

**UNIVERSIDAD MAYOR, REAL Y PONTIFICIA DE
SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA**

VICERRECTORADO

**CENTRO DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA



**SELECCIÓN DE UN MEDIDOR DINÁMICO
PARA OPTIMIZAR LA MEDICIÓN EN LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GAS
LICUADO DE PETROLEO EN LA PLANTA DE POTOSÍ**

**TRABAJO EN OPCIÓN A DIPLOMADO EN TRANSPORTE,
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS**

PAOLA CHIPANA CAIPE

Sucre - Bolivia

2023

CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito previo a la obtención del Diplomado en Transporte, Almacenamiento y Distribución de Hidrocarburos de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de este trabajo un documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

Paola Chipana Caipe

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a:

A Dios por permitirme llegar hasta este momento, por haberme dado vida, salud y fuerza para seguir adelante con mis propósitos, por ser el dador de mis cualidades y bendecir mi camino hacia el éxito.

A mi madre querida del alma por ser la madre mas dedicada, por ser la propulsora de mis sueños y haberme apoyado a lo largo de mi carrera, por sus buenos consejos y por creer en mí.

A mi padre por ser el motor de arranque de mi vida y ser mi ejemplo a seguir.

A mis hermanos por ayudarme y apoyarme durante este largo camino.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por el apoyo, fortaleza en aquellos momentos de dificultad, por darme la sabiduría, por haber guiado mis pasos en todo momento

A mis padres por ser los principales motores de este sueño, por regalarme la vida, por todo el apoyo incondicional porque sé que donde sea que se encuentren estarán para mí, por motivarme constantemente y alcanzar mis anhelos, por apoyarme desde que empecé a estudiar esta carrera y que siempre me han sabido inyectar una moral en mis peores momentos no solo vividos a causa de mis estudios sino como consecuencia de la vida.

A mis hermanos por siempre animarme, por creer en mi capacidad.

RESUMEN

La Planta de Potosí se dedica al almacenamiento y distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y la medición precisa de los tanques de almacenamiento de GLP es esencial para garantizar la eficiencia operativa y la exactitud en la facturación, se ha identificado la necesidad de seleccionar un medidor dinámico que mejore la precisión y confiabilidad de la medición en los tanques de GLP.

El objetivo de este estudio es identificar y seleccionar un medidor dinámico que optimice la medición en los tanques de GLP de la Planta de Potosí. Se busca mejorar la precisión, confiabilidad y eficiencia de la medición, lo que a su vez contribuirá a la toma de decisiones informadas ya la reducción de posibles pérdidas económicas debido a mediciones inexactas.

Para alcanzar el objetivo propuesto, se llevará a cabo una revisión exhaustiva de la literatura técnica sobre medidores dinámicos utilizados en la industria del GLP. Posteriormente, se realizará una matriz de selección. Este análisis se basará en las características del GLP y parámetros de operación. Finalmente, se seleccionará el medidor que mejor se ajuste a las necesidades y requerimientos específicos de la Planta de Potosí. El medidor seleccionado es coriolis CMF 200 micro motion.

Se espera que este estudio proporcione a la Planta de Potosí una base sólida para la selección de un medidor dinámico que optimice la medición en los tanques de GLP. La implementación del medidor seleccionado debería conducir a mejoras significativas en la precisión y confiabilidad de la medición, lo que a su vez redundará en beneficios operativos y económicos para la planta Potosí.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	3
1.3.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.....	3
1.3.3 JUSTIFICACIÓN SOCIAL	4
1.4 METODOLOGÍA	4
1.4.1 ENFOQUE DE INVESTIGACIÓN	4
1.4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN	4
1.4.3 MÉTODOS	4
1.4.4 TÉCNICAS	5
1.4.5 INSTRUMENTOS.....	5
1.5 OBJETIVOS.....	6
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
CAPÍTULO II: DESARROLLO.....	7
2.1 MARCO TEÓRICO	7
2.1.1 Definición de GLP (Gas Licuado de Petróleo)	7
2.1.2 Medición.....	7
2.1.2.1 Importancia de la medición precisa en el almacenamiento de GLP.....	7
2.1.3 Tanques de almacenamiento	7
2.1.4 Medición estática	8
2.1.5 Medición dinámica	9
2.1.5.1 Criterios para seleccionar medidores de flujo	10
2.1.5.2 Tipos de medidores dinámicos.....	11
2.1.5.3 Características generales de los medidores estudiados	17
2.1.6 Precisión.....	21
2.1.6.1 Variables que influyen en la precisión de la medición	21
2.1.7 Error.....	22
2.1.8 Incertidumbre	23
2.1.9 Exactitud.....	23
2.1.10 Linealidad	23
2.1.11 Repetibilidad	23
2.1.12 Reproducibilidad	24
2.1.13 La secuencia de operación básica	24
2.1.13.1 Excitación de los Tubos Vibrantes:	24
2.1.13.2 Introducción del Fluido:.....	24
2.1.13.3 Desplazamiento por Coriolis:.....	24
2.1.13.4 Detección del Desplazamiento:.....	24
2.1.13.5 Conversión a Señal Eléctrica:.....	24

2.1.13.6	Cálculo del Flujo Másico:.....	24
2.1.13.7	Compensación de Variables:.....	24
2.1.13.8	Salida de Datos:.....	25
2.1.14	Instalación	25
2.1.15	Condiciones de instalación y operación	25
2.1.16	Calibración	26
2.1.17	Técnicas de calibración para medidores	26
2.1.18	Factores económicos.....	26
2.2	MARCO CONTEXTUAL.....	26
2.2.1	Ubicación de la planta Potosí	26
2.2.2	Descripción de la Planta Potosí.....	27
2.2.3	Características relacionadas con el proceso de engarrado.....	29
2.2.3.1	Área de tanques de almacenaje de gas licuado de petróleo	29
2.2.3.2	Descripción del proceso de medición de GLP en Planta Potosí	29
2.2.4	Procedimiento del cálculo de volumen de Gas Licuado de Petróleo	30
2.2.4.1	PROCESO DE MEDICIÓN ACTUAL DE GLP EN POTOSÍ	31
2.2.5	Diagnostico.....	34
2.3	INFORMACION Y DATOS OBTENIDOS.....	34
2.3.1	Matriz de selección del medidor dinámico para GLP.....	34
2.3.1.1	Resultados de la valoración de la matriz de selección	36
2.3.1.2	SELECCIÓN DEL MEDIDOR CORIOLIS	36
2.3.2	Teoría de operación.....	37
2.3.2.1	Condiciones de operación: ambientales	37
2.3.2.2	Condiciones de operación: proceso	37
2.3.3	Punto de instalación del medidor dinámico coriolis	39
2.3.4	Cotización del medidor dinámico.....	41
2.4	ANÁLISIS Y DISCUSION.....	43
2.4.1	Análisis de los resultados	43
2.4.2	Discusión.....	43
2.5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44
2.5.1	Conclusiones.....	44
2.5.2	Recomendaciones	45
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	47

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características generales de los medidores	17
Tabla 2 Restricciones impuestas por las condiciones ambientales	18
Tabla 3 Comparación de tecnologías de medición dinámica	18
Tabla 4 Comparación de tecnologías de medición dinámica parte 2	20
Tabla 5 Factores que inciden en la selección de medidores	26
Tabla 6 Volumen de los tanques.....	33
Tabla 7 Parámetros de selección y valoración	34
Tabla 8 Criterio de selección y su ponderación.....	35
Tabla 9 Matriz de selección del medidor dinámico.....	35

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tanques de almacenamiento	8
Figura 2 Medición estática	9
Figura 3 Medición dinámica	10
Figura 4 medidor de desplazamiento positivo	12
Figura 5 MEDIDOR DE TURBINA	14
Figura 6 MEDIDOR ULTRASONICO	15
Figura 7 MEDIDOR CORIOLIS	16
Figura 8 ubicación de la Planta	27
Figura 9 La Planta Potosí con sus tres entidades	27
Figura 10 Tanques atmosféricos y presurizados	28
Figura 11 Tanques de almacenamiento de GLP	29

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Para el desarrollo de esta investigación se realizó la búsqueda de repositorios los cuales contengan información que sirva de aporte para la realización de esta monografía. A continuación, se detallan:

Según los autores Diego Alejandro Silva y Edgar Arnulfo Bohórquez Ordóñez sustentaron en la Universidad Antonio Nariño una investigación titulada **IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA LA CONTABILIZACIÓN VOLUMÉTRICA DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO – GLP**, El objetivo principal es implementar un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica del GLP en la línea de ventas de la Unidad de Materias Primas y Productos de la Refinería de Cartagena. La metodología utilizada fue una investigación descriptiva, 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), la recopilación de la información operacional, instalación eléctrica, calibración del medidor y comparación de datos de medidor estático vs dinámico. Dentro de los principales resultados se determinó que la selección del medidor Coriolis se adaptaron de manera satisfactoria a los requerimientos del sistema, concluyéndose que la inversión realizada en el sistema dinámico resultó considerablemente rentable para la empresa, lo que permitió recomendar la implementación de 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.

Según Juan Víctor Torrez sustentó en la Universidad Mayor de San Andrés el proyecto de grado que lleva de título **Diseño DE INSTALACIÓN Y ADECUACIÓN DE FACILIDADES PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINA ESPEIAL PLUS (GE+) EN LA CIUDAD DE POTOSÍ** el presente proyecto propone el diseño de un sistema integral de medición y mezcla de gasolina especial y etanol anhidro en el interior de un tanque vertical, con la finalidad de permitir la producción de Gasolina Especial Plus. Se hizo el estudio para la selección del sistema de agitación y el más adecuado para el blending entre gasolina base y el etanol anhidro fue el agitador tipo turbina de

hojas planas y seis discos. Concluyendo que el proyecto es técnica y económicamente viable por eso se recomendó elevar a otras instituciones.

Según Ariana Soledad Pinto desarrollo un trabajo dirigido en la Universidad San Francisco Xavier de Chuquisaca el tema titulado **ESTUDIO TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE MEDICION DINAMICA DE FLUJO G.L.P. EN PLANTA QHORA QHORA SUCRE** está orientado a la selección técnica esto con el fin de cuantificar el volumen de Gas Licuado de Petróleo que se transfiere de Y.P.F.B Transporte S.A. al distrito Comercial Chuquisaca. La metodología manejada fue una investigación descriptiva, explicativa, evaluativa como métodos teóricos y de observación. Para optimizar el producto de Gas Licuado de Petróleo (GLP) transferido, almacenado y comercializado en la planta de engarrafado Qhora Qhora, mediante una matriz de selección se verifica que el medidor Coriolis es el que más se adecua para la medición de GLP, bajo las condiciones de operación del poliducto PCS proponiendo a su vez un lugar para su instalación, asimismo se realizó un costo estimado de instalación de 255000Bs.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La medición del Gas Licuado de Petróleo (GLP) desempeña un papel fundamental en la gestión eficiente y segura de este recurso esencial en diversas industrias, pero en la planta de Potosí, se ha observado que la precisión de esta medición puede verse afectada por una serie de factores que influyen en la exactitud de las mediciones es por ello que existe la necesidad de mediciones confiables y precisas en la industria del GLP es crucial para garantizar la seguridad operativa, cumplir con las regulaciones y optimizar los procesos.

Actualmente en los tanques de almacenamiento de gas licuado de petróleo de la planta Potosí la tecnología usada para medir es la medición estática, consta de tres instrumentos de temperatura, presión y porcentaje de nivel. El instrumento de medición de nivel conocido como magnetel presenta dos desventajas la primera es la falta de calibración por su complejidad, segunda tiene limitaciones al medir el nivel de líquido

porque esta mide hasta cierta profundidad y no así hasta el fondo del tanque lo que contribuye a mediciones incorrectas.

También existe los errores sujetos a fallas humanas en el proceso de lectura de datos, sin referir el tiempo dedicado a ello; por lo mencionado anteriormente no se tienen una lectura apropiada; En la Planta Potosí necesita tener datos exactos de la cantidad de Gas Licuado de Petróleo que llega por el poliducto Sucre Potosí.

1.3 JUSTIFICACIÓN

1.3.1 Justificación Técnica

La selección de un medidor dinámico para la medición de los tanques de Gas Licuado de Petróleo (GLP) es fundamental desde el punto de vista técnico. Los medidores dinámicos ofrecen la capacidad de obtener mediciones precisas y en tiempo real del GLP, lo que es esencial para garantizar la seguridad en las operaciones de almacenamiento y distribución. Además, permiten una supervisión continua de los niveles de GLP, lo que facilita la detección temprana de posibles fugas o problemas en los tanques de almacenamiento. La tecnología de medición dinámica puede contribuir significativamente a la optimización de los procesos de almacenamiento y distribución de GLP al proporcionar datos más confiables y oportunos para la toma de decisiones operativas.

1.3.2 Justificación económica

Al seleccionar un medidor dinámico para la medición de GLP tiene el potencial de generar ahorros significativos. La precisión es esencial para evitar pérdidas económicas debidas a mediciones incorrectas que pueden resultar en la sobreventa o subventa de producto. La implementación de medidores dinámicos puede reducir estas pérdidas económicas al mejorar la exactitud de la medición y garantizar una facturación más precisa. Además, al permitir una gestión más eficiente de los niveles de GLP, se pueden optimizar los procesos de reabastecimiento y distribución, lo que a su vez reduce los costos operativos y mejora la rentabilidad en la cadena de suministro de GLP.

1.3.3 Justificación social

Mediante la selección de un medidor dinámico en la medición de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en una Planta de almacenamiento se basa en su impacto positivo en la comunidad y en la sociedad en general ya que la medición precisa con medidores dinámicos contribuirá a prevenir situaciones peligrosas, como sobrecargas en los tanques de almacenamiento de GLP o liberaciones no controladas, garantizando un entorno seguro y se basa en su capacidad para mejorar la seguridad, proteger el medio ambiente, garantizar un suministro continuo y confiable de GLP, a través de la adopción de tecnología no solo beneficie a la planta de almacenamiento sino que también contribuye al bienestar y la seguridad de la sociedad en general.

1.4 METODOLOGÍA

1.4.1 Enfoque de investigación

Esta investigación es un estudio descriptivo de enfoque cuantitativo porque se recolectarán datos sobre los diferentes medidores dinámicos, se realizará un análisis de sus ventajas y desventajas para seleccionar el medidor adecuado.

1.4.2 Tipo de investigación

- **Investigación exploratoria:** Según Sampieri (2010) señala que la investigación exploratoria es fundamental en el proceso de investigación. Destaca su utilidad para definir problemas de investigación, seleccionar métodos apropiados y delimitar la investigación. Proporcionará una comprensión sólida de la situación actual de la planta de almacenamiento que permitirá a identificar áreas críticas que requieren atención estableciendo la necesidad de la investigación.

1.4.3 Métodos

Métodos teóricos

- **Método deductivo.** Sosa (2019) Es el procedimiento de investigación que utiliza un tipo de pensamiento que va desde un razonamiento más general y lógico, basado en leyes o principios, hasta un hecho concreto.

En la presente investigación se aplicará este método para poder construir el marco conceptual, desde sus conceptos generales hasta los particulares con la finalidad de sacar propias conclusiones.

- **Método bibliográfico:** Barrantes (2019) Es el conjunto de técnicas y estrategias que se emplean para localizar, identificar y acceder a aquellos documentos que contienen la información pertinente para la investigación.

En el presente estudio sirvió para poder encontrar bibliografía existente o relacionada a la investigación.

Métodos empíricos

- **Método estadístico:** Según Mejía (2017) este método facilita la obtención, representación e interpretación de la información que se obtendrá sobre los datos de mediciones de GLP.

1.4.4 Técnicas

Técnica documental: Permite la recopilación de información secundaria para enunciar las teorías que sustentan el estudio de los fenómenos y procesos. Incluye el uso de instrumentos definidos según la fuente documental a que hacen referencia. Luego de la recopilación documental, se recurre a un análisis de sus contenidos.

1.4.5 Instrumentos

Hoja de recolección de datos – Según Sampieri (2016) la hoja de recolección de datos es una hoja en la que se recaba información la misma es de construcción propia bajo los datos de interés del investigador. Esta se utilizará para recabar información sobre los datos y estadísticas de mediciones.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Seleccionar un medidor dinámico para optimizar la medición en los tanques de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo en la Planta Potosí.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Describir el estado actual de la medición de Gas Licuado de Petróleo en los tanques de almacenamiento en la planta Potosí.
- Desarrollar la matriz de selección del medidor dinámico considerando aspectos técnicos.
- Establecer una secuencia detallada de operación para el medidor dinámico seleccionado.
- Estimar el costo para la inversión necesaria en la adquisición del medidor dinámico seleccionado.

CAPÍTULO II: DESARROLLO

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 Definición de GLP (Gas Licuado de Petróleo)

Es una mezcla de gases licuados disueltos en el petróleo, se puede decir que el GLP es una mezcla de propano y butano, tiene una gravedad específica de aproximadamente 0.56, es menos denso que el aire. El propano y butano están presentes en el petróleo crudo y el gas natural, aunque una parte se obtiene durante el refinado de petróleo. (REFINACION, s.f.)

2.1.2 Medición

La medición de tanques es la medición de líquidos en grandes tanques de almacenamiento con el fin de cuantificar el volumen y la masa del producto en los tanques. La industria de gas y petróleo generalmente utiliza evaluaciones volumétricas estáticas del contenido del tanque. Esto involucra las mediciones de nivel, temperatura y presión. Existen diferentes maneras de medir el nivel del líquido y otras propiedades del líquido. El método de medición depende del tipo de tanque, el tipo de líquido y la manera en la que se utiliza el tanque. (Emerson, 2021, pág. 12)

2.1.2.1 Importancia de la medición precisa en el almacenamiento de GLP

La medición precisa en el almacenamiento de GLP es crucial para garantizar la seguridad, el cumplimiento normativo, la eficiencia operativa y la gestión financiera adecuada. Además, es esencial para mantener un suministro constante y confiable de GLP a clientes y consumidores. La falta de medición precisa puede dar lugar a riesgos graves y costos significativos, lo como la seguridad pública y el medio ambiente. (Emerson, 2021)

2.1.3 Tanques de almacenamiento

El tanque es un depósito diseñado para almacenar o procesar fluidos generalmente a presión atmosférica o presión internas relativamente bajas. En la industria petrolera, petroquímica y otras industrias son utilizados distintos tipos de recipientes para almacenar una gran variedad de productos como son: crudo y sus derivados, GLP, solventes, etc. (Calle, 2022)

Los tanques de Gas Licuado de Petróleo son de geometría cilíndrica, instalándose en configuración horizontal y con capacidades que varían entre 2.450 litros a 59.400 litros cada

uno. El llenado de estos tanques se efectúa a través de la boca de carga. (Patents, 2023, pág. s.p.).

Figura 1 Tanques de almacenamiento



Fuente: (Fabi.bo, 2023)

2.1.4 Medición estática

La medición estática de hidrocarburos es un proceso de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible las actividades incluidas en el proceso se detallan a continuación: (Calle, 2022)

- El fluido contenido debe encontrarse en condiciones de quietud y/o reposo total.
- Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración vigentes.
- Para la determinación de temperatura se debe utilizar un termómetro con certificado de verificación y calibración vigente.

Figura 2 Medición estática



Fuente: (HIDROCARBUROS, 2023)

2.1.5 Medición dinámica

Según Silva Rincón y Bohórquez Ordóñez (2020) la medición dinámica “utiliza instrumentación para medir flujo masivo o volumétrico en líneas de proceso” (p. 17).

La Medición Dinámica es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea la menor posible, exigiendo con ello una serie de actividades de ingeniería que involucran un entendimiento profundo del proceso a ser medido, después la selección del instrumento de medición, su instalación, la operación, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos. Durante las etapas que componen el proceso de extracción, almacenamiento y distribución de los derivados del petróleo, es preciso realizar mediciones de volumen con requerimientos de exactitud. Además de la medición con exactitud, se requiere que los datos se conozcan en tiempo real y que la operación de medición pueda ser ejecutada por personal con menor especialización y que el riesgo de error sea cada vez más bajo, teniendo en cuenta que la medición exacta del volumen de los hidrocarburos es compleja e implica incertidumbre debido a las variaciones propias de los equipos y a las características propias del producto medido. (Bermúdez Jaimes, 2018, págs. 40-41).

Figura 3 Medición dinámica



Fuente: (HIDROCARBUROS, 2023)

2.1.5.1 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.

- 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. (Silva Rincón & Bohórquez Ordóñez, 2020)

2.1.5.2 Tipos de medidores dinámicos

El API actualmente cubre el uso de cuatro tipos de dispositivos de medición dinámica de flujo. (Sierra)

Medidores de desplazamiento positivo

Un medidor de desplazamiento positivo es aquel dispositivo que mide la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en segmentos volumétricos conocidos, aísla el segmento momentáneamente, y lo regresara después a la corriente de flujo mientras tanto va contando el número de desplazamientos. (Automation, s.f.)

La caja externa es un recipiente a presión que contiene los productos a ser medidos y puede ser de construcción sencilla o doble, con la caja simple, teniendo la caja y las paredes de la cámara de medición como unidad integral Con la construcción de doble caja, la caja externa es separada de la unidad de medición y sirve solo como un recipiente a presión. (Automation, s.f.)

Los medidores de desplazamiento positivo presentan resistencia a la fricción, la cual tiene que ser vencida por el fluido circulante. Para flujos bajos, el flujo no tiene energía cinética suficiente para hacer girar el rotor y la resistencia del mecanismo, por lo que el fluido se desliza lentamente entre los componentes y el error es grande. (Automation, s.f.)

Las ventajas son las siguientes:

- ✓ Buena exactitud y rangeabilidad
- ✓ Componentes móviles sujetos a desgaste
- ✓ Muy buena repetibilidad
- ✓ Mantenimiento requerido regularmente
- ✓ Adecuados para fluidos de alta viscosidad
- ✓ Inconveniente para líquidos sucios, no lubricantes o abrasivos
- ✓ Pueden absorber grandes cambios de viscosidad
- ✓ Caros, particularmente para grandes diámetros
- ✓ Lectura local con opción a transmisión por pulsos

Las limitaciones son:

- Largos y voluminosos para grandes diámetros
- Lectura directa en unidades volumétricas
- Limitada disponibilidad de tamaños
- No requiere suministro eléctrico ni fuente de alimentación
- Refacciones costosas
- Exactitud virtualmente insensible a las condiciones corriente arriba de la tubería.
- Instalación difícil
- Alta resolución
- Amplio rango de flujo
- Alta pérdida en la diferencial

Figura 4 medidor de desplazamiento positivo



FUENTE: (CAUDALIMETROS, 2023)

Medidores de turbina

Un medidor de flujo tipo turbina es aceptado ampliamente como una tecnología probada que es aplicable para medir flujo con una alta exactitud y repetibilidad y consiste de un sensor para detectar la velocidad real de un líquido que fluye por un conducto. La movilidad del líquido ocasiona que el rotor se mueva a una velocidad tangencial proporcional al flujo del volumen. El movimiento del rotor puede ser detectado mecánica, óptica o eléctricamente, registrándose el movimiento del rotor en un sistema lector externo. (Automation, s.f.)

Los medidores para gas y para líquido funcionan bajo el mismo principio. La sección transversal de un medidor de turbina típico para líquidos consta de una longitud de tubería en el centro de la cual hay un rotor de paletas múltiple, montado sobre cojinetes, para que pueda girar con facilidad, y soportado corriente arriba y dispositivo centrado tipo cruceta que, habitualmente, incorpora un enderezador de la vena fluida. (Automation, s.f.).

Las ventajas son:

- ✓ Son utilizados frecuentemente como medidores de flujo maestros debido a su excelente repetibilidad.
- ✓ Rango de flujos de 10:1
- ✓ Versátil, conveniente para operación bajo condiciones severas
- ✓ Amplia disponibilidad de tamaños
- ✓ Alta confiabilidad (con un solo componente móvil utilizado en transferencia de custodia)
- ✓ Respuesta rápida
- ✓ Fácil instalación

Las limitaciones que presenta:

- No convenientes para altas viscosidades
- Pueden dañarse por sobre velocidades y gasificación
- Relativamente caros
- El componente móvil sujeto a desgaste
- Requieren indicación secundaria
- En su instalación es obligatorio utilizar filtros

Figura 5 MEDIDOR DE TURBINA



FUENTE: (EMERSON, 2023)

Medidores ultrasónicos

Los medidores de flujo tipo ultrasónico como su nombre lo indica, miden el flujo por medición de energía u onda ultrasónica en sistemas cerrados. (Automation, s.f.)

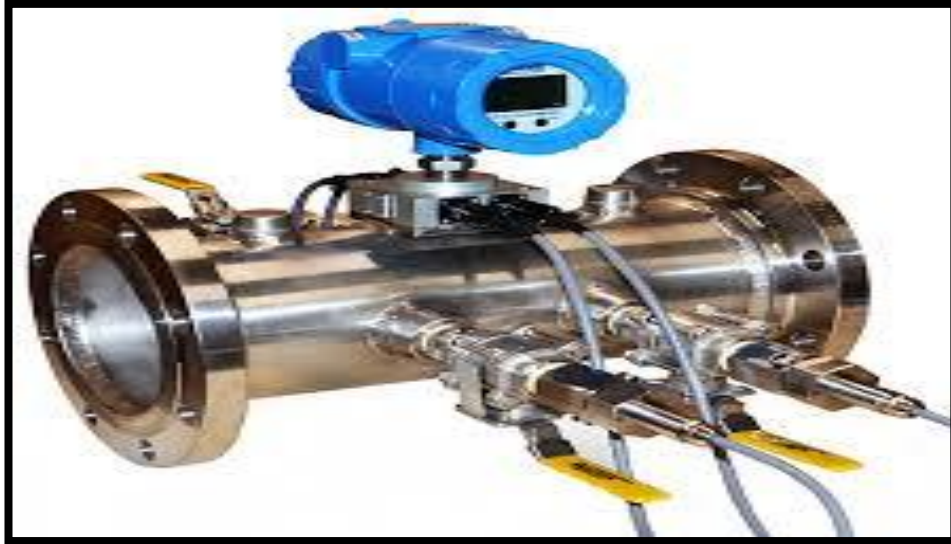
Existen dos tipos:

- ❖ Medidor ultrasónico de tiempo transitorio o por impulsos

El medidor ultrasónico de tiempo transitorio o por impulsos son los más precisos y se utilizan preferentemente con líquidos limpios, aunque algunos permiten medir con cierto contenido de partículas (lodos orgánicos), gas y un % de burbujeo. (Automation, s.f.)

Este método se basa en un hecho físico. Si se imaginan dos canoas atravesando un río sobre una misma línea diagonal, una en el sentido del flujo y la otra en contraflujo, la canoa que se desplaza en el sentido del flujo necesitará menos tiempo en alcanzar su objetivo. (Automation, s.f.)

Figura 6 MEDIDOR ULTRASONICO



FUENTE: (PREMAC.CO, 2023)

❖ Medidor ultrasónico por efecto Doppler

El efecto Doppler puede entenderse fácilmente si se considera el cambio que se produce en la frecuencia cuando un tren se mueve hacia una persona con su bocina sonando, cuando el tren se acerca, el nivel de volumen de la bocina es más alto, ya que las ondas sonoras son más próximas, que si el tren estuviera parado. Cuando el tren se aleja, aumenta el espaciamiento, dando un nivel más bajo. Este cambio aparente de frecuencia se denomina Efecto Doppler y es directamente proporcional a la velocidad relativa entre el objeto móvil, el tren y la persona. (Automation, s.f.)

El medidor de flujo de efecto Doppler utiliza este concepto al proyectar una onda ultrasónica en un ángulo a través de la pared de la tubería en un fluido en movimiento con partículas, por un cristal transmisor. Parte de la energía es reflejada por las burbujas del líquido hacia un cristal receptor. (Automation, s.f.)

✚ Medidores de flujo másico tipo Coriolis

Los medidores de flujo másico, desarrollados en los años 80's, miden la masa directamente utilizando propiedades de la masa, opuestos a aquellos que miden volumen o velocidad. (Automation, s.f.)

Tienen amplia gama de aplicaciones debido a que su medición es independiente del cambio de parámetros del fluido, sin necesidad de recalibrar o compensar los parámetros específicos del fluido. Muchas de las otras tecnologías son afectadas por cambios en la densidad del fluido, viscosidad, presión y/o temperatura.

El medidor Coriolis opera bajo el principio básico de movimiento mecánico. El elemento sensor es un tubo vibrante en el cual se crea y se mide la aceleración Coriolis, soportado sobre un eje de soporte y un eje par.

Figura 7 MEDIDOR CORIOLIS



FUENTE: (redsealmeasurement, 2023)

El fluido en movimiento pasa a través de un tubo de flujo vibrando, y forzando a tomar una aceleración conforme este se mueve hacia el punto del pico de amplitud de vibración. A la inversa, el fluido desacelera conforme se mueve lejos desde el punto pico de amplitud hasta que sale del tubo.

El resultado de fuerzas es una reacción en doble sentido del tubo del flujo durante las condiciones del flujo, mientras este atraviesa cada ciclo de vibraciones. La torsión es censada por bobinas que miden la posición en cada lado del tubo de medición. El medidor Coriolis ha probado ser uno de los medidores disponibles más exactos y si se un medidor "másico donde no es necesaria una conversión, su rendimiento es incomparable. (Automation, s.f.)

2.1.5.3 Características generales de los medidores estudiados

A continuación, se realiza el estudio de los cuatro medidores apropiados para la medición de líquidos en este caso el gas licuado de petróleo es un producto que tienes sus propias características.

Tabla 1 Características generales de los medidores

Tecnología de medición	Líquidos Limpios	Líquidos Sucios	Líquidos corrosivos	Baja conductividad	Alta temperatura	Baja velocidad	Alta viscosidad	No newtonianos	Lodos abrasivos	Lodos fibrosos	gas	vapor	Tubería
Ultrasónicos	NA	MA	CC	MA	NA	CC	CC	CC	CC	CC	NA	NA	NA
Desplazamiento	MA	NA	CC	MA	CC	MA	MA	CC	NA	NA	MA	CC	NA
Turbina	MA	NA	CC	MA	CC	CC	CC	NA	NA	NA	MA	MA	NA
Coriolis	MA	MA	MA	MA	CC	MA	MA	MA	MA	MA	MA	NA	NA

FUENTE: (redsealmeasurement, 2023)

MA= MUY ADECUADO;

CC=APLICABLE BAJO CIERTAS CONDICIONES;

NA =NO ADECUADO

Tabla 2 Restricciones impuestas por las condiciones ambientales

Tipo	Efecto de la temperatura	Versión intrínseca segura	Versión a prueba de agua y explosión	Efectos de campos eléctricos y radio frecuencia inducidos (1)
Ultrasónico	3/4	A	A	4
Desplazamiento positivo	4	A	A	1/3
Turbina	3	A	A	4
Coriolis	1	A	A/NA	4

FUENTE: Criterios de selección de caudalímetros

Donde:

R= Recomendable

NA= No disponible

N= No necesario

#= Depende de la medición

A= Disponible

(1)= 1 es reducido,5 es alto

Tabla 3 Comparación de tecnologías de medición dinámica

PARAMETRO	TIPOS DE MEDIDORES			
	Desplazamiento positivo		Turbina	
	Valor	Referencia	Valor	Referencia
Costos pequeños	3	Mercado	1	Mercado
Costos en grandes	2	Mercado	1	Mercado
Costo instalación	3	Mercado	2	Mercado
Costo de mantenimiento	4	Mercado	3	Mercado
Recuperación de la inversión	3		2	
Tecnología desde	>100 años		1940 ' s	
Tipo de medidor	Directo	API MPMS 5.2	Inferido	API MPMS. 5.3
Rangeabilidad	5-1	Paper 2180	20-1	Paper 2180
Precisión	0.3	Experiencia	0.15 -0.25	Experiencia
Reynolds	No afecta	API MPMS 5.2	>10.000	API MPMS 5.3
Viscosidades	Mejor en > 50 cp	5.1/E&H cap.7	Mejor en <50cp	5.1/E&H cap.7
Mantenimiento	Alto	E&H cap3	Medio	E&H cap.3

Rango de Temperatura, °F	< 480	Mercado	- 150 a 390	Mercado
Rango de precisión,psig	Vibración	Mercado	<5700	Mercado
Fluidos sucios	No	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Diámetro ,in	0.125-16	Mercado	0.1875-24	Mercado
Distancias	No	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Flujos pulsantes	No	E&H cap.3	No	E&H cap.3
Vibración	En algún grado	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Dos fases	No	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Sentido de flujo	Bidireccional	API MPMS 5.2	Unidirec +	API MPMS 5.3
Sólidos en suspensión	No	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Tipo de salida	Lineal	Mercado	Lineal	Mercado
Medición	Volumen	API MPMS 5.2	Volumen	API MPMS 5.3
Medida de densidad	No	Tecnología	No	Tecnología
Acondicionador de flujo	No	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Bajos flujos(<2gal/min)	Si	E&H cap.7	Si	E&H cap.7
Caída de presión	3	E&H cap.10	2	Tecnología
Calibración	Conocida	Experiencia	Conocida	Experiencia
Repetibilidad	0.025	Experiencia	0.05	Experiencia
Partes móviles	Si	Tecnología	Si	Tecnología
Transferencia de custodia	Si	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Ácidos	No	E&H cap.7	No	E&H cap.7
Criogénicos	No	E&H cap.7	Si	E&H cap.7
Orientación	Horizontal	API MPMS 5.2	Horizontal	API MPMS 5.3
Altos flujos(>5280 gal/min)	Revisar	E&H cap.7	Si	E&H cap.7

FUENTE: Measurement optimization and training Services

Tabla 4 Comparación de tecnologías de medición dinámica parte 2

Parámetro	Tipos de medidores			
	Coriolis		ultrasónico	
	valor	Referencia	Valor	Referencia
Costos pequeños	2	Mercado	4	Mercado
Costos en grandes	3	Mercado	4	Mercado
Costo instalación	4	Mercado	1	Mercado
Costo de mantenimiento	2		1	Mercado
Recuperación de la inversión	4		1	
Tecnología desde	1977		1970	
Tipo de medidor	Inferido	API MPMS 5.6	Inferido	API MPMS. 5.8
Rangeabilidad	60-1	Tecnología	20-1	Paper 2180
Precisión	0.15	Experiencia	0.15 -0.25	Experiencia
Reynolds	No afecta	API MPMS 5.2	>10.000	API MPMS 5.3
Viscosidades	No	5.1/E&H cap.7	Mejor en <50cp	5.1/E&H cap.7
Mantenimiento	Medio	E&H cap3	Medio	E&H cap.3
Rango de Temperatura, °F	< 480	Mercado	- 150 a 390	Mercado
Rango de precisión,psig	<1500	Mercado	<5700	Mercado
Fluidos sucios	Si	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Diámetro ,in	0.25-8	Mercado	0.1875-24	Mercado
Distancias	No	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Flujos pulsantes	Si	E&H cap.3	No	E&H cap.3
Vibración	Si	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Dos fases	No	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Sentido de flujo	Bidireccional	API MPMS 5.2	Unidirec +	API MPMS 5.3
Sólidos en suspensión	No	API MPMS 5.2	No	API MPMS 5.3
Tipo de salida	Lineal	Mercado	Lineal	Mercado
Medición	Volumen	API MPMS 5.2	Volumen	API MPMS 5.3
Medida de densidad	No	Tecnología	No	Tecnología
Acondicionador de flujo	No	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Bajos flujos(<2gal/min)	Si	E&H cap.7	Si	E&H cap.7
Caída de presión	3	E&H cap.10	2	Tecnología
Calibración	Conocida	Experiencia	Conocida	Experiencia

Repetibilidad	0.025	Experiencia	0.05	Experiencia
Partes móviles	Si	Tecnología	Si	Tecnología
Transferencia de custodia	Si	API MPMS 5.2	Si	API MPMS 5.3
Ácidos	No	E&H cap.7	No	E&H cap.7
Criogénicos	No	E&H cap.7	Si	E&H cap.7
Orientación	Horizontal	API MPMS 5.6	Horizontal	API MPMS 5.3
Altos flujos(>5280 gal/min)	Revisar	E&H cap.7	Si	E&H cap.7

FUENTE: Measurement optimization and training Services

2.1.6 Precisión

La precisión quiere decir que tanto se repiten los resultados entre sí cuando el dispositivo que se está midiendo no cambia. Una alta precisión es cuando de 10 lecturas que se realizan al mismo equipo, todas coinciden o se aproximan entre sí, pero una baja precisión es cuando las lecturas se encuentran dispersas, pero con poca coincidencia entre sí. (AcMax, 2023, pág. s.p.).

2.1.6.1 Variables que influyen en la precisión de la medición

Según Encinas (2016) la precisión de una medición puede verse afectada por una serie de variables que deben considerarse para garantizar mediciones confiables y exactas, donde las variables pueden variar según el tipo de medición y la tecnología utilizada, pero en términos generales, las variables que influyen en la precisión de la medición incluyen:

- **Calibración:** La falta de calibración adecuada de los instrumentos de medición puede llevar a mediciones inexactas.
- **Exactitud de los Instrumentos:** La precisión de los instrumentos de medición utilizados es crítica.
- **Resolución:** La resolución se refiere a la menor diferencia que un instrumento de medición puede detectar.

- **Reproducibilidad:** La capacidad de repetir mediciones consistentes es esencial para la precisión.
- **Ambiente:** Condiciones ambientales como temperatura, humedad y presión pueden influir en la precisión de la medición.
- **Tiempo:** Algunas mediciones pueden cambiar con el tiempo, donde la demora en la toma de medidas puede resultar en mediciones inexactas.
- **Interferencia:** Las fuentes de interferencia, como campos electromagnéticos, ruido eléctrico u otros dispositivos cercanos, pueden afectar la precisión de la medición.
- **Desgaste y Envejecimiento:** Con el tiempo, los instrumentos de medición pueden desgastarse o envejecer, lo que afecta su precisión.
- **Errores de usuario:** Los errores humanos, como una mala técnica de medición, lecturas incorrectas o manipulación incorrecta de los instrumentos, pueden influir en la precisión.
- **Tolerancias del Fabricante:** Las tolerancias declaradas por el fabricante de un instrumento deben ser consideradas.
- **Variabilidad en las Condiciones de Prueba:** Las condiciones bajo las cuales se realiza la medición, como la temperatura o la humedad, pueden variar y afectar la precisión.
- **Corrección de Datos:** La falta de corrección de los datos para factores como la temperatura, la presión o la humedad puede resultar en mediciones incorrectas.

La consideración y gestión de estas variables son esenciales para lograr mediciones precisas en una variedad de campos, desde la investigación científica y la fabricación hasta el control de procesos.

2.1.7 Error

Toda medición posee un error asociado. El error es la diferencia entre el valor de la medición realizada y el valor verdadero. El valor verdadero es el resultado de una medición perfecta la cual no puede ser realizada. Por tanto, se usa el valor convencionalmente verdadero.

El error total de una medición tiene dos componentes:

- El error sistemático
- El error aleatorio

Errores sistemáticos: son aquellos que causan una desviación ("vías") en la medición que se mantiene constante y siempre sesgada hacia un solo lado (positiva o negativa). Estos errores pueden y deben ser eliminados calibrando los equipos.

Errores aleatorios: son aquellos que causan una variación de la lectura de salida aun cuando los parámetros de entrada no hayan cambiado.

2.1.8 Incertidumbre

Parámetro asociado con el resultado de una medición que caracteriza la dispersión de un valor que podría razonablemente ser atribuido al mesurando. El cálculo de incertidumbre permite determinar un valor que indica la calidad de la medición. Mientras menor sea el número mejor será la medición. Típicamente:

- Mediciones operacionales < 5%
- Mediciones para control <2%
- Transferencia de custodia <1%

A la evaluación de la incertidumbre por medio del análisis estadístico de una serie de observaciones, se denomina Evaluación de la Incertidumbre Tipo A.

La evaluación de la incertidumbre por otros medios que no sean el análisis estadístico de una serie de observaciones se denomina Evaluación de la Incertidumbre Tipo B. Generalmente está basada en especificaciones del fabricante; datos de mediciones anteriores; propiedades de materiales. (Calderon, 2023)

2.1.9 Exactitud

Se refiere a que tan cerca están los valores medidos respecto al valor real de la variable a medir. La exactitud de un resultado es mayor, cuando sean menores sus errores aleatorios y sistemáticos. (Calderon, 2023)

2.1.10 Linealidad

Es la capacidad que posee un equipo de medición para mantener su factor de calibración casi constante para un flujo específico constante (Calderon, 2023).

2.1.11 Repetibilidad

Es el proceso de evaluación de la desviación de un número sucesivo de lecturas repetidas en una medición o determinación directa. La repetibilidad se asocia con la comparación de dos mediciones sucesivas llevadas a cabo con el mismo aparato y por el mismo operador durante un corto intervalo de tiempo. Para obtener una buena repetibilidad es necesario mantener condiciones estáticas o el flujo constante (dinámicas). (Calderon, 2023)

2.1.12 Reproducibilidad

Este término se refiere a la diferencia entre las mediciones hechas por dos operadores diferentes sobre dos instrumentos diferentes (del mismo tipo) en períodos diferentes. (Calderon, 2023)

2.1.13 La secuencia de operación básica

2.1.13.1 Excitación de los Tubos Vibrantes:

La secuencia comienza con la excitación de uno o más tubos vibrantes en el medidor. Estos tubos generalmente están dispuestos en paralelo y se excitan mecánicamente para vibrar a una frecuencia específica.

2.1.13.2 Introducción del Fluido:

El fluido que se va a medir se introduce en los tubos vibrantes. Los tubos pueden estar hechos de materiales resistentes y flexibles.

2.1.13.3 Desplazamiento por Coriolis:

Cuando el fluido fluye a través de los tubos vibrantes, las fuerzas de Coriolis inducidas por el movimiento del fluido provocan un desplazamiento en la posición de los tubos. Este desplazamiento es proporcional a la masa del fluido que fluye a través de ellos.

2.1.13.4 Detección del Desplazamiento:

Sensores colocados en los extremos de los tubos miden el desplazamiento causado por las fuerzas de Coriolis. La diferencia en la fase o amplitud de las vibraciones de los tubos proporciona información sobre la cantidad de desplazamiento.

2.1.13.5 Conversión a Señal Eléctrica:

La información obtenida de los sensores se convierte en una señal eléctrica. Los medidores Coriolis modernos utilizan sistemas electrónicos para procesar esta señal y mejorar la precisión de la medición.

2.1.13.6 Cálculo del Flujo Másico:

Con la información sobre el desplazamiento y la frecuencia de vibración de los tubos, el medidor realiza cálculos para determinar el flujo másico del fluido. La relación entre la masa medida y el tiempo da como resultado el flujo másico.

2.1.13.7 Compensación de Variables:

Algunos medidores Coriolis incorporan sistemas de compensación para tener en cuenta factores como la temperatura, la presión y la densidad del fluido, asegurando mediciones precisas incluso en condiciones variables.

2.1.13.8 Salida de Datos:

Los resultados del cálculo se presentan en la salida del medidor. Puede ser una pantalla digital que muestra el flujo másico instantáneo, acumulado, y en algunos casos, la densidad del fluido. (Bermúdez Jaimes, 2018)

2.1.14 Instalación

Las tensiones y esfuerzos ejercidos sobre el sensor por medio de la tubería pueden generar un efecto sobre el desempeño del medidor, por lo tanto, se debe realizar la verificación de cero cada vez que el medidor sea desmontado y posteriormente instalado. Para la medición de flujo líquido, la orientación de los tubos del sensor debe ser hacia abajo para evitar acumulación de gases/vapores. Los esfuerzos ejercidos por la tubería sobre el medidor pueden averiar el sensor. (S.A.S., 2022)

2.1.15 Condiciones de instalación y operación

Algunas recomendaciones para garantizar su buen funcionamiento son:

- ✚ No requieren de instalación especial, se recomienda sean soportados firmemente de manera que no se transmitan esfuerzos mecánicos de la tubería al medidor y la instalación de una válvula corriente abajo del mismo.
- ✚ Se deben colocar tramos de tubería recta a la entrada y salida del medidor para propiciar mejores condiciones de medición, al igual que sensores de presión y temperatura a la entrada del medidor.
- ✚ Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.
- ✚ Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones de fuentes externas a estos.
- ✚ Se debe hacer inspección visual del montaje mecánico, sellos de conexión y del conducto cada año.
- ✚ Soportar el medidor en o lo más cerca posible de las bridas de conexión, al igual que su correcta alineación.
- ✚ Mantener una contra presión positiva en el medidor para reducir el riesgo de cavitación.
- ✚ Verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses.
- ✚ Verificación de salidas análogas, pulsos y lecturas de densidad cada año.
- ✚ La caja del sensor no puede ser utilizada para soportar otros equipos.
- ✚ Preferiblemente se deben conectar lejos de fuentes de ruido.
- ✚ Evitar instalar el medidor en líneas pandeadas.
- ✚ Colocar válvulas de bloqueo para seguridad. (Bermúdez Jaimes, 2018)

2.1.16 Calibración

Conjunto de operaciones que establecen, en unas condiciones especificadas, la relación que existe entre los valores indicados por un instrumento de medida y los correspondientes valores conocidos de una magnitud física medida a través de patrones. (Bermúdez Jaimes, 2018)

2.1.17 Técnicas de calibración para medidores

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. (Silva Rincón & Bohórquez Ordóñez, 2020)

2.1.18 Factores económicos

Se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5 Factores que inciden en la selección de medidores

<i>Tipo</i>	Costo de instalación	Costo de calibración	Costo de operación	Costo de mantenimiento	Costo de repuestos
<i>Ultrasónico</i>	1	1	1	3	2
<i>D. Positivo</i>	3	5	4	4	5
<i>Turbina</i>	3	4	3	4	4
<i>Coriolis</i>	3	4	4	3	3

Fuente: Criterios de selección,2023

Donde:

1 es bajo y 5 es alto

2.2 MARCO CONTEXTUAL

2.2.1 Ubicación de la planta Potosí

La Planta de Potosí está ubicada en la ciudad de Potosí, provincia Tomas Frías, se encuentra a 4090 m.s.n.m y colinda al norte con la calle Salguero, al sur con la calle Miguel Torres, al este con la calle Highland Players y al oeste con la Rene Moreno.

Figura 8 ubicación de la Planta



FUENTE: (EARTH, 2023)

2.2.2 Descripción de la Planta Potosí

La Planta de Potosí esta operada por tres entidades de YPFB las cuales son: YPFB Logística que se encarga de la distribución a nivel departamental de los hidrocarburos líquidos, YPFB Transporte que supervisa el abastecimiento de combustible para su almacenamiento en la planta; la sección engarrafado, así como el despacho y recepción del GLP se encuentra bajo la supervisión y control del distrito Comercial Potosí.

Figura 9 La Planta Potosí con sus tres entidades



FUENTE: (EARTH, 2023)

La recepción del combustible se realiza mediante el poliducto Sucre-Potosí (PSP) y por cisternas provenientes de las plantas separadoras de líquidos “Gran Chaco – Carlos Villegas” ubicada en Yacuiba y la Planta Vuelta Grande – Ubicada en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.

Los productos refinados que llegan por el poliducto Sucre-Potosí (PSP) son almacenados en los distintos tanques atmosféricos y presurizados que tiene la Planta, para su posterior distribución a las estaciones de servicio y su área de influencia.

Figura 10 Tanques atmosféricos y presurizados



FUENTE: (EARTH, 2023)

La Planta de Potosí cuenta una capacidad de 246 toneladas de almacenaje de GLP y registra una producción diaria de envasado de 63 toneladas que equivale a 6.300 garrafas día. Abastece a las zonas comerciales de Tupiza, Uyuni, Atocha, Villazón y Camargo.

Figura 11 Tanques de almacenamiento de GLP



FUENTE: (NEWS N. , 2023)

2.2.3 Características relacionadas con el proceso de engarrafado

Consta de la siguiente infraestructura:

Área de tanques de almacenaje de Gas Licuado de Petróleo

Área de la planta de engarrafado

Área de oficinas

2.2.3.1 Área de tanques de almacenaje de gas licuado de petróleo

Es un conjunto de instalaciones que está constituido de los siguientes sistemas:

- ✓ Sistema de recepción de GLP
- ✓ Tanques de almacenamiento
- ✓ Sistema de tuberías
- ✓ Equipos de trasvase, odorización y regulación y medición
- ✓ Válvulas de control y salida

Estos sistemas cumplen con las especificaciones técnicas establecidas.

2.2.3.2 Descripción del proceso de medición de GLP en Planta Potosí

Al inicio de cada jornada operativa el asistente operativo de tanques de GLP realiza la medición de nivel porcentual, presión y temperatura de todos los tanques de almacenamiento instalados en la Planta Potosí.

Para calcular el volumen de los tanques horizontales se tienen variables de medición del GLP:

- Presión del fluido en el tanque (psi)
- Temperatura del fluido en el tanque (°F)
- % de llenado del fluido en el tanque (%)

Variables	Tanques de recepción de GLP
Temperatura	7-10° C
Presión	70-80 psi
Nivel de llenado	85%

Con dichas variables y tablas específicas para la altura de la fase líquida de cada uno de los tanques, así como tablas para el factor de corrección de líquido y gas, es como se encuentra el volumen almacenado en cada uno de los tanques horizontales de la planta Potosí.

El porcentaje de llenado de GLP en fase líquida en los tanques está reglamentado en un 85% de su volumen, quedando un 15% para la expansión del GLP en fase gaseosa dentro del tanque por defecto del incremento de la temperatura.

Por esta razón los tanques no deberán llenarse plenamente, caso contrario habrá exceso de presión indeseable que puede poner en riesgo a las instalaciones.

Debido a las variables con las cuales se determina el volumen de Gas Licuado de Petróleo, estas presentan errores al momento de leer los datos o instrumentos de difícil calibración como es el caso del medidor de nivel conocido como magnetel.

2.2.4 Procedimiento del cálculo de volumen de Gas Licuado de Petróleo

Se siguen los siguientes pasos:

Primeramente, el operador de tanques registra los datos de nivel, presión, temperatura y gravedad específica del GLP y temperatura de muestra.

Para determinar la gravedad específica corregida a 60°F está en función de la temperatura y gravedad específica leída de la muestra tomada del tanque.

Con los datos obtenidos se procede a determinar el volumen neto que es volumen real contenido en el tanque de la fase de gaseosa y líquido corregido a 60°F.

Para calcular el volumen líquido se requiere el volumen bruto de líquido que se obtiene de tabla de aforo del tanque en función al nivel del líquido y el factor de líquido se obtiene entrando con temperatura del tanque y gravedad específica corregida a 60°F.

Para calcular el volumen de la fase gaseosa se necesita el volumen bruto de líquido que se obtiene de tabla de aforo del tanque en función al nivel del líquido y el factor de la fase gaseosa está en función de la presión y la temperatura del tanque.

Ya con los resultados del volumen de la fase líquida y el volumen de la fase gaseosa se procede a calcular el volumen neto contenido en el tanque de Gas Licuado de Petróleo. Este valor será el volumen inicial o volumen final según corresponda para determinar el volumen recibido.

Teniendo el volumen inicial y final calculado mediante una diferencia entre estos dos valores se obtiene el volumen recibido en un tanque determinado ya sea por hora, tanque, día

Para que el cálculo se realice en forma rápida se tiene un apoyo de hojas electrónicas en Excel.

2.2.4.1 PROCESO DE MEDICIÓN ACTUAL DE GLP EN POTOSÍ

Cálculo del volumen almacenado en los tanques horizontales

Tanque horizontal # 5 de la Planta Potosí

Con datos de entrada:

Presión:

$$P = 135 \text{ psi}$$

Temperatura:

$$T = 14,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

% de llenado de fase líquida

$$\% = 85\%$$

Gravedad específica del GLP

$$SG = 0,545$$

El cálculo de volumen en los tanques horizontales se realiza a través de la presión, temperatura, porcentaje de llenado y la gravedad específica mediante las siguientes ecuaciones:

$$V^{TB} = V^{LB} + V^{GB} \quad (1)$$

Donde:

V_{TB} = Volumen total bruto

V_{LB} = Volumen liquido bruto

V_{GB} = Volumen gaseoso bruto

Para el 85% de llenado se tiene un volumen bruto de fase liquida de:

$$V_{LB} = 65039 \text{ Lt}$$

Luego:

$$V_{LBC} = F_{CL} * V_{LB} \quad (2)$$

Donde:

V_{LBC} = Volumen liquido total bruto

F_{CL} = factor de correccion fase liquido

V_{LB} = Volumen liquido bruto

El factor de corrección la fase líquida F_{CL} se encuentra mediante (T vs SG):

Para una temperatura de 14,4°C y SG de 0,5378 se tiene:

$$F_{CL} = 1,0027$$

Luego con V_{LB} y F_{CL} en ecuación (2):

$$V_{LBC} = 1,0027 * 65039 \text{ Lt}$$

$$V_{LBC} = 65214,05 \text{ Lt}$$

Para calcular el volumen gaseoso bruto se tiene:

$$V_{GB} = V_{TB} - V_{LB} \quad (3)$$

$$V_{GB} = 76508 \text{ Lt} - 65039 \text{ Lt}$$

$$V_{GB} = 11469 \text{ Lt}$$

Con presión 9,5 kg/cm² y temperatura 14,4°C se tiene el factor de corrección de la fase gaseosa

$$F_{CG} = 0,04531$$

Para calcular el volumen gaseoso total bruto se tiene la ecuación:

$$V_{GBC} = F_{CG} * V_{GB} \quad (3)$$

$$V_{GBC} = 0,04531 * 11469Lt$$

$$V_{GBC} = 519,66Lt$$

Finalmente con V_{LBC} y V_{GBC} se calcula el volumen total V_{TC}

$$V_{TC} = V_{LBC} + V_{GBC}$$

$$V_{TC} = 65214,05 Lt + 519,66Lt$$

$$V_{TC} = 65734 Lt$$

Se muestra la siguiente tabla donde está registrado el volumen de los tanques de la planta de Potosí

Tabla 6 Volumen de los tanques

TANQUE	Altura Prod.	Api Obs	T muestra	T	Api corr	Fc	Volumen (Lt)
1	85	0,545	48	58	0,5378	1,0024	65734
2	85	0,55	50	60	0,5357	1,0057	65147
3	85	0,555	46	60	0,5553	1	65321
4	85	0,566	47	58		1,0058	65734
5	85	0,545	50	58	0,5378	1,0027	65734
6	85	0,55	40	60	0,5357	1	65147
7	85	0,555	42	60	0,5424	1	65321
8	28	0,582	50	55	0,5756	1,0056	23250

Fuente: (Logística, 2023)

2.2.5 Diagnostico

Se concluye que en la Planta de Potosí específicamente en los tanques de almacenamiento de gas licuado de petróleo incluyen la falta de calibración del medidor de nivel, lo que con llevaría mediciones inexactas que a su vez puede resultar en operaciones inseguras. actualmente cuentan con instrumentos de medición estática.

Por el riesgo de tener mediciones inexactas es necesario realizar la selección de un medidor dinámico para mejorar la precisión y confiabilidad en la medición y contribuir significativamente a la optimización de los procesos de almacenamiento y distribución de GLP al proporcionar datos más confiables y oportunos para la toma de decisiones operativas.

2.3 INFORMACION Y DATOS OBTENIDOS

2.3.1 Matriz de selección del medidor dinámico para GLP

Para poder elaborar un plan de selección de un medidor dinámico entre varias tecnologías para medir el Gas Licuado de Petróleo, según revisión del principio de funcionamiento, ventajas y desventajas de cada medidor; se procede a considerar el más adecuado de acuerdo al requerimiento de la Planta de Potosí.

Los parámetros que son considerados para la medición de flujo del Gas Licuado de Petróleo son los siguientes:

Tabla 7 Parámetros de selección y valoración

PARAMETROS	VALORACIÓN	
Líquido limpio	15%	0.15
Líquido criogénico	15%	0.15
Baja conductividad	10%	0.10
Tuberías parcialmente llena	10%	0.10
Efecto de la temperatura	15%	0.15
Precisión	15%	0.15
Repetibilidad	15%	0.15
Costo general	5%	0.05
total	100%	1

Fuente: (Calderon, 2023)

El API actualmente cubre el uso de cuatro tipos de dispositivos de medición dinámica de flujo.

- ✓ Medidores de desplazamiento positivo
- ✓ Medidores de turbina
- ✓ Medidores ultrasónicos
- ✓ Medidores de flujo másico tipo Coriolis

Tabla 8 Criterio de selección y su ponderación

CRITERIO	PONDERACION
Muy desfavorable	1
Desfavorable	2
Regular	3
Favorable	4
Muy favorable	5

Fuente: (Calderon, 2023)

Tabla 9 Matriz de selección del medidor dinámico

PARAMETROS DE EVALUACION	TIPOS DE MEDIDORES							
	D.POSITIVO		TURBINA		ULTRASÓNICO		CORIOLIS	
	POND ERACI ÓN	PARA METR O	POND ERACI ÓN	PARA MET RO	POND ERACI ÓN	PARA METR O	POND ERACI ÓN	PARA METR O
Líquido limpio	5	0.15	5	0.15	1	0.15	5	0.15
	0.75		0.75		0.15		0.75	
Líquido criogénico	1	0.15	5	0.15	5	0.15	5	0.15
	0.15		0.75		0.75		0.75	
Baja conductividad	4	0.10	4	0.10	4	0.10	4	0.10
	0.4		0.4		0.4		0.4	
Tuberías parcialmente llenas	1	0.10	1	0.10	1	0.10	1	0.10
	0.10		0.10		0.10		0.10	
Efecto de la temperatura	2	0.15	3	0.15	5	0.15	4	0.15
	0.3		0.45		0.75		0.6	
Precisión	3	0.15	4	0.15	2	0.15	5	0.15
	0.45		0.6		0.3		0.75	
Repetibilidad	5	0.15	3	0.15	3	0.15	4	0.15
	0.75		0.45		0.45		0.6	
Costo general	4	0.05	5	0.05	3	0.05	3	0.05
	0.2		0.25		0.15		0.15	
TOTAL	3.10		3.75		3.05		4.10	

Fuente: (Calderon, 2023)

2.3.1.1 Resultados de la valoración de la matriz de selección

MEDIDOR DINAMICO	VALORACION
CORIO LIS	4.10
TURBINA	3.75
DESPLAZAMIENTO POSITIVO	3.10
ULTRASÓNICO	3.05

Como se observa en la tabla el medidor seleccionado es el medidor dinámico de flujo Coriolis, como primera opción, seguido por el medidor turbina. Dicha selección fue realizada de acuerdo a las características de los dispositivos para medir el flujo de GLP.

2.3.1.2 SELECCIÓN DEL MEDIDOR CORIO LIS

Para la selección del medidor Coriolis se debe tener en cuenta los siguientes parámetros de trabajo del poliducto PSP

Parámetros	
Caudal de trabajo	174.2kg/min
Presión de trabajo	150Psi
Temperatura de trabajo	20°C
Diámetro de la tubería	3"

Fuente: (Logística, 2023)

El diámetro de la tubería del poliducto en la cual se realizará el montaje del medidor Coriolis es de 3" en caso de utilizar este diámetro los caudales son altos en comparación con el caudal de operación lo que ocasionaría el problema de sobredimensionamiento es por ellos que se sugiere la reducción de diámetro para la contabilización de GLP que llega del poliducto Sucre Potosí

Analizados y considerados los parámetros de trabajo, debido al caudal de trabajo de la Planta Potosí es de 10452 Kg/hr se seleccionó el medidor dinámico de flujo Coriolis CMF200 de la marca micro motion.

2.3.2 Teoría de operación

La masa de un producto es independiente prácticamente no cambia con: Presión, temperatura, viscosidad, tipo de flujo

2.3.2.1 Condiciones de operación: ambientales

➤ **Límites de vibración**

Conforme a IEC 68.2.6, barrido de resistencia, de 5 a 2000 Hz, 50 ciclos de barrido de 1,0 g.

➤ **Límites de temperatura**

Los sensores pueden utilizarse en los rangos de temperatura ambiente y de proceso que se muestran en las gráficas de límites de temperatura. Para fines de selección de las opciones de electrónica, las gráficas de límites de temperatura se deben utilizar solamente como guía general.

En todos los casos, la electrónica no puede funcionar donde la temperatura ambiente sea inferior a -40 °C (-40 °F) o superior a 60 °C (140 °F). Si se usa un sensor donde la temperatura ambiente está fuera del rango permitido para la electrónica, entonces la electrónica debe estar ubicada en un lugar remoto, donde la temperatura ambiente esté dentro del rango permitido, como se indica mediante las áreas sombreadas en las gráficas de límites de temperatura.

Los límites de temperatura podrían estar más restringidos por necesitar aprobaciones para áreas clasificadas.

La opción de electrónica de montaje extendido permite aislar la caja del sensor sin cubrir el transmisor, el procesador central o la caja de conexiones, pero no afecta los valores de temperatura. Al aislar la caja del sensor a temperaturas de proceso elevadas (por encima de 60 °C), asegúrese de que la electrónica no esté encerrada bajo el aislamiento, porque esto puede ocasionar fallo de la electrónica.

Para el sensor CMFS007, la diferencia entre la temperatura del fluido del proceso y la temperatura promedio de la caja debe ser menor de 99 °C (210 °F)

2.3.2.2 Condiciones de operación: proceso

➤ **Efecto de la temperatura del proceso**

Para la medición de caudal másico, el efecto de la temperatura del proceso se define como el cambio en la precisión de caudal del sensor respecto a la especificada debido al cambio en la temperatura del proceso con respecto a la temperatura de calibración. Utilice las herramientas Zero Verification y Smart Meter Verification para corregir los efectos de la temperatura del

proceso.

Para la medición de densidad, el efecto de la temperatura del proceso se define como el cambio en la precisión de densidad respecto a la especificada debido al cambio en la temperatura del proceso con respecto a la temperatura de calibración.

- En todos los modelos, el efecto de la temperatura del proceso en la densidad es de $\pm 0,000015$ g/cm³ ($\pm 0,015$ kg/m³) por °C

de diferencia respecto a la temperatura de calibración.

- En los modelos solicitados con calibración opcional de temperatura, la especificación de densidad es válida entre 0 °C y 60 °C,

y debe considerarse el efecto de la temperatura del proceso al funcionar por encima o debajo de ese intervalo.

➤ **Efecto de la presión de proceso**

El efecto de la presión de proceso se define como el cambio en la precisión de caudal másico y de densidad del sensor respecto a las especificadas debido al cambio en la presión de proceso con respecto a la presión de calibración. Este efecto se puede corregir mediante la entrada dinámica de presión o mediante un factor fijo en el medidor. Consulte la hoja de calibración para ver el coeficiente de compensación de presión del medidor específico. Si no se proporciona el coeficiente de compensación de presión, utilice los valores típicos indicados en la tabla siguiente. Consulte el manual de instalación para la instalación y configuración

Correctas.

➤ **Teoría de medición de flujo tipo Coriolis**

Los medidores de Coriolis operan bajo el principio que, si una partícula dentro de un cuerpo en rotación se mueve en una dirección hacia o fuera del centro de rotación, la partícula genera fuerzas inerciales que actúan sobre el cuerpo. Los medidores de Coriolis crean un movimiento de rotación por vibración de un tubo o tubos que transportan el fluido y la fuerza inercial resultante es proporcional a la rata de flujo másico.

Construcción del medidor

Generalidades

El sistema de medición tipo Coriolis consiste de dos componentes básicos: el sensor de flujo llamado el elemento primario y el transmisor o elemento secundario

El sensor

El sensor de flujo es un arreglo mecánico que consiste de un(os) tubo(s) que vibra(n), un sistema generador de la vibración, unos detectores al igual que la estructura de soportes y la carcasa. Los esfuerzos mecánicos en el sensor son importantes, lo mismo que la selección del material la cual debe asegurar vida por fatiga y corrosión.

Protección del sensor

La protección del sensor se refiere al cercamiento que rodea los tubos que vibran, este protector debe tener el rating de la presión del fluido.

El transmisor

El transmisor es el sistema de control electrónico que proporciona potencia, procesa las señales y genera las salidas para los parámetros de medición, de igual manera corrige por presión y temperatura. El transmisor puede ser remoto o puede estar integrado al sensor.

Los fabricantes calibran cada medidor Coriolis contra un estándar que posea certificación acreditada con trazabilidad. La calibración incluye gas natural, aire, gases inertes y líquidos. Los factores de la calibración determinados por este procedimiento son normalmente gravados en la placa que identifica el medidor. La calibración de un medidor Coriolis es similar a la calibración de cualquier otro medidor de flujo. La calibración consiste en comparar el rendimiento del medidor contra un estándar con trazabilidad. El factor del medidor o factor de calibración se establece durante la calibración en fábrica.

Calibración con líquidos para las aplicaciones de gas natural

En algunos casos, se calibran los medidores de Coriolis con un fluido, como el agua, en lugar de gas natural o aire. Las calibraciones líquidas son típicamente menos costosas que las calibraciones de gas.

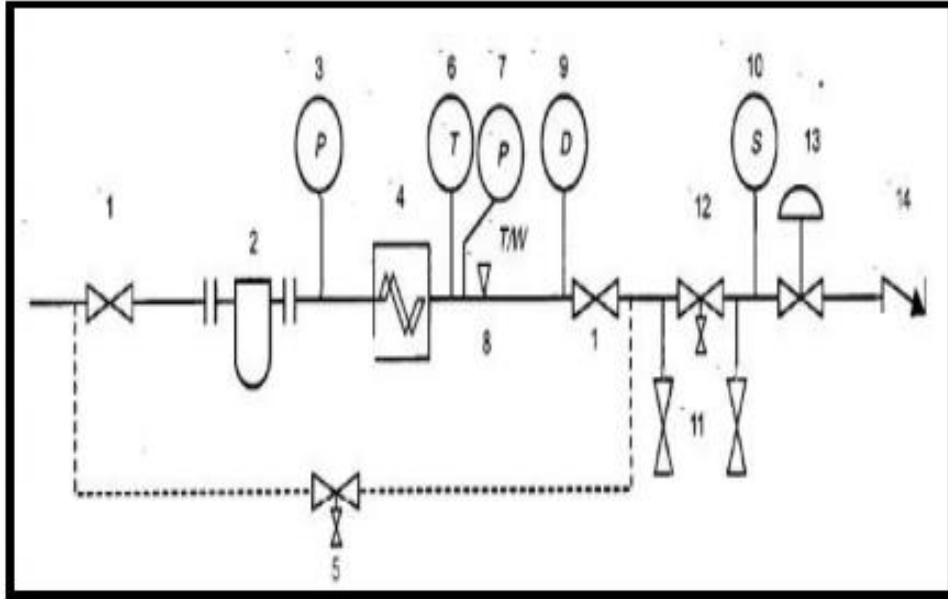
En general los medidores de Coriolis son dispositivos lineales, es decir el factor de la calibración es independiente de la rata de flujo

2.3.3 Punto de instalación del medidor dinámico coriolis

El medidor dinámico coriolis será instalado en el sector de los tanques de almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo específicamente en la línea principal (poliducto PCP) en una ubicación que permita la medición precisa del flujo de GLP, se recomienda que la instalación se realice en una posición que permita un fácil acceso para el mantenimiento y la calibración y que cumpla con las especificaciones del fabricante.

➤ Instalación típica de un medidor coriolis

Según la norma API MPMS 5.6 la instalación típica del medidor coriolis es de la siguiente manera:



Donde:

- 1.- Válvula de bloqueo. Se recomienda su instalación.
- 2.- Filtro / eliminador de aire (opcional), Se recomienda su instalación
- 3.- Dispositivo indicador de presión (opcional). Se recomienda su instalación.
- 4.- Medidor de Coriolis. Será instalado en el sistema de recepción.
- 5.- Medidor de derivación (opcional) con el bloque y la válvula de purga o ciegos. Se recomienda su instalación.
- 6.- Sensor de temperatura. Se recomienda su instalación.
- 7.- Sensor de presión. Se recomienda su instalación.
- 8.- Prueba termométrica (opcional). No es necesaria su instalación.
- 9.- Punto de medición y verificación de la densidad. El medidor Coriolis tiene incluido.
- 10.- Punto de muestreo con sonda manual o muestreo automático (opcional). Se encuentra instalado.
- 11.- Demostración de conexión, con válvulas de bloqueo. Será instalado.

12.- Válvula de bloqueo y purga de aislamiento para probar / puesta a cero, Se recomienda su instalación.

13.- La válvula de control (según sea necesario). Será instalado.

14.- Válvula de retención (según sea necesario). Se recomienda su instalación.

2.3.4 Cotización del medidor dinámico

Para poder cotizar el precio, la empresa brinda todas las características técnicas a continuación se detallan:

1. El medidor a ser adquirido, será acoplado con las condiciones y requerimientos mínimos de la Planta de Potosí con las siguientes condiciones base de trabajo:
 - Presión de trabajo:
 - Caudal de trabajo:
 - Temperatura de trabajo:
 - Diámetro de tubería de alimentación

2. Normas y códigos

En la adquisición también se deberá considerarse las siguientes normas y códigos:

- American Petroleum Institute – Manual of Petroleum Measurement Standards (API – MPMS).
- Norma AGA Nro.11 Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter

3. Descripción detallada de los componentes, pieza y la cantidad

Medidor de Caudal Másico Coriolis, Computador de Flujo, Válvulas de alivio y otros, manómetros, indicador de temperatura, filtro, material eléctrico, Bastidor estructura soporte de tubería y accesorios.

ITEM	DESCRIPCION	N/P	UNIDAD	CANTIDAD	P/uni (Bs)	Total (Bs)
	Servicio de dimensionamiento, provisión, montaje, puesta en marcha y capacitación de medidor másico para GLP 8liquido) en línea de transporte de 3"					
	Accesorios de montaje					
	Soldadura de bridas					
	Montaje de instrumentos					
	Soldadura de línea de venteo					
1	Excavación, cimientos y soporte para el patín		EA	1	69424	69424
	Montaje de computador de flujo					
	Programación de computador de flujo					
	Comisionado y puesta en marcha de los equipos					
	Plan de seguridad y medio ambiente					
	Supervisión de proyectos					
	Plan de calidad					
	Supervisión de la puesta en marcha					
	Registros de conformidad					
	Exigencias de seguridad y calidad					
	Plot plan del área de implementación másico					
2	Provisión de medidor coriolis 2"					
	Provisión de transmisor de flujo					
	Provisión de válvula de control de flujo		EA	1	200576	200576
	Válvulas de patín					
TOTAL						270000

2.4 ANALISIS Y DISCUSION

2.4.1 Análisis de los resultados

En primer lugar, se compararon 4 tipos de medidores dinámicos como ser el medidor de desplazamiento positivo, turbina, ultrasónico y coriolis considerando varios aspectos que son presentados en el marco teórico y anexos.

El resultado de muestra que el medidor seleccionado fue coriolis el más adecuado para la medición de gas licuado de petróleo en los tanques de la Planta Potosí porque cumple con las especificaciones, características y parámetros del poliducto PSP.

Además, se realizó el costo del medidor seleccionado, estos resultados indica que a pesar de ser costos que otros medidores el medidor coriolis resulta en ahorros a largo plazo debido a su menor necesidad de mantenimiento ya que no cuenta con partes móviles y su mayor precisión.

2.4.2 Discusión

En la presente investigación se presentaron tres proyectos de manera internacional nacional y local relacionados con el tema de estudio. El primer proyecto se enfocó en la contabilización volumétrica del gas licuado de Petróleo en una refinería, mientras que el segundo proyecto no estaba tan relacionado al tema, pero se centró en la instalación de facilidades para la comercialización de gasolina especial y el último proyecto en la implementación de un sistema de medición dinámica en planta todos los proyectos comparten el mismo objetivo de seleccionar un medidor dinámico.

Al analizar en detalle el primer proyecto se observa que sus métodos son similares a los utilizados en nuestra investigación lo que refuerza la validez de nuestra investigación. Por otro lado, el segundo proyecto obtuvo resultados similares al momento de seleccionar un medidor lo que se sugiere realizar más estudios respecto a las marcas de medidores para aclarar. Y por último el proyecto tiene métodos y técnicas similares que concuerdan con la selección del medidor ya que dependen del mismo poliducto y mismas características técnicas.

En síntesis, los proyectos analizados aportan una evidencia sólida a favor de nuestro objetivo principal, aunque también señalan la existencia de ciertas limitaciones en nuestra investigación. Por ejemplo, la falta de datos en nuestro cálculo para obtener mejores resultados

a pesar de esas limitaciones creemos que nuestra investigación representa un avance significativo y esperamos que sirva de base para futuros estudios.

2.5 CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

2.5.1 Conclusiones

<p>Describir el estado actual de la medición de Gas Licuado de Petróleo en los tanques de almacenamiento en la planta Potosí.</p>	<p>Actualmente en los tanques de almacenamiento en la Planta de Potosí se pudo verificar que se realiza la medición estática con instrumentos de presión, temperatura y nivel, se pudo determinar que existe una deficiencia principal en el sistema de medición que podría afectar a la precisión y confiabilidad de los datos obtenidos. Esta deficiencia incluye la falta de calibración del instrumento de nivel ya que realizada la entrevista se determina que este instrumento es de difícil calibración y que es complicado encontrar a un especialista en el caso.</p>
<p>Desarrollar la matriz de selección del medidor dinámico considerando aspectos técnicos.</p>	<p>Se ha desarrollado una matriz de selección para el medidor dinámico que toma en cuenta diversos aspectos técnicos y también características técnicas del gas licuado de petróleo tales liquido limpio, liquido criogénico, baja conductividad tuberías parcialmente llena, efecto de la temperatura, precisión, la facilidad de instalación y costo inicial y de operación. Tras evaluar diferentes opciones, se ha determinado que el medidor dinámico más adecuado para las necesidades de la planta es el medidor dinámico de flujo coriolis de la marca micro motion CMF 200.</p>

<p>Establecer una secuencia detallada de operación para el medidor dinámico seleccionado.</p>	<p>Se ha establecido una secuencia detallada de operación para el medidor dinámico seleccionado, la cual incluye los pasos necesarios para su instalación como ser el lugar de instalación de manera que beneficie a todos los tanques de gas licuado de petróleo, se recolecto todas características del medidor para la puesta en marcha, se detalla los requerimientos para el montaje. Esta secuencia de operación garantiza que el medidor funcione de manera óptima y que se obtengan mediciones precisas y confiables.</p>
<p>Estimar el costo para la inversión necesaria en la adquisición del medidor dinámico seleccionado.</p>	<p>Se ha realizado un costo estimado que ha permitido determinar la inversión necesaria en la adquisición del medidor dinámico seleccionado. Dicho análisis incluye el costo de adquisición del medidor, así como los costos asociados con su instalación, puesta en marcha, calibración y entrenamiento del personal. El costo total de adquisición se estima en Bs 270000 el cual se considera justificado debido a los beneficios que se obtendrán en términos de precisión, confiabilidad y eficiencia operativa.</p>

2.5.2 Recomendaciones

Se sugiere que el montaje del medidor dinámico coriolis sea realizado por la empresa que proporcione el medidor con el fin de evitar cualquier desperfecto siguiendo así las recomendaciones del fabricante, también se debe capacitar a todos los operadores sobre su manejo de esa manera se tendrá un correcto uso y lectura del mismo.

También se recomienda con el fin de proteger al medidor dinámico coriolis construir una protección para evitar problemas ambientales ya que en la Planta de Potosí está expuesto al medio ambiente como ser la lluvia, nevada, granizo, radiación solar porque en los últimos años ha ido aumentando.

Se recomienda 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.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abarca, X. (2017). *Metodología de la investigación 5ta.*
- AcMax. (20 de Abril de 2023). *LinkedIn*. Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/qu%C3%A9-es-exactitud-precisi%C3%B3n-y-resoluci%C3%B3n-acmax-de-mexico-s-a-de-c-v>
- Automation, S. t. (s.f.). Obtenido de https://issuu.com/madaseit/docs/instrumentacion_y_calibracion-p2
- Belzu, N. (2020). *Impacto de la temperatura, presión y composición del GLP*. Ouro .
- Bermúdez Jaimes, J. H. (2018). Evaluación técnico-económica para la implementación del sistema de medición dinámica para el balance de fluidos (crudo-agua) entre las estaciones auxiliar, Isla IV e Isla VI del Campo Yarigui-Cantagallo. s.e.
- Brígida Renoldi, A. B. (24 de Octubre de 2023). *Teseopress*. Obtenido de <https://www.teseopress.com/palabrasclavefronteras/chapter/seguridad/#:~:text=La%20seguridad%20puede%20considerarse%20como,Libre%20y%20exento%20de%20riesgo%E2%80%9D>
- Caba, E. (2018). *Ventajas de la medición dinámica en la industria del GLP*. La Paz .
- Calderón Sierra, M., & Calderón Calderón, E. Y. (2018). Análisis ambientales comparativo del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) como Combustible Sustituido del Gas Natural Vehicular (GNV) en Colombia. s.e.
- Calderon, A. S. (2017). ESTUDIO TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE MEDICION DINAMICA DE FLUJO G.L.P. EN PLANTA QHORA QHORA SUCRE. Sucre, Bolivia.
- Calle, J. V. (2022). Diseño de instalación y adecuación de facilidades para la comercialización de gasolina espeial plus (GE+) en la ciudad de Potosí . La Paz, Bolivia .
- Cardenas, F. (24 de Octubre de 2023). *Blog.hubspot.es*. Obtenido de <https://blog.hubspot.es/sales/eficiencia-y-eficacia>
- Casasola, S. (2019). *Factores influyentes en la medicion de tanques de GLP*. Peru.
- Cassimatis, N. (2017). *Teoría de la medición en acción*. Mexico .
- CAUDALIMETROS, B. (24 de 11 de 2023). Obtenido de <https://baldercaudalímetros.com/wp-content/uploads/Medidor-de-desplazamiento-positivo-Modelo-PDM-CM-foto.png>
- Departamento de Planificación y Evaluación Institucional. Universidad San Francisco Xavier de Chuquisaca. (2021). *Directrices Específicas y Operativas de Formulación del POA. Cronograma de Formulación. Objetivos de Gestión Institucionales, Específicos, Catálogo Básico de Indicadores*. Obtenido de <https://usfx.bo/>

Díaz, N. (2014). *Ventajas y desventajas de cada tipo de medidor de medidores estáticos y dinámicos de medición de GLP*. San Salvador .

diplomado, D. d. (2023). Unidad 5 Medidor de flujo.

Dirección de Planificación. Ministerio de Economía y Finanzas Bolivia. (2020). *Formulación del POA*. Obtenido de https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=0CAIQw7AJahcKEwjoiZWz7-7_AhUAAAAAHQAAAAQAw&url=https%3A%2F%2F repositorio.economiayfinanzas.gob.bo%2Fdocumentos%2FDGPLA%2FTutorial%2520de%2520Formulaci%25C3%25B3n%2520del%2520POA_Transcrip

EARTH, G. (25 de NOVIEMBRE de 2023). *GOOGLE EARTH*. Obtenido de GOOGLE EARTH: <https://earth.google.com/web/search/YPFB,+Villa+Imperial+de+Potos%c3%ad,+Potos%c3%ad,+Bolivia/@-19.57743666,-65.76013773,3886.57582431a,419.64244241d,35y,48.99990696h,22.50024713t,Or/data=CigiJgokCRxgDZJgfDPAEYwAaGv5mzPAGaLmGqj-Z1DAISqhdWrJelDAOgMKATA>

Emerson. (2021). La guía del ingeniero para la medición de tanques. s.e.

Emerson. (2021). La guía del ingeniero para la medición de tanques. s.e.

EMERSON. (24 de 11 de 2023). Obtenido de <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.emerson.com%2Fes-es%2Fautomation%2Fmeasurement-instrumentation%2Fflow-measurement%2Fabout-liquid-turbine-flow-meters&psig=AOvVaw2gs5qF42Ov8X3rjzHxRxy2&ust=1701710806115000&source=images&cd=vfe&opi=8997>

Encinas, Y. (2016). *Variables que influyen en la precisión de la medición de GLP*. Quito .

Fabi.bo. (23 de 11 de 2023). Obtenido de <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Ffabi.bo%2Findex.php%2Fgaleria-fotografica%2F27174-yxfb-realizo-inspeccion-integral-y-mantenimiento-de-tanques-de-gas-licuado-de-petroleo-glp-en-la-planta-san-pedro-del-distrito-comercial-de-oruro-3&psig=AOv>

Guerra, M. Á. (2019). *Diseño conceptual de un sistema de medición en línea y control de entregas de gas licuado de una refinería*. Bolívar .

HIDROCARBUROS, A. N. (23 de 11 de 2023). Obtenido de https://www.google.com/imgres?imgurl=https%3A%2F%2Ff.hubspotusercontent00.net%2Fhubfs%2F6311103%2Fequipo_%2Bmedici%25C3%25B3n%2Bdin%25C3%25A1mica.jpg&tbnid=_5ykgSMBRp0_gM&vet=12ahUKEwiSu4zI4_OCAxX5K7kGHfnwA-MQMygUegQIARBz..i&imgrefurl=https%3A%2F%2Fwww.iy

Hycproyectos. (21 de Junio de 2021). *Hycproyectos*. Obtenido de <https://www.hycproyectos.com/que-es-la-optimizacion-de-procesos-en-la->

- Raeburn, A. (1 de Julio de 2023). *Asana*. Obtenido de <https://asana.com/es/resources/accuracy-vs-precision>
- Ramírez Martínez, I. F. (2013). *APUNTES DE METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN. Un Enfoque Crítico*. Sucre: Servicios Gráficos PRISMA - 6465261. Obtenido de https://usfx.bo/Documentos/RepositorioLibros/APUNTES_DE_METODOLOGIA_DE_LA_INV.pdf
- redsealmeasurement. (25 de 11 de 2023). Obtenido de <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.redsealmeasurement.com%2Fes%2Fcategory%2Fmass-flow%2F&psig=AOvVaw1ZNXr-N3tlkLfeJynhjNqD&ust=1701711173231000&source=images&cd=vfe&opi=89978449&ved=0CBEQjRxqFwoTCNDa4J7m84IDFQAAAAAdAAAAABAE>
- REFINACION, Y. (s.f.). *YPFB Refinación*. Obtenido de https://www.ypfbrefinacion.com.bo/include/carburantes_otros.php
- Reyes Martinez, I., Cadena Martínez, L., & De León Vázquez, I. (s.f.). *La importancia del análisis de los estados financieros en la toma de decisiones. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo*. Obtenido de <https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/tlahuelilpan/n4/e2.html>
- Rincón, D. A. (2020). *Implementación de un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica de Gas Licuado del Petróleo - GLP*. Cartagena .
- Rodriguez, M. (2016). *Medidores estáticos vs. medidores dinámicos en tanques de almacenamiento* . Venezuela .
- S.A.S., P. E. (6 de Abril de 2022). *PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA MEDICIÓN DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO – GLP A GRANEL USANDO MEDIDORES MÁSCOS TIPO CORIOLIS*.
- Sampieri. (2016). *Metodología de Investigacion - Enfoques de investigacion* . España.
- Sierra, C. (s.f.). Trazabilidad en Medición Dinámica para el sector GLP. *Tecnología* , 37.
- Silva Rincón, D. A., & Bohórquez Ordóñez, E. A. (2020). *Implementación de un sistema de medición dinámica para la contabilización volumétrica de Gas Licuado del Petróleo - GLP*. s.e.
- Sossa. (2019). *Metodos de investigacion* .

ANEXOS

ANEXO “A” Especificación del Medidores Coriolis

Hoja de datos del producto PS-00448, Rev AM agosto 2021



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 a la aplicación

- 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 el rango más amplio de opciones de comunicación y conectividad

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

ANEXO “B” 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 °C a 25 °C y de 1 barg a 2 barg, instalación con tubos orientados hacia abajo
- Aire y gas natural de 20 °C a 25 °C y de 34 barg a 100 barg, instalación con tubos orientados hacia arriba
- Precisión basada en las normas de calibración líderes de la industria de acuerdo con ISO 17025/IEC 17025
- Un rango de densidad de hasta 5.000 kg/m³ en todos los modelos

Precisión y repetibilidad

Precisión y repetibilidad en líquidos y lodos

Especificación de rendimiento	Opción prémium(1)	Opción estándar
Precisión de caudal másico/volumétrico(2)(3)(4)	$\pm 0,05\%$ del caudal	$\pm 0,10\%$ del caudal
Repetibilidad de caudal másico/volumétrico	0,025% del caudal	0,05% del caudal
Precisión de la densidad(2)(4)	$\pm 0,2$ kg/m ³	$\pm 0,5$ kg/m ³
Repetibilidad de densidad	0,1 kg/m ³	0,2 kg/m ³

(1) No está disponible en todos los modelos.

(2) En aplicaciones criogénicas con temperaturas de proceso inferiores a -100,0 °C, la precisión del caudal másico del líquido es de $\pm 0,35\%$ del caudal, la linealidad del caudal másico es de $\pm 0,05\%$ del caudal y no se aplica la especificación de la precisión de densidad.

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

(4) Las precisiones estándar en densidad y en caudal volumétrico de CMFS007, CMFS010 y CMFS015 son ± 2 kg/m³ y $\pm 0,22\%$ del caudal volumétrico.

Precisión y repetibilidad en gases

Especificación de rendimiento	Modelos estándar
Precisión del caudal másico ⁽¹⁾	±0,25% del caudal
Repetibilidad del caudal másico	0,20% del caudal
Linealidad del caudal másico	±0,05% del caudal hasta el número de Mach 0,2
Precisión con linealización de la calibración de gas ⁽²⁾	±0,1% del caudal tras el ajuste de linealización por tramos (PWL)

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

(2) La calibración de gas en un laboratorio de terceros puede ser gestionada por el cliente tras la entrega del medidor o solicitarse como parte del proceso de elaboración del presupuesto. La especificación de la calibración de gas y de la linealización definida a trozos (PWL) refleja resultados linealizados AS-LEFT relativos a los estándares de referencia del laboratorio de gas. Los resultados reales pueden variar en función de la incertidumbre y de la estabilidad de los estándares de referencia de laboratorio.

Precisión y repetibilidad en temperatura

Especificación de rendimiento	Modelos estándar
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 temperatura	0,2 °C
Compensación de temperatura ambiente ⁽¹⁾	Clase BS1904, DIN 43760 clase B (±0,30 + 0,005 x T °C), 3 sensores de caja

(1) No está disponible en todos los modelos.





ANEXO “C” Caudales de líquido

Caudal nominal

Micro Motion usa el término caudal nominal. El caudal nominal es el caudal al cual el agua en condiciones de referencia ocasiona una caída de presión de aproximadamente 1 barg en el medidor

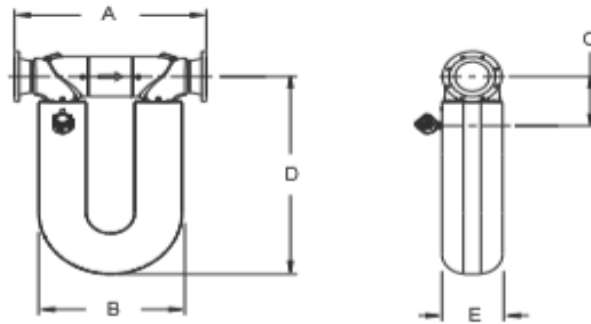
0

Caudales máxicos para modelos de acero inoxidable: 304L (L), 316L (M/A) y Super Duplex (Y)

Tipo	Modelo	Tamaño nominal de tubería		Caudal nominal		Caudal máximo	
		pulg	mm	lb/min	kg/h	lb/min	kg/h
	CMFS007M	0,08	DN1	1,28	35,0	1,50	40,9
	CMFS010M	0,1	DN2	3,56	97,0	4,03	110
	CMFS015M	0,17	DN3	11,4	310	12,1	330
	CMFS025M	0,25	DN6	41	1116	77,0	2100
	CMFS040M	0,38	DN10	85,0	2320	170	4640
	CMFS050M	0,5	DN15	133	3614	250	6820
	CMFS075M	0,75	DN20	230	6270	460	12 500
	CMFS100M	1	DN25	534	14 524	950	25 900
	CMFS150M	1,5	DN40	990	27 000	1980	54 000
		CMF010M/L	0,1	DN2	3,43	93,5	3,96
CMF025M/L		0,25	DN6	48,0	1310	79,9	2180
CMF050M/L		0,5	DN15	151	4121	249	6800
CMF100M/L		1	DN25	602	16 372	997	27 200
	CMF200M/L/A	2	DN50	1760	47 900	3190	87 100
	CMF300M/L/A	3	DN80	6017	163 755	9970	272 000
	CMF350M/A	4	DN100	10 837	294 931	15 000	409 000
	CMF400M/A	De 4 a 6	DN100- DN150	15 255	415 179	20 000	545 000
	CMFHC2M/Y	De 6 a 8	DN150- DN200	33 224	904 211	54 000	1 470 000
	CMFHC3M/Y	De 8 a 10	DN200- DN250	58 949	1 604 333	94 000	2 550 000
	CMFHC4M	De 10 a 14	DN250- DN350	87 799	2 389 527	120 000	3 266 000

ANEXO “E” DIMENSIONES

Ejemplo de dimensiones para CMF200 a CMFHC4



Modelo	Dim. A ASME B 16.5 CL 150	Dim. B	Dim. C	Dim. D	Dim. E
CMF200M	582 mm	498,1 mm	175 mm	726 mm	145 mm
CMF300M	856 mm	767 mm	236 mm	975 mm	208 mm
CMF350M	945 mm	719 mm	310 mm	833 mm	211 mm
CMF400M	1.021 mm	833 mm	315 mm	968 mm	274 mm
CMFHC 2M	1.087 mm	838 mm	312,9 mm	1.234 mm	325 mm
CMFHC 3M	1.110 mm	838 mm	335 mm	1.349 mm	356 mm
CMFHC 4M	1.214 mm	838 mm	358 mm	1.664 mm	452 mm