



# **Implementación de un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica de Gas Licuado del Petróleo - GLP.**

**Diego Alejandro Silva Rincón  
Edgar Arnulfo Bohórquez Ordóñez**

Universidad Antonio Nariño  
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica  
Cartagena, Colombia  
15 de mayo de 2020

# **Implementación de un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica de Gas Licuado del Petróleo - GLP.**

**Diego Alejandro Silva Rincón**  
**Edgar Arnulfo Bohórquez Ordóñez**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Ingeniero Electrónico**

Director  
PhD. Andrés David Rodríguez Salas

Línea de Investigación:  
Automatización y control

Universidad Antonio Nariño  
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica  
Cartagena, Colombia

2020

## DEDICATORIA

*A mis padres e hija, por su apoyo incondicional y motivación.*

*A mis amigos, compañeros y todas las personas que me acompañaron en este camino.*

*Edgar Arnulfo Bohórquez Ordóñez*

*A mi esposa y mi hijo Juan Diego, por su amor y paciencia en todo momento.*

*A mis padres, quienes me han acompañado e impulsado a retarme a ser cada día mejor.*

*Diego Alejandro Silva Rincón.*

# Agradecimientos

*Esta tesis nos llena de un sentimiento que estima y reconoce el esfuerzo y el amor de muchas personas en nuestras vidas que han hecho posible que realicemos este trabajo investigativo. Este sentimiento que nos invade el alma hoy, se llama gratitud, por tal motivo.*

*Agradecemos a Dios, quien nos concedió el don de la vida y la sabiduría, por guiarnos a lo largo de nuestras vidas, y ser quien nos fortalece.*

*Gracias a nuestros padres, por ser nuestros principales promotores para alcanzar nuestras metas. Por regalarnos sus consejos, inculcarnos principios y valores que han hecho de nosotros hombres de bien.*

*Gracias a nuestras familias por inspirarnos, por acompañarnos con su amor y paciencia para crecer.*

*Finalmente queremos agradecer a la Universidad Antonio Nariño y a la facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica (FIMEB), quienes aportaron a nuestra carrera profesional valiosos conocimientos.*

*A nuestro director, Ph.D. Andrés Rodríguez, por su apoyo y colaboración. A la profesora Martha Contreras por su orientación y apoyo en el desarrollo de este trabajo.*

*A la empresa Ecopetrol por apostarle a nuestra formación y abrimos las puertas para realizar todo el proceso investigativo en sus instalaciones.*

*Diego Silva y Edgar Bohórquez.*

## Resumen

En el presente trabajo de investigación se realizó la implementación de un *sistema* de medición dinámica, para la contabilización volumétrica de Gas Licuado del Petróleo *GLP* en la línea de ventas de la Unidad de Materias Primas y Productos de la Refinería de Cartagena. Para alcanzar el objetivo propuesto, inicialmente se recopiló toda la información operacional en la línea. Una vez obtenida esta información, se seleccionó el medidor dinámico *Coriolis* CMF-200 *Micromotion* de acuerdo a parámetros como la exactitud en la medición, tipo de producto a medir, diámetro de tubería, entre otros.

Una vez adquirido el medidor, se realizó su calibración e instalación, incluyendo el cableado para energizar el equipo y demás instrumentos requeridos para su operación. Finalmente, se registraron mediciones en los meses de septiembre a diciembre de 2019 en ambos sistemas (estático y dinámico). Posteriormente, se realizó una comparación de los estos datos, donde se detectaron discrepancias significativas entre las mediciones y ganancias dejadas de percibir por la empresa, debido al uso del medidor estático.

**Palabras claves:** *Coriolis*, Estático, Dinámico, Medición de Hidrocarburos

## Abstract

In this research work, the implementation of a dynamic measurement system for the volumetric accounting of Liquefied Petroleum Gas LPG in the sales line of the Raw Materials and Products Unit of the Cartagena Refinery was carried out. To achieve the proposed objective, all operational information was initially collected on the line. Once this information was obtained, the *Coriolis* CMF-200 Micromotion dynamic meter was selected according to parameters such as, accuracy measurement, type of product, pipe diameter, among others.

Once the meter was purchased, it was calibrated and installed. Including the wiring to power the equipment and other instruments required for its operation. Finally, the measures were registered on months of September to December 2019 in both systems (static meter and dynamic meter). Later, a comparison was made of the data, where significant discrepancies were detected between the measurements and lost earnings by the company, due to the use of static meter.

**Keywords:** *Coriolis*, static, dynamic, hydrocarbon measurement

# Contenido

Pág.

<b>Introducción .....</b>	<b>11</b>
<b>1. Capítulo 1: Marco Teórico .....</b>	<b>15</b>
1.1. Gas Licuado de Petróleo - GLP .....	15
1.2. Sistemas de medición .....	16
1.2.1. Criterios para seleccionar medidores de flujo .....	16
1.2.2. Factores que afectan la medición de flujo .....	16
1.3. Tecnologías usadas para medir GLP .....	17
1.3.1. Medidores de desplazamiento positivo .....	17
1.3.2. Medidores de flujo tipo Turbina .....	18
1.3.3. Medidores de flujo ultrasónicos .....	19
1.3.4. Medidores tipo <i>Coriolis</i> .....	20
1.4. Computadores de flujo .....	24
1.5. Técnicas de calibración para medidores de flujo .....	25
1.5.1. Métodos gravimétricos .....	25
1.5.2. Métodos volumétricos .....	25
1.6. Trazabilidad .....	26
<b>2. Capítulo 2: Método de implementación .....</b>	<b>27</b>
2.1. La Unidad de Materias Primas y Productos de la Refinería .....	27
2.2. Recopilación de información operacional .....	28
2.3. Selección del medidor dinámico <i>Coriolis</i> .....	28
2.4. Calibración del medidor .....	28
2.5. Instalación eléctrica .....	29
2.6. Instalación del medidor <i>Coriolis</i> .....	29
2.7. Comparación de datos medidor estático vs medidor dinámico .....	30
<b>3. Capítulo 3: Resultados .....</b>	<b>31</b>
3.1. Recopilación de la información operacional .....	31
3.2. Selección del medidor .....	33
3.3. Calibración del medidor .....	34
3.4. Instalación del medidor .....	34
3.5. Instalación Eléctrica .....	35
3.6. Programación del software .....	36
3.7. Comparación de mediciones estáticas vs dinámicas .....	37
3.7.1. Obtención de datos con el medidor estático .....	37
3.7.2. Comparación de mediciones mes septiembre 2019 .....	39

3.7.3. Comparación de mediciones octubre 2019 .....	40
3.7.4. Comparación de mediciones mes de noviembre 2019 .....	42
3.7.5. Comparación de mediciones mes de diciembre 2019.....	43
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>47</b>
4.1. Conclusiones.....	47
4.2. Recomendaciones .....	47
<b>A. Anexo: Especificación del Medidor Coriolis.....</b>	<b>49</b>
<b>B. Anexo: Resultados de calibración del medidor.....</b>	<b>52</b>
<b>C. Anexo: Tablas de mediciones.....</b>	<b>55</b>
<b>D. ANEXO: Plano isométrico de la línea de ventas de GLP .....</b>	<b>58</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>59</b>

# Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 1-1.</b> Medidor de desplazamiento positivo .....	17
<b>Figura 1-2.</b> Medidor tipo Turbina .....	18
<b>Figura 1-3.</b> Medidor de flujo Ultrasónico.....	20
<b>Figura 1-4.</b> Funcionamiento de un medidor Coriolis .....	21
<b>Figura 1-5.</b> Elementos de un medidor Coriolis (Trasmisor) .....	22
<b>Figura 1-6.</b> Mecanismos de visualización adyacentes.....	22
<b>Figura 1-7.</b> Visualización y control.....	23
<b>Figura 2-1.</b> Diagrama balance de materia de la unidad .....	27
<b>Figura 2-2.</b> Medidor Coriolis y accesorios .....	29
<b>Figura 3-1.</b> Diagrama de venta del GLP en la refinería de Cartagena .....	31
<b>Figura 3-2.</b> Prefabricado de tubería instalado .....	32
<b>Figura 3-3.</b> Espacio designado para el medidor Coriolis en el prefabricado .....	33
<b>Figura 3-4.</b> Instalación del medidor Coriolis CMF-200.....	35
<b>Figura 3-5.</b> Recorrido cableado eléctrico.....	36
<b>Figura 3-6.</b> Interface o HMI .....	37
<b>Figura 3-7.</b> Nivel inicial del tanque .....	38
<b>Figura 3-8.</b> Nivel final del tanque .....	38
<b>Figura 3-9.</b> Comparación de mediciones en el mes de septiembre .....	39
<b>Figura 3-10.</b> Porcentaje de desviación entre las mediciones estáticas y dinámicas de septiembre .....	40
<b>Figura 3-11.</b> Comparación de mediciones en el mes de octubre .....	41
<b>Figura 3-12.</b> Porcentaje de desviación entre las mediciones estáticas y dinámicas de octubre .....	41
<b>Figura 3-13.</b> Comparación de mediciones noviembre .....	42
<b>Figura 3-14.</b> Porcentaje de desviación en mediciones estáticas y dinámicas de noviembre .....	43
<b>Figura 3-15.</b> Comparación de mediciones diciembre.....	43
<b>Figura 3-16.</b> Porcentaje de desviación en mediciones estáticas y dinámicas de diciembre .....	44
<b>Figura 3-17.</b> Comparación del volumen obtenido por medición dinámica y estática .....	45

## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 1-1.</b> Tecnologías de medición dinámica para GLP en Colombia .....	24
<b>Tabla 1-2.</b> Tipos de medidores y porcentaje de incertidumbre .....	24
<b>Tabla 3-1.</b> Parámetros para la selección del medidor Coriolis.....	33
<b>Tabla 3-2.</b> Resultado calibración Coriolis .....	34

# Introducción

En el marco de la comercialización de combustibles, el Estado Colombiano ha emitido en los últimos años, a través de sus entidades de control, regulaciones de carácter técnico con el propósito de aumentar la inspección y la seguridad de las operaciones dentro del territorio nacional. Para el manejo y comercialización del Gas Licuado del Petróleo (GLP), el Ministerio de Minas y Energía (Min Minas) emitió la Resolución número 40246 de 2016 en la cual se especifica que la medición que se realiza en el punto de entrega, debe ser de tipo dinámica y cumpliendo el estándar técnico del Instituto Americano del Petróleo, dentro del grupo del Manual Estándar de Medición del Petróleo, API MPMS (por sus siglas en inglés) (Ministerio de Minas y Energía (Min Minas), 2016).

El GLP que se obtiene del proceso de refinación del petróleo, y para este caso la refinería de Cartagena, cuenta con un sistema de medición estática para liquidación de las ventas a los clientes locales; dicha medición requiere la implementación de un sistema dinámico especificado en la resolución del Min Minas número 40246 del 2016 y a su vez con lo recomendado por el API MPMS (American Petroleum Institute (API), 2014), con la premisa de realizar las mediciones en unidades de masa, ya que es lo acordado con los clientes para una liquidación más exacta de las ventas de GLP.

El API MPMS (American Petroleum Institute (API), 2014) indica que para realizar la medición en masa, generalmente se usan medidores en línea tipo *Coriolis*<sup>1</sup> que lo realiza de forma directa de acuerdo a su principio de funcionamiento, evitando realizar compensaciones por presión y temperatura, como sucede con otros tipos de medidores en el mercado, cuyo principio está directamente relacionado con la velocidad del fluido y por ende, con su flujo volumétrico. Además, el sistema típico recomendado debe contar con un sistema de control de contrapresión para asegurar que el fluido sujeto a medición, esté completamente en fase líquida.

---

<sup>1</sup> El funcionamiento básico de los caudalímetros *Coriolis* se basa en los principios de la mecánica del movimiento. A medida que el líquido se mueve a través de un tubo que vibra, es obligado a acelerar mientras se mueve hacia el punto de vibración de amplitud pico. En cambio, el líquido que desacelera se mueve lejos del punto de la amplitud pico a medida que sale del tubo. El resultado es una reacción de giro del tubo de caudal durante las condiciones de flujo, mientras atraviesa cada ciclo de vibración (EMERSON, 2019).

El GLP disponible para la venta es una mezcla de butanos y propanos e isómeros de estos, los cuales varían en su densidad y presión de vapor. Según lo indicado en el API MPMS (American Petroleum Institute (API), 2014), estas son las características clave para controlar la contrapresión en el sistema de medición.

Este proyecto es requerido para el cumplimiento de los estándares de medición planteados por el API y los citados por la resolución mencionada anteriormente, además, se reflejará una mejora en la exactitud y precisión de la medición del GLP despachado a los clientes locales beneficiando el proceso de transferencia de custodia.

El objetivo principal es implementar un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica del GLP. Para lograr su materialización, será necesario la realización de los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Gestionar el proceso de adecuación mecánica en la línea de ventas locales de 4 pulgadas para montaje del medidor.
- ✓ Realizar la instalación del cableado de potencia e instrumentación y control para alimentación y adquisición de datos del medidor, llevándolo hasta el cuarto de control.
- ✓ Instalar sensor de temperatura y presión asociados al medidor *Coriolis*.
- ✓ Programar el software *Invensys* para la operación y control del sistema de medición.
- ✓ Realizar la trazabilidad entre el método dinámico y estático aplicado en el sistema de medición.
- ✓ Verificar resultados obtenidos de las mediciones con respecto a los patrones.

A continuación, se describen los antecedentes relacionados con la investigación:

En el 2010, se realizó un proyecto llamado: “Diseño de la automatización de los sistemas de medición estática y dinámica de combustibles en el proceso de generación de una central termoeléctrica” (Sánchez Albán, 2010). En este trabajo se estudiaron las propiedades físico – químicas de los combustibles, así como otras medidas de referencia asociadas a la mecánica del fluido, al montaje del equipo y la instrumentación asociada.

(Rojas A., Zea Yanza, & Campo Guzmán, 2014) Realizaron una investigación, donde se muestra el diseño y desarrollo de un sistema supervisorio, para el control y visualización de las variables usadas en el sistema de medición dinámico. Este sistema se basó en las recomendaciones API.

Para este mismo año (2014), se realizó un trabajo donde se construyó un sistema que permitía medir la entrega del crudo desde la estación de Coveñas hasta Puerto Bahía (Garcés Realpe & Osorio Murillo, 2014). Dentro de las características medidas al crudo, se encuentran viscosidad, densidad y BS&W. Durante el proceso se realiza la medición del hidrocarburo y por último la corrección por presión y temperatura.

Finalmente, en el 2019 se desarrolló un trabajo donde evaluaron un conjunto de guías, procedimientos y sugerencias, con el fin de establecer parámetros confiables en el proceso de medición. Así mismo, se definió un punto base para construir documentos para la Administración de los Sistemas de Medición (ASM) (Ruiz Romero, 2019).

El presente proyecto se llevó a cabo en la Refinería de Cartagena, en el Departamento de materias primas y productos, a fin de contribuir con las buenas prácticas industriales. Está basado en las recomendaciones técnicas del API, dentro del grupo del Manual Estándar de Medición del Petróleo, API MPMS (por sus siglas en inglés).

Este proyecto se ha estructurado de la siguiente forma:

En el primer capítulo “**Marco teórico**” se determinan las condiciones teóricas, los antecedentes respecto a los sistemas de medición dinámica y se describen los distintos tipos de medidores usados en la industria para la comercialización de hidrocarburos.

En el segundo capítulo “**Método de implementación**” se describe la secuencia de actividades para la instalación del medidor *Coriolis*, incluyendo la recopilación de la información operacional, instalación eléctrica, calibración del medidor y comparación de datos de medidor estático vs dinámico.

En el tercer capítulo “**Resultados**” se encuentra descrita la forma como se instaló el medidor y los gráficos comparativos de los dos métodos de medición, junto a los costos de implementación y la estimación de pérdidas económicas para ECOPETROL S.A.

En el cuarto capítulo “**Conclusiones y recomendaciones**” se exponen las conclusiones del proyecto y se agregan algunas recomendaciones a tener en cuenta para utilizar o mejorar el sistema de medición.

# 1. Capítulo 1: Marco Teórico

Los combustibles fósiles juegan un rol importante en la vida de la humanidad debido a que son usados para la generación de energía (Laguna Monroy, 2002).

En la industria automotriz (Laine , 2009) principalmente se usa la gasolina, diésel y gas (Tellez V, Guzmán Murcia, & Casas G, 2013), en la industria petroquímica donde se utiliza para la producción de plástico (Góngora Pérez, 2014), además, en la construcción de vías es usado el asfalto. Por otro lado, el GLP (López Sopeña, 2001) es un sub producto obtenido en el proceso de refinación del petróleo (Gary & Handwerk, 1980) el cual consiste en una mezcla de gases licuados (Gary & Handwerk, 1980), donde sus mayores aplicaciones se encuentran el uso doméstico para calefacción (Juanicó, Gonzáles, & Gortari, 2006), uso en procesos industriales como calderas (López Sopeña, 2001), como también en la generación de energía eléctrica en plantas termoeléctricas y como gas natural vehicular.

## 1.1. Gas Licuado de Petróleo - GLP

El GLP es un combustible que se compone principalmente de hidrocarburos livianos (propano y butano) y otras impurezas como azufre y nitrógeno (Universidad Tecnológica de Pereira, 2012). El GLP es un producto resultante del proceso de refinación del petróleo (Rayfield, y otros, 1998).

Bajo condiciones específicas de presión y temperatura, el GLP mantiene su estado gaseoso. Algunas de sus características físicas, como poder calorífico, están propensas a cambios, dependiendo de las propiedades del crudo que se procese y de los tratamientos aplicados al GLP (Universidad Tecnológica de Pereira, 2012).

El GLP es usado en la industria colombiana en equipos como calderas, hornos, turbos generadores, calefacción rural entre otros. En ECOPEPETROL S.A es usado como gas combustible en hornos y calderas, adicional se puede transformar en un producto más valioso como el Propileno.

Debido a la alta demanda que hoy en día hay en el mercado, el GLP se convirtió en un combustible indispensable en algunas partes del país, donde otras clases de energía no llegan aún. Por tal razón, surgió la necesidad de contabilizar con mayor precisión y

exactitud el GLP distribuido, y para ello, se han desarrollado diferentes sistemas para tal fin.

## **1.2. Sistemas de medición**

Los sistemas de medición del crudo se comportan de forma similar a una caja registradora. Si no se encuentra certificada bajo parámetros estándar, se generará un desbalance que afectará a alguna de las partes involucradas. Los procesos que se monitorean mediante los medidores de flujo pueden ser: corrientes de productos, corrientes de suministros, vapor, balance de unidades, emisiones atmosféricas y transferencia de custodia, entre otras (Cuarán Ruales & Román Ortégón, 2016).

### **1.2.1. Criterios para seleccionar medidores de flujo**

En esta sección se presentan algunos de los criterios más importantes usados en la industria para la selección de medidores de flujo de hidrocarburos (Bernal Ortiz, 2011):

- Precisión
- Resolución o rangeabilidad
- Cantidad y característica del fluido a medir
- Viscosidad
- Presión y temperatura de operación
- Tipo de aplicación: fiscalización, transferencia en custodia, entre otros.
- Condiciones de instalación (vertical, horizontal, tensiones, etc.)
- Capacidad de recalibración

### **1.2.2. Factores que afectan la medición de flujo**

El proceso de medición de flujo de hidrocarburos es influenciado por diversos factores, lo que aumenta su complejidad. Los principales factores son (Loza Guerrero D. A., 1999): presión de vapor, viscosidad, temperatura, estabilidad del caudal, presión manométrica, perfil del flujo, diseño del punto de instalación y densidad.

## 1.3. Tecnologías usadas para medir GLP

En Colombia, el sector petrolero aplica diversas tecnologías, métodos y diseños para la medición del GLP, para dar seguimiento y control en diferentes puntos de la cadena de suministro (producción, refinación y transporte). Existen dos sistemas de cuantificación (Sierra & Covelli, 2014):

- **Medición estática:** utiliza instrumentación para medir tanques con aforos.
- **Medición dinámica:** utiliza instrumentación para medir flujo másico o volumétrico en líneas de proceso.

El API recomienda el uso de los siguientes 4 tipos de medidores dinámicos: de desplazamiento positivo, de tipo turbina, *Coriolis* y ultrasónico (Sierra & Covelli, 2014).

### 1.3.1. Medidores de desplazamiento positivo

Dentro de este tipo de medidores, se pueden encontrar otras subclasificaciones, tales como: el medidor de pistón oscilante, el medidor de disco oscilante y el medidor oval. En la Figura 1-1 se muestra un tipo oval, el cual mide el flujo de forma directa. En él, se separa el flujo en segmentos volumétricos establecidos; de esta forma se puede cuantificar el volumen desplazado, a través de engranajes que se encuentran en los rotores del equipo. Estos medidores presentan una desviación de +/- 0.5% (Montes De Oca Bautista, 2018).

**Figura 1-1.** Medidor de desplazamiento positivo



Fuente: (Montes De Oca Bautista, 2018).

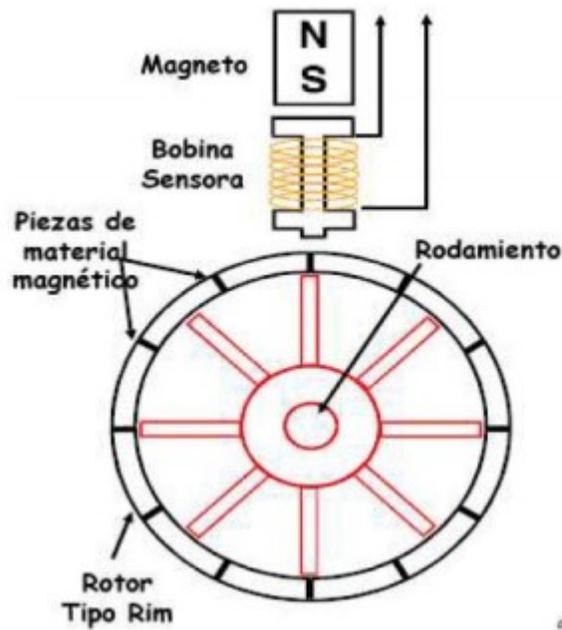
A continuación, se describe cada subclasificación de los medidores de desplazamiento positivo (Montes De Oca Bautista, 2018):

- Medidor de Disco Oscilante: internamente posee un disco, que oscila mientras el fluido atraviesa el medidor. La circunferencia exterior del disco hace contacto con la superficie de la cámara, desde arriba hacia abajo, registrando cada iteración.
- Medidor de Pistón oscilante: este tipo de equipo se compone de un pistón ubicado en el interior de un cilindro, que posee la misma longitud, pero otro diámetro. Es muy usado para cuantificar pequeños flujos.
- Medidor Oval: estos medidores poseen dos engranajes de baja fricción que se mueven por el diferencial de presión, creada por el fluido que los atraviesa por la cámara de medición.

### 1.3.2. Medidores de flujo tipo Turbina

Como se aprecia en la Figura 1-2, este tipo de medidores utilizan un rotor que se mueve proporcional a la velocidad del fluido, está diseñado para las fuerzas internas seas iguales entre el rotor y el cono para suprimir el uso de rodamientos axiales y disminuir las pérdidas por fricción (Almendáriz Velásquez, 2012).

Figura 1-2. Medidor tipo Turbina



Fuente: (Almendáriz Velásquez, 2012)

La viscosidad del flujo influye en la velocidad del fluido por la tubería, limitando la turbina y reduciendo el intervalo de medición del instrumento a unas viscosidades entre 3-5 centistokes (Almendáriz Velásquez, 2012).

Estos medidores nos ofrecen precisiones del orden de  $\pm 0.3\%$  y para lograr la mayor exactitud, debemos tener un flujo laminar en el instrumento de medición, instalando tramos rectos de 15 diámetros antes y 6 diámetros después. El rango de medición del caudal es de 15 a 1 con una escala lineal y se requiere un flujo de líquido libre de impurezas. Se deben tener precauciones al momento de la instalación para evitar vaciados en ausencia de flujo y daños mecánicos a la turbina cuando se restablezca el mismo, un exceso de flujo puede generar altas velocidades que pueden dañar el instrumento. La señal generada por el instrumento es enviada a un medidor o totalizador (Almendáriz Velásquez, 2012).

### **1.3.3. Medidores de flujo ultrasónicos**

En la industria del petróleo es común utilizar medidores de tiempo de tránsito (ultrasónicos) en sistemas diferentes a la transferencia de custodia, como son la calibración de medidores y detección de escapes en líneas de proceso (Miranda Mora & Tocto Maldonado, 2009).

Gracias al avance tecnológico en los componentes electrónicos internos y externos asociados a los medidores ultrasónicos, estos se están usando en procesos de medición de ventas o transferencias de custodia. Debido a que los elementos son diseñados de manera no invasiva, se genera un alto interés en cuanto al uso de los medidores ultrasónicos en procesos de transferencia de custodia (Miranda Mora & Tocto Maldonado, 2009).

En un medidor de flujo ultrasónico, el nivel de precisión y linealidad en la medida están determinadas por la cantidad de transductores disponibles en el equipo. Estos transductores están organizados por pares (ver Figura 1-3) y la medida del tiempo que demora en llegar la señal de un transductor a otro permite calcular el caudal que pasa por la tubería.

**Figura 1-3.** Medidor de flujo Ultrasónico



Fuente: (EMERSON, 2020)

#### **1.3.4. Medidores tipo Coriolis**

El nombre Coriolis proviene del apellido del ingeniero mecánico, matemático y científico francés Gaspard Gustave de Coriolis (1792-1843), quien investigó sobre las fuerzas físicas que se generan en un cuerpo en movimiento circular. El enfoque de esta investigación empezó a tomar fuerza y se denominó “Efecto de Coriolis”, el cual se puede comparar con el funcionamiento de una plataforma giratoria como la que se encuentra en los parques infantiles, que se compone de una base circular que está girando y un tubo central que sirve como eje de rotación (Ortiz Afanador, 2010).

Si cuando está en movimiento la base circular, se desliza un objeto desde el borde de la circunferencia, éste pareciera que describe un movimiento en línea recta. Sin embargo, si quien observa se ubica sobre la plataforma giratoria, éste apreciará una curvatura en el desplazamiento de dicho objeto. En conclusión, la fuerza de Coriolis corresponde a la fuerza que se aplica sobre un cuerpo en movimiento que esté sobre una superficie giratoria (Ortiz Afanador, 2010).

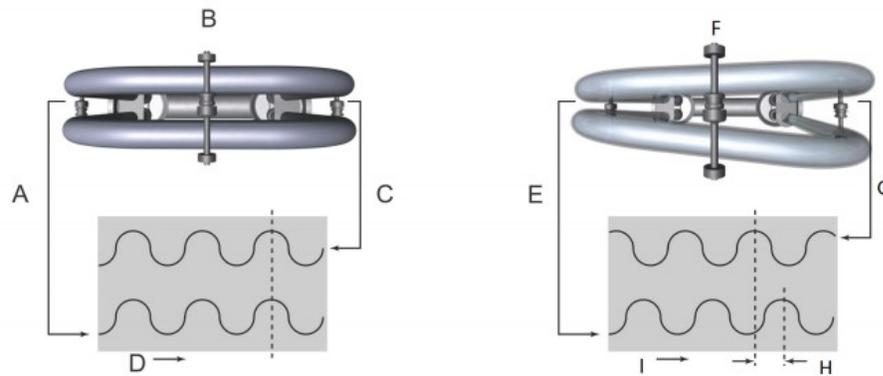
Este mismo efecto ocurre en un sistema donde hay una manguera que presenta una fuerza angular y pasa un líquido a través de ella. Al desplazarse dicho líquido se produce una deformación de la manguera, debido a la fuerza Coriolis generada. Si se cambia el sistema giratorio por un sistema vibratorio, éste presenta el mismo efecto. En este, la deformación es proporcional a la cantidad de líquido o gas que se desplaza, lo cual permite determinar la masa del fluido. En definitiva, este principio es muy útil en sistemas de medición de

caudal o masa o de otros parámetros, tales como volumen, densidad, temperatura, entre otros (Siemens, 2020).

Según la ISO 10790 de 2015, un medidor de flujo de Coriolis es un instrumento que se compone de un sensor de flujo y un transmisor, el cual cuantifica el flujo másico y la densidad, a través de la interacción entre el fluido y el movimiento de los tubos del medidor (International Organization for Standardization (ISO), 2020).

Al momento de ingresar el fluido, dentro del medidor, este produce una fuerza en los tubos (fuerza de *Coriolis*), ocasionando un desfase en el tiempo de la onda sinusoidal, como se aprecia en la Figura 1-4.

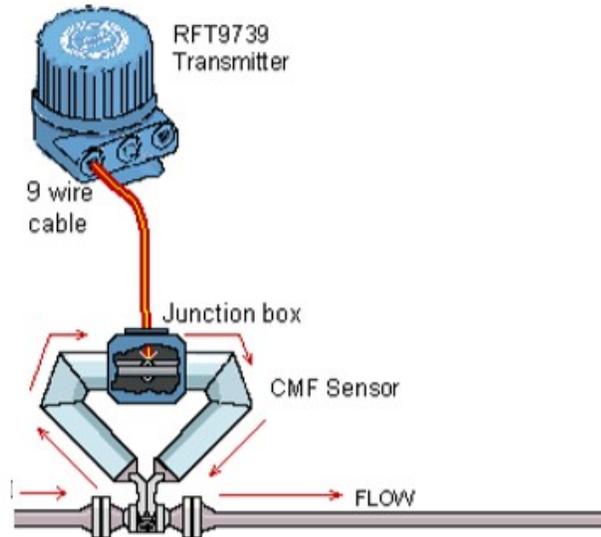
**Figura 1-4.** Funcionamiento de un medidor Coriolis



- A. Desplazamiento del pickoff de entrada
- B. Sin caudal
- C. Desplazamiento del pickoff de salida
- D. Tiempo
- E. Desplazamiento del pickoff de entrada
- F. Con caudal
- G. Desplazamiento del pickoff de salida
- H. Diferencia de tiempo
- I. Tiempo

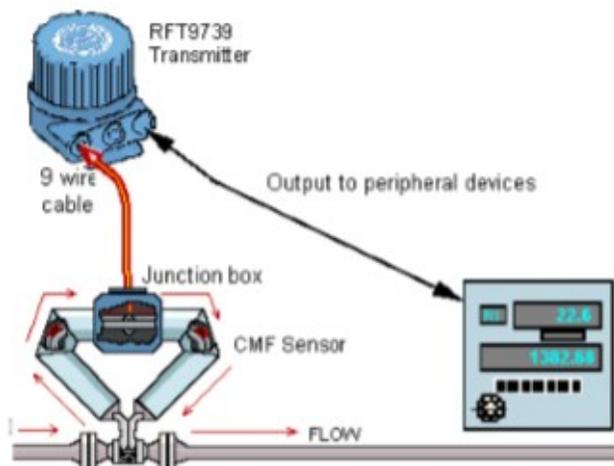
Fuente: (EMERSON, 2019)

Los medidores *Coriolis* internamente cuentan con un par de tubos, que son puestos a oscilar con bobinas, a través de una frecuencia enviada por el transmisor (Figura 1-5), generando una onda sinusoidal. Este desfase en el tiempo es medido y es directamente proporcional al caudal (EMERSON, 2019). Este tipo de sensores requieren de 3 elementos para su funcionamiento: el flujo, la temperatura y la densidad del fluido.

**Figura 1-5.** Elementos de un medidor Coriolis (Trasmisor)

Fuente: (Muñoz Cabellero, 2006)

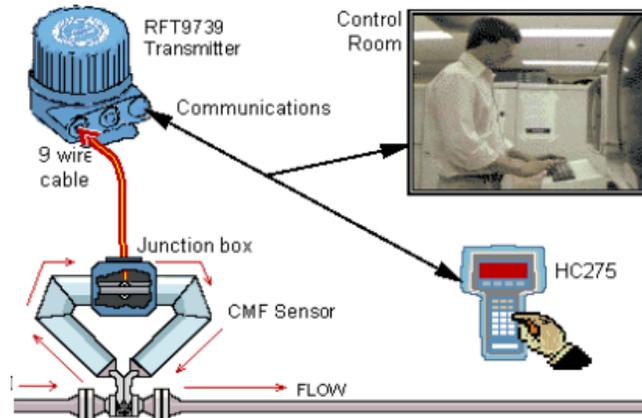
El transmisor interpreta la señal analógica proveniente del sensor y emite una salida digital a los elementos de control (Figura 1-6).

**Figura 1-6.** Mecanismos de visualización adyacentes

Fuente: (Muñoz Cabellero, 2006)

Finalmente, se transmite la información a un cuarto de control, donde se supervisa la transferencia de custodia, como se observa en la Figura 1-7 (Muñoz Cabellero, 2006).

**Figura 1-7.** Visualización y control



Fuente: (Muñoz Cabellero, 2006)

Las siguientes son algunas ventajas de los medidores *Coriolis* (Barrera García, Hernández Santana, Botana Beltrán, Martínez Hernández, & Carrasco Padrón, 2017)

- Permiten medir mayores caudales.
- Reducen los costos de mantenimiento, de instalación y de inventario.
- Mantienen una alta exactitud en la medición, permitiendo un máximo de error que oscila entre 0.1 y 0.3%.
- Permiten la medición de flujo en ambos sentidos.
- Proporcionan datos en tiempo real al controlador.
- Son ampliamente utilizados en el sector oil & gas
- Ajustan automáticamente la temperatura a un valor de referencia.

A continuación, en la Tabla 1-1, se muestran las principales tecnologías de medición dinámica, que se aplican en Colombia en el transcurso de la cadena de custodia del GLP (Sierra & Covelli, 2014):

**Tabla 1-1.** Tecnologías de medición dinámica para GLP en Colombia

Producción Importación	Transporte	Comercialización	Distribución
Medidores tipo coriolis  Medidores tipo turbina	Medidores tipo turbina	Medidores tipo turbina  Medidores tipo coriolis	Medidores tipo coriolis

Fuente: (Sierra & Covelli, 2014)

La utilización de instrumentos de medición sirve para disminuir la incertidumbre y aumentar la exactitud en la medición de los hidrocarburos comercializados, mejorando los balances de los productos y disminuyendo las pérdidas económicas por entregas adicionales en la transferencia de custodia entre la empresa y los clientes. En la Tabla 1-2 se observan los diferentes tipos de medidores y las incertidumbres correspondientes a cada cual dependiendo de su diseño y construcción (Montes De Oca Bautista, 2018):

**Tabla 1-2.** Tipos de medidores y porcentaje de incertidumbre

Medidores	Incertidumbre Promedio %
Placa de Orificio	0.5-1
Turbina	0.5
Coriolis	0.05-0.10%
Ultrasónico	0.05-0.5%

Fuente: (Montes De Oca Bautista, 2018)

## 1.4. Computadores de flujo

Estos instrumentos son adecuados para calcular los volúmenes transferidos entre unidades de proceso, transferencia en custodia y envío de producto a almacenamiento, se

rigen bajo las recomendaciones del API, ASTM, OIML y AGA. Estos instrumentos son de fácil comunicación con diversos medidores de flujo y emiten datos utilizados por operaciones en los diversos procesos (Montes De Oca Bautista, 2018).

## **1.5. Técnicas de calibración para medidores de flujo**

La calibración es un requerimiento fundamental en el proceso de medición, ya que permite el ajuste de los parámetros, basados en valores de referencia proporcionados por un equipo patrón. Para la calibración de los medidores de flujo de líquidos se pueden usar diversos métodos, como, por ejemplo, gravimétricos y volumétricos (Manrique Moreno & Antolinez Tobo, 2016) (Loza Guerrero & Ríos Carrizalez, 2013):

### **1.5.1. Métodos gravimétricos**

De acuerdo al API (American Petroleum Institute (API), 2014), en este tipo de sistemas se dispone de un tanque lleno con líquido de densidad conocida (generalmente agua), el cual tiene una estructura de tubería y una bomba para suministrar el líquido al medidor de flujo. Después del medidor, se encuentra un tanque vacío sobre una báscula certificada por un ente metrológico.

Dentro de los métodos gravimétricos de calibración, en el presente trabajo se aplicó el método llamado “running start-stop” (American Petroleum Institute (API), 2014). Este es un método dinámico de pesaje, que consiste en transportar líquido por una tubería hacia el medidor, utilizando una bomba y estableciendo un flujo de prueba, con una tubería de recirculación. Al final de la tubería se cuenta con una válvula que direcciona el fluido hacia un tanque vacío que se encuentra sobre una báscula. Llenado el tanque se cierra la válvula y se desvía por la tubería de recirculación (American Petroleum Institute (API), 2014).

### **1.5.2. Métodos volumétricos**

La calibración en sitio utiliza equipos patronados (probadores compactos, probadores bidireccionales y medidores maestros) para verificar los sistemas de medición en ambientes normales de operación e instalación (Loza Guerrero & Ríos Carrizalez, 2013).

El aseguramiento de la calibración y verificación de los sistemas de medición es función del dueño del activo (Loza Guerrero D. A., 1999), teniendo en cuenta recomendaciones y estándares de la industria.

## 1.6. Trazabilidad

Según la Real Academia Española (RAE) la trazabilidad es: “Propiedad de un resultado de medida que permite relacionarlo con una referencia superior mediante una cadena documentada de calibraciones” (Real Academia Española (RAE), 2020).

Por su parte, la ISO define este término como: “Capacidad para seguir el histórico, la aplicación o la localización de un objeto” (International Organization for Standardization (ISO), 2020).

Específicamente en el área de medición de hidrocarburos, se denomina trazabilidad metrológica y se define, según la ISO, como: característica de un resultado de medición, donde este se asocia con un valor de referencia mediante un conjunto de calibraciones continuas registrables (International Organization for Standardization (ISO), 2020) (Traducción elaborada por los autores).

La trazabilidad es una parte fundamental del proceso de medición y calibración, porque permite conocer el estado de los equipos a través del tiempo. Específicamente, en este proyecto permitió identificar la desviación, su tendencia y el comportamiento de los datos adquiridos a través de los dos métodos de medición para posteriormente confrontarlos y analizarlos.

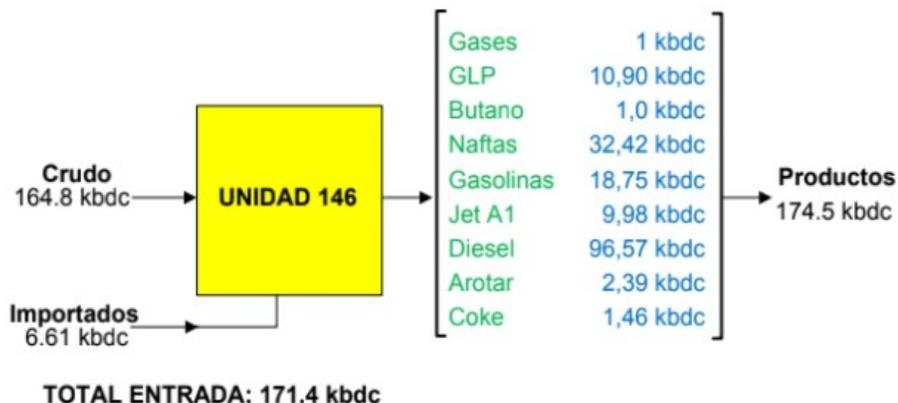
## 2. Capítulo 2: Método de implementación

### 2.1. La Unidad de Materias Primas y Productos de la Refinería

En la introducción (1.1) se enmarca el proyecto en la Refinería de Cartagena, en el Departamento de materias primas y productos, a fin de contribuir con las buenas prácticas industriales. El Departamento de Materias primas y Productos o también denominado Unidad 146, se encarga de proveer los diversos hidrocarburos usados como materia prima, para las diferentes unidades de proceso de la misma refinería. Además, realiza las entregas de diversos productos tales como: Turbocombustible, Ultra Low Sulfure Diesel (ULSD), Low Sulfure Diesel (LSD), Biodiesel (Bx), naftas, gasolinas, butano y GLP a los diferentes clientes nacionales e internacionales.

La unidad 146 recibe aproximadamente 124 kb/d (Kilobarriles/día) de crudo transportado por el oleoducto Coveñas-Cartagena y 40.8 kb/d proveniente del Terminal Néstor Pineda; la carga total de la Unidad 100 o Unidad de crudo es de aproximadamente 160 kb/d. Esta Unidad (100) se encarga de realizar la destilación primaria del crudo para obtener productos finales y productos base usados como cargas para las diferentes unidades. Las salidas de la Unidad 146 incluyen los productos que se aprecian en la Figura 2-1, donde se muestra el diagrama del balance de materia (entrada y salidas de productos de la unidad por día) (Ecopetrol, 2019).

**Figura 2-1.** Diagrama balance de materia de la unidad



Fuente: (Ecopetrol, 2019)

## 2.2. Recopilación de información operacional

En la primera etapa de desarrollo del proyecto se gestionó el levantamiento de los planos isométricos; estos planos se utilizaron en la construcción de la línea de venta local de GLP, tomando como referencia el API MPMS 5.6 (American Petroleum Institute (API), 2014). Para tal fin, se solicitó al especialista de equipo estático, quien designó al personal para el desarrollo de la actividad. La persona que realizó el bosquejo del plano es un dibujante quien finalmente entregó la información al especialista estático.

A partir de este levantamiento se pudieron identificar las dimensiones de longitud y diámetro de tubería, para posteriormente hacer el montaje del medidor *Coriolis*. Una vez obtenido el plano isométrico realizado por el dibujante y el especialista estático, se planeó la construcción del prefabricado, para la luego realizar la instalación.

## 2.3. Selección del medidor dinámico *Coriolis*

Teniendo en cuenta la necesidad de implementar un sistema de medición dinámico para las ventas de GLP en la Refinería de Cartagena y además, al verificar que el medidor *Coriolis* marca Emerson CMF200 cumple con los parámetros de exactitud, uso para la transferencia en custodia, caída de presión, manejo del producto y caudal, se propuso el desarrollo de este proyecto, el cual fue aprobado por ECOPETROL S.A.

Para mayor comprensión del proceso de ventas del GLP en la Refinería de Cartagena e identificar la ubicación del método implementado, ver la Figura 3-1.

## 2.4. Calibración del medidor

La calibración del medidor se realizó aplicando el método gravimétrico (en un banco de prueba), descrito en el capítulo anterior. Para ello se gestionó una contratación con un tercero, certificado o avalado por la ONAC (Ver Anexo B), quien ejecutó dicha actividad bajo la supervisión de los autores de este trabajo.

## 2.5. Instalación eléctrica

Para realizar la instalación eléctrica, se hizo gestión, por medio del especialista eléctrico, para habilitar el punto de conexión. Este cableado es un calibre N°12 de media baja tensión, usado en la industria y en hogares. Dicho cable debe ser instalado dentro de una tubería Conduit galvanizada, de media pulgada, hasta el punto de conexión, donde se cambia a tubería Conduit flexible (para facilitar movilidad al momento de realizar la conexión). Se realizó la instalación eléctrica teniendo en cuenta el requerimiento energético del medidor, el cual es a 120 VAC.

## 2.6. Instalación del medidor *Coriolis*

Una vez calibrado el medidor se realizó su instalación junto al sensor y transmisor mostrados en la Figura 2-2.

**Figura 2-2.** Medidor Coriolis y accesorios



Fuente: (Repsol,2005)

La instalación del medidor a la línea de proceso fue realizada por personal metalmecánico de la refinería de Cartagena, teniendo como referencia los planos isométricos emitidos por el especialista estático. Ya montado el medidor en la línea del proceso, se procede a hacer

el conexionado de potencia de 120 VAC y el conexionado del cableado para el transmisor de flujo, el cual se encontraba en sitio previo al inicio del proyecto. También se realizó la instalación del transmisor de presión y del transmisor de temperatura. Esta actividad fue realizada por personal eléctrico y de instrumentación de la refinería de Cartagena, bajo la supervisión de los autores del trabajo.

## **2.7. Comparación de datos: medidor estático vs medidor dinámico**

Para llevar a cabo esta actividad, se realizaron mediciones de despachos en fechas aleatorias, donde se compararon los datos obtenidos por medición estática de tanque de la refinería, contra los datos obtenidos de la medición dinámica por el medidor *Coriolis*. Dichas mediciones se recopilaban en los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2019, que para este trabajo se tomaron en volumen.

Se capturaron un total de 43 mediciones para el mes de septiembre, para el mes de octubre se consideraron 20 mediciones, en noviembre se capturaron 10 y en diciembre 71.

A partir de estas mediciones, se identificó y se calculó la desviación que existe entre la medición dinámica y la medición estática. Finalmente, con los datos obtenidos se hicieron los análisis respectivos, apoyados en gráficas de dispersión y gráficas de columnas.

# 3. Capítulo 3: Resultados

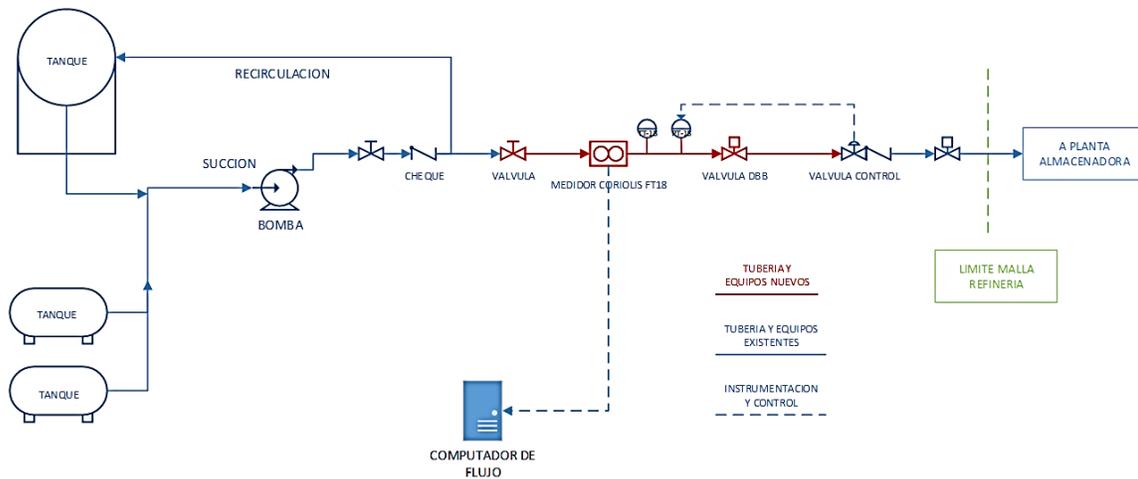
## 3.1. Recopilación de la información operacional

Como se mencionó en el capítulo anterior, durante esta etapa se gestionó el levantamiento del plano isométrico de la línea de venta local de GLP de la refinería de Cartagena. Este plano (ver Anexo D) es un requerimiento de la empresa para construcción y trazabilidad del equipo estático. Este diagrama permite a los profesionales encargados de estos dos procesos conocer en detalle las distancias y ángulos para el montaje de la tubería.

Este plano proporciona la información correspondiente a los ángulos requeridos en la tubería, los trazos rectos, al igual que sus diámetros y algunas especificaciones básicas del material a usar.

No obstante, para mayor comprensión de la información derivada de dicho plano, se realizó un esquemático del sistema de ventas del GLP, el cual se presenta en la Figura 3-1.

**Figura 3-1.** Diagrama de venta del GLP en la refinería de Cartagena



Fuente: diagrama elaborado por los autores con el Software Microsoft Visio.

En la Figura 3-1 se presenta el diagrama de venta del GLP de la refinería de Cartagena. Podemos observar los tanques (balas y esferas para GLP) en los cuales se encuentra almacenado el hidrocarburo que va a ser comercializado. En dichos tanques se realiza el proceso de medición estática, cuyo resultado es validado respecto a la lectura del sensor *Coriolis*. El GLP es succionado por una bomba centrífuga, la cual cuenta con una línea de

recirculación hacia el tanque (para protección mecánica de la bomba). Dicha bomba descarga el producto hacia el brazo de ventas locales (planta almacenadora), pasando antes por el sistema de medición dinámico *Coriolis*.

Cabe aclarar que en la Figura 3-1 se resalta en color rojo los elementos instalados durante el presente trabajo y en azul, lo que ya se encontraba en funcionamiento previamente.

De acuerdo a la información obtenida desde el plano isométrico, se realizó la instalación del prefabricado de tubería completa, la cual se aprecia en la Figura 3-2 en primer plano, dejando el espacio para posterior instalación del medidor *Coriolis*, como se aprecia en la Figura 3-3.

**Figura 3-2.** Prefabricado de tubería instalado



Fuente: fotografía capturada por los autores

**Figura 3-3.** Espacio designado para el medidor Coriolis en el prefabricado

Fuente: fotografía capturada por los autores

## 3.2. Selección del medidor

Una vez extraída la información del plano isométrico, se analizaron las especificaciones del medidor *Coriolis* CMF-200 *Micromotion*, con el cual contaba la refinería y se llegó a la conclusión que era apropiado para las necesidades y requerimientos del proyecto. En la Tabla 3-1 se muestran las principales características de dicho medidor. Para observar otras condiciones de operación del medidor seleccionado (ver Anexo A).

**Tabla 3-1.** Parámetros para la selección del medidor Coriolis

<b>Tipo de producto</b>	GLP
<b>Caudal (barriles/día)</b>	2.500
<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	0,4-0,6
<b>Caída de presión (psig)</b>	14,5
<b>Exactitud (%)</b>	< 0.05

Fuente: Elaborado por los autores, basados en las especificaciones del Anexo A

### 3.3. Calibración del medidor

Una vez aprobado el uso del medidor, se realizó la calibración del equipo, a cargo del Laboratorio de Calibración de Instrumentos & Controles S.A. Para tal fin, se empleó el método gravimétrico, utilizando como referencia un juego de básculas patrón con trazabilidad vigente al Sistema Internacional de Unidades, cuyos resultados fueron expresados dentro del caudal nominal especificado por el fabricante. Los detalles de la calibración se muestran a continuación en la Tabla 3-2. El valor de incertidumbre se estimó con un nivel de confianza de 95,45 %. Para más detalles del procedimiento realizado (ver anexo B).

**Tabla 3-2.** Resultado calibración Coriolis

Caudal Indicado *IBC Unidades	Error % del caudal	Factor del Medidor	Repetibilidad % del caudal	Incertidumbre % MF	Factor de Cobertura
kg/min					k
400,0	-0,004	1,0000	0,010	0,082	2,000
310,2	0,021	0,9998	0,020	0,082	2,000
220,3	0,060	0,9994	0,020	0,082	2,000
130,3	-0,041	1,0004	0,050	0,082	2,000
266,3	0,017	0,9998	0,050	0,082	2,000

Fuente: Laboratorio de Calibración de Instrumentos & Controles S.A

### 3.4. Instalación del medidor

Para la instalación del medidor se contó con tubería ANSI 300 y bridas de acero inoxidable que permiten una mayor velocidad del fluido dentro de la tubería. Además, se realizó la instalación del sensor y el transmisor de manera exitosa como se muestra en la Figura 3-4.

**Figura 3-4.** Instalación del medidor Coriolis CMF-200



Fuente: Proporcionada por los autores.

### **3.5. Instalación Eléctrica.**

Para el energizar el equipo se requirió hacer un tendido de cableado por tubería Conduit al punto eléctrico de 120 V suministrado por la estación No 4.3.1. Además, el equipo necesitaba instalar el cableado de instrumentación existente, para la transmisión de datos del equipo al computador de flujo en el cuarto de control, el cual no fue necesario gestionar porque ya se contaba con el cableado en el lugar de instalación. A continuación, en la Figura 3-5 se muestra el recorrido de la tubería en la unidad, donde el medidor FT- 18 es el medidor *Coriolis*.

**Figura 3-5.** Recorrido cableado eléctrico

Fuente: Google Earth, modificada por los autores

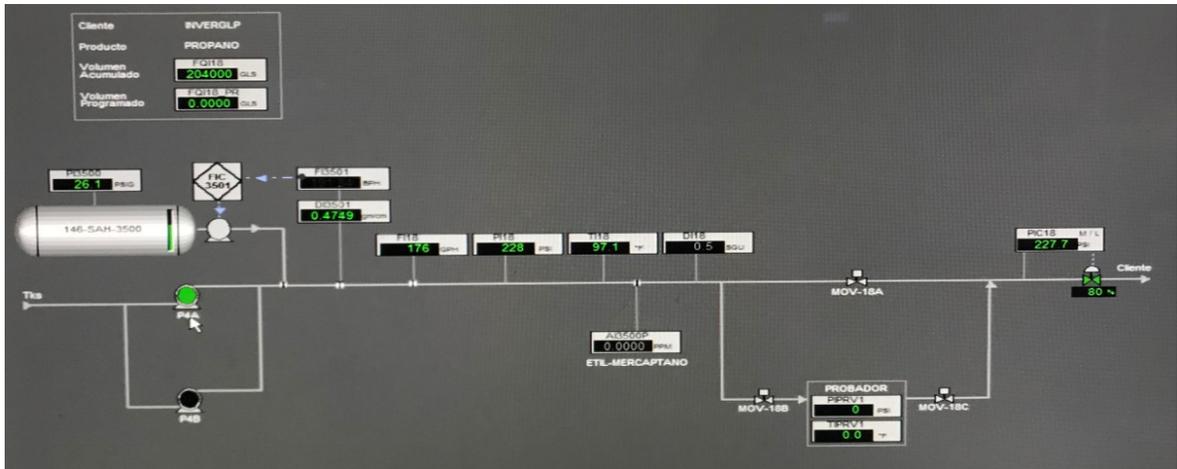
Según la Figura 3-5, el trazado en color rojo hace referencia al cableado desde la subestación eléctrica hasta el panel de distribución de voltaje. Mientras, el trazado verde es el cableado desde el panel de distribución, hasta el punto donde se instaló el medidor *Coriolis*.

### 3.6. Programación del software

La programación del software Invensys fue fundamental para que se pudieran adquirir, monitorear y controlar las variables de proceso como presión, temperatura y flujo de GLP a través del supervisorio o HMI (Human Machine Interface). Sin embargo, la empresa Reficar no autorizó a los autores del presente trabajo a realizar personalmente la configuración del software y hardware usado, debido a políticas de la compañía.

Para lograr la comunicación entre el medidor *Coriolis* y el DCS (Distribuid Control System), se transmitió la información desde el medidor *Coriolis* hasta el computador de flujo y luego, al PLC (Programmable Logic Controller) a través del cableado. En el PLC se utilizó un módulo que convirtió la señal análoga en digital y se envió por fibra óptica hasta el DCS, donde se visualizó la información en el HMI como se muestra en la Figura 3-6.

**Figura 3-6.** Interface HMI Schneider Electric



Fuente: Refinería de Cartagena.

La Figura 3-6 contiene la representación del proceso de línea de venta del GLP, muy similar al mostrado en la Figura 3-1. No obstante, en la Figura 3-6 se aprecia señales en vivo de la instrumentación de campo.

### 3.7. Comparación de mediciones estáticas vs dinámicas

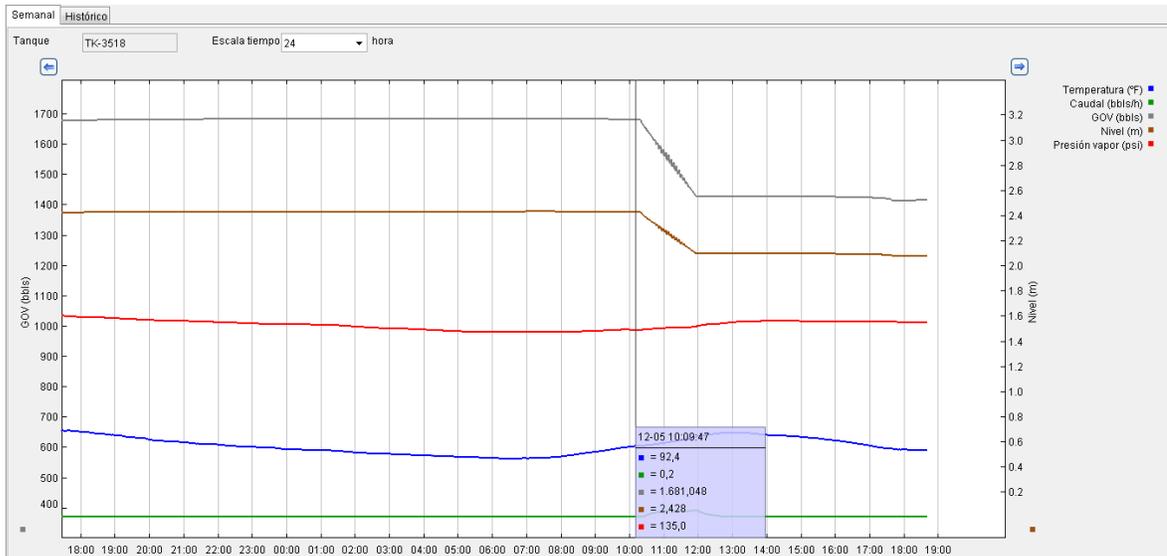
Antes de realizar la comparación de los datos obtenidos en los distintos métodos de medición, se presenta la forma como se venían realizando las ventas de GLP en la empresa.

#### 3.7.1. Obtención de datos con el medidor estático

En las Figuras 3-7 y 3-8 se puede observar un ejemplo de la forma como se comercializaba el combustible antes de la instalación del medidor *Coriolis*. Los gráficos muestran el nivel inicial del tanque de GLP con un valor de 2.428 milímetros y finaliza con un valor de 2.097

milímetros. De acuerdo a la diferencia de nivel en el tanque aforado, se determinaba la cantidad de combustible que se había entregado por ventas.

**Figura 3-7.** Nivel inicial del tanque



Fuente: Proporcionada por los autores

**Figura 3-8.** Nivel final del tanque



Fuente: proporcionado por los autores

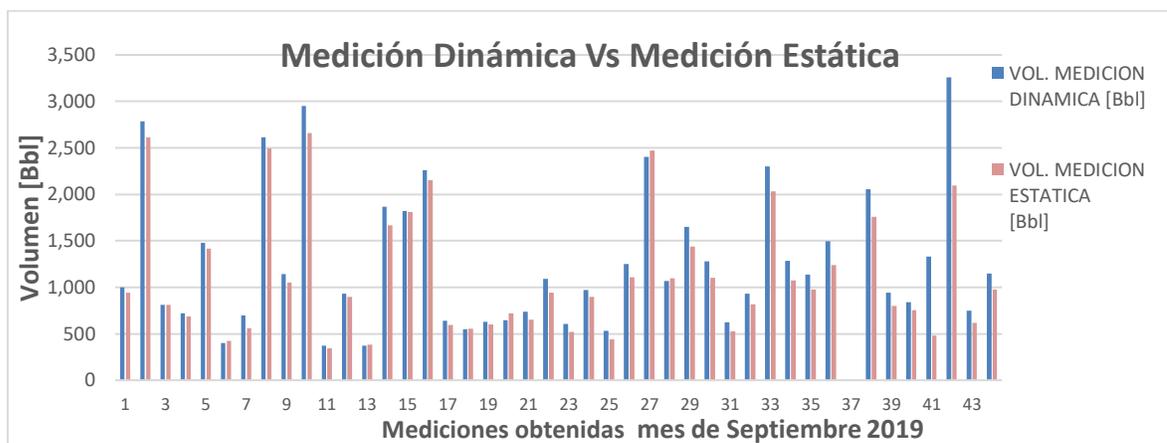
De acuerdo con el procedimiento mencionado en el capítulo 2, a través de los datos escogidos se realizó una sumatoria de kilogramos de GLP perdidos por la empresa en cada

venta por efecto del método de medición. Luego, se consideraron las pérdidas estimadas en pesos colombianos en los últimos cuatro meses del 2019.

### 3.7.2. Comparación de mediciones mes septiembre 2019

En el anexo C, se encuentran las muestras consideradas en el mes de septiembre y a continuación en la Figura 3-9 su representación gráfica.

**Figura 3-9.** Comparación de mediciones en el mes de septiembre



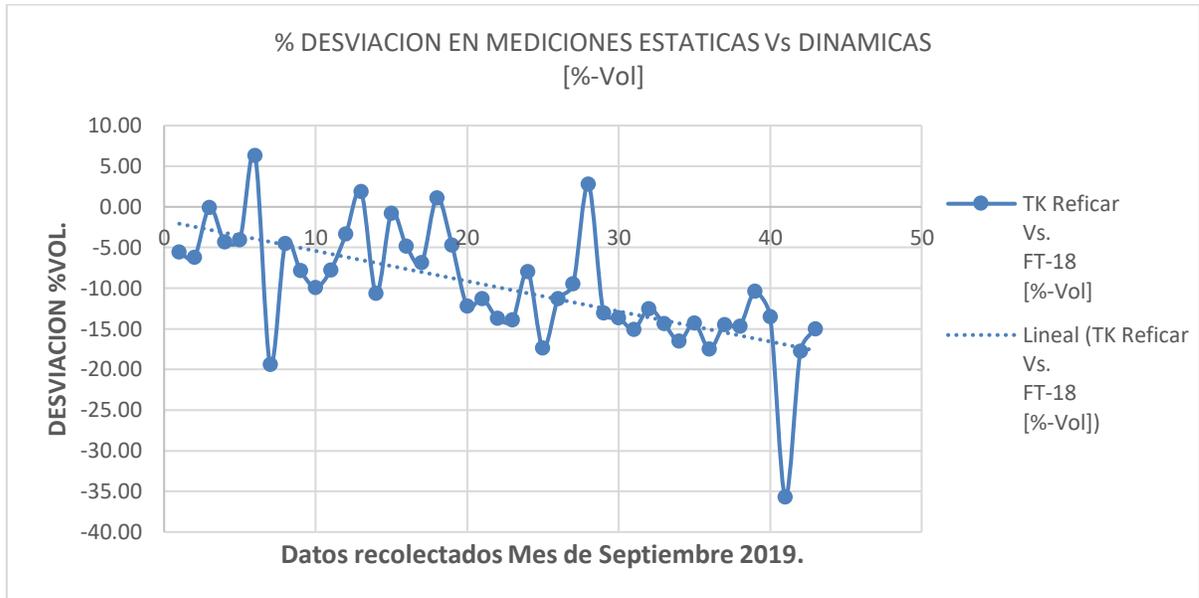
Fuente: Elaborado por los autores

De acuerdo al comportamiento de los datos, en la Figura 3-9, se puede observar que para la mayoría de los despachos el medidor dinámico representó más volumen entregado que por la medición estática. Lo anterior indica que se está registrando menor volumen de Gas Licuado por el método estático que lo que se despacha en realidad.

Para ilustrar mejor este hecho consideremos la medición 10, donde el medidor estático marca un valor 2658 barriles, mientras el medidor *Coriolis* registra un valor de 2951 barriles. Esto refleja una diferencia de 293 barriles representando para la empresa una pérdida de \$23.381.400 (veintitrés millones trescientos ochenta y un mil cuatrocientos pesos) ya que un galón de gas licuado tenía en ese momento un costo de \$1900. Haciendo estas mismas deducciones para cada medición y usando la correspondencia: 1 galón equivale a 3,8 kg., se pueden calcular las diferencias en kilogramos de cada medición. Los resultados se muestran con mayor detalle en el anexo C. Sumando estas diferencias se tiene para el

mes de septiembre 6.176 barriles, representados monetariamente en un valor de \$492.844.800.

**Figura 3-10.** Porcentaje de desviación entre las mediciones estáticas y dinámicas de septiembre



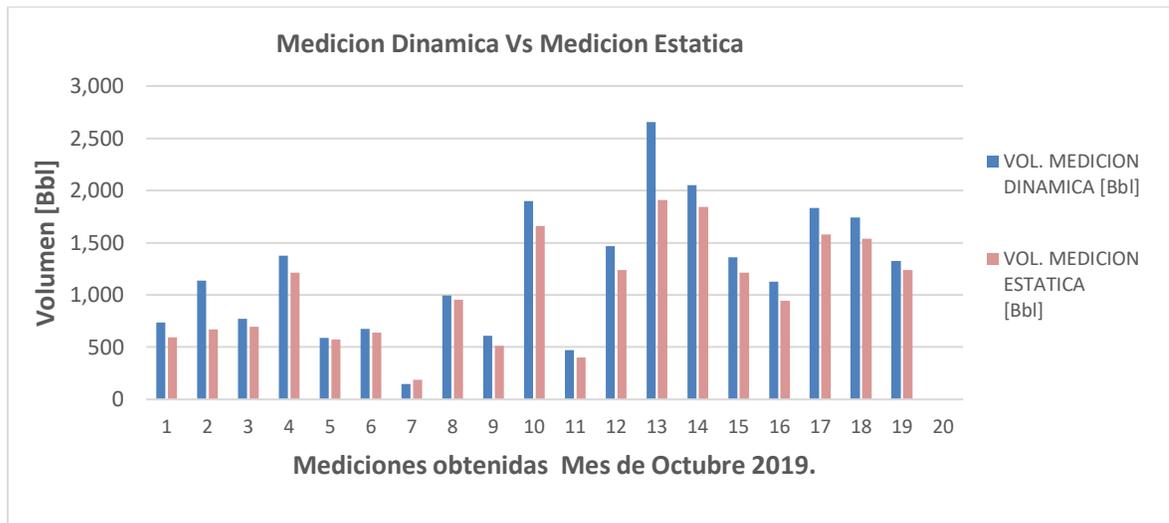
Fuente: Elaborado por los autores

Según se observa en la Figura 3-10, por cada dato recolectado se obtiene una desviación positiva o negativa. Es necesario tener en cuenta que la referencia es el medidor dinámico (FT-18) y que las desviaciones que se presentan, en su gran mayoría (39/44) se encuentran por debajo del cero. Lo anterior indica que la empresa está dejando de percibir ganancias, debido a que se factura por el método estático que es menos preciso que el dinámico.

### 3.7.3. Comparación de mediciones octubre 2019.

Siguiendo la misma línea de análisis se escogen los datos registrados para el medidor *Coriolis* y estático en el mes de octubre. Esta información es mostrada en el anexo C y se representa gráficamente en el Figura 3-11.

**Figura 3-11.** Comparación de mediciones en el mes de octubre

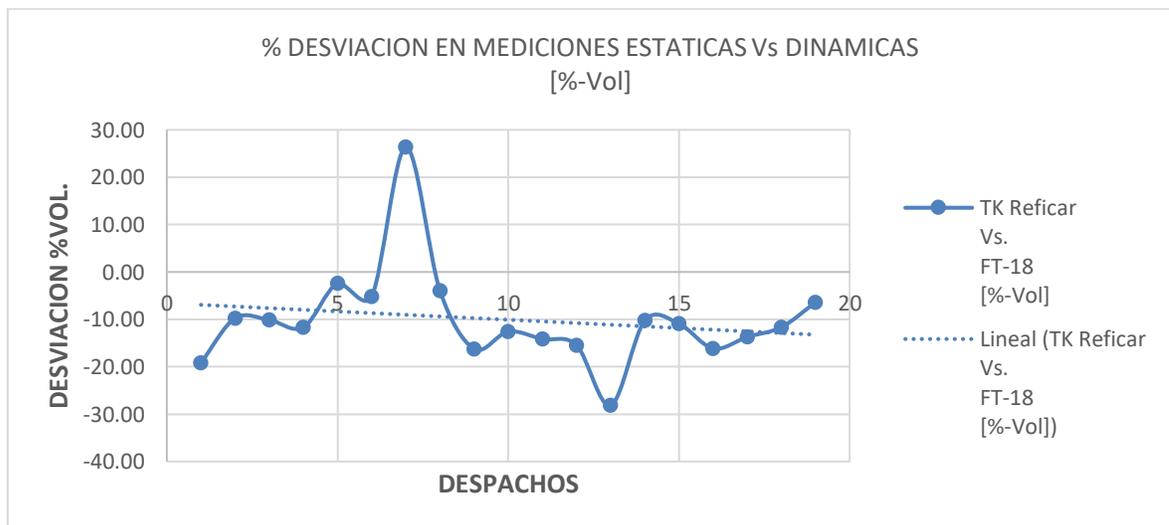


Fuente: Elaborado por los autores

Se puede observar en la Figura 3-11 que se realizaron menos mediciones respecto al mes de septiembre, debido a compromisos de los autores en sus trabajos, que no les permitía estar presentes durante las operaciones. Al igual que el mes anterior, la mayoría de las mediciones son mayores por el método dinámico.

Sumando las diferencias entre los dos métodos de medición, se tiene para el mes de octubre 3.352 barriles, representados monetariamente en un valor de \$267.489.600.

**Figura 3-12.** Porcentaje de desviación entre las mediciones estáticas y dinámicas de octubre



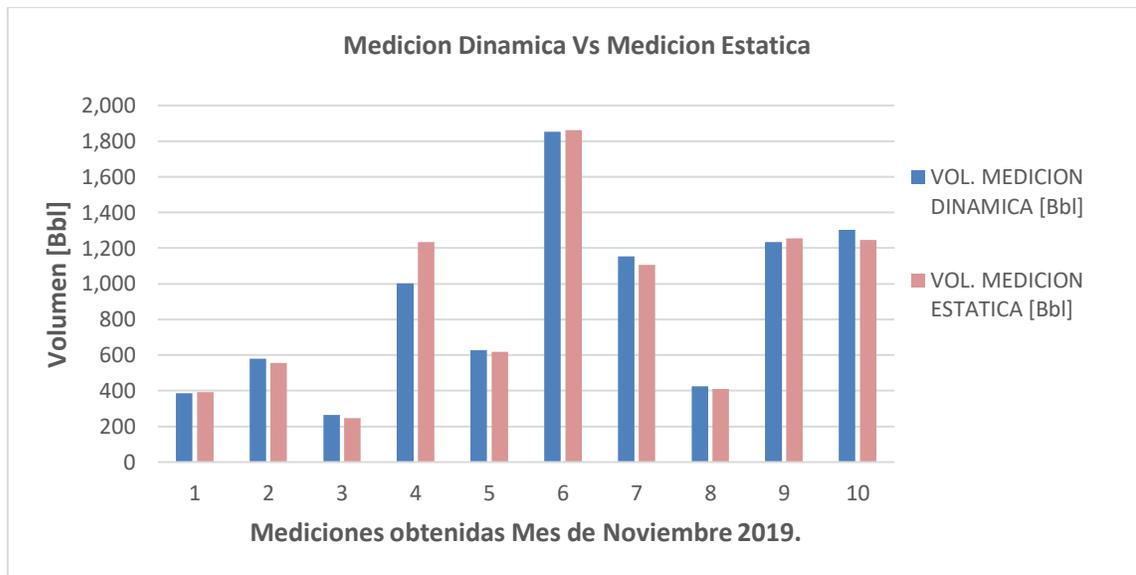
Fuente: Elaborado por los autores

En el mes de octubre se registraron 19 mediciones, de las cuales, solo 1 estuvo por encima del cero. Esto indica que la desviación fue negativa en casi la totalidad de los datos recolectados (ver Figura 3-12).

### 3.7.4. Comparación de mediciones mes de noviembre 2019

En el mes de noviembre de 2019 se realizaron 10 mediciones. Para el proceso de análisis de los datos se siguió la misma metodología de los meses anteriores. Los valores obtenidos se representan gráficamente en la Figura 3-13.

**Figura 3-13.** Comparación de mediciones noviembre



Fuente: Elaborada por los autores

En la Figura 3-13 se evidencia el mismo comportamiento de los meses de septiembre y octubre entre las mediciones efectuadas por el medidor *Coriolis* y estático. Esto se ve reflejado en una diferencia en el volumen de medición entre los dos métodos de 103 barriles a favor, equivalentes a un valor económico de \$8.219.400. En este mes se observa que la diferencia fue positiva; sin embargo, esto se puede deber a la poca cantidad de datos capturados.

**Figura 3-14.** Porcentaje de desviación en mediciones estáticas y dinámicas de noviembre



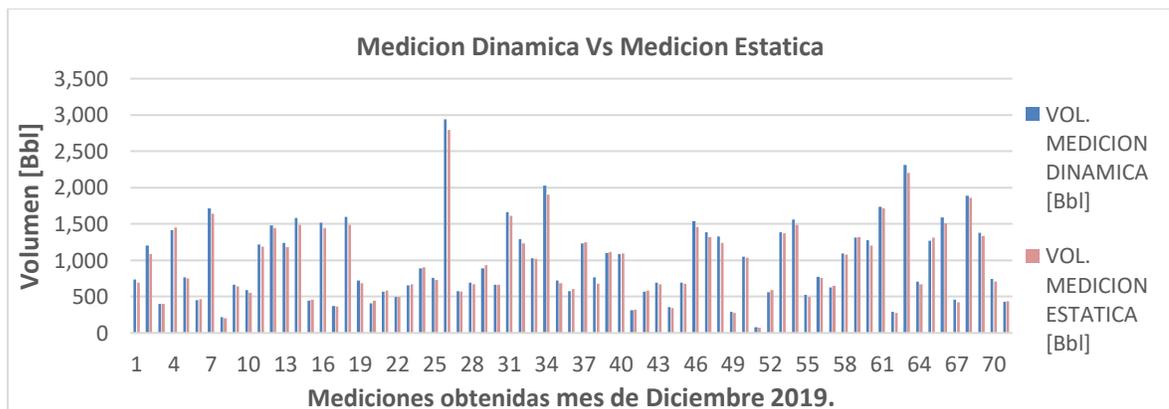
Fuente: Elaborada por los autores

Debido a la poca cantidad de datos tomados en el mes de noviembre, la representación gráfica no proporciona una verdadera tendencia de los datos (Ver Figura 3-14).

### 3.7.5. Comparación de mediciones mes de diciembre 2019

En el mes de diciembre de 2019 se realizaron 71 mediciones. Los valores obtenidos se representan gráficamente en la Figura 3-15.

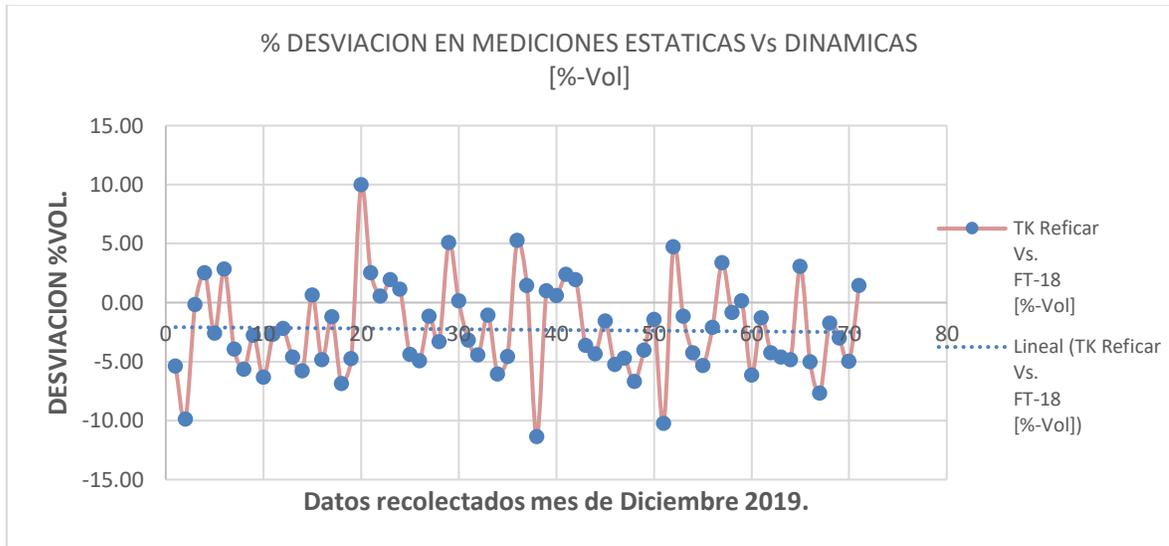
**Figura 3-15.** Comparación de mediciones diciembre



Fuente: Elaborada por los autores

En la Figura 3-15 se evidencia el mismo comportamiento de los meses anteriores entre las mediciones efectuadas por el medidor *Coriolis* y estático. Esto se ve reflejado en una diferencia en el volumen de medición entre los dos métodos de 1910 barriles, equivalentes a un valor económico de \$152.418.000 que se dejaron de percibir.

**Figura 3-16.** Porcentaje de desviación en mediciones estáticas y dinámicas de diciembre



Fuente: Elaborada por los autores

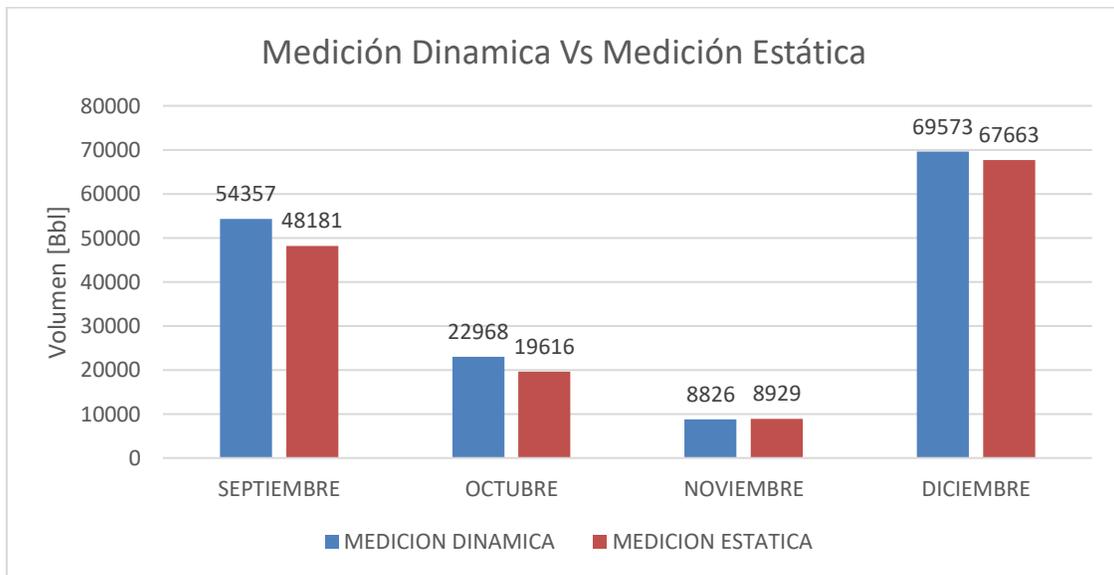
Este mes se capturaron más datos. 21 de 71 datos se encuentran por encima del cero, lo cual equivale al 29,57% del total de las mediciones. Esta desviación positiva puede ser un comportamiento normal, teniendo en cuenta que pudo haber ajustes en el sistema de medición estático. Sin embargo, por el aseguramiento metrológico que se le realizó al medidor *Coriolis* y a los beneficios que tiene la medición dinámica con respecto a la estática, se tiene mayor confiabilidad sobre los datos arrojados por el sistema de medición dinámico (Ver Figura 3-16).

Finalmente se consolidaron las diferencias en una sola gráfica (Figura 3-17), donde se puede apreciar una tendencia de mayor valor para la medición dinámica. Dentro de las observaciones identificadas a partir de la Figura 3-17, podemos concluir:

- Para los meses de septiembre, octubre y diciembre se entregó más volumen por el método dinámico que por el método estático.

- Para el mes de noviembre podemos apreciar que se entregó más por medición estática que por dinámica en un 1.16%, sin embargo, cabe resaltar que en este mes la cantidad de mediciones fue inferior que en los otros meses.
- Del análisis realizado a la trazabilidad de los cuatro meses podemos concluir que se entregó un 7.27% más en volumen a los clientes debido a que el método usado actualmente es el estático, lo que para ECOPETROL significa una reducción en los ingresos por estas ventas por valor de \$904'533.000 de pesos al precio del periodo evaluado.

**Figura 3-17.** Comparación del volumen obtenido por medición dinámica y estática



Fuente: Elaborada por los autores



# Conclusiones y recomendaciones

## 4.1. Conclusiones

De acuerdo a los resultados obtenidos en la presente investigación se puede concluir que:

- Los parámetros asumidos para la selección del medidor *Coriolis* se adaptaron de manera satisfactoria a los requerimientos del sistema.
- El proceso de calibración del medidor permitió la operación correcta del mismo, con un alto porcentaje de confiabilidad para los datos reportados.
- La instalación eléctrica se cumplió de manera exitosa, permitiendo la energización del equipo y la transmisión de los datos al cuarto de control.
- La programación del software Invensys logró la comunicación entre el medidor *Coriolis* y el cuarto de control, permitiendo la recolección de los datos reportados por el mismo.
- De acuerdo a los datos recolectados en los cuatro últimos meses del año 2019, el sistema de medición estático resultó poco confiable y preciso en comparación al sistema de medición dinámico, el cual cumplió con los estándares establecidos por la API.
- De acuerdo a los cálculos realizados para los costos de implementación del medidor *Coriolis* vs las pérdidas económicas ocasionadas por el medidor estático, la inversión realizada en el sistema dinámico resultó considerablemente rentable para la empresa.

## 4.2. Recomendaciones

Las principales recomendaciones que surgen, una vez realizada la implementación del sistema de medición dinámico en la línea de venta de GLP de la Unidad de Materias primas y Productos de la Refinería de Cartagena son:

- Implementar los sistemas de medición dinámica en otras unidades y áreas de la empresa que lo requieran, para evitar pérdidas por falta de precisión en los equipos actuales.
- Realizar los procesos que implican la instalación de estos medidores de forma óptima para garantizar el éxito en la operación del equipo.

- Realizar monitoreo y control del equipo instalado según las recomendaciones de operación de los mismos.

# A. Anexo: Especificación del Medidor Coriolis

Hoja de datos del producto

PS-00448A, Rev AI

Febrero de 2019

## Medidores de caudal y densidad tipo Coriolis ELITE® de Micro Motion®



### El mejor rendimiento real

- Prestaciones únicas del medidor ELITE en mediciones de caudal másico, caudal volumétrico y densidad
- La mejor medición de caudal másico de gas
- Medición fiable de caudal bifásico para las aplicaciones más exigentes
- Diseñado para minimizar los efectos del proceso, de montaje y ambientales

### La mejor capacidad de adaptación para las aplicaciones

- Plataforma escalable para la mayor gama de tamaños de tubería y cobertura de aplicaciones, incluidas aplicaciones higiénicas, criogénicas, de alta presión y alta temperatura
- Disponible con la más amplia variedad de opciones E/S compatible con una amplia gama de protocolos digitales

### La máxima confianza en las mediciones

- Smart Meter Verification proporciona una verificación completa y rastreada de la calibración, de forma continua o a demanda, con tan solo pulsar un botón
- Las plantas de calibración ISO/IEC 17025, que son líderes en el mundo, ofrecen la mejor incertidumbre de su clase:  $\pm 0,014\%$
- El diseño inteligente del sensor reduce la necesidad de realizar calibración del cero in situ

MICRO MOTION™

  
EMERSON

(EMERSON, 2019)

## Medidores de caudal y densidad tipo Coriolis ELITE<sup>®</sup> de Micro Motion<sup>®</sup>

Los medidores ELITE de Micro Motion ofrecen prestaciones únicas de medición de caudal y densidad para proporcionar el mejor control y la mayor fiabilidad en sus aplicaciones más complejas y exigentes para medición de líquidos, gases y lodos.

### Consejo

Si necesita ayuda para determinar los productos Micro Motion adecuados para su aplicación, consulte las [Micro Motion<sup>®</sup> Technical Overview and Specification Summary](#) u otros recursos disponibles en [www.emerson.com](http://www.emerson.com)

### Consiga la mejor adaptación de caudal para su aplicación

- Capaz de lograr la mejor medición de caudal a través de una amplia gama de diseño de tubos y cobertura de rangos de caudal para dar el mejor servicio a su aplicación.
- Rendimiento óptimo en un diseño drenable con diversas aprobaciones industriales para usar en aplicaciones sanitarias sujetas a una estricta regulación
- Plataforma escalable para una amplia gama de aplicaciones, incluidas aplicaciones higiénicas, criogénicas, de alta temperatura y de alta presión

### Smart Meter Verification: diagnósticos avanzados para todo el sistema

- Incluido de forma estándar, con la opción de obtener licencias para la detección de película u otros diagnósticos avanzados de estado del medidor
- Una prueba completa que se puede realizar localmente desde la sala de control, para proporcionar confianza en la funcionalidad y el rendimiento del medidor
- Verifica que el medidor funcione como el día en que fue instalado, proporcionando seguridad en menos de 90 segundos
- Consigue importantes ahorros reduciendo los costes de mano de obra y de servicios de calibración subcontratados, al tiempo que se elimina la interrupción del proceso

### Funcionalidades líderes en la industria que permiten aprovechar todo el potencial de su proceso

- Disponible con la gama más completa de transmisores y opciones de montaje para máxima compatibilidad con su sistema.
- Innovadoras estaciones de calibración que cumplen con la ISO-IEC 17025, alcanzan apenas una incertidumbre de  $\pm 0,014\%$  y proporcionan la mayor precisión de medición de su tipo
- La gama más robusta de protocolos de comunicación existentes en la industria, incluido Smart Wireless.
- La verdadera tecnología multivariable mide simultáneamente las variables de proceso necesarias de caudal y densidad.
- Amplia gama de aprobaciones de seguridad, específicas del país y de transferencia de custodia

### Rendimiento inigualable en condiciones de caudal bifásico

- Incorpora los sensores Coriolis con la frecuencia más baja, que garantizan que la combinación de dos fases vibre con el tubo para reducir considerablemente los efectos de incertidumbre, por la presencia de líquido en una medición de caudal de gas y de gas arrastrado, o aireación en caudal de líquido
- La inigualable tecnología del transmisor MVD con procesamiento de señal digital (DSP) ofrece la respuesta y las velocidades de actualización más rápidas, lo que permite mediciones de lotes y otras mediciones de caudal bifásico altamente precisas
- Mida fluidos con cualquier fracción de gas (GVF). La relación con respecto a la precisión de caudal másico varía según la aplicación

## Especificaciones de rendimiento

### Condiciones de operación de referencia

Para determinar las capacidades de funcionamiento de nuestros medidores, se observaron/utilizaron las siguientes condiciones:

- Agua de 20,0 °C a 25,0 °C y de 1,000 barg a 2,00 barg
- Aire y gas natural a entre 20,0 °C y 25,0 °C y entre 34,47 barg y 99,97 barg
- Precisión basada en las estaciones de calibración líderes de la industria de acuerdo con ISO 17025/IEC 17025
- Todos los modelos tienen un rango de densidad de hasta 5 g/cm<sup>3</sup> (5000 kg/m<sup>3</sup>)

### Precisión y repetibilidad

#### Precisión y repetibilidad en líquidos y lodos

Especificación de rendimiento	Estándar	Opcional <sup>(1)</sup>
Precisión de caudal másico/volumétrico <sup>(2)(3)</sup>	±0,10% del caudal	±0,05% del caudal
Repetibilidad de caudal másico/volumétrico	0,05% del caudal	0,025% del caudal
Precisión de la densidad <sup>(3) (4)</sup>	±0,0005 g/cm <sup>3</sup> (±0,5 kg/m <sup>3</sup> )	±0,0002 g/cm <sup>3</sup> (±0,2 kg/m <sup>3</sup> )
Repetibilidad de la densidad	0,0002 g/cm <sup>3</sup> (0,2 kg/m <sup>3</sup> )	0,0001 g/cm <sup>3</sup> (0,1 kg/m <sup>3</sup> )
Precisión de la temperatura	±1 °C ±0,5% de la lectura; Clase BS1904, DIN 43760 clase A (±0,15 +0,002 x T °C)	
Repetibilidad de la temperatura	0,2 °C	
Compensación de temperatura ambiente	Clase BS1904, DIN 43760 clase B (±0,30 +0,005 x T °C), 3 sensores de caja <sup>(1)</sup>	

(1) No está disponible en todos los transmisores.

(2) La precisión de caudal establecida incluye los efectos combinados de repetibilidad, linealidad, histéresis, orientación y otras no linealidades.

(3) Para las aplicaciones criogénicas con temperaturas de proceso por debajo de -100 °C, la precisión de caudal másico líquido es de ±0,35% del caudal y la especificación de la precisión de la densidad no se aplica.

(4) La opción de precisión estándar de densidad para los modelos de sensor CMFS007, CMFS010 y CMFS015 es de ±0,002 g/cm<sup>3</sup> (±2 kg/m<sup>3</sup>), la precisión opcional para los modelos CMFS010 y CMFS015 es de ±0,0005 g/cm<sup>3</sup> (±0,5 kg/m<sup>3</sup>).

#### Precisión y repetibilidad en gases

Especificación de rendimiento	Modelos estándar	
Precisión del caudal másico <sup>(1)</sup>	±0,25% del caudal	
Repetibilidad de caudal másico	0,20% del caudal	
Precisión de la temperatura	±1 °C ±0,5% de la lectura; Clase BS1904, DIN 43760 clase A (±0,15 +0,002 x T °C)	
Repetibilidad de la temperatura	0,2 °C	

(1) La precisión de caudal establecida incluye los efectos combinados de repetibilidad, linealidad, histéresis, orientación y otras no linealidades.

## B. Anexo: Resultados de calibración del medidor

LABORATORIO DE CALIBRACIÓN  
DE INSTRUMENTOS & CONTROLES S.A.

INSTRUMENTOS & CONTROLES S.A.



ISO/IEC 17025:2005  
11-LAC-046

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

*Certificate of Calibration*

Número: 10500-FM-02  
*Number*

AREA <i>Area</i>	Fluidos / Caudal Másico
SOLICITANTE: <i>Customer</i>	Ecopetrol S.A.
DIRECCIÓN / CIUDAD: <i>Address</i>	Kilómetro 10 Vía mamonal REFICAR / Cartagena - Bolivar
INSTRUMENTO: <i>Apparatus</i>	Medidor de Flujo Tipo Coriolis
FABRICANTE: <i>Manufacturer</i>	Micromotion
MODELO SENSOR: <i>Model Sensor</i>	CMF200M419NQBASZZZ
MODELO TRANSMISOR: <i>Model Transmitter</i>	2700R11BBASZWZ
SERIE DEL SENSOR: <i>Serial Sensor</i>	14044172
SERIE DEL TRANSMISOR: <i>Serial Transmitter</i>	3086769
IDENTIFICACIÓN / TAG: <i>Identification / TAG</i>	FT-18

Número: 10500-FM-02  
Number

---

AREA Fluidos / Caudal Másico  
Area

**DATOS DEL MEDIDOR:**

Modelo de Fabrica: CMF200M419NQBASZZZ  
Unidades de flujo: kg/min  
Resolución del medidor de flujo: 0,1  
Fluido utilizado: Agua  
Meter Factor ROC800: 1

**MÉTODO:**

El método empleado en la calibración es el gravimétrico, utilizando como referencia un juego de pesas patrón con trazabilidad vigente Sistema Internacional de Unidades, siguiendo el procedimiento de calibración interno P-STP-006

**DOCUMENTOS DE REFERENCIA:**

ISO 10790:2015 / Anexo A  
ISO 5168:2005 Measurement of fluid flow – Procedures for the evaluation of uncertainties 2 edition

**SITIO DE MEDICIÓN:**

PMU DESPACHO GLP

**CONDICIONES AMBIENTALES:**

Las condiciones ambientales durante la calibración del instrumento fueron las siguientes :

Temperatura: 32,0 °C ± 0,1 °C  
Humedad relativa : 64,8 ± 1,0 % HR  
Presión Atmosférica 1008,2 mbar

**CONDICIONES DE LA PRUEBA**

Fluido de calibración: Agua  
Densidad ( 20 995,87 kg/m<sup>3</sup>  
Temperatura del fluido de prueba 29,4 °C



## C. Anexo: Tablas de mediciones

### ▪ Septiembre 2019

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
01/09/2019	1.000,57	944,63	-5,59
03/09/2019	2.786,64	2.613,75	-6,20
04/09/2019	811,43	810,81	-0,08
05/09/2019	718,88	687,71	-4,34
05/09/2019	1.476,59	1.416,46	-4,07
05/09/2019	397,78	422,92	6,32
07/09/2019	697,52	562,16	-19,41
07/09/2019	2.612,52	2.494,82	-4,51
08/09/2019	1.141,25	1.051,51	-7,86
09/09/2019	2.951,66	2.658,97	-9,92
10/09/2019	369,69	340,92	-7,78
10/09/2019	928,87	897,93	-3,33
12/09/2019	373,57	380,48	1,85
12/09/2019	1.868,97	1.669,52	-10,67
13/09/2019	1.822,83	1.807,75	-0,83
14/09/2019	2.260,86	2.150,77	-4,87
14/09/2019	638,50	594,63	-6,87
16/09/2019	548,18	553,97	1,06
16/09/2019	628,47	598,92	-4,70
18/09/2019	644,63	721,83	-12,19
18/09/2019	734,80	651,88	-11,28
18/09/2019	1.092,57	942,70	-13,72

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
19/09/2019	603,78	519,61	-13,94
19/09/2019	973,50	895,70	-7,99
19/09/2019	530,04	437,98	-17,37
19/09/2019	1.248,30	1.106,78	-11,34
20/09/2019	2.404,36	2.473,85	-9,47
20/09/2019	1.066,38	1.095,70	2,75
21/09/2019	1.651,57	1.435,87	-13,06
21/09/2019	1.279,10	1.104,69	-13,64
21/09/2019	620,71	527,21	-15,06
22/09/2019	933,33	816,31	-12,54
23/09/2019	2.299,55	2.031,06	-14,38
23/09/2019	1.283,07	1.071,02	-16,53
25/09/2019	1.138,36	975,32	-14,32
25/09/2019	1.498,46	1.236,25	-17,50
26/09/2019	2.054,00	1.756,25	-14,50
27/09/2019	940,12	802,18	-14,67
28/09/2019	841,24	753,59	-10,42
28/09/2019	1.328,84	479,61	-13,51
29/09/2019	3.258,69	2.095,75	-35,69
30/09/2019	749,95	616,78	-17,76
30/09/2019	1.146,49	974,11	-15,04

- **Octubre 2019**

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
01/10/2019	737,34	596,03	-19,16
01/10/2019	1.135,87	671,93	-9,76
01/10/2019	771,31	693,13	-10,14
02/10/2019	1.376,68	1.215,78	-11,69
03/10/2019	588,22	574,09	-2,40
03/10/2019	673,95	639,23	-5,15
03/10/2019	149,39	188,72	26,33
03/10/2019	996,18	956,70	-3,96
03/10/2019	609,45	510,57	-16,22
04/10/2019	1.898,31	1.659,80	-12,56
04/10/2019	469,83	403,31	-14,16
05/10/2019	1.464,82	1.238,34	-15,46
05/10/2019	2.657,03	1.909,33	-28,14
07/10/2019	2.053,34	1.842,87	-10,25
07/10/2019	1.362,06	1.213,25	-10,93
07/10/2019	1.125,77	943,97	-16,15
08/10/2019	1.831,87	1.580,39	-13,73
10/10/2019	1.741,56	1.538,67	-11,65
14/10/2019	1.324,87	1.239,89	-6,41

- **Noviembre 2019**

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
07/11/2019	387,11	392,57	1,41
07/11/2019	578,60	557,09	-3,72
07/11/2019	264,58	247,87	-6,31
15/11/2019	1.002,62	1.233,72	-3,56
27/11/2019	626,91	618,15	-1,40
27/11/2019	1.853,43	1.861,45	0,43
28/11/2019	1.153,75	1.106,51	-4,09
28/11/2019	423,66	411,18	-2,95
29/11/2019	1.233,93	1.253,50	1,59
29/11/2019	1.301,63	1.247,03	-4,19

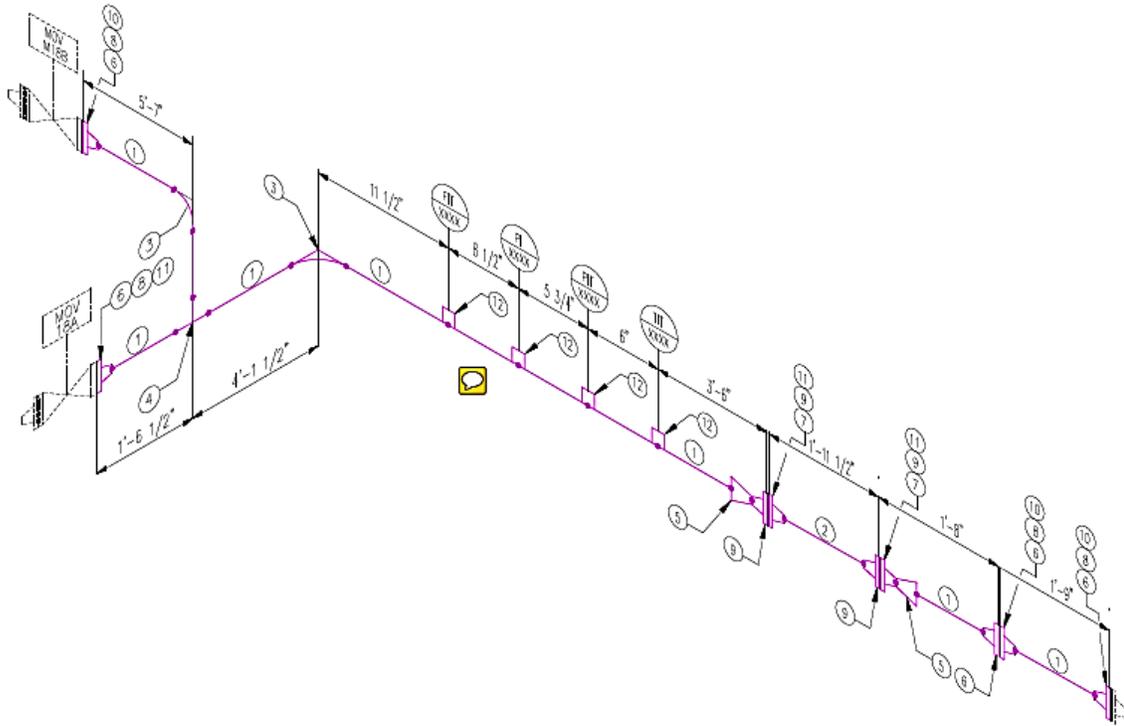
▪ Diciembre 2019

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
01/12/2019	734,60	694,89	-5,41
04/12/2019	1.203,33	1.084,21	-9,90
04/12/2019	399,52	398,77	-0,19
04/12/2019	1.417,32	1.453	2,51
05/12/2019	767,83	747,73	-2,62
05/12/2019	451,02	463,69	2,81
05/12/2019	1.711,21	1.643,03	-3,98
06/12/2019	216,54	204,18	-5,71
06/12/2019	661,74	643,14	-2,81
06/12/2019	591,04	553,49	-6,35
06/12/2019	1.220,90	1.187,59	-2,73
07/12/2019	1.477,80	1.445,03	-2,22
08/12/2020	1.238,91	1.181,08	-4,67
08/12/2020	1.580,10	1.487,94	-5,83
08/12/2020	442,75	461,65	0,62
09/12/2019	1.519,10	1.445,39	-4,85
09/12/2019	367,42	362,86	-1,24
10/12/2019	1.596,48	1.486,35	-6,90
10/12/2019	721,64	687,03	-4,80
11/12/2019	405,43	445,72	9,94
11/12/2019	567,54	581,73	2,50
11/12/2019	493,84	496,44	0,53
11/12/2020	658,23	670,68	1,89
11/12/2020	891,11	900,83	1,09
12/12/2019	759,78	726,00	-4,45
12/12/2019	2.940,90	2.794,91	-4,96
12/12/2019	577,28	570,41	-1,19
13/12/2019	693,33	670,26	-3,33
13/12/2019	889,79	934,91	5,07
13/12/2019	660,28	661,19	0,14
14/12/2019	1.664,36	1.610,58	-3,23
14/12/2019	1.292,50	1.234,45	-4,49
14/12/2019	1.029,40	1.018,18	-1,09
15/12/2019	2.025,34	1.901,65	-6,11
15/12/2019	717,85	684,71	-4,62
15/12/2019	574,41	604,52	5,24

Fecha	VOL. MEDICION DINAMICA [Bbl]	VOL. MEDICION ESTATICA [Bbl]	TK Reficar Vs. FT-18 [%-Vol]
16/12/2019	1.231,90	1.249,10	1,40
16/12/2019	768,13	680,55	-11,40
16/12/2019	1.102,55	1.113,44	0,99
19/12/2019	1.087,76	1.093,87	0,56
19/12/2019	315,39	322,81	2,35
19/12/2019	571,31	582,24	1,91
20/12/2019	695,43	670,07	-3,65
20/12/2019	354,08	338,52	-4,40
20/12/2019	691,61	680,60	-1,59
21/12/2019	1.537,68	1.456,20	-5,30
22/12/2019	1.388,43	1.322,32	-4,76
22/12/2019	1.328,88	1.239,46	-6,73
22/12/2019	287,26	275,52	-4,09
23/12/2019	1.049,67	1.034,45	-1,45
23/12/2019	77,03	69,13	-10,26
23/12/2019	563,55	590,10	4,71
24/12/2019	1.384,88	1.368,45	-1,19
24/12/2019	1.558,07	1.490,96	-4,31
24/12/2019	523,51	495,42	-5,37
25/12/2019	772,72	756,30	-2,12
25/12/2019	626,20	647,28	3,37
26/12/2019	1.091,71	1.082,07	-0,88
26/12/2019	1.316,14	1.317,42	0,10
27/12/2019	1.279,10	1.200,01	-6,18
27/12/2019	1.739,36	1.716,41	-1,32
28/12/2019	287,28	274,99	-4,28
28/12/2019	2.313,69	2.206,61	-4,63
28/12/2019	703,14	668,94	-4,86
29/12/2019	1.272,38	1.311,11	3,04
29/12/2019	1.593,33	1.512,76	-5,06
30/12/2019	461,25	425,66	-7,72
30/12/2019	1.892,18	1.858,67	-1,77
30/12/2019	1.376,99	1.335,09	-3,04
31/12/2019	741,55	704,27	-5,03
31/12/2019	428,29	434,34	1,41

## D. ANEXO: Plano isométrico de la línea de ventas de GLP

Plano isométrico de la línea de ventas de GLP



Fuente: Refinería de Cartagena

# Bibliografía

- Almendáriz Velásquez, C. C. (2012). *Descripción de los tipos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos y sistemas de transferencia de custodia*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- American Petroleum Institute (API). (2014). *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4.5. Third Edition*, 26.
- Barrera García, A., Hernández Santana, M., Botana Beltrán, L. O., Martínez Hernández, T., & Carrasco Padrón, O. O. (10 de 2017). *Scielo.org.mx*. Obtenido de [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1405-77432017000400433&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432017000400433&lng=es&nrm=iso)
- Bernal Ortiz, A. (2011). *Sistemas de Medición de Gas Natural*. INDISA S.A.
- Cuarán Ruales, A. A., & Román Ortégón, J. C. (2016). *Desarrollo de una metodología para la selección de sistemas de medición multifásicos en baterías de producción para pruebas de pozos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Ecopetrol. (2019). *Manual de descripción de procesos de la unidad de materias primas y productos u-146 Refinería de Cartagena*. Cartagena, Bolívar, Colombia: Refinería de Cartagena.
- EMERSON. (2019). *Medidores de caudal y densidad tipo Coriolis ELITE*. Colorado, Estados Unidos.
- EMERSON. (02 de 2019). *Micro Motion Elite CMF200M Coriolis Meter, 2 Inch (DN50), 316L Stainless Steel*. Obtenido de <https://www.emerson.com/documents/automation/hoja-de-datos-del-producto-sensor-elite-data-sheet-spanish-micro-motion-es-64388.pdf>
- EMERSON. (2020). *Medidores de flujo ultrasónicos*. Obtenido de [https://www.emerson.com/resource/image/1694768/portrait\\_ratio1x1/207/207/ab5641e187777760c09a3e0624a7273/zp/c006-daniel-usm-3814.jpg](https://www.emerson.com/resource/image/1694768/portrait_ratio1x1/207/207/ab5641e187777760c09a3e0624a7273/zp/c006-daniel-usm-3814.jpg)
- Garcés Realpe, B. E., & Osorio Murillo, J. E. (2014). *Diseño y Construcción para el sistema de medición en el despacho de crudo en la estación Coveñas hacia Puerto Bahía en Cartagena, perteneciente al oleoducto del Caribe*. Bogotá: Universidad Santo Tomás.
- Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (1980). *Refino de petróleo*. Barcelona: REVERTÉ S.A.
- Góngora Pérez, J. P. (2014). *La industria del plástico en México y el mundo. Comercio Exterior Bancomext*, 6.

- International Organization for Standardization (ISO). (04 de 05 de 2020). *International vocabulary of metrology — Basic and general concepts and associated terms (VIM)*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso-iec:guide:99:ed-1:v2:en>
- International Organization for Standardization (ISO). (30 de 04 de 2020). *ISO 10790:2015*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:10790:ed-3:v1:en>
- International Organization for Standardization (ISO). (04 de 05 de 2020). *Sistemas de gestión de la calidad — Fundamentos y vocabulario*. Obtenido de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:9000:ed-4:v1:es>
- Juanicó, L., Gonzáles, A. D., & Gortari, S. (2006). Eficiencia térmica de calefactores a gas de tiro balanceado. *Averma*, 7-25/32.
- Laguna Monroy, I. (2002). La generación de energía eléctrica y el ambiente. *Gaceta Ecológica*, 53-62.
- Laine, J. (2009). Ciento cincuenta años de combustión de hidrocarburos fósiles: las alternativas emergentes. *Ingeniería y Ciencia*, 11-31.
- López Sopena, J. E. (2001). *Manual de Instalaciones de GLP*. Madrid: CEPSA, ELF GAS, S.A.
- Loza Guerrero, D. A. (1999). La Metrología de flujo de líquidos en México. El Marqués, México.
- Loza Guerrero, D. A., & Ríos Carrizalez, E. (2013). Validación del uso de los Medidores de Flujo Másico tipo Coriolis como Patrones de Referencia en Aplicaciones de Transferencia de Custodia. *Met&Flu*, 8, 48-61.
- Makhanda, G., Pwaka, O., & Mafini, C. (2019). Liquid Petroleum Gas Supply Chain Challenges in Rural Medical Facilities in Zimbabwe. *Interdisciplinary Conference on Production, Logistics and Traffic* (págs. 288-301). Springer.
- Manrique Moreno, D. A., & Antolinez Tobo, F. D. (2016). Banco gravimétrico para la calibración de medidores de líquidos. *Met&Flu*, 12, 25-35.
- Ministerio de Minas y Energía (Min Minas). (7 de Marzo de 2016). Resolución N° 40246 de 2016. 36. Colombia. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36932-Resolucion-40246-7Mar2016.pdf>
- Miranda Mora, H. L., & Tocto Maldonado, P. A. (2009). *Implementación de tecnologías para la medición de flujo y su calidad para el transporte de petróleo en el distrito amazónico*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

- Montes De Oca Bautista, F. A. (2018). *Medición de Hidrocarburos, Eslabón Regulatorio en la Cadena de valor de la Industria Petrolera*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Muñoz Cabellero, U. J. (2006). *Aseguramiento metrológico y trazabilidad en la industria del Gas Licuado del Petróleo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Ortiz Afanador, J. M. (2010). El problema del sentido de giro del vórtice en los desagües. *Met&Flu*, 2, 62-70.
- Rayfield, D., Longhurst, J. W., Ramsden, P. S., Dinsdale, J. A., Elliott, R. W., & Conlan, D. E. (1998). The impacts of road transport on air quality in the Greater Manchester region, UK: policies towards a sustainable transport system. *The Environmentalist*, 18, 3-13.
- Real Academia Española (RAE). (23 de Abril de 2020). *Trazabilidad*. Obtenido de <https://dle.rae.es/trazabilidad>
- Rojas A., O. A., Zea Yanza, Y. C., & Campo Guzmán, C. (2014). Sistema de supervisión para el proceso de medición dinámica de hidrocarburos. *12th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology*, (págs. 1-10). Guayaquil.
- Ruiz Romero, J. d. (2019). *Gestión y gerenciamiento de un sistema de medición de flujo de hidrocarburos líquidos*. Villahermosa: CIATEQ.
- Sánchez Albán, R. G. (2010). *Diseño de la automatización de los sistemas de medición estática y dinámica de combustible en el proceso de generación de una central termoeléctrica*. Sangolquí: Escuela Politécnica del Ejército.
- Siemens. (04 de 05 de 2020). *Coriolis flow measurement*. Obtenido de <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/process-instrumentation/flow-measurement/coriolis.html>
- Sierra, C., & Covelli, G. (2014). Trazabilidad en medición dinámica para el sector GLP. *Revista Met&Flu*(9), 36-43.
- Tellez V, A. F., Guzmán Murcia, S., & Casas G, C. C. (2013). *Termoquímica Y combustibles*. Bogotá: Universidad San Buenaventura.
- Universidad Tecnológica de Pereira. (2012). *Estándares de los sistemas de medición en las actividades de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo -GLP*. Pereira.
- Zúñiga Mendoza, B., & Diaz Orduz, L. A. (2014). *Criterios de selección de tecnologías para la implementación de sistemas de medición en los procesos de fiscalización y*

*custodia de hidrocarburos líquidos y gaseosos.* Cartagena: Universidad de San Buenaventura.