	4538	-0,3	-6	54	833	834	-1	-20
25	1839	1841	-2	-40	55	815	817	-2	-40
26	2306	2309	-3	-60	56	854	857	-3	-60
27	2405	2403	2	40	57	840	839	1	20
28	2802	2805	-3	-60	58	833	836	-3	-60
29	3736,7	3734	2,7	54	59	812	810	2	40
30	2818	2815	3	60	60	441	444	-3	-60

Tabla 6. Datos comparativos de temperatura.

Nivel Alto					Nivel Bajo				
N° Medición	TP7	HERMetic	Dif.	% Max. Valor	N° Medición	TP7	HERMetic	Dif.	% Max. Valor
1	105,1	105	0,1	20	31	104,1	104,1	0	0
2	102,9	102,8	0,1	20	32	103,2	103,2	0	0
3	107,2	107,07	0,13	26	33	100,8	100,5	0,3	60
4	104,8	104,7	0,1	20	34	103	102,9	0,1	20
5	100,27	100,1	0,17	34	35	99,9	99,7	0,2	40
6	102,53	102,4	0,13	26	36	103,2	102,9	0,3	60
7	98,6	98,5	0,1	20	37	99,9	99,7	0,2	40
8	101,63	101,4	0,23	46	38	103,4	103,2	0,2	40
9	105,6	105,3	0,3	60	39	105	104,9	0,1	20
10	104,6	104,7	-0,1	-20	40	103,8	103,9	-0,1	-20
11	99,5	99,3	0,2	40	41	99,1	99,1	0	0
12	103,4	103,17	0,23	46	42	103,9	103,6	0,3	60
13	102	102,07	-0,07	-14	43	97,3	97,3	0	0
14	101,9	102	-0,1	-20	44	103,4	103,2	0,2	40
15	101,3	101,3	0	0	45	101,9	101,8	0,1	20
16	101,9	101,8	0,1	20	46	102,2	102,1	0,1	20
17	101,97	101,8	0,17	34	47	102,6	102,4	0,2	40
18	105,4	105,3	0,1	20	48	102,9	102,8	0,1	20
19	100,7	100,5	0,2	40	49	99,5	99,4	0,1	20
20	102,5	102,4	0,1	20	50	100,3	100,3	0	0
21	103,4	103,2	0,2	40	51	103,8	103,4	0,4	80
22	99,7	99,3	0,4	80	52	100,4	100,1	0,3	60
23	109	108,7	0,3	60	53	107,1	107,1	0	0
24	107,6	107,5	0,1	20	54	109,2	109,1	0,1	20
25	89,3	89	0,3	60	55	90,4	90,5	-0,1	-20
26	90,5	90,3	0,2	40	56	93,2	92,9	0,3	60
27	97,8	97,6	0,2	40	57	96,6	96,5	0,1	20
28	103,3	103,7	-0,4	-80	58	102,9	103,1	-0,2	-40
29	99,2	98,9	0,3	60	59	97,4	97	0,4	80
30	96,5	96,1	0,4	80	60	98,8	98,5	0,3	60

Para determinar la viabilidad del equipo HERMetric UTIMeter GTX 2000 se procedió a realizar las figuras de comportamiento y de representación gráfica de los datos. Además se aplicaron los modelos estadísticos t-studen y ANOVA, que soporta la confiabilidad de los resultados obtenidos en campo presentados en las tablas 5 y 6.

7.1 FIGURAS DE AJUSTE Y REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS

Para el presente estudio se desarrolló el análisis gráfico ya que esta técnica estadística es aplicable para estudiar la relación entre variables, adaptándose a esta situación de comparación entre métodos. Donde se cuantifica la relación entre la medida del Equipo Hermético y la medida patrón de la cinta Lufkin y TP7.

7.1.1 Figuras de ajuste y representación gráfica para los datos de longitud.

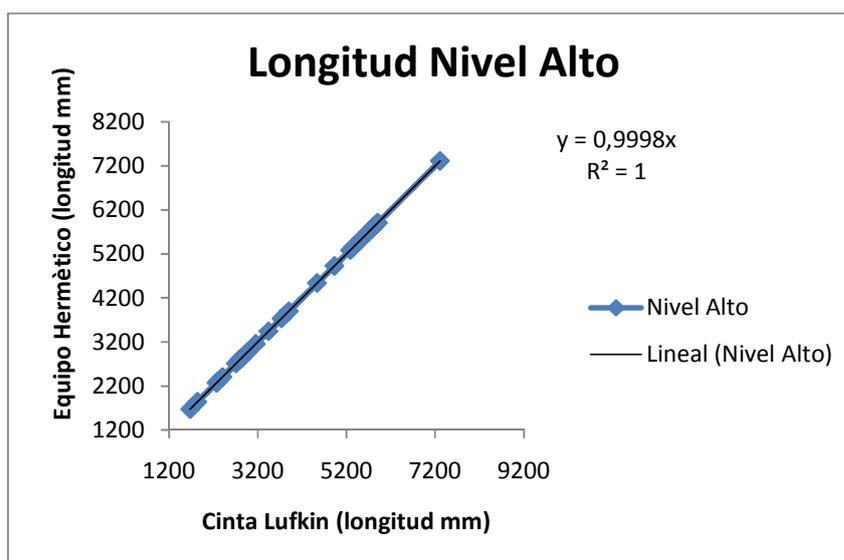


Figura 21. Comportamiento de los datos de longitud en nivel alto.

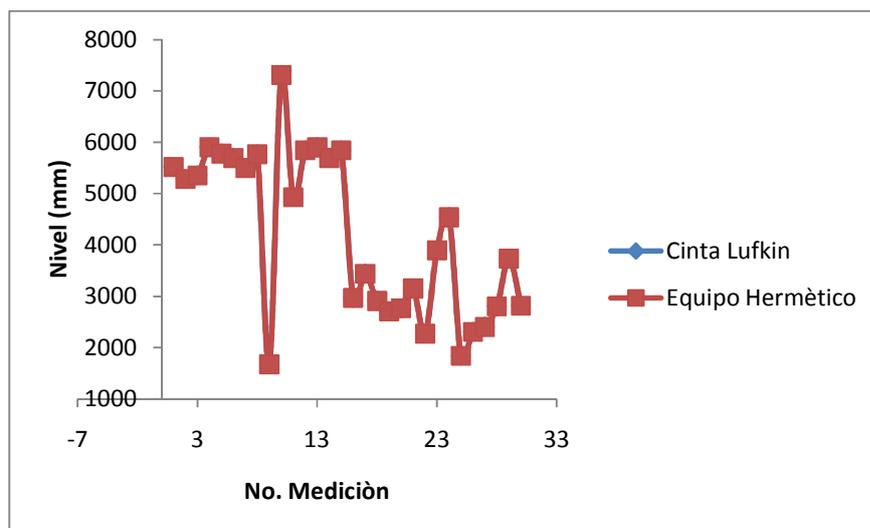


Figura 22. Representación gráfica de los datos de longitud en nivel alto equipo hermético vs cinta Lufkin.

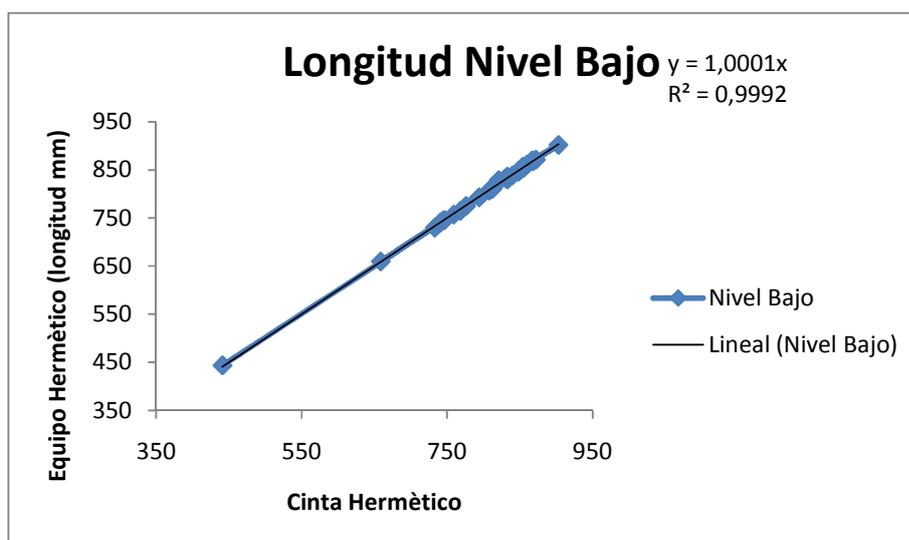


Figura 23. Comportamiento de los datos de longitud en nivel bajo.

Fuente: Autores

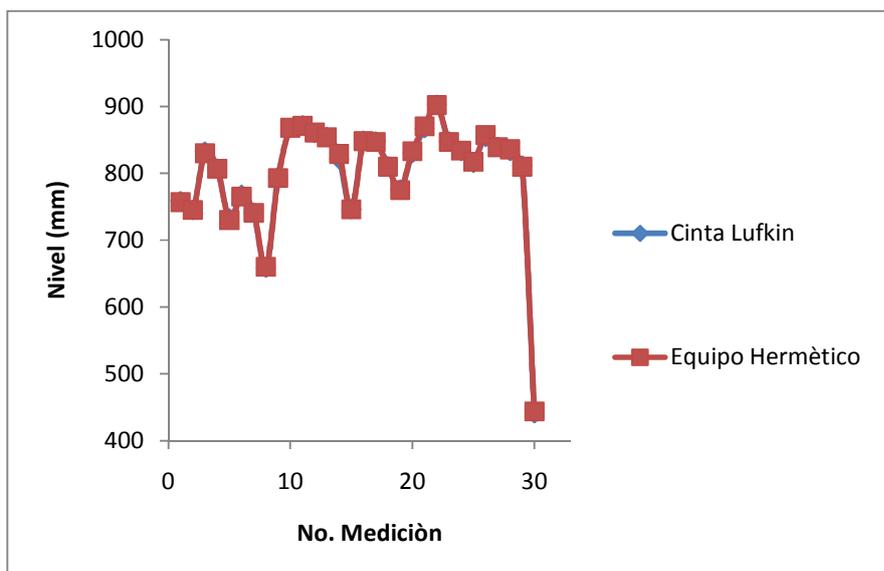


Figura 24. Representación gráfica de los datos de longitud en nivel bajo equipo hermético vs cinta Lufkin.

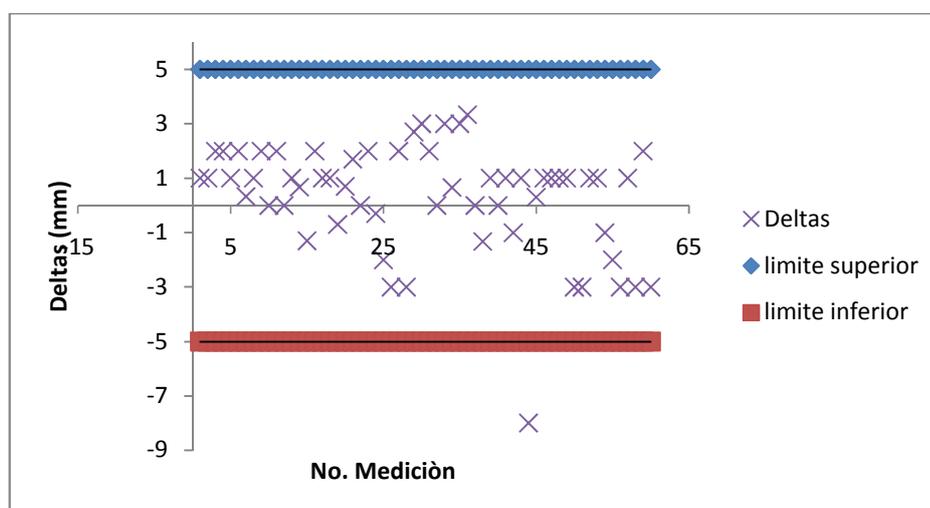


Figura 25. Diferencia en milímetros entre las medidas de nivel obtenidas por el equipo hermético y cinta Lufkin.

Fuente: Autores

De las gráficas anteriores (21 y 23) se obtiene que el comportamiento entre los datos del equipo Hermético y cinta Lufkin son excelentes, esto viene representado en los valores del R^2 que fueron muy cercanos a uno (1 y 0.9992) tanto en el nivel alto como en nivel bajo respectivamente, indicando que el ajuste de los datos es lineal. Además se obtiene de la ecuación de la recta que la medición obtenida con la cinta Lufkin es muy cercana a la realizada con el equipo hermético ($y \approx x$ donde y es el nivel tomado con el equipo Hermético y x el nivel tomado con la cinta Lufkin), razón por la cual los datos se encuentran superpuestos en la figura (veintidós y veinticuatro).

Se observa que en la figura veinticinco las diferencias de longitud presentadas (mm) por los dos equipos se encuentran en el rango permisible de acuerdo a la norma API ($\pm 5\text{mm}$) para tanques de volumen de mil barriles o menos.

7.1.2 Figuras de ajuste y representación gráfica para los datos de temperatura

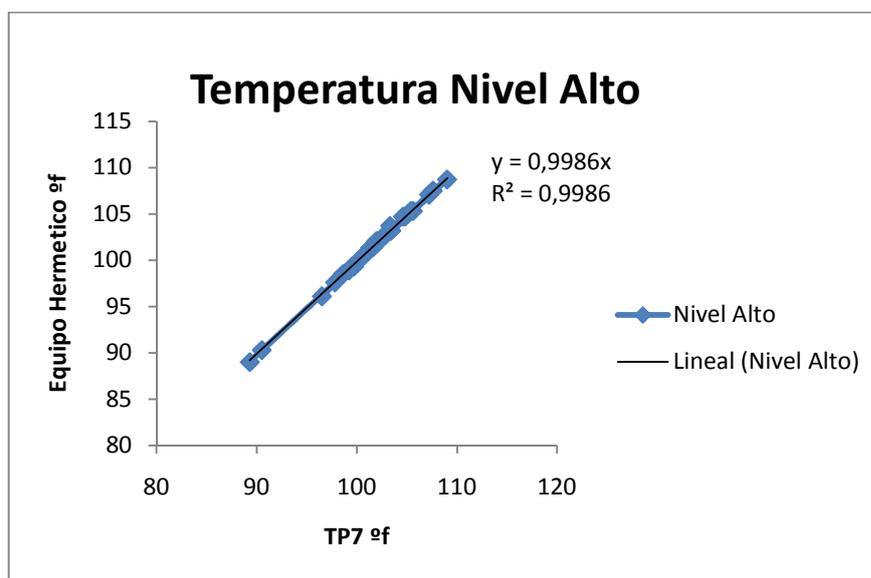


Figura 26. Comportamiento de los datos de temperatura en nivel alto.

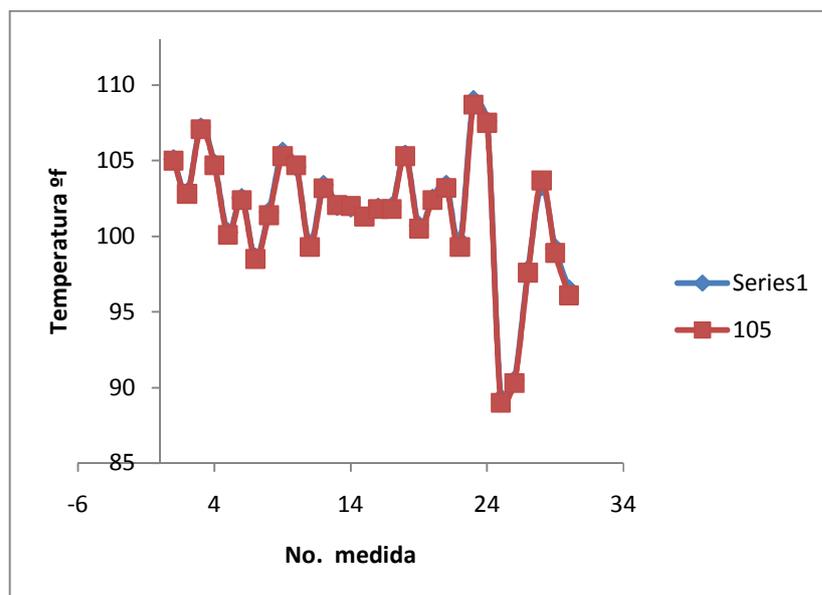


Figura 27. Representación gráfica de los datos de temperatura en nivel alto equipo hermético vs termómetro TP7.

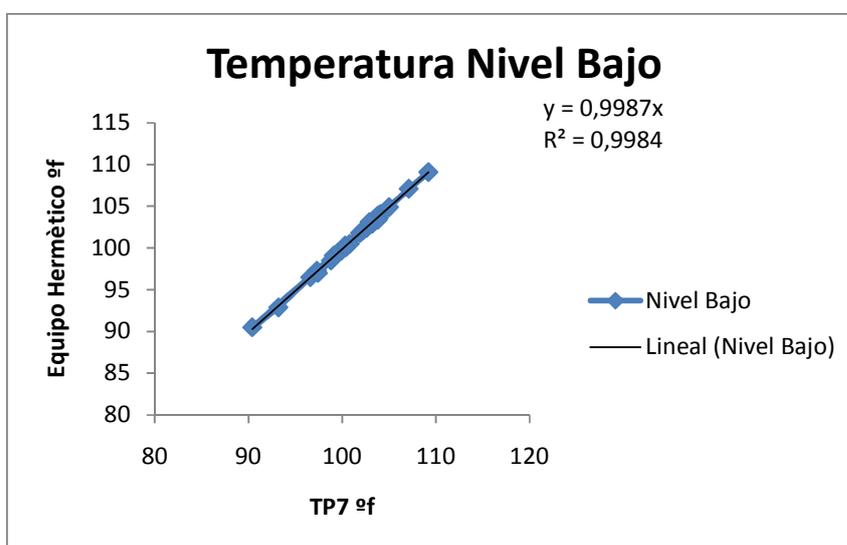


Figura 28. Figura de Comportamiento de los datos de temperatura en nivel bajo.

Fuente: Autores

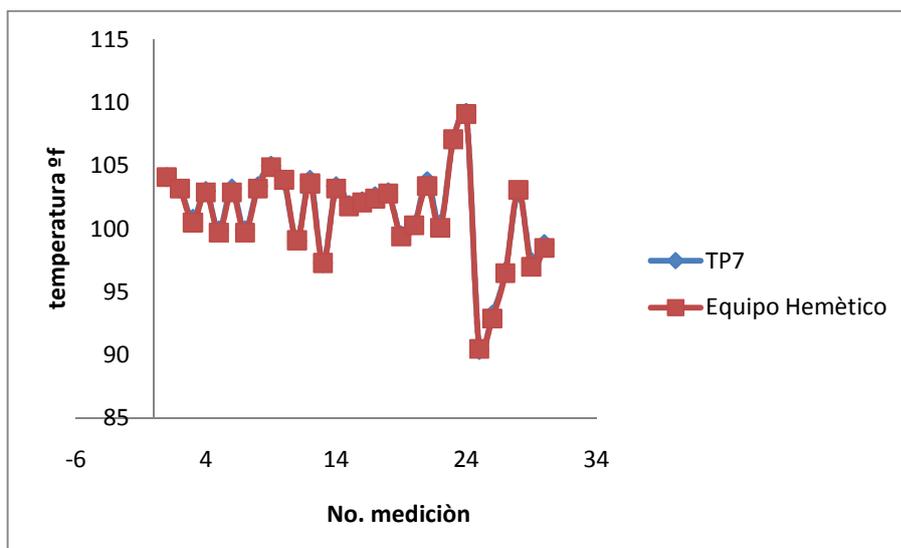


Figura 29. Representación gráfica de los datos de temperatura en nivel bajo equipo Hermético vs termómetro TP7.

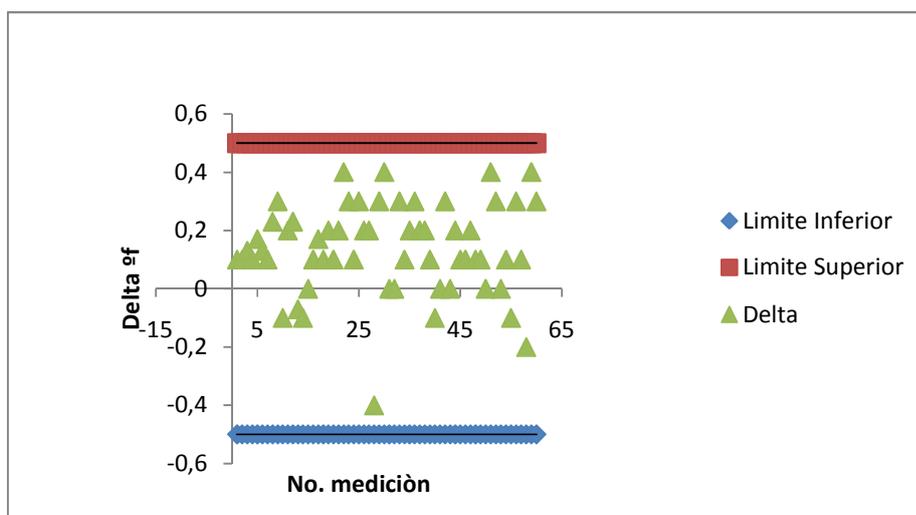


Figura 30. Diferencia en temperatura °F entre las medidas de nivel obtenidas por los equipos Hermético y termómetro TP7.

Fuente: Autores

De las gráficas anteriores (veintiséis y veintiocho) se obtiene que el comportamiento entre los datos del equipo Hermético y TP7 obedece a una línea recta y la relación entre ellos es buena, esto viene representado en los valores del R^2 que fueron muy cercanos a uno (0.9986 y 0.9987) tanto en el nivel alto como en nivel bajo respectivamente, indicando que el ajuste de los datos es lineal. Además se obtiene de la ecuación de la recta que la medición de temperatura obtenida con el TP7 es muy cercana a la realizada con el equipo hermético ($y \approx x$ donde y es la temperatura tomada con el equipo Hermético y x la temperatura tomada con el TP7), razón por la cual los datos se encuentran superpuestos en la figura (veintisiete y veintinueve).

Se observa que en la figura 30 que las diferencias de temperatura presentadas ($^{\circ}\text{F}$) por los dos equipos se encuentran en el rango permisible de acuerdo a la norma API ($\pm 0.5^{\circ}\text{F}$).

7.2 PRUEBA T-STUDENT

Con la prueba t se comparan las medias y las desviaciones estándar de grupo de datos y se determina si entre esos parámetros las diferencias son estadísticamente significativas.

Para el desarrollo de este modelo se plantean dos hipótesis.

- Hipótesis nula: donde nos indicara que los tratamientos tanto equipo hermético vs cinta Lufkin y equipo hermético vs termómetro TP7 presentan datos estadísticamente iguales o no presentan una diferencia significativa.

- Hipótesis alterna: donde nos indicara que los tratamientos tanto equipo hermético vs cinta Lufkin y equipo hermético vs termómetro TP7 presentan datos estadísticamente diferentes.

Posteriormente se procede a hacer los cálculos de promedio de diferencias aritméticas, desviación estándar de las diferencias, valor de t y los grados de libertad mediante las siguientes ecuaciones haciendo uso de los datos de la tabla cinco y seis para cada caso (longitud y temperatura):

- Diferencia aritmética

$$\bar{d} = \frac{\sum d}{N}$$

- Desviación estándar

$$sd = \frac{\sqrt{\sum (d - \bar{d})^2}}{\sqrt{N - 1}}$$

- Valor de t

$$t = \frac{|\bar{d}_1 - \bar{d}_2|}{\sqrt{\frac{sd_1^2(N_1 - 1) + sd_2^2(N_2 - 1)}{N_1 + N_2 - 2} * \left(\frac{1}{N_1} + \frac{1}{N_2}\right)}}$$

- Grados de libertad

$$gl = N - 1$$

Dónde:

t =valor estadístico del procedimiento

\bar{d} = valor promedio de las diferencias entre los métodos (cinta-equipos herméticos, TP7-equipos herméticos)

sd = desviación estándar

gl =grados de libertad

N =tamaño de la muestra

sub índice 1= Equipo tradicional

sub índice 2= Equipo Hermético

Al desarrollar el método t-student procedemos a comparar la t y t de tabla del diseño experimental donde:

- Si t calculada < t tabla se acepta la hipótesis nula
- Si t calculada > t tabla se acepta la hipótesis alterna

7.2.1 Prueba t-student para los datos de longitud

Tabla 7. Análisis t-student de longitud (mm)

n 1	60	Media 1	2509,92983	Desviación estándar 1	2050,72612	Libertad 1	59
n 2	60	Media 2	2509,63383	Desviación estándar 2	2050,27555	Libertad 2	59

t calculado	3,856E-07
t critico(tabla)	1,658

- n1 cinta Lufkin
- n2 Equipo Hermético

Haciendo el análisis de los datos de nivel consignados en la tabla 5 se puede observar que no existe una diferencia estadísticamente significativa entre los promedios de los dos métodos para la toma de longitud, esto nos indica que la medida puede ser tomada con cualquiera de los dos equipos obteniendo resultados aceptables de acuerdo con este estudio.

7.2.2 Prueba t-student para los datos de Temperatura

Tabla 8. Análisis t-student de temperatura °F

n 1	60	Media 1	101,488333	Desviación estándar 1	4,03643036	Libertad 1	59
n 2	60	Media 2	101,351833	Desviación estándar 2	4,06613025	Libertad 2	59

t calculado	0,04555152
T critico(tabla)	1,658

Haciendo el análisis de los datos de nivel consignados en la tabla 6 se puede observar que no existe una diferencia estadísticamente significativa entre los promedios de los dos métodos para la toma de temperatura, esto indica que la temperatura puede ser

tomada con cualquiera de los dos equipos obteniendo resultados aceptables de acuerdo con este estudio.

Al desarrollar el análisis se procede a hacer la comparación de las t calculadas y t de la tabla y de acuerdo a esto se acepta la hipótesis nula lo cual nos dice que entre los métodos no hay una diferencia estadística significativa, por ello se acepta el uso del equipo hermético para la medición de longitud y temperatura en fiscalización de tanques de hidrocarburos.

7.3 PRUEBA ESTADÍSTICA ANOVA

Bajo el modelo lineal se presenta a continuación el análisis de varianza ANOVA donde se elige como técnica estadística que permitirá analizar los datos de la prueba piloto comparativa y que se encuentran en las tablas 5 y 6.

Para el desarrollo de este modelo se plantean dos hipótesis.

- Hipótesis nula: donde nos indicara que los tratamientos tanto equipo hermético vs cinta Lufkin y equipo hermético vs termómetro TP7 presentan datos estadísticamente iguales o no presentan una diferencia significativa.
- Hipótesis alterna: donde nos indicara que los tratamientos tanto equipo hermético vs cinta Lufkin y equipo hermético vs termómetro TP7 presentan datos estadísticamente diferentes.

Después de plantear las dos hipótesis se procede a calcular el número de observaciones, cálculos matemáticos, suma de cuadrados, grados de libertad, media de

cuadrados y cálculo de F_0 mediante las siguientes ecuaciones haciendo uso de los datos de la tabla cinco y seis para cada caso (longitud y temperatura):

- Número de observaciones

$$N = a * n$$

- Cálculos matemáticos: totales de cada observación, del total de datos, promedio del total de observaciones, promedio del total de datos.
- suma de cuadrados

$$SST = \frac{\sum(\text{cada dato})^2}{1} - \frac{\text{total}^2}{N}$$

$$SSTrat = \frac{(\sum p1)^2}{n} + \frac{(\sum p1)^2}{n} + \dots + \frac{(\sum p1)^2}{n} - \frac{\text{total}^2}{N}$$

$$SSErr = SST - SSTrat$$

- Grados de libertad

$$GLT \text{ totales} = N - 1$$

$$GLO \text{ tratamiento} = a - 1$$

$$GL \text{ Error} = GLT - GLO$$

- Media de cuadrados

$$MCTrat = \frac{SSTrat}{GLO \text{ tratamiento}}$$

$$MCErr = \frac{SSErr}{GL \text{ Error}}$$

- Valor de F_0 .

$$t = \frac{MCTrat}{MCError}$$

Dónde:

F_0 =valor estadístico del procedimiento

a =equipos

n =numero de datos

$SST, STrat, SSErr$ =Suma de cuadrados total, de tratamiento y del error

GLT, GLO, GLE =Grados de libertad total, de tratamiento y del error

MCT, MCE =Media de cuadrados total, de tratamiento y del error

Al desarrollar el método ANOVA se procede a comparar las F y F críticas del diseño experimental donde:

- Si $F < F$ crítica se acepta la hipótesis nula
- Si $F > F$ crítica se acepta la hipótesis alterna

7.3.1 Análisis de varianza ANOVA aplicado a los datos de longitud (mm)

Tabla 9. Resumen de varianza ANOVA

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
Cinta Lufkin	60	150595,79	2509,929833	4205477,63
Equipo Hermético	60	150578,03	2509,633833	4203629,81

Tabla 10. Análisis de varianza ANOVA

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	2,62848025 6	1	2,62848025 6	6,2515E -07	0,99937047 6	3,92147808 8
Dentro de los grupos	496137339, 4	118	4204553,72 4			
Total	496137342	119				

Después de desarrollado el método ANOVA se procede a tomar la decisión de acuerdo al valor de F y F crítico, lo cual indica que para este caso se acepta la hipótesis nula ya que el F es menor que el F crítico.

Al aceptar la hipótesis nula se está diciendo que los datos (promedio) tomados con el equipo Hermético y la cinta Lufkin son estadísticamente similares o no presentan una diferencia significativa.

7.3.2 Análisis de varianza ANOVA aplicado a los datos de temperatura (°F)

Tabla 11. Resumen de varianza ANOVA

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
TP7	60	6089,3	101,4883333	16,2927701
Equipo Hermético	60	6081,11	101,3518333	16,5334152

Tabla 12. Análisis de varianza ANOVA

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	0,5589675	1	0,5589675	0,034056	0,85390412	3,92147808
Dentro de los grupos	1936,74493	118	16,4130926			
Total	1937,30389	119				

Después de desarrollado el método ANOVA se procede a tomar la decisión de acuerdo al valor de F y F crítico, lo cual indica que para este caso se acepta la hipótesis nula ya que el F es menor que el F crítico.

Al aceptar la hipótesis nula se está diciendo que los datos (promedio) tomados con el equipo Hermético y el termómetro TP7 son estadísticamente similares o no presentan una diferencia significativa.

7.4 MÉTODO ANOVA APLICADO AL EQUIPO HERMETIC UTIMETER GTEX 2000

En el proceso de fiscalización de tanques se requiere un sistema de medición apropiado, y este estará formado por el equipo con el cual se desarrolla la tarea y por los operadores que lo utilizan. Esto producirá dos tipos de variaciones, unas que son al azar y son imposibles de eliminar y otras producidas por descuido dentro del proceso y pueden ser corregidas.

Para esto se realizara un estudio de repetibilidad y reproducibilidad que permite calcular la variabilidad dentro de cualquier tipo de proceso y determinar si esta variabilidad es aceptable.

Se desarrolla el método ANOVA ya que es el más exacto para calcular la variabilidad de un sistema de medición porque posee la ventaja de cuantificar la variación debida a la interacción entre los operadores y las partes.

Después de obtener los datos de las tablas cinco y seis respectivamente se procede a duplicar los datos tomados con el equipo hermético ya que en el trabajo de campo y toma de datos los operadores coincidían en la medida registrada. A continuación se procede a desarrollar el método mediante las ecuaciones siguientes.

- Número de operadores (a)
- Numero de partes (b)
- Numero de medidas por cada operador (n)
- Número total de datos

- Suma total de datos

$$T = \sum_{i=1}^a x \sum_{j=1}^b x \sum_{K=1}^n x$$

- Suma de cuadrados de todos los datos

$$T_x^2 = \sum_{i=1}^a x^2 \sum_{j=1}^b x^2 \sum_{K=1}^n x^2$$

- Suma de cuadrados totales de la combinación de cuadrados

$$T_c^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^a T^2 \sum_{j=1}^b T^2$$

- Suma de los totales para el factor uno (operadores)

$$T_1^2 = \frac{1}{bn} \sum_{i=1}^a T^2 \sum_{j=1}^b T^2$$

- Suma de los totales para el factor dos (partes)

$$T_2^2 = \frac{1}{an} \sum_{i=1}^a T^2 \sum_{j=1}^b T^2$$

- Suma de los cuadrados

$$SSA = T_1^2 + \frac{T^2}{N}$$

$$SSB = T_2^2 + \frac{T^2}{N}$$

$$SSAB = T_c^2 + \frac{T^2}{N} - T_1^2 - T_2^2$$

$$SSE = T_x^2 - T_2^2$$

$$SST = T_x^2 + \frac{T^2}{N}$$

Después de obtener la tabla ANOVA se procede a calcular la variación.

- Repetibilidad del sistema

$$r = 5,15 \sqrt{\frac{SSE}{ab(n-1)}}$$

- Porcentaje de repetibilidad

$$\%r = \frac{r}{T} * 100\%$$

- Reproducibilidad del sistema

$$R = 5,15 \sqrt{\frac{\frac{SSE}{ab(n-1)} - \frac{SSAB}{(a-1)(b-1)}}{bn}}$$

- Porcentaje de reproducibilidad

$$\%R = \frac{R}{T} * 100\%$$

- Interacción entre operadores y las partes

$$I = 5,15 \sqrt{\frac{\frac{SSAB}{(a-1)(b-1)} - \frac{SSE}{ab(n-1)}}{n}}$$

- Porcentaje entre interacción entre operadores y las partes

$$\%R = \frac{R}{T} * 100\%$$

- Relación entre la repetibilidad y reproducibilidad

$$r\&R = 5,15\sqrt{r^2 + R^2 + I^2}$$

- Porcentaje entre la relación repetibilidad y reproducibilidad

$$\%r\&R = \sqrt{\%r^2 + \%R^2 + \%I^2}$$

Para interpretar los resultados se aplican los siguientes criterios.

- Si $\%r\&R < 10\%$ el sistema de medición es aceptable
- Si $10\% < \%r\&R < 30\%$ el sistema de medición puede ser aceptable según su uso y aplicación.
- Si $\%r\&R > 30\%$ el sistema de medición no es aceptable y requiere de mejoras en cuanto al operador, equipo, métodos, condiciones.

7.4.1 Análisis ANOVA para los datos de longitud (mm) aplicado al equipo

HERMetric UTImeter Gtex 2000.

Tabla 13. Análisis de varianza ANOVA

fuelle de validación	suma cuadrados	grados de libertad	cuadrados medios
operador	1.19209E-07	1	1.19209E-07
partes	1190119867	59	20171523.16
interacción	2.38419E-07	59	4.04099E-09
error	4.76837E-07	120	3.97364E-09
total	1190119867	239	
Porcentaje entre la relación repetibilidad y reproducibilidad			3.5326E-08

Al interpretar los resultados de los datos de longitud y aplicando el criterio de porcentaje de relación entre repetibilidad y reproducibilidad menor al 10% decimos que el método es aceptable y que muestra un excelente comportamiento ya que su coeficiente de relación es demasiado pequeño (3.5326E-08) y tiende a 0. Además el equipo hermético presenta una repetibilidad del 100% de acuerdo al estudio desarrollado y a la recomendación del fabricante.

Lo anteriormente mencionado permite afirmar que la calidad y las características del equipo hermético son aceptables para su implementación en campo.

7.4.2 Análisis ANOVA para los datos de temperatura (°F) aplicado al equipo HERMetric UTIMeter Gtex 2000.

Tabla 14. Análisis de varianza ANOVA

fuerza de validación	suma de cuadrados	grados de libertad	cuadrados medios
operador	1.86265E-09	1	1.86265E-09
partes	3901.885993	59	66.1336609
interacción	2.32831E-09	59	3.94628E-11
error	9.31323E-10	120	7.76102E-12
total	3901.885993	239	
Porcentaje entre la relación repetibilidad y reproducibilidad			1.34766E-10

Al interpretar los resultados de los datos de temperatura y aplicando el criterio de porcentaje de relación entre repetibilidad y reproducibilidad menor al 10% decimos que el método es aceptable y que muestra un excelente comportamiento ya que su coeficiente de relación es demasiado pequeño (tiende a 0). Además el equipo hermético presenta una repetibilidad del 100% de acuerdo al estudio desarrollado y a la recomendación del fabricante.

Lo anteriormente mencionado permite afirmar que la calidad y las características del equipo hermético son aceptables para su implementación en campo.

7.5 VENTAJAS

Al finalizar la prueba piloto se determinaron las diferencias entre los equipos de acuerdo a sus características físicas y observaciones en campo las cuales se presentan en la tabla 15. En esta tabla también se puede observar las ventajas y desventajas del equipo Hermético con respecto a la cinta Lufkin y el termómetro TP7.

Tabla 15. Ventajas y desventajas de los equipos de estudio en la prueba piloto.

		
Cinta Lufkin	Termómetro TP7	HERMetic UTImeter Gtex 2000
Uso de mascara obligatorio	Uso de mascara obligatorio	No requiere uso de mascara
Exposición a gases	Exposición a gases	No se expone a gases
Requiere recipiente trapo y solvente para su limpieza.	Requiere recipiente trapo y solvente para su limpieza.	No requiere
Requiere uso de pasta indicadora para determinar la interfaz agua/producto	No aplica	No requiere uso de pasta indicadora para determinar la interfaz agua/producto
No requiere batería para funcionar	Requiere batería para funcionar	Requiere batería para funcionar

Cinta Lufkin	Termómetro TP7	HERMetric UTImeter Gtex 2000
Mucho esfuerzo para la limpieza	Mucho esfuerzo para la limpieza	Mínima limpieza
Operación fácil pero demorada	Operación fácil pero demorada	Operación fácil y rápida
La lectura de la interface depende del operador	No aplica	La lectura de la interface es automática y exacta
No aplica	Cálculo manual de la distancia de toma de temperatura.	Exactitud en la distancia de toma de temperatura
El mantenimiento es sencillo, no se desajusta.	Para el mantenimiento se necesita mucho cuidado.	Para el mantenimiento se necesita mucho cuidado ya que se desajusta por mala operación.
La cinta es metálica y se dobla	El sensor esta sujetado por un cable trasmisor.	La cinta es de acero recubierta con polietileno
Para ejecutar el proceso de fiscalización también se requiere del TP7 Requiere más horas hombre para completar el proceso de fiscalización.	Para ejecutar el proceso de fiscalización también se requiere de la cinta Lufkin Requiere más horas hombre para completar el proceso de fiscalización.	Con un solo equipo se hace el proceso de fiscalización completo. Requiere menos horas hombre para completar el proceso de fiscalización.

7.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la industria petrolera es importante desarrollar un análisis económico para los nuevos proyectos que se desean implementar, donde se analiza la relación costo-beneficio; ya que de este y de sus necesidades se tomará la decisión si es viable o en qué lugares específicos se hace necesaria la implementación de dicho proyecto.

Para desarrollar el análisis económico del proyecto prueba piloto se realizó la cotización de los equipos a los siguientes distribuidores:

- El equipo hermético cuyo proveedor autorizado en Colombia es INSURCOL LTDA. a fecha de 28 de Junio del presente año.
- Cinta Lufkin cuyo proveedor es GRAINGER México. A fecha 20 de septiembre del presente año.
- Termómetro TP7 cuyo proveedor es cP cole-parmer fluid handling and analysis. A fecha 22 de septiembre del presente año.
- Muestreador tipo ladrón cuyo proveedor es JCP Supplies a fecha de 29 de Junio del presente año.

Los valores recibidos se introdujeron en la tabla número dieciséis. A cada equipo se le sumo el valor de los repuestos que deben tener disponibles en bodega para su reparación o remplazo inmediato ya que la tarea a desarrollar con estos mismos se debe hacer diariamente.

Tabla 16. Cotización de los equipos de estudio en la prueba piloto.

COSTOS USD	HERMetric UTImeter Gtex 2000	HERMetric Sampler GTX CHEM	TP7	CINTA LUFKIN	Ladrón
Equipo	11143	10022	1590	4647	504,5
Cinta o cuerda	2896	831	No aplica	No aplica	78,5
Limpiador de cinta	204	480	No aplica	No aplica	No aplica
Limpiador de visor	61	61	No aplica	No aplica	No aplica
Botella para muestra corrida	No aplica	1262	No aplica	No aplica	
Botella para muestra puntual	No aplica	1233	No aplica	No aplica	426
Válvula Hermética	820		No aplica	No aplica	No aplica
TOTAL por equipo	15124	13889	1590*2	4647*2	1009
TOTAL por Método	29013		13483		

8. CONCLUSIONES

- El día 29 de agosto fue presentado en la estación Cretáceos de campo Dina el procedimiento de medición desarrollado para el equipo HERMetic UTIMeter Gtex 2000 ante los representantes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Comité de Medición de Ecopetrol (ECP), donde se mostró una corrida de la prueba piloto. Posteriormente se presentó el trabajo desarrollado en campo, el manual de procedimiento del equipo y el análisis estadístico de los datos tomados en campo.
- Tras desarrollar el trabajo de campo donde se tomaron sesenta datos comparativos para cada mensurando en un periodo de tiempo de tres meses. Se procedió a analizar estos mismos mediante los métodos de comportamiento de los datos y pruebas estadísticas t-student (t calculado para longitud de $3,856E-7$ y $0,04555152$ para temperatura), ANOVA (con un valor de F de $6,2515E-7$ para longitud y de $0,034056$ para temperatura) los cuales mostraron que la aplicabilidad del equipo HERMetic UTIMeter Gtex 2000 es viable para su utilización en campos donde la presencia de Vapores Tóxicos afecte la salud del operador y evitar así futuras indemnizaciones.
- Para poder utilizar el equipo HERMetic UTIMeter Gtex 2000 fue necesario realizar modificaciones al manual de operación, específicamente en el procedimiento según los requerimientos observados en campo. El manual de operaciones modificado se encuentra en el anexo 3.
- El error presentado por el equipo HERMetic UTIMeter Gtex 2000 se vio reflejado cuando se realizaba la toma de temperatura en campo y no se realizaba la limpieza al sensor posterior a cada medición.

9. RECOMENDACIONES

- De acuerdo con el análisis económico realizado se recomienda usar el equipo en tanques de baterías donde la presencia de gases tóxicos (ácido sulfhídrico, dióxido de azufre y componentes orgánicos volátiles) sea crítica y represente un peligro para la salud de los operadores que realizan el trabajo de fiscalización de hidrocarburos, debido al alto costo que representa el equipo.
- Al disponerse a realizar la actividad de medición se debe verificar que la presión en el tanque este por debajo de la presión de seteo de la válvula de alivio ya que esta podría dispararse cuando el operador este desarrollando la tarea de medición, contaminando el área de trabajo.
- Es necesario hacer una buena limpieza de los sensores después de cada medición para que el hidrocarburo impregnado en estos mismos no afecte la medición posterior.
- Para realizar la limpieza general del equipo es recomendable tener un espacio amplio para extraer en su totalidad la cinta del carrete y posteriormente destapar la caja para realizar la limpieza interna. De esta manera se realizara fácilmente la limpieza y evitara entorchamientos de cinta en el carrete.
- Para realizar la verificación diaria de temperatura se recomienda hacerla en fluido líquido, preferiblemente agua para una rápida estabilización.
- Para la verificación de temperatura:
 - es necesaria una botella con aislamiento térmico de aproximadamente 8 cm de diámetro y 36 cm de profundidad, hielo preferentemente de agua destilada y agua preferentemente destilada y previamente enfriada.

- Para la preparación del baño frío (0 °C) es necesario Picar el hielo en pequeños trozos evitando el contacto directo con las manos o con cualquier objeto sucio. Los trozos no deben exceder los 5 mm.
- Si la temperatura del equipo hermético no se estabiliza se debe controlar la estabilidad en agua fría y en agua caliente para determinar si el error es de la sonda o viene dado por un agente externo presente en el producto medido.
- Es importante tener en bodega los repuestos de los equipos para hacer reparaciones o cambios de estos mismos para garantizar su funcionamiento diariamente.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Velandia Galeano, D. (2002). *Facilidades de Producción en Campos Petroleros*. impreso por CARGRAPHICS S.A.
- Honeywell. (2011). *Manual de funcionamiento y servicio para HERMetric UTImeter Gtex 2000*.
- American Petroleum Institute (2001). Temperature Determination Manual of Petroleum measurement Standards: Static Temperatura Determination Using Portable electric thermometers (cap. 3). *Manual of Petroleum Measurent standars*. (pp 15-18; 23-29). IHS.
- American Petroleum Institute (2012). Sstandard practice for the manual gaugin of petroleum and petroleum products (cap. 3). *Manual of Petroleum Measurent standars*. (pp 6-15). IHS.
- American Petroleum Institute (1995). Standard Practice for Manual sampling of petroleum and petroleum products: Static Temperatura Determination Using Portable electric thermometers (cap 8). *Manual of Petroleum Measurent standars*. (pp 5-20).
- Ecopetrol SA. (2013). *Procedimiento para Medición de Nivel en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos y Biocombustibles*.
- Universidad Tecnológica De Pereira. (2007). *Método ANOVA Utilizado Para Realizar El Estudio De Repetibilidad y Reproducibilidad Dentro Del Control De Calidad De un Sistema De Medición*. Pereira. Scientia Et Technica.
- Roldan Leonel,(2014, Octubre 29). Prueba Estadística ANOVA y Tukey. Recuperado de: www.youtube.com/watch?v=BPTSJWQMq4

- Instituto De Salud Pública. (2010). *Validación De Métodos y Determinación De la Incertidumbre De La Medición: Aspectos Generales Sobre La Validación De Métodos*. Santiago de Chile. Soraya Sandoval.
- Bueno Patarroyo D.F. , Nieto Nieto W.J. (2010). *Implementación De Un Sistema De Medición Y Fiscalización De Custodia De Crudo En La Estación De Tránsito De Campo Moriche*. Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga.
- Gerencia De Operaciones de Desarrollo y Producción Huila. (2016). *Instructivo Para La Revisión Del Sistema Contra Incendio De La Bateria Cretáceos*. Coordinación De Producción Huila. Ecopetrol S.A
- Cano Mairén I. A. (2015). *Medición estática de tanques de almacenamiento*. Universidad Nacional Autónoma De México. Ciudad de México.
- ICONTEC. (2003). *Norma Técnica Colombiana ISO 10012: Sistemas de Gestión de la Medición Y los Equipos de Medición..* Bogotá. Editada por el instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC).
- Gutiérrez Gonzáles p. Días Caldera L. Guzmán Sánchez M. J .(2009). *Elementos de Diseño de Experimentos*. México. Astra Ediciones, S.A.
- International Organization Of Legal Metrology. (2007). *Material measures of length for general use Part 1: Metrological and technical requirements*. OIML R 35-1 edition.
- International Organization Of Legal Metrology. (2011). *Material measures of length for general use Part 2: Metrological and technical requirements*. OIML R 35-1 edition.

11. ANEXOS

Anexo 1 CERTIFICADO DE CINTA LUFKIN

	GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCION HUILA-TOLIMA		SOH-PMH-F-003		
	CERTIFICADO DE VERIFICACIÓN		ACT:3	1/1	
			02-Noviemb-2005		
		CERTIFICADO No. MCM 4357			
Instrumento:	Cinta medición a Fondo	Valor división escala:	1mm	Ubicación:	Batería Cretaceos
N° Identificación:	2008 09C	Fabricante:	Lufkin	Cliente:	GDH-COORDINACIÓN -HUILA
Rango de Medición:	0 A 20.000 mm	Modelo:	CN1294SMEF590	Fecha de Verificación	24/06/2016
Servicio que presta:	Cinta para medir las alturas de referencia y la cantidad de crudo que se encuentra en los tanques de almacenamiento de la batería Cretaceos.			N° de páginas del certificado:	1

PATRON UTILIZADO			
Patrón	Fabricante	N° de Identificación	Certificado de Calibración
Cinta Metrica	Lufkin	L - 3842	59166 LABORATORIO ICONTEC DEL 03/08/2015

TRAZABILIDAD DEL PATRON			
Cinta Patrón	STEINMEYER	12.304	No. 0222 del Instituto Nacional de Metrología del 10/10/2013
Calibrador de alturas	STEINMEYER	12.304	No. 0222 del Instituto Nacional de Metrología del 10/10/2013

Condiciones Ambientales del Laboratorio durante la verificación:					
Temperatura $\pm 2^{\circ}\text{C}$	Inicial	Final	Humedad Relativa $\pm 10\%$	Inicial	Final
	24,34 $^{\circ}\text{C}$	24,38 $^{\circ}\text{C}$		46,20%	43,80%

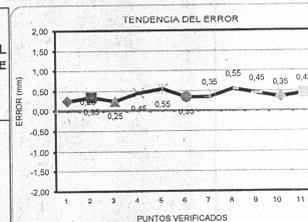
RESULTADOS DE LA PRUEBA						
PUNTOS VERIFICADOS	INDICACION PATRON (mm)	INDICACION INSTRUMENTO (mm)	ERROR (mm)	CORRECCION (mm)	CRITERIO DE CONFORMIDAD	TOLERANCIA \pm mm
1	500,00	500,25	0,25	-0,25	CUMPLE	2
2	1000,0	1000,35	0,35	-0,35	CUMPLE	2
3	2000,0	2000,25	0,25	-0,25	CUMPLE	2
4	3000,0	3000,45	0,45	-0,45	CUMPLE	2
5	5000,0	5000,55	0,55	-0,55	CUMPLE	2
6	7000,0	7000,35	0,35	-0,35	CUMPLE	2
7	8000,0	8000,25	0,25	-0,25	CUMPLE	2
8	10000,0	10000,55	0,55	-0,55	CUMPLE	2
9	11000,0	11000,45	0,45	-0,45	CUMPLE	2
10	12000,0	12000,35	0,35	-0,35	CUMPLE	2
11	15000,0	15000,45	0,45	-0,45	CUMPLE	2
12	18000,0	18000,15	0,15	-0,15	CUMPLE	2
13	20000,0	20000,05	0,05	-0,05	CUMPLE	2

Procedimiento de Verificación:

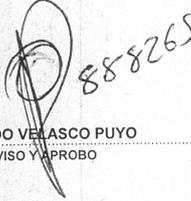
LA VERIFICACIÓN SE REALIZA POR EL MÉTODO DE COMPARACIÓN DIRECTA HORIZONTAL Y APLICANDO EL INSTRUMENTO PARA LA VERIFICACION DE CINTAS METRICAS Y DE ACUERDO A LA NORMA API MPMS CAPITULO 3.1 A.

OBSERVACIONES:

En los resultados de la prueba se encontró un error máximo de $\pm 0,3$ mm. Se encuentra limpia y almacenada en condiciones seguras. se tomó como referencia para la verificación la altura de medición en los tanques La tolerancia de la prueba se toma de la norma API MPMS Capitulo 3.1 A.




 JAIR ANDRES FALLA ALDANA
 EJECUTO


 GERARDO VELASCO PUYO
 REVISO Y APROBO

Anexo 3 MANUAL DE OPERACIONES EQUIPO HERMÉTICO

1. OBJETIVO

Describir las actividades a seguir durante la operación de medición manual de nivel y temperatura de fluido en un tanque con el equipo HERMetric UtImeter Gtex 2000 con el fin de garantizar la confiabilidad y exactitud de la medición, cálculo y reporte de la información volumétrica y de temperatura, la integridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones; aplicando los estándares de HSE de ECOPETROL S.A.

2. GLOSARIO

- **CINTA DE MEDICIÓN:** Cinta graduada, utilizada para la medición lineal entre el punto de referencia y el nivel del líquido o la platina de medición. Está provista de una sonda ultra sensible.
- **SONDA SENSIBLE ULTRA:** La sonda sensible ultra consta de un tubo de acero inoxidable terminado por una cabeza plástica de alta tecnología que no puede separarse del tubo. La sonda de medida incluye un sensor de temperatura y un electrodo de conductividad.
- **DETECTOR DE VACÍO:** El detector del vacío consta de dos placas piezocerámicas y de circuitos electrónicos. Cuando la cabeza del sensor se sumerge en un líquido no conductor (aceite o petróleo), la señal ultrasónica emitida es detectada por el receptor, codificada y enviada a la unidad del instrumento; esta activa el zumbador que produce un pitido continuo.
- **ANÁLISIS DE RIESGO:** Documento que plasma el análisis de riesgos al que está expuesta una persona al momento de realizar una actividad.
- **CICLO DE TRABAJO:** Revisión documentada realizada por el evaluador sobre el conocimiento que tiene el empleado sobre prácticas seguras específicas aplicables a su trabajo y habilidad para realizar dicha actividad.
- **EPP:** Abreviatura utilizada para hacer referencia a los elementos de protección personal en el área de salud ocupacional.
- **HMI:** Siglas en inglés que significan interfaz entre hombre y máquina, es la ventana donde se puede realizar supervisión y control del proceso.

- **OPERADOR DE CAMPO:** Corresponde al operador que ejecuta turnos en la Batería Cretáceos. El operador es el encargado del área de unidades de bombeo y del área de medición de tanques.
- **PI:** Indicador de presión o manómetro.
- **PSI:** Unidad de medida de presión de un fluido indicado expresado en Lb/pulg².
- **VALVULA:** Unidad mecánica para el control, paso y bloqueo de flujos de líquidos y gases, es un dispositivo de aislamiento.
- **VENTEAR:** Acción de desalojar el aire contenido en una tubería o equipo de forma controlada.

3. CONDICIONES GENERALES

3.1. Frecuencia de Revisión y de Ciclo de Trabajo

- Este documento se debe revisar y/o actualizar cada dos años (02) de acuerdo con la valoración de riesgo clasificada como Medio (**M**) o antes si las condiciones bajo las cuales se está realizando el trabajo cambian y lo ameritan.
- La revisión del ciclo de trabajo se debe realizar cada diez y ocho (18) meses. Las labores aquí descritas son desarrolladas diariamente durante el proceso de fiscalización de crudo.

3.2. Valoración RAM

- La valoración del riesgo para la actividad descrita en el presente documento se clasificó como Medio (M).

3.3. Peligros, Riesgos y Controles de Seguridad

PELIGRO	RIESGO	CONTROLES REQUERIDOS PARA EJECUTAR LA ACTIVIDAD (Preventivo, Protectivos, Reactivos).
Vapores de Crudo.	Concentración y Explosión-inhalación de	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de atmósferas constante con MONOGAS ALTAIR MSA para H₂S, aplicación de procedimiento control de áreas con H₂S. • Asegurar equipos de auto contenido en Batería Operativos en caso de emergencia.

	vapores.	<ul style="list-style-type: none"> • Realización de simulacros de evacuación por atmosferas peligrosas. • Inspecciones pre operacionales constantes de maquinaria, equipos y facilidades de producción. • Uso de equipos de comunicación a prueba de explosión.
		<ul style="list-style-type: none"> • Uso de elementos de protección personal. • Uso del equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000.
		<ul style="list-style-type: none"> • Conocer y aplicar el plan de contingencia.
Hidrocarburos líquidos a presión atmosférica.	Explosión.	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento, limpieza y calibración de válvulas de presión y vacío. • Mantener variables operacionales dentro de un rango permisible.
		<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento, limpieza y calibración de válvulas de presión y vacío. • Mantener variables operacionales dentro de un rango permisible.
		<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones periódicas de equipos, tuberías, tanque de alimentación y múltiples. • Protección de tuberías y equipos (esmalte, pinturas anticorrosivas, poliuretano fibra de vidrio etc.).
		<ul style="list-style-type: none"> • Conocer y aplicar el plan de contingencia.
Trabajos a alturas mayores de 1.5 metros.	Lesión a personas.	<ul style="list-style-type: none"> • Divulgación y aplicación de instructivos y normas para trabajo en altura y Procedimientos detallados de la actividad a realizar en altura. • Entrenamiento en el uso del arnés, línea de vida, nudos y anclajes para operadores y/o ejecutores de las actividades. • Inspección pre operacional de equipos, herramientas Y del área de trabajo antes de desarrollar la actividad en altura.
		<ul style="list-style-type: none"> • Inspección pre operacional de equipos, herramientas Y del área de trabajo antes de desarrollar la actividad en altura.
		<ul style="list-style-type: none"> • Brindar los primeros auxilios si hay personal capacitado. • Aplicar el MEDEVAC en caso de algún accidente.
Estrés Por Calor (altas Temperaturas).	Enfermedad Profesional Choque térmico.	<ul style="list-style-type: none"> • Permanecer en lugares sombreados, hidratarse frecuentemente, asegurar la permanencia de agua en el área.
		<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de bloqueador solar.

3.4. Referencias

A continuación se relacionan los documentos asociados a la medición de la temperatura y medición de nivel de hidrocarburos en condiciones estáticas y/o dinámicas y medición de la temperatura ambiente:

Las normas y estándares relacionados abajo son parte de este procedimiento. Las personas involucradas en actividades relacionadas con el alcance de este procedimiento deben cumplir con las secciones aplicables de los siguientes estándares (última versión), normas y/o regulaciones vigentes.

3.4.1. Normativa Externa

American Petroleum Institute (API)	
<ul style="list-style-type: none"> • MPMS 3 • MPMS 7 	<ul style="list-style-type: none"> • Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 3 Tank Gauging. • Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7 - Temperature Determination.
American Society for Testing and Materials (ASTM)	
<ul style="list-style-type: none"> • ASTM E1 	<ul style="list-style-type: none"> • Standard Specification for ASTM Liquid-in-Glass Thermometers. • E1 Standard Specification for ASTM Liquid-in-Glass Thermometers.

3.4.2 Normativa Interna

CÓDIGO CNE	CÓDIGO ANTIGUO	TÍTULO
No aplica	ECP-DHS-F-150	Formato Análisis de Riesgos.
No aplica	ECP-DHS-I-001	Instructivo para evaluar aptitud en evaluaciones médicas pre-ocupacionales.
No aplica	ECP-DHS-I-005	Trabajo en altura.
No aplica	ECP-DHS-I-005	Trabajo en altura.

No aplica	ECP-DHS-I-024	Instructivo Análisis de Riesgos.
No aplica	ECP-DHS-M-001	Manual de Control de Trabajo.
No aplica	No aplica	Código de Ética de ECOPETROL S.A.
ECP-VIN-G-GEN-MT-002	No aplica	Manual de Marcas Aceptadas de ECOPETROL.
ECP-VIN-P-MBC-FT-001	ECP-PMC-F-022	Formato para Cartas de Control de Factores de Medición.
ECP-VIN-P-MBC-FT-002	ECP-PMC-F-011	Formato para Tiquete para Refinados.
ECP-VIN-P-MBC-FT-003	ECP-PMC-F-012	Formato para Tiquete para Crudos por Diferencia de pulsos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-004	ECP-PMC-F-013	Formato para Tiquete para Crudos por Diferencia de Registros.
ECP-VIN-P-MBC-FT-005	ECP-PMC-F-014	Formato para Tiquete para GLP.
ECP-VIN-P-MBC-FT-006	ECP-PMC-F-015	Formato para Tiquete de Medición por Peso para Hidrocarburos Líquidos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-007	ECP-PMC-F-016	Formato para Calibración de Medidores de Flujo Másico con Tanque Probador.
ECP-VIN-P-MBC-FT-008	ECP-PMC-F-017	Formato para Verificación de Medidores de Flujo con Probador Compacto.
ECP-VIN-P-MBC-FT-011	ECP-PMC-F-020	Formato para la Actualización de Factores de Medidores.
ECP-VIN-P-MBC-FT-012	ECP-PMC-F-021	Formato para la Calibración de Medidores de Flujo Másico con Probador Compacto o Bidireccional.
ECP-VIN-P-MBC-FT-014	ECP-PMC-F-023	Formato para Tiquete de Medición Estática de Tanques para Crudos.
ECP-VIN-P-MBC-FT-015	ECP-PMC-F-024	Formato para Tiquete de Medición Estática de Tanques para Refinados.
ECP-VIN-P-MBC-FT-016	ECP-PMC-F-025	Formato para Liquidación Volumétrica de GLP por Medición Estática.
ECP-VIN-P-MBC-FT-026	ECP-PMC-F-031	Formato para Verificación y Ajuste en Campo de Lazos de Temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-FT-027	ECP-PMC-F-032	Formato para Verificación y Ajuste en Campo de Lazos de

		Presión.
ECP-VIN-P-MBC-MT-001	ECP-VSM-M-001	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario.
ECP-VIN-P-MBC-MT-002	ECP-VSM-M-001-02	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles capítulo 2 – Calibración de Tanques.
ECP-VIN-P-MBC-MT-003	ECP-VSM-M-001-03	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles capítulo 3 - Medición Estática.
ECP-VIN-P-MBC-MT-007	ECP-VSM-M-001-07	Manual de medición de Hidrocarburos- Capítulo 7. Determinación de temperatura.
ECP-VIN-P-MBC-MT-012	ECP-VSM-M-001-12	Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 12 - Cálculo de Cantidades de Petróleo.
ECP-VIN-P-MBC-PT-017	ECP-VSM-P-017	Procedimiento para Medición y Liquidación de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos en Tanques atmosféricos.
ECP-VIN-P-MBC-PT-033	ECP-VSM-P-033	Procedimiento para Verificación de Termómetros.
ECP-VIN-P-MBC-PT-034	ECP-VSM-P-034	Procedimiento para Verificación y Ajuste de Lazos de Medición de Temperatura.
No aplica	ECP-VSM-R-001	Reglamento para la Gestión de la Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles.
ECP-VST-P-INS-ET-018	No aplica	Estándar de Ingeniería para la Medición Dinámica de Cantidad y Calidad de Hidrocarburos Líquidos.
ECP-VST-P-MBC-ET-002	No aplica	Estándar de Sistemas Híbridos de Medición de Tanques (SHMT).

3.5. Equipo Personal de Protección

Asegúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- ✓ Guantes de protección.
- ✓ Casco de protección.
- ✓ Botas de protección.
- ✓ Ropa industrial de protección.

3.6. Sistemas de Protección

- El equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000 cuenta con una válvula que en conjunto garantizan un total aislamiento del medio, impidiendo así la fuga de vapores.

3.7. Lazos de Control

El lazo de control para el equipo hermético es:

Revisar que la presión de seteo de la válvula de control de presión del tanque se encuentre por encima de la presión del Fluido almacenado (hidrocarburo), esto con el fin de garantizar que la válvula no vaya hacer una descarga de vapores mientras se está ejecutando la operación de medición.

3.8. Rango de Aplicación

- Operación normal de fiscalización en tanques,
- Condiciones atípicas de funcionamiento del equipo hermético.
- Situaciones de emergencias por liberación de peligros.
- Pruebas operacionales de inspección.
- Durante programas de entrenamiento de personal nuevo.

3.9. Guías de Control y Ventanas Operativas

- HERMetric UTImeter Gtex 2000 :
 - Mínimo nivel de líquido detectable en el fondo del tanque: 4 mm (5/32” aprox.
 - Presión máxima del tanque: 0,3 bar (4,4 psi)
 - Margen de medida del sensor de temperatura: de -40°C a 90°C (de -40°F a 194°F)

3.10. Condiciones Generales

El proceso de medición estática requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible. Las actividades incluidas en el proceso se detallan a continuación:

- El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de reposo total (estático). Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques u otros sistemas. Todos los mezcladores deben encontrarse apagados y debe permitirse el tiempo de reposo suficiente.
- En caso de tanques con hidrocarburos viscosos luego de un recibo o bombeo de producto, se debe permitir un tiempo suficiente para que las burbujas inmersas en el líquido sea liberado. Se sugiere un tiempo de reposo de 4 a 6 horas en la medición de nivel de productos viscosos, el cual puede variar según la experiencia operacional. Si transcurrido este tiempo se aprecia todavía presencia de burbujas, aumente el tiempo de reposo. Esta práctica, también permite la decantación del agua libre.
- Cuando exista espuma sobre la superficie del hidrocarburo se debe permitir que esta desaparezca debajo de la superficie de la escotilla antes de realizarse la medición.
- Plato de medición: cuando se mida tanques en tierra que tengan plato de medición, el nivel del líquido debe encontrarse por encima de dicho plato.
- La cinta de trabajo debe encontrarse en buen estado, contar certificado de calibración, verificación vigente. Se debe verificar y cumplir con los lineamientos del procedimiento para verificación de cintas de medición.
- La cinta patrón o de referencia, debe contar con certificado de calibración vigente.
- Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes.
- Para la determinación del volumen de hidrocarburo contenido en tanque se debe seguir el Procedimiento para medición y liquidación de hidrocarburos y biocombustibles líquidos en tanques atmosféricos.
- Es fundamental que el punto de referencia del tanque este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia, por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática. Se recomienda verificar mínimo cada mes, la altura de referencia de tanques usados para transferencia de custodia. En terminales de exportación o importación, se recomienda realizar la verificación de la altura de referencia en cada operación.
- Todo equipo utilizado para medición debe estar verificado y en buenas condiciones físicas y mecánicas.

- En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, se debe verificar que la altura de referencia no cambie.
- Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que esté localizada en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
- No es recomendable realizar la medición en la zona crítica de un tanque de techo flotante por existir en esta zona alta incertidumbre.
- Se debe usar el mismo equipo hermético para la medición inicial y final para una transferencia de producto.
- No se debe medir, tomar temperatura o muestrear en tubos guía, que no posean ranuras, debido a que el contenido dentro del tubo no es representativo del resto del producto y el nivel puede ser diferente al del resto del líquido contenido.
- Si el tanque dispone de mezcladores, éste debería estar apagado para efectuar la medición. Se debe cumplir con un tiempo, de modo que el líquido esté en reposo durante la medición.
- La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque (trapos, muestreador, botella u otro elemento).
- Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, para que la cantidad de agua libre sea mínima y no se transfiera en las entregas.
- En ECOPETROL S.A. las temperaturas de proceso normalmente se miden en grados Fahrenheit (°F), mientras que las ambientales en grados Celsius (°C). Si requerimos efectuar una conversión de una escala a otra debemos utilizar las siguientes formulas:

$$^{\circ}\mathbf{F} = \frac{9}{5}^{\circ}\mathbf{C} + 32 \quad ^{\circ}\mathbf{C} = \frac{5}{9} * (^{\circ}\mathbf{F} - 32)$$

- Se debe tener cuidado con los errores en la lectura, escritura o cálculo de la temperatura promedio, ya que traen como resultado serias desviaciones en el cálculo del volumen estándar del producto.
- La verificación en campo de los instrumentos de medición de temperatura antes de su utilización contra un patrón certificado y se debe probar introduciéndolo en algún fluido (agua) para garantizar la estabilidad del equipo hermético. .

•
La temperatura es la medida del calor o energía térmica de las partículas en una sustancia. El objetivo de determinar la temperatura de un fluido es corregir los efectos

asociados al cambio de volumen bajo unas condiciones determinadas. De hecho la temperatura es la variable con mayor incidencia en la corrección de volumen de los hidrocarburos líquidos en condiciones estáticas y en condiciones dinámicas, por ello es muy importante que se determine con la mayor exactitud posible.

3.10.1 Aspectos Previos a la Medición

La medición de nivel del producto líquido debe realizarse empleando el método de medición a vacío.

No use cintas en mal estado, en las que sea difícil leer los números como resultado del desgaste y la corrosión y/o con argolla (ojo) desgastada.

La cinta a usar debe ser verificada previamente (diaria o antes de la medición) y la información se registra en el formato de inspección física y visual para cintas de medición.

Asegurar elemento requerido: Cinta de medición (con certificado vigente), sonda sensible ultra (inspección diaria).

Asegurar que las válvulas de entrada y salida del tanque estén cerradas y se haya cumplido el tiempo de reposo acordado.

Un aspecto fundamental en la medición manual de tanques es la alta confiabilidad que deben tener los reportes, lo cual implica que todos los datos de la medición son el producto de un trabajo consciente, basado en el Código de Ética de Ecopetrol y en los principios éticos de quienes están encargados de efectuar esta operación.

3.10.2 Condiciones de Salud, Seguridad y Medio Ambiente

- El personal que realiza la actividad debe contar con los equipos de protección personal de acuerdo a los riesgos encontrados (casco, botas de seguridad, guantes, gafas de seguridad, máscara de vapores, monitor de gases tóxicos y/o explosivos si se requiere).
- Con el equipo HERMetric UTImeter Gtex 2000 no se hace necesario utilizar la máscara de vapores porque es un sistema hermético que garantiza la permanencia de los vapores dentro del tanque; al no ser que sea estrictamente necesario frente a condiciones adversas.

- Se debe conocer y comprender la ficha de seguridad de los productos a ser medidos, con el propósito de efectuar una correcta manipulación de estos.
- Revisar la hoja datos de seguridad del producto MSDS y establecer las necesidades específicas de protección respiratoria y facial.
- Contar con equipo de comunicación intrínsecamente seguro.
- Elaborar la valoración de riesgo RAM de la actividad.
- El personal que realice la actividad debe contar con certificación vigente de trabajo en altura, debe tener los equipos de protección personal necesarios como: casco, botas de seguridad (libres de aceite en la suela), guantes, gafas de seguridad, protección respiratoria cuando se requiera.
- Las personas que suban al tanque deben tener aptitud física para el trabajo a realizar.
- Todo el personal debe conocer el plan de emergencia del área (rutas de evacuación, salidas de emergencia, equipos de contingencia, sonidos de alarmas).
- El personal debe ser calificado y competente para la actividad.
- El personal se debe ajustar a las normas de seguridad (no fumar, no usar celulares, utilización de elementos de protección personal (EPP), solicitar permiso para realizar la actividad cuando aplique).
- Eliminar el riesgo de descarga eléctrica, debido a la acumulación de carga estática. Previo a la medición, haga contacto con la mano descubierta al cuerpo del tanque o baranda.
- El sitio de trabajo debe permanecer en completo orden y aseo, no deje objetos sobre la superficie del tanque o colgando del mismo.
- Seguir los pasos de los procedimientos y/o instructivos de trabajo diseñados para la actividad.
- Reporte todo acto o condición sub-estándar encontrada durante el desarrollo de la medición.

- Si este trabajo se realiza en campo abierto y existe el riesgo de tormentas eléctricas o lluvias, detenga el trabajo.
- Se debe tener un continuo monitoreo de los gases presentes en el área y se debe contar con un adecuado sistema de contra incendios en el área de trabajo.
- Se debe contar con un plan de manejo ambiental para la adecuada disposición de los residuos generados durante la actividad, en consecuencia, deseche los materiales que estuvieron en contacto con el producto de acuerdo con dicho plan.
-

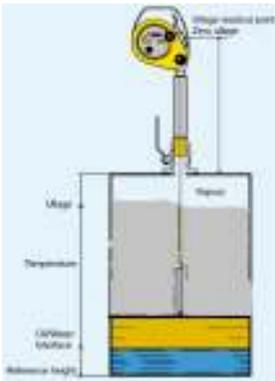
4. DESARROLLO

Entre las actividades a realizar, encontramos las siguientes:

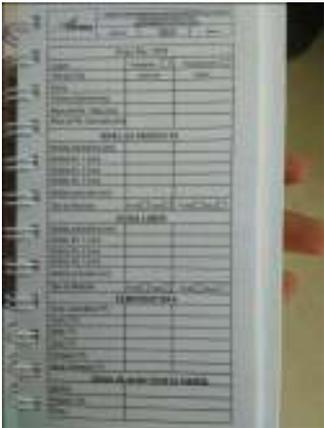
- Instalación de la válvula Hermética Compacta C2-SS-BL (Rondas estructuradas) Como actividad obligatoria para la instalación del equipo hermético en el tanque.
- Verificación diaria del equipo hermético, para garantizar su correcto funcionamiento.
- Utilización Diaria del equipo hermético durante el proceso de medición de tanques para la fiscalización de crudo.

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
SI = √	PLAN 1 REVISION DEL SISTEMA SCI.				
	<p>1.1 Retire el spool de medición del tanque, con el fin de que el equipo hermético no quede muy alto, dificultando la toma de los datos de fiscalización.</p>  <p>Fotos No. 1. Spool de medición</p>				
	<p>1.2 Abrir con un torno el orificio para la válvula hermética compacta.</p>  <p>Foto No. 2. Válvula compacta y brida</p>				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>2.1 Para la verificación diaria del Termometro del equipo hermetico se recomienda hacerlo en un fluido liquido (agua) y llenar el siguiente formato.</p>				
	<p>Foto No. 5. Formato de verificación Diaria del Termómetro Del Equipo Hermético</p>				
	<p>3.0 Medicion del nivel de Hidrocarburo Por El Metodo Al Vacio: Localice el tanque a ser medido, si se tiene ATG (telemetría) anote el nivel del producto para usar esta información como dato guía.</p>				
	<p>Foto No. 6. Tanque De Medición.</p>				

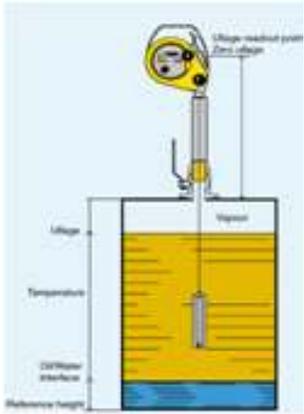
TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>3.1 Medir la distancia existente desde la superficie del líquido hasta la altura de referencia del tanque.</p>  <p>Fotos No.7. Medición al vacío.</p>				
	<p>3.2 A la altura de referencia se deberá restar la medida obtenida en b) y, el valor obtenido será la altura del líquido en el tanque.</p>				
	<p>3.3 Lea y registre la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.</p>				
	<p>3.4 Antes de abrir la escotilla de medición, verifique la dirección del viento para evitar inhalar los vapores. Ubíquese en dirección contraria a la dirección del viento.</p>				
	<p>3.5 Conecte el polo a tierra del equipo hermético en el punto determinado para ello.</p>				
	<p>3.6 Determine matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía (calculado u obtenido del sistema de telemetría).</p> <p><i>Longitud de cinta a introducir= Altura de referencia- Nivel de referencia</i></p>				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>3.7 En caso de no contar con un nivel de referencia (telemetría, cinta mecánica u otro dispositivo de nivel) se procede a realizar la medición, asumiendo el nivel esperado del producto en el tanque. El corte del producto será leído en el visor del equipo cuando este produzca el pitido continuo que indica que está en contacto con el hidrocarburo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verifique el sentido del viento, posicione en sentido contrario a este, Quite la capsula externa de la válvula. • Conecte el cable del polo a tierra en los puntos dispuestos para tal fin • Acoplar el equipo HERMetric a la válvula HERMetric certificada, comprobando que esta última este cerrada. . • Encender la unidad. Se oirá un pitido de control cada dos segundos. • Abrir la válvula girando la manivela. • Colocar el limpiador en posición DOWN, desenganchar el mando de la manivela y bajar la sonda sensible en el interior del tanque girando el carrete, asegurándose que la cinta no rose con cualquier saliente agudo cuando se arriba ya que el aislamiento podría dañarse. • Tan pronto como el sensor entre en contacto con el producto, el pitido intermitente de control se hará continuo. Alzar de nuevo la sonda sensible hasta que se deje de oír el pitido continuo y volver a bajar la sonda lentamente hasta que se vuelva a oír el pitido continuo. Ahora se puede leer el nivel de vacío en relación con el vacío de referencia. • Seguir bajando la sonda sensible hasta que el sensor entre en contacto con la interfaz producto/agua. Apenas entre en contacto con el agua, el pitido continuo se hará intermitente, la diferencia entre lectura del vacío y de la interfaz representa el grosor de la capa de producto. • Cuando se haya finalizado todas las medidas, apagar la unidad, posicionar el limpiador de la cinta en (up) y recoger la cinta hasta que la sonda sensible entre en el tubo de almacenamiento. La lectura de la cinta deberá ser menor a 420 mm ó 1pie 5 pulgadas. • Cerrar la válvula y desacoplar el instrumento de la boquilla • Volver a poner la capsula externa a la válvula • El cálculo del nivel del producto, se obtiene según la ecuación: <p style="text-align: center;"><i>Lectura del producto= (Altura de referencia-lectura al vacio)-(Altura de referencia-lectura de interfaz)</i></p>				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>3.8 La medición manual de Nivel de Producto requiere: dos lecturas consecutivas idénticas, o tres lecturas consecutivas cuya diferencia no supere más de 3 mm entre la mayor y la menor. Si las dos primeras lecturas son idénticas, el valor obtenido será aproximado y reportado al milímetro más cercano.</p> <p>Cuando se toman tres lecturas, las tres deben encontrarse dentro de un rango de 3 mm y el valor a reportar será el promedio de las tres aproximado al milímetro más cercano.</p> <p>En el caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, revise que las válvulas del tanque estén cerradas, que el contenido del tanque haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo de las características del producto y realice nuevamente la medición.</p>				
	<p>3.9 Por último anote el Nivel del Producto (con las mediciones de altura del líquido, que la originaron) para utilizarla en el procedimiento de liquidación del tanque.</p>				
					
	Foto No. 8. Libreta De Apuntes Datos De Campo				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS									
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM										
	<p>4.0 Medición de Temperatura: La medición manual aplica para la determinación de la temperatura de fluidos en condiciones estáticas almacenados en tanques atmosféricos, botes, buque tanques, carro tanques y de la temperatura ambiente.</p> <p>La temperatura del producto dentro de un tanque tiende a estratificarse dependiendo del tipo de producto y de la altura de nivel y diámetro del tanque. La medición de la temperatura debe efectuarse inmediatamente después que el nivel del líquido sea medido y debe ser registrada inmediatamente después de extraer el termómetro.</p> <p>Para que la lectura de temperatura del termómetro sea la correcta, se debe esperar un mínimo de tiempo de inmersión; Se considera alcanzado estabilidad cuando la lectura varía por no más de 0,2 °F en 30 segundos.</p> <p>A continuación se muestra el número de medidas de temperatura que se deben hacer según el nivel del tanque.</p>													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>ALTURA DE NIVEL DE PRODUCTO</th> <th>NUMERO DE MEDICIONES</th> <th>CONDICIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>>3.0</td> <td>3</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> En la mitad del tercio inferior En la mitad del tercio central En la mitad del tercio inferior </td> </tr> <tr> <td><3.0</td> <td>1</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> En la mitad del nivel del fluido </td> </tr> </tbody> </table>					ALTURA DE NIVEL DE PRODUCTO	NUMERO DE MEDICIONES	CONDICIONES	>3.0	3	<ul style="list-style-type: none"> En la mitad del tercio inferior En la mitad del tercio central En la mitad del tercio inferior 	<3.0	1	<ul style="list-style-type: none"> En la mitad del nivel del fluido
ALTURA DE NIVEL DE PRODUCTO	NUMERO DE MEDICIONES	CONDICIONES												
>3.0	3	<ul style="list-style-type: none"> En la mitad del tercio inferior En la mitad del tercio central En la mitad del tercio inferior 												
<3.0	1	<ul style="list-style-type: none"> En la mitad del nivel del fluido 												
	Foto No.9. Numero de mediciones según el nivel del tanque.													

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>4.1 Una vez se encuentre en el sitio donde va a realizar la medición:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verifique el sentido del viento, posicione en sentido contrario a este para no inhalar vapores Quite la capsula externa de la válvula. . • Conecte el cable del polo a tierra en los puntos dispuestos para tal fin • Abrir la válvula girando la manivela. • Acoplar el equipo HERMetic a la válvula HERMetic certificada, comprobando que esta última este cerrada. • Abrir la válvula girando la manivela. • Encender la unidad. Se oirá un pitido de control cada dos segundos. 				
	<p>4.2 Colocar el limpiador en posición DOWN, desenganchar el mando de la manivela y bajar la sonda sensible hasta el punto más profundo donde se desea tomar la temperatura girando el carrete, asegurándose que la cinta no rose con cualquier saliente agudo cuando se arriba ya que el aislamiento podría dañarse.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La posición del sensor de temperatura coincide con el cero de la cinta, así que la lectura del índice de la cinta muestra exactamente el nivel en el que mide la temperatura. • Si el nivel del producto es mayor a tres (3) metros empiece en la mitad del tercio inferior. • Si el nivel es menor a tres (3) metros tome una única lectura en la mitad del tercio central. 				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>4.3 Cuando se llegue al nivel de vacío requerido para medir la temperatura, mover aproximadamente 300 mm (1pie) por encima y por debajo del nivel de medida deseado hasta que la lectura de la temperatura se estabilice. En el caso de crudos pesados que tienen una baja conductividad térmica y una contextura viscosa, el movimiento anterior de la sonda sensible es indispensable para asegurar una lectura precisa y rápida en un espacio de tiempo mínimo.</p>				
	 <p>Foto No. 10. Medición de Temperatura.</p>				
	<p>4.4 Tomar nota de la temperatura cuando se estabilice.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si aplica, proceda a seleccionar el siguiente tercio y repita los tres pasos anteriores. 				
	<p>4.5 Cuando se haya finalizado todas las medidas, apagar la unidad, posicionar el limpiador de la cinta en (up) y recoger la cinta hasta que la sonda sensible entre en el tubo de almacenamiento. La lectura de la cinta deberá ser menor a 420 mm ó 1pie 5 pulgadas.</p>				
	<p>4.6 Cerrar la válvula y desacoplar el instrumento de la boquilla</p> <ul style="list-style-type: none"> • Volver a poner la capsula externa a la válvula • No deje objetos sobre la superficie del tanque. 				

TAREAS		PELIGROS			CONSECUENCIAS
CHECK LIST		QUIEN	TIP O	RAM	
	<p>4.7 Aplique las correcciones a las lecturas de temperatura según el certificado de calibración del termómetro emitido por el fabricante o por un ente autorizado y determine las temperaturas corregidas del producto almacenado en el tanque.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calcule el promedio aritmético de las temperaturas. Redondee el valor al 0,1 °F más cercano, reporte el dato como temperatura promedio del producto del tanque. 				