

**PRÁCTICA EMPRESARIAL DE INGENIERÍA MECÁNICA EN LA CORPORACIÓN  
CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS**

Edinson Leonardo Prada Rangel  
240219

Universidad Pontificia Bolivariana  
Escuela De Ingenierías  
Facultad De Ingeniería Mecánica  
Bucaramanga, Santander  
2020

**PRÁCTICA EMPRESARIAL DE INGENIERÍA MECÁNICA EN LA CORPORACIÓN  
CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS**

Edinson Leonardo Prada Rangel  
240219

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de:  
**INGENIERO MECÁNICO**

Director de la Practica  
Sergio Andrés Gómez

Universidad Pontificia Bolivariana – Seccional Bucaramanga  
Escuela de Ingeniería  
Bucaramanga  
2020

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

Presidente del jurado

---

Jurado calificador

---

Jurado Calificador

## Contenido

Introducción .....	12
Capítulo 1 Generalidades de la Empresa .....	13
1.1 Nombre de la empresa .....	13
1.2 Actividad económica .....	13
1.3 Productos y servicios .....	13
1.4 Número de empleados .....	14
1.5 Estructura organizacional .....	15
1.6 Teléfono .....	15
1.7 Dirección .....	15
1.8 Reseña Histórica .....	16
1.9 Descripción del área específica de trabajo .....	17
1.10 Nombre y cargo del supervisor técnico .....	17
Capítulo 2 Diagnóstico de la Empresa .....	18
Capítulo 3 Delimitación del problema – Alcance .....	19
Capítulo 4 Antecedentes .....	20
Capítulo 5 Justificación .....	21
Capítulo 6 Objetivos .....	22
6.1 Objetivo general .....	22
6.2 Objetivos específicos .....	22
Capítulo 7 Marco Teórico .....	23
7.1 Densidad .....	23
7.2 Densidad relativa .....	23
7.3 Gravedad API .....	23
7.4 Medición .....	24
7.5 Valor medido de una magnitud .....	24
7.6 Incertidumbre de medición .....	25
7.7 Nivel de confianza .....	25
7.8 Valor verdadero de una magnitud .....	25
7.9 Precisión .....	25
7.10 Exactitud .....	25

7.11 Repetibilidad .....	26
7.12 Reproducibilidad.....	26
7.13 Calibración .....	26
7.14 Métodos de medición de densidad .....	26
7.14.1 Hidrómetro .....	26
7.14.2 Picnómetro.....	27
7.14.3 Picnómetro de presión o de flujo continuo .....	28
7.14.4 Densímetro digital.....	29
7.14.5 Balanza hidrostática .....	30
7.14.6 Densímetro de tubo vibrante u oscilatorio .....	31
7.14.7 Densímetro tipo horquilla.....	33
7.14.8 Densímetro oscilatorio tipo Coriolis .....	34
7.14.9 Densímetros basados en radiación .....	34
7.14.10 Densímetro de fuerza flotante .....	36
Capítulo 8 Metodología.....	37
8.1 Identificación de requerimientos .....	37
8.1.1 Calibración en laboratorio.....	37
8.1.2 Calibración en sitio .....	38
8.2 Planteamiento de alternativas de calibración .....	39
8.2.1 Calibración del densímetro de proceso con fluidos de referencia .....	39
8.2.2 Densímetro de laboratorio como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo con fluidos de referencia .....	39
8.2.3 Picnómetro de presión como patrón de trabajo y recertificación del patrón de trabajo por parte del fabricante.....	40
8.2.4 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo en laboratorio acreditado.....	40
8.2.5 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración del patrón de trabajo con fluidos de referencia .....	40
8.2.6 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo con picnómetro de presión.....	40
8.2.7 Densímetro de proceso como patrón de trabajo, densímetro de proceso como patrón de referencia y calibración de patrón de referencia en laboratorio acreditado .....	41
8.2.8 Método seleccionado .....	41
8.3 Selección del patrón de trabajo .....	41

8.4 Definición del modelo matemático .....	42
8.4.1 Patrón de trabajo.....	42
8.4.2 Calibración en sitio .....	43
8.5 Error de medición .....	44
8.6 Estimación de incertidumbre .....	44
8.7 Banco de calibración en laboratorio.....	50
8.7.1 Esquema general del banco .....	52
8.7.2 Selección de elementos.....	52
8.8 Banco de calibración en sitio.....	64
8.9 Análisis Financiero .....	65
8.9.1 Inversión inicial.....	65
8.9.2 Costos operacionales.....	66
8.9.3 Costos de gestión .....	67
8.9.4 Ingresos por servicios .....	67
8.9.5 Valor presente neto .....	67
8.9.6 Tasa interna de retorno.....	68
8.10 Actividades adicionales.....	69
Capítulo 9 Conclusiones.....	73
Capítulo 10 Recomendaciones .....	74
Capítulo 11 Referencias .....	75
Capítulo 12 Anexos .....	77
12.1 Anexo 1 Proceso de calibración de densímetros en laboratorio.....	77
12.2 Anexo 2 Proceso de calibración de densímetros en sitio.....	79

## Lista de tablas

Tabla 1	Densímetros disponibles comercialmente .....	41
Tabla 2	Especificaciones de rendimiento del densímetro MM CDM100P .....	46
Tabla 3	Valores usados para el ejemplo de estimación de incertidumbre .....	48
Tabla 4	Inversión inicial.....	66
Tabla 5	Costo personal operativo.....	66
Tabla 6	Valor presente neto .....	69

## Lista de figuras

Figura 1 Estructura organizacional.....	15
Figura 2 Hidrómetro .....	27
Figura 3 Picnómetro.....	28
Figura 4 Picnómetro de presión .....	29
Figura 5 Medidor de densidad digital .....	30
Figura 6 Balanza hidrostática.....	31
Figura 7 Densímetro de tubo vibrante u oscilatorio .....	31
Figura 8 Densímetro tipo horquilla .....	33
Figura 9 Densímetro oscilatorio tipo Coriolis .....	34
Figura 10 Disposición de emisor y recetor de densímetro de radiación.....	35
Figura 11 Densímetro de fuerza flotante .....	36
Figura 12 Esquema del banco de calibración en laboratorio .....	52
Figura 13 Esquema para simulacion sin acumulador .....	55
Figura 14 Valores usados para la calibración.....	55
Figura 15 Grafica Presión Vs. Tiempo sin acumulador.....	56
Figura 16 Esquema para simulación con acumulador .....	57
Figura 17 Valores usados para el acumulador .....	57
Figura 18 Grafica Presión Vs. Tiempo con acumulador .....	58
Figura 19 Grafica Caudal Vs. Tiempo sin acumulador .....	59
Figura 20 Grafica Caudal Vs. Tiempo con acumulador .....	59



Figura 21 Fuerzas de modelo estático tubería superior .....	62
Figura 22 Fuerzas de modelo estático tubería inferior izquierda .....	62
Figura 23 Fuerzas de modelo estático tubería inferior derecha .....	63
Figura 24 Análisis de tensión von Mises .....	63
Figura 25 Banco de calibración en laboratorio .....	64
Figura 26 Banco de calibración en sitio.....	65
Figura 27 Sistema de medición de gas original .....	70
Figura 28 Sistema de medición de gas modificado .....	71
Figura 29 Plano del sistema de medición de gas modificado .....	72

## **RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO**

**TITULO:** PRÁCTICA EMPRESARIAL DE INGENIERÍA MECÁNICA EN LA CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS

**AUTOR(ES):** EDINSON LEONARDO PRADA RANGEL

**PROGRAMA:** Facultad de Ingeniería Mecánica

**DIRECTOR(A):** SERGIO ANDRÉS GÓMEZ SÚAREZ

### **RESUMEN**

En este documento se presentan diferentes métodos de medición de densidad en líquidos para determinar una solución viable para la calibración de densímetros usados en la industria del petróleo, esta selección se realiza de acuerdo con los estándares aplicables y considerando las características metrológicas de cada método. Una vez seleccionado se define el modelo matemático y se establecen los detalles y requerimientos para la calibración. Procediendo a estimar los requisitos de medición basados en una estimación de incertidumbre, y a realizar y probar los diseños necesarios. Finalmente, se lleva a cabo un análisis de viabilidad económica a través conjuntamente del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

### **PALABRAS CLAVE:**

Calibración, Densidad, Incertidumbre, Medición.

**V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## **GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE**

**TITLE:** PROFESSIONAL PRACTICE OF MECHANICAL ENGINEERING IN THE CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS.

**AUTHOR(S):** EDINSON LEONARDO PRADA RANGEL

**FACULTY:** Facultad de Ingeniería Mecánica

**DIRECTOR:** SERGIO ANDRÉS GÓMEZ SÚAREZ

### **ABSTRACT**

In this document are presented different methods of liquid density measurement in order to determine a viable solution for the calibration of densitometers used in the oil industry, this selection is made according to the applicable standards and the metrological characteristics of each method. Once selected a mathematical model is defined and the details and requirements of the method selected are established, proceeding to estimate the measurement requisites based on an uncertainty estimation and to make and test the designs necessary. Finally, an economic feasibility analysis is carried out jointly through the net present value (NPV) and the internal rate of return (IRR).

### **KEYWORDS:**

Calibration, Density, Measurement, Uncertainty.

**V° B° DIRECTOR OF GRADUATE WORK**

## Introducción

La calibración de medidores de densidad usados en línea en la industria del petróleo es de gran importancia debido a que la densidad del crudo y sus derivados tiene varias aplicaciones de alta relevancia, entre ellas se encuentra su clasificación, la determinación de su calidad, aplicaciones importantes para la establecer el valor comercial de estos, y el cálculo de cantidades en procesos como la extracción, el transporte y la transferencia de custodia. Un medidor de densidad con un error de medición aparentemente despreciable puede resultar en la pérdida de elevadas cantidades de dinero a largo plazo. Se busca encontrar una solución de calibración que cumpla con los requerimientos técnicos dados por los estándares de la industria, las características metrológicas necesarias, y que además sea competitivo económicamente.

Como paso inicial se estudian los diferentes métodos de medición de densidad, tanto en laboratorio como en línea para determinar cuál de estos es más apropiado para realizar una comparación entre este y el medidor a calibrar, también se presentan las diferentes alternativas planteadas para realizar la calibración. Una vez definido el proceso de calibración se definen los requerimientos de este. Se buscan los elementos necesarios para cumplir con las necesidades y se procede a realizar el diseño.

Ya definido todos los aspectos de la calibración se realiza un análisis de viabilidad basado en el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) teniendo en cuenta los valores de adquisición de equipos y materiales, construcción, costos operativos, las ganancias anuales estimadas, entre otros.

## Capítulo 1 Generalidades de la Empresa

A continuación, se relacionan las generalidades de la empresa.

### 1.1 Nombre de la empresa

Corporación centro de desarrollo tecnológico del gas.

### 1.2 Actividad económica

Investigaciones y desarrollo experimental en el campo de las ciencias naturales y la ingeniería.

### 1.3 Productos y servicios

- Metrología física:
  - Volumen y flujo de gases y líquidos
  - Presión
  - Temperatura
  - Señales eléctricas
  - Velocidad de aire
  - Analizadores de gases de chimenea
  - Calibración de masas y balanzas
  
- Metrología química:
  - Composición de gas natural por cromatografía (C10+)
  - Calibración de medidores de CO y CH<sub>4</sub> para inspecciones residenciales
  - Muestreo de gases combustibles
  - Calibración de medidores de humedad
  - Medición de contenido de humedad en gas natural
  - Medición de contenido de H<sub>2</sub>S en gas natural
  
- Laboratorio de ensayos
  - Pruebas hidrostáticas
  - Equipos y accesorios
  - Fraudes de medición

- Soluciones tecnológicas
  - Suministro e integración
  - Consultorías
  - Asistencia técnica
  - Verificación y estimación de incertidumbre
  
- Capacitaciones
  
- Organismo de inspección:
  - Transporte
  - Analizador de contaminantes
  
- Desarrollo de software
  
- Responsabilidad ambiental:
  - Detección de emisiones fugitivas
  - Inventario y reporte de emisión de gases de invernadero

#### **1.4 Número de empleados**

62

## 1.5 Estructura organizacional

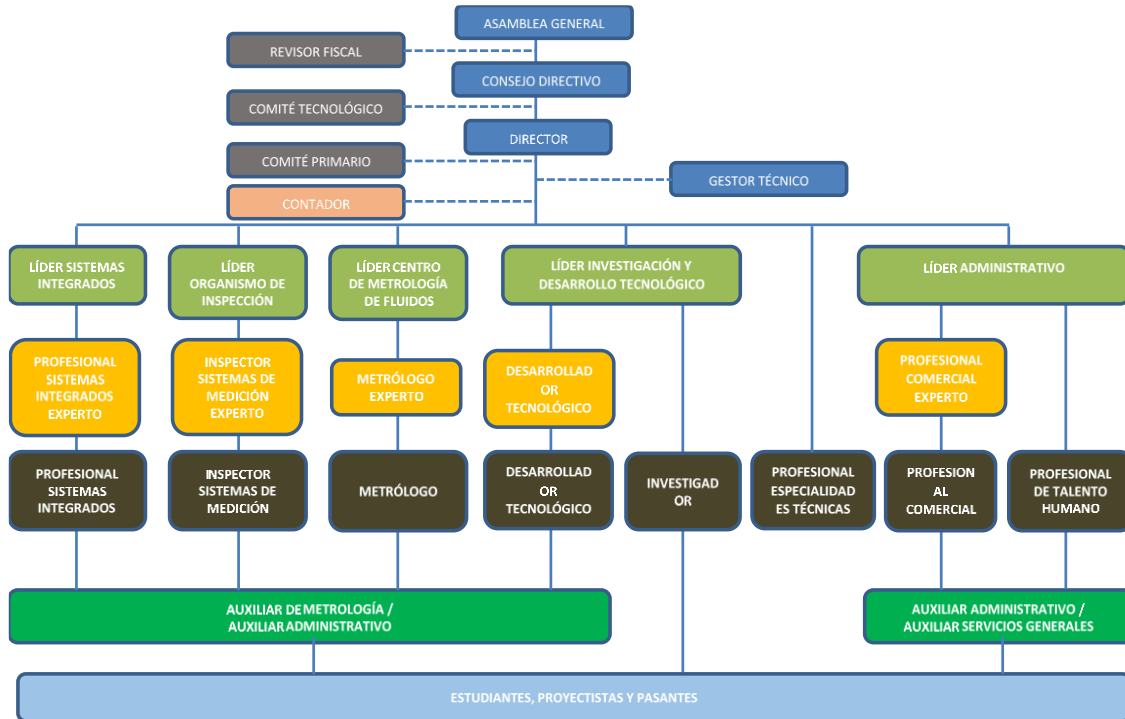


Figura 1 Estructura organizacional. Fuente: Corporación CDT de Gas, 2019

## 1.6 Teléfono

- **Sede Administrativa (Bucaramanga)**  
(57) (7) 6915244 / 6313247
- **Laboratorios (Piedecuesta)**  
(57) (7) 6543800 / 6542266 - (57) 310 5501140

## 1.7 Dirección

- **Sede Administrativa (Bucaramanga)**  
Carrera 23 # 106-08  
Barrio Provenza, Bucaramanga
- **Laboratorios (Piedecuesta)**  
Parque Tecnológico UIS Guatiguará  
Km 2 vía Refugio, Piedecuesta

## 1.8 Reseña Histórica

La Corporación CDT de Gas fue constituida en diciembre de 1999 por iniciativa del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander (UIS), con la intención de consolidar un ente independiente, imparcial y competente que sirviera de apoyo científico-tecnológico al creciente sector gas en Colombia. En los siguientes años se vincularon como asociados otras tres entidades: el ICONTEC, el SENA, y la Corporación para la Investigación y Desarrollo de Asfaltos (Corasfaltos). Actualmente estas cinco entidades conforman la Asamblea General del Centro.

La historia de la Corporación CDT de Gas puede considerarse conformada por cuatro etapas:

1. Entre 2000 y 2006, el enfoque del CDT de Gas fue consolidar una masa crítica de profesionales para brindar soporte técnico en evaluación de la conformidad de los equipos y accesorios, en el marco del plan de masificación del gas natural. El principal impacto se dio en la contribución en la seguridad en el uso final del gas natural, y en el acondicionamiento de la infraestructura inicial para brindar trazabilidad a la medición de bajos y medios volúmenes y caudales de gas en Colombia.
2. Entre 2007 y 2009, se realizó el desarrollo, validación y puesta en marcha, con el apoyo de Colciencias y de aliados internacionales, de la infraestructura metrológica que hoy permite brindar trazabilidad a las mediciones de volumen de gas en Colombia. Esta infraestructura para medición de cantidad de gas es una de las más completas de Latinoamérica. Se logró igualmente consolidar el "Organismo de Inspección", basado en los lineamientos de la norma ISO 17020, y posteriormente crear y consolidar el Área de Ingeniería de la Corporación CDT de Gas para el diseño y optimización de sistemas de medición de gas natural requeridos en los gasoductos colombianos.
3. Entre 2010 y 2013, el CDT de Gas obtuvo la Acreditación ISO 17025 de los Laboratorios (integrados en el Centro de Metrología de Fluidos) por parte del ONAC, y se avanzó en dos importantes procesos de transferencia de conocimiento: 1) el evento académico denominado "Jornada Técnica Internacional de Medición de Flujo de Fluidos", que en 2011 llegó a su sexta edición; y 2) la Revista de divulgación MET&FLU (ISSN 2145-5716) editada por



el CDT de Gas y de publicación semestral. Durante este periodo igualmente se obtuvo la Acreditación ISO/IEC 17020 del Organismo de Inspección de sistemas de medición de gas, primero en su género acreditado en Colombia.

4. Entre 2014 y 2018, se ha mantenido la infraestructura metrológica requerida para brindar trazabilidad a las mediciones de volumen y caudal de gas, y se continúa con el proceso de diseño, construcción, validación y puesta en marcha de nuevos laboratorios para atender necesidades del sector Oil&Gas, y de mediciones relacionadas con calidad de aire y emisiones. Estas nuevas magnitudes son: (1) velocidad de Aire, (2) concentración de gases en aire, (3) medidores de caudal de líquidos en laboratorio y (4) en campo; y (5) medidores de caudal de gases en campo. Así mismo, se ha fortalecido el Grupo de Investigación en Fluidos y Energía (reconocido y clasificado por Colciencias), mediante la vinculación de estudiantes de pregrado a su Semillero de Investigación, la orientación de Jóvenes Investigadores, y la formación en maestría de algunos integrantes. Por otra parte, durante este período el CDT de Gas ha ampliado su presencia internacional mediante la participación en eventos, la prestación de servicios tecnológicos, proyectos de desarrollo tecnológico y oferta de formación especializada en países como Perú y Ecuador. [Fuente: CDT de Gas]

## **1.9 Descripción del área específica de trabajo**

Calidad de hidrocarburos líquidos

### **1.10 Nombre y cargo del supervisor técnico**

Jose Augusto Fuentes Osorio – Gestor técnico.

## Capítulo 2 Diagnóstico de la Empresa

La corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del gas cuenta con 20 años de experiencia en la prestación de servicios en la industria del gas, utilizando la investigación aplicada y la constante formación del personal para brindar soluciones a la industria en Colombia y los países andinos.

El CDT del gas ha tenido como enfoque principal el sector del gas, sin embargo, los desarrollos y competencias institucionales se han puesto a disposición del país, cubriendo sectores como la producción, refinación, procesamiento, transporte y distribución de gas e hidrocarburos, el sector vehicular, el gas licuado del petróleo, entre otros.

Como parte del proceso de expansión de su catálogo de servicios, el CDT de gas ha lanzado diferentes proyectos en diferentes áreas, una de ellas es la calidad de los hidrocarburos líquidos, donde se ve la necesidad de generar nuevos métodos que faciliten la calibración de densímetros de proceso usados por las empresas extractoras y transportadoras de petróleo para su fiscalización y clasificación.

### **Capítulo 3 Delimitación del problema – Alcance**

Esta práctica profesional estará centrada en la determinación de la viabilidad técnica y económica de un método de calibración de densímetros de proceso utilizados en la industria del petróleo, para el crudo y sus derivados, así como el proceso de selección del método más adecuado, teniendo en cuenta diferentes factores como, los tipos de densímetro, la incertidumbre, los costos de implementación, las características de instalación, los tiempos de prueba, las ventajas y desventajas operativas, el alcance de operación entre otros.

Incluye el diseño del método, la ingeniería básica e ingeniería de detalle de este, y un análisis de costos.

En la actualidad los densímetros de proceso tienen que ser enviados para calibración a laboratorios en países como Inglaterra, Alemania e Italia, debido a la falta de laboratorios acreditados para realizar dichas calibraciones en Colombia y demás países de la región, haciendo que los densímetros estén fuera de servicio por largos periodos de tiempo, que pueden durar semanas, y genera sobrecostos. Teniendo en cuenta que este tipo de medidores deben ser calibrados al menos una vez al año se ve la necesidad de desarrollar un método que facilite el proceso y ayude a ahorrar tiempo y dinero.

El método que se va a usar debe ser trazable al sistema internacional y debe cumplir con los requerimientos de incertidumbre y exactitud que apliquen. Adicionalmente se desea que este método sirva para realizar las calibraciones in-situ, construyendo un banco de trabajo que pueda ser transportado y acondicionado fácilmente para su operación.

## Capítulo 4 Antecedentes

La calibración de densímetros de proceso se divide en la calibración in-situ, realizada en el lugar de operación del medidor, y la calibración en laboratorio.

La calibración in-situ se ha venido haciendo con un instrumento llamado picnómetro de presión, el cual consiste en un recipiente de acero inoxidable, con masa y volumen conocidos, que es conectado al oleoducto para su llenado, una vez lleno se desmonta y se pesa con una balanza certificada. Conociendo los valores de masa y volumen se calcula la densidad del fluido, se verifican los valores arrojados por el densímetro a calibrar y se realizan los ajustes necesarios. Este método ha sido considerado poco práctico para la medición de densidad de crudos y fluidos altamente viscosos por lo que el instituto americano del petróleo (API) se dio a la tarea de buscar opciones para remplazar, dando como resultado el capítulo 11 de la norma API MPMS 9.4 donde se incluyen varias alternativas, entre estos están los hidrómetros, densímetros digitales y picnómetros Bingham.

Por otra parte, para la calibración en laboratorio se han generado diferentes estrategias de calibración en distintos laboratorios, todas estas bajo el método de comparación. Tomando las mediciones del densímetro a calibrar y comparándolas con una referencia, ya sean materiales de referencia certificados o medidores con mejores características metrológicas y con calibración trazable al sistema internacional. Otra diferencia entre estos métodos son las condiciones de presión y temperatura en las que se realiza la calibración. En algunos casos se realiza a condiciones estándar sin ningún tipo de corrección, en otros se realizan correcciones elevando la temperatura y la presión individualmente. Recientemente se han implementado adicionalmente correcciones con temperatura y presión elevadas en conjunto. Estas últimas correcciones han demostrado reducir considerablemente los porcentajes de error, teniendo como desventaja de un alto costo, y pueden ser innecesarias para algunas aplicaciones.

## Capítulo 5 Justificación

La densidad es una propiedad clave para la determinación del flujo volumétrico y del flujo masico. Es usada para calcular la cantidad de petróleo, en barriles a condiciones estándar, que es intercambiado en la transferencia de custodia. Además, junto con otras propiedades, como la cantidad de azufre, es una indicación de la calidad del crudo y se usa para su caracterización. En la industria del petróleo se usa la clasificación API, desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo y que es función de la densidad, en esta se clasifica el crudo en liviano, medio, pesado y extrapesado, con esta información se puede hacer una estimación de su valor, ya que el crudo liviano es más fácil de extraer, transportar y refinar, y es ideal para la producción de combustibles por lo que tiene una mejor cotización, caso contrario al crudo extrapesado que es usado principalmente para derivados y para su extracción son necesarios métodos como el uso de agua a presión.

La industria colombiana no cuenta métodos de calibración de densímetros de proceso, por esto las empresas extractoras y transportadoras de crudo se ven obligadas a recurrir a laboratorios acreditados en el exterior, generando gastos de envío y largos periodos de espera.

Con este proyecto se pretende determinar la viabilidad técnica y económica, así como el diseño de un método capaz de realizar las calibraciones en el lugar de operación del densímetro, sin la necesidad de desmontarlo, y usando el fluido de proceso a condiciones reales, lo que potencialmente eliminaría posibles causas de error.

## **Capítulo 6 Objetivos**

### **6.1 Objetivo general**

Realizar un estudio técnico y económico, así como el diseño de un sistema para la calibración de densímetros en línea para productos del petróleo, el cual pueda ser transportado y usado como patrón para equipos previamente instalados en su lugar de operación.

### **6.2 Objetivos específicos**

- Seleccionar el método de medición de densidad más adecuado para usar como patrón teniendo en cuenta factores técnicos y estándares de medición y calibración.
- Establecer los requisitos metrológicos de la instrumentación requerida para el proceso de calibración de densímetros en línea a partir de un análisis basado en la incertidumbre.
- Realizar la ingeniería de detalle del banco de calibración de densímetros.
- Realizar el estudio financiero del proyecto que permita confirmar la viabilidad de su implementación.

## Capítulo 7 Marco Teórico

### 7.1 Densidad

La densidad es una propiedad física de la materia, es una propiedad intensiva lo que quiere decir que no depende del tamaño de la muestra. La densidad es definida como la cantidad de masa contenida por unidad de volumen. Matemáticamente puede ser expresada como:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (7.1)$$

Debido a que la densidad es una relación entre la masa y el volumen de la materia, esta es afectada por los cambios de presión y temperatura, cuando la presión aumenta el material es comprimido en mayor o menor medida, disminuyendo su volumen y por tanto aumentando su densidad, y al aumentar la temperatura la materia se expande aumentando su volumen y como es de esperarse disminuyendo su densidad. Los materiales con menor densidad son en general más sensibles a las variaciones de presión y temperatura. [1]

### 7.2 Densidad relativa

También conocida como gravedad específica, es la relación entre la densidad de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia, de forma equivalente es la relación entre la masa de estas para un volumen dado. La sustancia de referencia para líquidos es generalmente agua a 4°C y 1 atm debido a que en este punto es donde el agua alcanza su mayor densidad. En el caso de los gases la referencia es aire seco a temperatura ambiente (21°C), sin embargo, esto puede ser diferente dependiendo de la industria, por lo que la presión y la temperatura deben ser siempre especificadas. [1]

### 7.3 Gravedad API

La gravedad API (del inglés *American Petroleum Institute*) es una medida de densidad usada principalmente en la industria del petróleo y en la que se compara la densidad del crudo y sus subproductos con la densidad del agua. A pesar de ser una medida adimensional es expresada en grados API y se le da un valor arbitrario al agua de 10 °API, esta escala de densidad es inversa a la densidad relativa por lo que una gravedad mayor a 10 °API implica que la densidad de esta es menor a la del agua. En la industria

del petróleo se usa la densidad relativa a una temperatura de 60°F (~15.55°C). Matemáticamente se expresa con la ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{Densidad relativa}(60^{\circ}F)} - 131.5 \quad (7.2)$$

Usada junto con otras características del crudo, como su contenido de azufre, la gravedad API es una buena indicación de su calidad y es usada para determinar su valor comercial, clasificándose de la siguiente manera:

- Crudo liviano: > 31.1°API (< 870 kg/m<sup>3</sup>)
- Crudo medio: 22.3 - 31.1°API (870 - 920 kg/m<sup>3</sup>)
- Crudo pesado: < 22.3°API (> 920 kg/m<sup>3</sup>)
- Crudo extrapesado: < 10°API (> 1000 kg/m<sup>3</sup>)

Los crudos livianos y medios tienen un mayor valor comercial, debido a que estos pueden ser extraídos, transportados y refinados con mayor facilidad, además de ser más adecuados para la refinación de combustibles, por otro lado, los crudos pesados y extrapesados en su mayor parte son refinados para extraer parafinas, aceites y polímeros entre otros.

La gravedad API también es utilizada para calcular la cantidad aproximada de barriles por tonelada métrica de crudo usando la fórmula: [2]

$$\text{Barriles por tonelada} = \frac{^{\circ}API + 131.5}{141.5 * 0.159} \quad (7.3)$$

## 7.4 Medición

Proceso experimental de obtención de valores que puede ser razonablemente atribuido a una magnitud. [3]

## 7.5 Valor medido de una magnitud

Valor de una magnitud que representa un resultado de medición.



Nota 1 Para una medición que involucra repetidas indicaciones, cada indicación puede ser usada para proveer un correspondiente valor de magnitud medido. Este conjunto de valores individuales puede ser usado para calcular un valor resultante, mediante una media o mediana, usualmente con una menor incertidumbre de medición asociada. [3]

La media de un conjunto de mediciones es también conocido como mejor estimado.

## **7.6 Incertidumbre de medición**

Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuibles a un mesurando, basados en la información usada. [3]

## **7.7 Nivel de confianza**

También conocido como probabilidad de cobertura, se define como la probabilidad de que un conjunto de valores de un mesurando estén contenidos dentro de un determinado intervalo de cobertura. [3]

## **7.8 Valor verdadero de una magnitud**

Valor de una magnitud compatible con la definición de magnitud. En el enfoque basado en el error, el valor verdadero de una magnitud es único y en la práctica no puede ser conocido. La aproximación por incertidumbre reconoce que, debido a la inherentemente incompleta cantidad de detalle en la definición de una cantidad, no hay un único valor real sino un conjunto de estos. Cuando la incertidumbre de un mensurando es considerada despreciable comparada con otros elementos de la incertidumbre de medición, puede considerarse que el mesurando tiene un valor verdadero “esencialmente único”. [3]

## **7.9 Precisión**

Cercanía entre indicaciones o valores medidos obtenidos mediante repetición de mediciones independientes a un mismo objeto o uno similar bajo condiciones específicas. [3]

## **7.10 Exactitud**

Cercanía entre un valor medido y un valor aceptado como el valor real de un mensurando. [3]

### **7.11 Repetibilidad**

Precisión de medición bajo un conjunto de condiciones de repetibilidad de un mesurando. El conjunto de condiciones incluye el mismo procedimiento de medición, mismos operarios, mismo sistema de medición, mismas condiciones de operación y misma ubicación además de repetidas mediciones en el mismo objeto o en uno similar en un corto periodo de tiempo. [3]

### **7.12 Reproducibilidad**

Precisión determinada bajo condiciones de reproducibilidad del mesurando, las cuales incluyen diferentes ubicaciones, operarios, sistemas de medición además de repetidas mediciones en el mismo objeto o uno similar. [3]

### **7.13 Calibración**

Operación que, bajo condiciones específicas, en un primer paso, establece una relación entre valores de una cantidad con incertidumbres de medición provistos por estándares de medición e indicaciones correspondientes con incertidumbres de medición asociadas y, en un segundo paso, usa esta información para establecer una relación y así obtener un resultado de medición a partir de una indicación. [3]

### **7.14 Métodos de medición de densidad**

#### **7.14.1 Hidrómetro**

El funcionamiento del hidrómetro está basado en la relación entre la flotabilidad y la densidad, consta de un cuerpo de vidrio flotante con una varilla cilíndrica, marcada con una escala de medición, y un bulbo con un peso metálico en su interior, dependiendo de la profundidad a la que se hunda en la muestra, la densidad puede ser leída directamente en la varilla. A mayor profundidad, menor es la densidad de la sustancia. Los hidrómetros usualmente están graduados para medir la densidad específica, pero otras escalas pueden ser usadas dependiendo de la necesidad, por ejemplo, la gravedad API para el petróleo, la escala Plato en la elaboración de cerveza, la escala Baumé en química y la escala Brix para vinos y jugos de fruta. Algunos hidrómetros incluyen un medidor de temperatura, estos son llamados termo-hidrómetros y son usados únicamente en la industria del petróleo. [4]

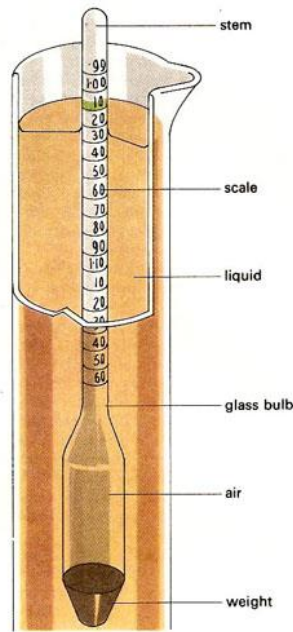


Figura 2 Hidrómetro. [5]

### 7.14.2 Picnómetro

El picnómetro es un recipiente con masa conocida, fabricado en vidrio. Para medir la densidad con este, primero se debe hallar el volumen de fluido que puede contener a la temperatura de medición, por lo que se llena con un fluido con densidad conocida, por lo general agua destilada, se tapa el recipiente con un tapón de vidrio esmerilado ajustado que tiene un orificio capilar a través de él, este orificio tiene como función eliminar el exceso de fluido dentro del recipiente, se seca el exterior del recipiente y se pesa. Una vez conocida la masa total se puede calcular el volumen del fluido contenido en el recipiente usando la ecuación:

$$V_f = \frac{m_t - m_p}{\rho_f} \quad (7.4)$$

Donde,

$V_f$  = volumen del fluido

$m_t$  = masa total

$m_p$  = masa del picnómetro

$\rho_f$  = densidad del fluido

Conocido el volumen se procede a vaciar el picnómetro, se seca cuidadosamente y se llena con el fluido de interés, cuidando que la temperatura tanto del fluido como del

recipiente sean iguales a la temperatura en la que se calculó el volumen, finalmente se realiza el mismo procedimiento mencionado anteriormente y se calcula la densidad usando: [6]

$$\rho_f = \frac{m_f}{V_f} \quad (7.5)$$



Figura 3 Picnómetro. [7]

### 7.14.3 Picnómetro de presión o de flujo continuo

Es un recipiente bajo presión hecho de acero inoxidable con una masa y volumen conocidos, el cual es usado para calibrar densímetros de proceso de hidrocarburos. Para realizar una calibración con este picnómetro debemos contar con una balanza digital, pesos de prueba, termómetro y manómetro certificados.

El picnómetro es montado en el oleoducto de manera que el líquido fluya a través de él, se observa la lectura del densímetro para determinar la estabilidad de la temperatura y la presión, una vez estables se cierra las válvulas de entrada y salida del picnómetro, se desmonta y se pesa para determinar la densidad del fluido en su interior y compararla con la lectura del densímetro. [8]

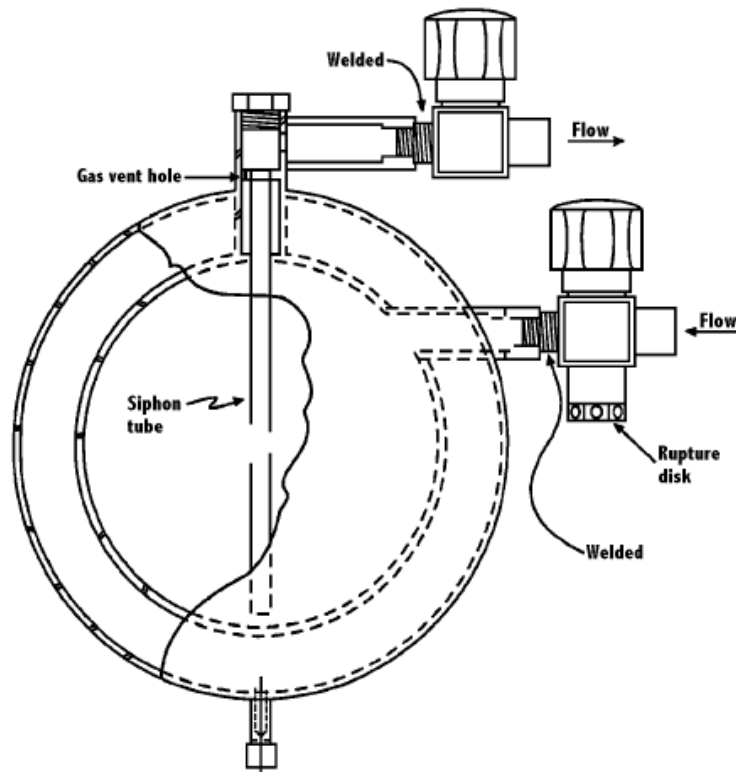


Figura 4 Picnómetro de presión. [8]

#### 7.14.4 Densímetro digital

Los medidores de densidad digitales modernos están basados en el principio de tubo en U. La muestra es introducida en el tubo hecho de vidrio de borosilicato que es excitado para vibrar a su frecuencia característica la cual está directamente relacionada con la densidad de la muestra. Al alcanzar una oscilación estable, la excitación es detenida y la oscilación se desvanece libremente. Esta secuencia se repite continuamente. Evaluando este patrón se obtienen resultados de densidad altamente precisos, los efectos de la viscosidad son compensados y las burbujas de aire son detectadas. [9]



Figura 5 Medidor de densidad digital. [10]

#### 7.14.5 Balanza hidrostática

Está basada en el principio de flotabilidad de Arquímedes aplicado en una manera especial, con un acoplamiento de suspensión magnético y pesos de compensación en la balanza. El flotador, un cilindro de vidrio de cuarzo, es contenido en una celda de medición resistente a la presión. Para la medición de densidad, el flotador puede ser conectado a una balanza analítica comercial, usando un acoplamiento de suspensión magnética en combinación con un dispositivo de acople y desacople del flotador. Así la densidad de un fluido de muestra en la celda de medición puede ser determinado por la relación:

$$\rho = \frac{m_s - m_s^*}{V_s} \quad (7.6)$$

Donde,

$m_s$  = masa verdadera del flotador.

$m_s^*$  = masa aparente del flotador, cuando está rodeado por el fluido de muestra.

$V_s$  = volumen del flotador.

El acoplamiento consiste en un electroimán, un imán permanente, un sensor de posición y un sistema de control. El electroimán está unido al gancho de pesaje inferior de la balanza analítica y el imán permanente está conectado al flotador en la celda de medición mediante el dispositivo de acople y desacople. El armazón resistente a la presión acoplado, que separa los 2 imanes y también la región de presión de la atmosfera, está

hecho de cobre de berilio, un metal neutral magnéticamente. Para lograr el estado de suspensión libre del imán permanente, su posición es controlada por un circuito de control análogo directo (PID). [11]

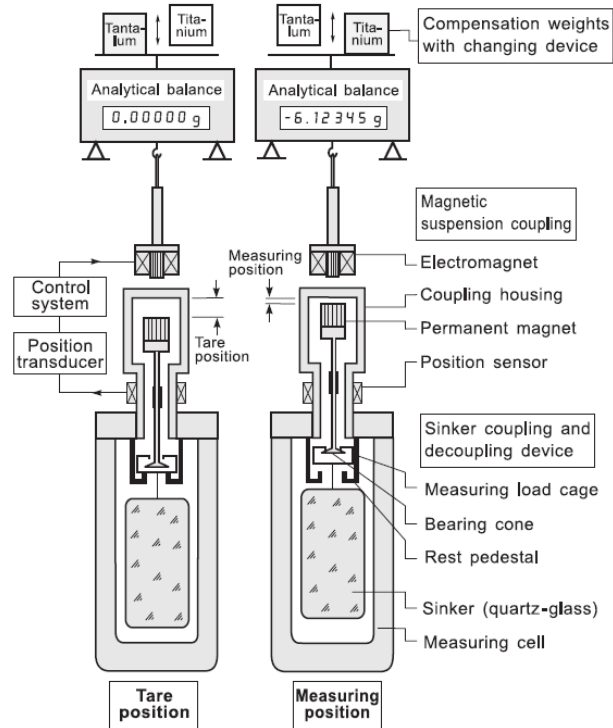


Figura 6 Balanza hidrostática. [11]

### 7.14.6 Densímetro de tubo vibrante u oscilatorio

Un densímetro de tubo vibrante es en esencia un sistema masa-resorte en el que la frecuencia de vibración del tubo es medida y relacionada a la densidad del fluido, el tubo es soportado a cada extremo y excitado mecánicamente de manera que este vibre a su frecuencia natural. La frecuencia de vibración varía dependiendo de la densidad del fluido.

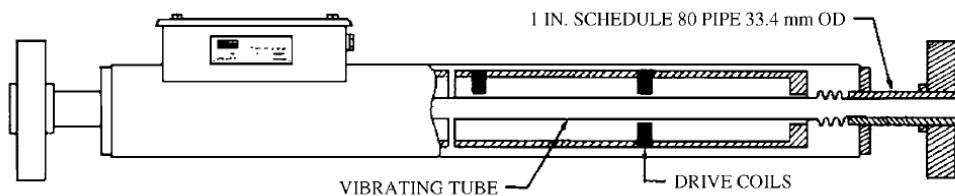


Figura 7 Densímetro de tubo vibrante u oscilatorio. [12]

La disposición de los tubos puede cambiar según el fabricante, siendo los densímetros de tubo en U, tubo recto y tubos paralelos los más comunes.

Para relacionar la frecuencia de vibración con la densidad del fluido se utiliza la ecuación:

$$\tau = 2\pi \sqrt{\frac{m}{k}} \quad (7.7)$$

Donde,

$\tau$  = 1/frecuencia

$m$  = Masa

$k$  = Rigidez del elemento vibrante

La masa oscilante de un densímetro vibrante consiste en la masa del elemento vibrante  $M$ , y la masa del fluido de prueba, la cual es  $V$  veces su densidad  $\rho$ .

$$m = M + \rho * V \quad (7.8)$$

Reemplazando  $m$  en la primera ecuación y ordenando obtenemos:

$$\rho = \frac{c}{4\pi^2 V} * \tau^2 - \frac{M}{V} \quad (7.9)$$

Por motivos de claridad los términos que contienen  $c$ ,  $V$  y  $M$  son renombrados como:

$$K_0 = -\frac{M}{V} \quad (7.10)$$

$$K_2 = \frac{c}{4\pi^2 V} \quad (7.11)$$

Esto nos lleva a la ecuación fundamental para la medición de densidad con sensores de vibración:

$$\rho = K_0 + K_2 * \tau^2 \quad (7.12)$$

Los factores  $K$  de la ecuación son conocidos como constantes del transductor y son calculadas mediante un proceso de calibración, en el que se usan por lo menos 2 fluidos de referencia.



Debido a que los puntos nodales de oscilación del elemento vibrante cambian a medida que la masa varía con densidades diferentes, la mayoría de los fabricantes de densímetros compensan este efecto introduciendo una nueva constante a la ecuación, la tercera constante se multiplica por el periodo de oscilación resultando: [12]

$$\rho = K_0 + K_1 * \tau + K_2 * \tau^2 \quad (7.13)$$

#### 7.14.7 Densímetro tipo horquilla

La principal característica de este tipo de densímetros es que puede ser montado directamente sobre un tanque o en tuberías de gran diámetro. El sensor actúa como un diapasón sumergido en un líquido. Elementos piezo-cerámicos y un amplificador de retroalimentación adecuado estimulan la oscilación del sensor. Aunque su frecuencia natural de oscilación es altamente afectada por ambas, la densidad y la viscosidad del líquido, se han encontrado maneras de compensar en su mayor parte la influencia de la viscosidad. Por lo que la densidad puede ser medida con una exactitud razonable.

La influencia de la viscosidad es compensada determinando la frecuencia natural de oscilación y el amortiguamiento de la oscilación ejercida por el líquido. El mismo diseño de sensor puede ser usado para determinar la viscosidad del líquido. [12]

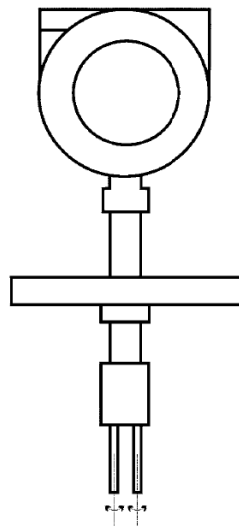


Figura 8 Densímetro tipo horquilla. [12]

### 7.14.8 Densímetro oscilatorio tipo Coriolis

Una característica única del medidor de caudal tipo Coriolis es su capacidad para determinar, además del caudal, la densidad de un fluido. Esta capacidad puede ser usada incluso cuando la medición del caudal del fluido no es de interés. Su principio de funcionamiento es similar al de los densímetros oscilatorios. [12]

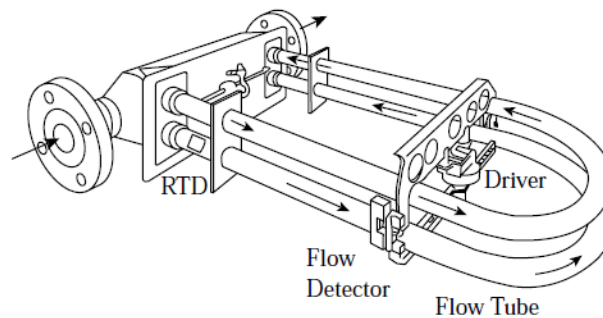


Figura 9 Densímetro oscilatorio tipo Coriolis. [12]

### 7.14.9 Densímetros basados en radiación

También conocidos como densímetros nucleares, son usados en aplicaciones donde es imposible o no deseable romper la tubería o la contención del fluido para instalar un medidor. Este proceso permite la contención continua del material de proceso, lo cual es necesario cuando el sistema es sanitario o el material es peligroso, o cuando descargar la tubería resultaría en una pérdida de producción.

Los densímetros nucleares calculan la densidad midiendo la fuerza de radiación gamma emitida a medida que pasa a través del material de proceso, la absorción de densidad es directamente proporcional a la densidad del fluido.

Cuando se mide la densidad del fluido dentro de grandes tuberías o contenedores, la fuente de radiación y detector se montan como lo muestra la parte izquierda de la figura 11. En una tubería con diámetro menor a 6 pulgadas (150mm) el camino de la radiación no es adecuado para proveer alta exactitud y sensibilidad. Por lo tanto, se usa la instalación en z mostrada en la parte derecha de la misma imagen.

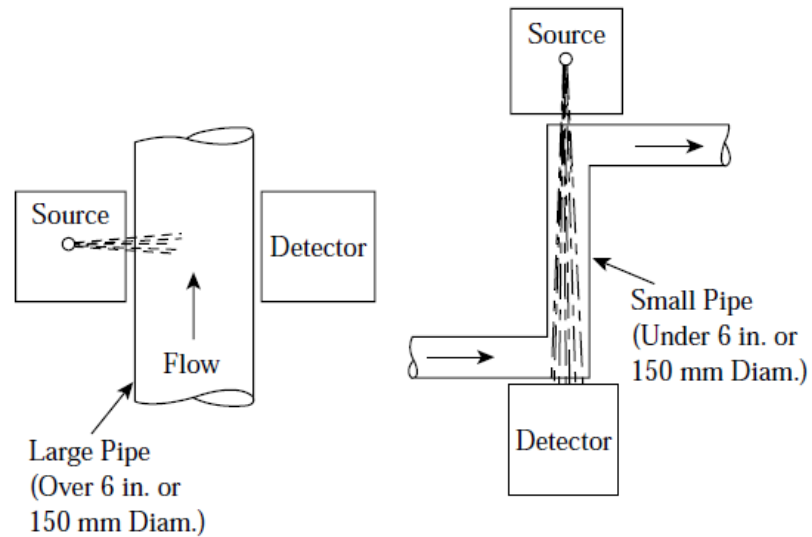


Figura 10 Disposición de emisor y recetor de densímetro de radiación. [12]

Existen otros tipos de densímetros nucleares que se diferencian por el tipo de radiación emitida, entre estos podemos encontrar los densímetros de radiación beta y de rayos X.

### Densímetros de radiación beta

Este tipo de densímetros utilizan como fuente el estroncio-90 y como receptor un detector de barrera de superficie de silicio.

El sistema cuenta el número de partículas beta que golpean el receptor con una energía mayor al nivel de discriminación. La fuente y el receptor están empaquetados en una sonda resistente a la corrosión, liviana y pequeña. Además de la detección de densidad, también puede ser usada para nivel y otras mediciones.

### Densímetro de rayos X

Rayos x de baja energía también han sido usados en aplicaciones de medición de densidad. Estos sistemas no requieren blindaje de plomo y producen radiación pasiva. Esto significa que la radiación se detiene cuando la fuente de alimentación es apagada. El voltaje de excitación es de cerca de 35000 V, y los rayos x son enfocados a un diámetro de aproximadamente 76 mm (3 in.) al final de una trayectoria de 1.01 m (40 in.) a través de aire. [12]

### 7.14.10 Densímetro de fuerza flotante

Miden la densidad de un fluido cambiando la fuerza eléctrica requerida para mantener balanceado un elemento flotante dentro de una cámara que contiene el líquido para ser medido.

Un densímetro de fuerza flotante opera con el principio de que las fuerzas de flotación que actúan en un cuerpo son una función del fluido que rodea el cuerpo. Un cuerpo flotante rodeado por fluido es unido a una viga suspendida en un pivote, al cambiar la densidad del fluido, la fuerza de flotación provee un desplazamiento angular con respecto al punto de pivote, este desplazamiento es proporcional al cambio de densidad, y es recogido y transmitido electrónicamente. [13]

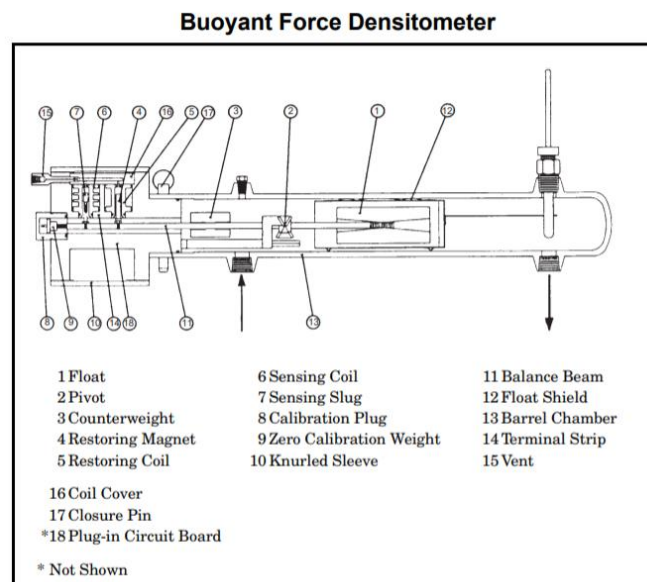


Figura 11 Densímetro de fuerza flotante. [13]

## Capítulo 8 Metodología

### 8.1 Identificación de requerimientos

Para que la calibración de un equipo pueda ser certificada, esta se debe realizar de acuerdo con lo establecido por instituciones como ASME, ISO, ANSI, ASTM en las normativas que apliquen. Debido a que el objetivo principal del proyecto es la calibración de densímetros en línea, y los densímetros oscilatorios son de lejos los más utilizados, se usa como estándar la norma ISO 15212-2:2002 (*Oscillation-type density Part 2: Process instruments for homogenous liquids meters*) revisada y confirmada en el año 2013, donde se dictan los parámetros con los que se debe cumplir para realizar las calibraciones tanto en laboratorio como en sitio.

#### 8.1.1 Calibración en laboratorio

##### Líquidos de prueba

Para calibrar medidores de densidad de proceso en un ambiente de laboratorio de acuerdo con esta parte de la norma ISO 15212, serán usados líquidos de prueba cuyas densidades, y si aplica, viscosidades y velocidades del sonido, que estén dentro del rango de medición especificado por el fabricante, así como los rangos de trabajo de temperatura, presión y flujo.

Los valores de densidad de los líquidos de prueba serán determinados de manera trazable a estándares nacionales con una incertidumbre de medición a un nivel de confianza del 95% ( $k=2$ ) no mayor al 30% del máximo error permisible del medidor de densidad de proceso o el transductor de medición de densidad a probar. La determinación de densidad de los líquidos de prueba será realizada inmediatamente después de haber registrado los valores de densidad del medidor bajo calibración.

Medidores de densidad oscilatorios calibrados para uso en laboratorio, hidrómetros o picnómetros, por ejemplo, son instrumentos apropiados para la determinación de densidad de los líquidos de prueba.

Los líquidos de prueba serán seleccionados teniendo en cuenta el uso de los medidores de densidad de proceso, en otras palabras sus propiedades deben cumplir con la aplicación del instrumento siempre que sea posible. [14]

## **Aparato de calibración para medidores de densidad de proceso**

Para la calibración en laboratorio de medidores de densidad el aparato de calibración será diseñado de la manera que sea capaz de trabajar correctamente bajo las condiciones de trabajo de temperatura, presión y flujo del líquido y de medir los valores reales de estas condiciones de trabajo trazable a estándares nacionales.

Para tomar mediciones de varias densidades, viscosidades y velocidades de sonido de líquidos, el aparato de calibración será diseñado de manera que varios líquidos de prueba puedan ser usados.

Las contribuciones combinadas de variaciones e incertidumbres de medición de las condiciones de trabajo logradas a la incertidumbre total de la calibración del medidor de densidad a un nivel de confianza de 95% ( $k=2$ ) no excederá el 30% del máximo error permisible del medidor de densidad. [14]

### **8.1.2 Calibración en sitio**

#### **Líquido**

La calibración de medidores de densidad de proceso y transductores de medición de densidad puede ser realizada usando únicamente el líquido de proceso.

La densidad del líquido de proceso será determinada de manera trazable a estándares nacionales en conformidad con el método dado para calibración en laboratorio. [14]

#### **Aparato**

Los picnómetros de presión son particularmente convenientes para mediciones de densidad del líquido trazables bajo condiciones de temperatura y presión existentes en el proceso.

Para calibrar medidores de densidad o transductores de medición de densidad instalados, existirá una instalación para tomar muestras del proceso. [14]

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) determinó que el uso de picnómetros como instrumentos de prueba en crudo y otros fluidos viscosos no es práctico y recomiendan el uso de un medidor con trazabilidad a un instituto metrológico nacional (NMI por sus siglas en inglés), esto según lo descrito en [8].

Por otro lado, la temperatura de trabajo está en un rango de 30 a 50 °C y la presión de 150 a 1000 psi según datos aportados por la empresa Ecopetrol. Teniendo estos datos en cuenta se definieron los rangos de presión y temperatura para la calibración en laboratorio como:

- Presión: 60 psi a 1200 psi.
- Temperatura: 20 °C a 60°C.

### **8.1.3 Requisitos de exactitud**

De acuerdo con los requerimientos actuales en la industria del petróleo en Colombia se estableció un error máximo permisible de 1.5 kg/m<sup>3</sup> y una incertidumbre combinada máxima de 0.45 kg/m<sup>3</sup> con un nivel de confianza del 95% (k=2).

## **8.2 Planteamiento de alternativas de calibración**

### **8.2.1 Calibración del densímetro de proceso con fluidos de referencia**

La calibración es realizada en el laboratorio donde con la ayuda de un banco de pruebas, que cumpla con los requerimientos establecidos en el numeral [8.1.1](#), se llevan a cabo pruebas con tres (3) fluidos de referencia con densidades diferentes en un rango que incluya la densidad del fluido de trabajo.

### **8.2.2 Densímetro de laboratorio como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo con fluidos de referencia**

Utilizando una muestra del líquido de trabajo se simulan las condiciones de presión y temperatura reales con un densímetro de laboratorio, registrando los resultados de densidad tanto del patrón de trabajo como del densímetro de proceso para verificar los resultados de este último. La calibración del densímetro de laboratorio se lleva a cabo con fluidos de referencia de acuerdo con lo establecido en la norma ISO 15212-1 (*Oscillation-type density meters – Part 1: Laboratory instruments*).

### **8.2.3 Picnómetro de presión como patrón de trabajo y recertificación del patrón de trabajo por parte del fabricante**

El picnómetro de presión es conectado directamente al oleoducto lo más cerca posible del densímetro para así evitar diferencias significativas en la temperatura y la presión de ambos instrumentos, una vez estabilizadas las condiciones de trabajo el picnómetro se desconecta para ser pesado y se realizan los cálculos necesarios para comparar los valores de densidad. El picnómetro debe ser recertificado cada dos (2) años para asegurar su trazabilidad.

### **8.2.4 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo en laboratorio acreditado**

Un densímetro de proceso es montado en un banco móvil capaz de ser transportado al sitio de operación donde se conecta en serie con el densímetro a calibrar lo más cerca posible de este, una vez se establecen la presión y la temperatura se toman lecturas de ambos densímetros con el fin de verificar los resultados del densímetro a calibrar. La calibración del patrón de trabajo se realiza anualmente en un laboratorio acreditado.

### **8.2.5 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración del patrón de trabajo con fluidos de referencia**

Al igual que en el numeral [8.2.4](#) se hace uso de un densímetro de proceso como patrón de trabajo y un banco móvil para realizar las verificaciones del densímetro a calibrar. La calibración de patrón de trabajo se realiza de acuerdo con el numeral [8.2.1](#)

### **8.2.6 Densímetro de proceso como patrón de trabajo y calibración de patrón de trabajo con picnómetro de presión**

Las pruebas para el densímetro a calibrar se realizan de acuerdo con el numeral [8.2.4](#). La calibración del patrón de trabajo se lleva a cabo en laboratorio, usando un banco que cumpla con lo establecido en el numeral [8.1.1](#), se conectan en serie el patrón y el picnómetro realizando pruebas con tres (3) fluidos de densidades diferentes en un rango significativo para la medición de densidad de crudo. El picnómetro se recertifica cada dos (2) años.



## 8.2.7 Densímetro de proceso como patrón de trabajo, densímetro de proceso como patrón de referencia y calibración de patrón de referencia en laboratorio acreditado

La calibración del patrón de trabajo se lleva a cabo en laboratorio usando como referencia un densímetro con las mismas características, el cual será enviado a calibración de manera anual a un laboratorio certificado.

## 8.2.8 Método seleccionado

Finalmente se optó por utilizar la alternativa descrita en el numeral [8.2.7](#) debido a que con éste se pueden realizar las calibraciones en sitio de medidores usados con crudo, sin necesidad de trasladar el densímetro a calibrar, además de permitir una medición continua del fluido, evitando posibles errores por cambios en las condiciones del fluido trabajo o de la composición de este. Por otro lado, el uso de un segundo densímetro como patrón de referencia permite reducir los tiempos fuera de servicio del patrón de trabajo, ya que la calibración en laboratorio certificado se lleva a cabo en el exterior y puede tardar varias semanas en ser completada, además de que este método permite una comparación directa entre las mediciones obtenidas con ambos medidores a las mismas condiciones.

## 8.3 Selección del patrón de trabajo

Como ya se definió en el numeral anterior, se hará uso de un densímetro de proceso como patrón de trabajo el cual debe contar con características metrológicas iguales o superiores al densímetro a calibrar. El densímetro más utilizado en Colombia en la industria del petróleo es el Solartron/MicroMotion 7835 que de acuerdo con el fabricante tiene una exactitud de  $\pm 0.15 \text{ kg/m}^3$  y una repetibilidad de  $\pm 0.02 \text{ kg/m}^3$ .

Modelo	Exactitud [ $\text{kg/m}^3$ ]	Repetibilidad [ $\text{kg/m}^3$ ]	Rango densidad [ $\text{kg/m}^3$ ]	Presion maxima [barg]	Rango temperatura [ $^{\circ}\text{C}$ ]
Sarasota FD910	$\pm 0,1$	$\pm 0,02$	0-2100		-50 - 180
Sarasota FD950	$\pm 0,1$	$\pm 0,02$	0-2100		-50 - 180
Tosilon TDS	$\pm 1$	$\pm 0,1$	0-3000	100	-50 - 150
MM CDM100	$\pm 0,1$	$\pm 0,02$	0-3000	150	-50 - 204
MM FDM	$\pm 1$	$\pm 0,1$	0-3000	207	-50 - 200
MM T-series	$\pm 2$	$\pm 0,5$	0-3000	99,97	
Densimark D625	$\pm 0,1$	0,01%	700-1400	170	-50 - 150
Densimark SVT36X2	$\pm 0,1$	0,01%	500-3000	153	0 - 95
Huaheng inst. digital	$\pm 1$		0-3000		0-100
Huaheng inst. HFD	$\pm 2$	$\pm 0,2$	500-2500	200	-20 - 150
TCMP 028K	$\pm 5$	$\pm 0,5$	0-2500		-40 - 100
TCMP 0325	$\pm 1$	$\pm 0,5$	0-2500	345	-40 - 100
RBDM-IN	$\pm 2$	$\pm 0,2$	500-2500	200	-20 - 200
Lemis DC-50	$\pm 0,25$	$\pm 0,1$	0-2000	100	-200 - 200

Tabla 1 Densímetros disponibles comercialmente Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta estas características se descartan gran parte de los medidores disponibles, dejándonos como opciones los Sarasota FD910 y FD950, y el MicroMotion CDM100. Debido a que los medidores MicroMotion son mucho más usados en la industria del petróleo y a que existe mejor documentación sobre estos, se decidió que eran la mejor opción.

## 8.4 Definición del modelo matemático

### 8.4.1 Patrón de trabajo

Debido a que el patrón de trabajo seleccionado es un densímetro oscilatorio se parte de la ecuación fundamental de estos incluyendo la tercera constante multiplicada por el periodo de vibración (7.13):

$$\rho_0 = K_0 + K_1 * \tau + K_2 * \tau^2$$

Las constantes del transductor ( $K_0, K_1, K_2$ ) son calculados en un proceso de ajuste realizado por el fabricante. Para esto usan 3 fluidos de referencia con densidades conocidas a condiciones base (generalmente 20°C y 1 Bar(a)), con los valores del periodo dados por el densímetro obtenidos para cada fluido como señal de salida y la densidad de los fluidos de referencia obtienen un sistema de ecuaciones de tres (3) ecuaciones con tres (3) variables, al resolverlo se obtienen los valores de las constantes.

Cuando los densímetros de proceso trabajan a condiciones diferentes de las condiciones base se deben aplicar correcciones a la densidad por los efectos de la temperatura y la presión.

$$\rho_T = \rho_0 \{1 + K_{18}(T - T_0)\} + K_{19}(T - T_0) \quad (8.1)$$

$$\rho_{T,P} = \rho_T \{1 + K_{20A}(P - P_0) + K_{20B}(P - P_0)^2\} + \{K_{21A}(P - P_0) + K_{21B}(P - P_0)^2\} \quad (8.2)$$

Donde:

$\rho_T$  = Densidad corregida por temperatura.

$\rho_{T,P}$  = Densidad corregida por temperatura y presión.

$K_n$  = Constantes del transductor (halladas en el proceso de calibración).

Para calcular los factores del transductor para la corrección por temperatura se realizan mediciones a dos (2) fluidos manteniendo la presión base y aumentando la temperatura de estos a 60 °C. Usando la densidad de referencia, la temperatura y las densidades de los fluidos sin corregir se obtienen los valores de los factores de calibración.

De igual manera, manteniendo la temperatura base y aumentando la presión de dos (2) fluidos, se calculan las constantes del transductor por los efectos de la presión. En el caso de la corrección por presión el fabricante recomienda calcular las constantes del transductor en 3 rangos diferentes 1-41 bar(a), 31-71 bar(a) y 51-101 bar(a) que se usan según las condiciones de trabajo.

#### 8.4.2 Calibración en sitio

Para realizar la calibración en sitio se debe calcular el factor del medidor de densidad (DMF por sus siglas en inglés) usando la ecuación:

$$DMF = \frac{\rho_{T,P}}{\rho_{uuc}} \quad (8.7)$$

Donde:

$\rho_{T,P}$  = Densidad dada por el patrón a condiciones de trabajo

$\rho_{uuc}$  = Densidad dada por el medidor bajo calibración

Las mediciones se repiten 3 veces y se calcula la repetibilidad de estas usando la ecuación:

$$\% = \frac{DMF \text{ máximo} - DMF \text{ mínimo}}{DMF \text{ mínimo}} \times 100 \quad (8.8)$$

Para que la prueba cumpla con la norma los DMFs de 3 mediciones continuas no deben diferir en más de 0.05%.

Habiendo obtenido las tres mediciones dentro de la repetibilidad requerida se calcula el DMF promedio:

$$\overline{DMF} = \frac{DMF_1 + DMF_2 + DMF_3}{3} \quad (8.10)$$

## 8.5 Error de medición

Una vez realizada la calibración se realiza el cálculo del error de medición, el cual no puede ser mayor al valor dado en el numeral [8.1.3](#) para los transductores de medición de densidad, de no cumplir con esto se debe repetir el proceso de calibración.

$$Error = \bar{I}_\rho - \rho_{ref} \quad (8.11)$$

Donde:

$\bar{I}_\rho$  = Mejor estimado de medición de densidad

$\rho_{ref}$  = Densidad de referencia

## 8.6 Estimación de incertidumbre

Para realizar la estimación de incertidumbre de la medición realizada con el densímetro oscilatorio combinamos las ecuaciones de densidad corregida por presión y temperatura resultando:

$$\rho_{T,P} = \{\rho_0(1 + K_{18}(T - T_0)) + K_{19}(T - T_0)\}(1 + [K_{20A} + K_{20B}(P - P_0)](O - P_0)) + [K_{21A} + K_{21B}(P - P_0)](P - P_0) \quad (8.12)$$

Se ha usado la densidad sin corrección ( $\rho_0$ ) como valor de entrada relacionada con la lectura del densímetro debido a que la incertidumbre indicada por el fabricante esta dado en términos de la densidad y no del periodo.

### Modelo de incertidumbre

Usando el modelo general de incertidumbre dado en la norma ISO GUM 2008 [15], el modelo de incertidumbre queda como:

$$u_c^2(\hat{\rho}) = c_{\rho_0}^2 u^2(\hat{\rho}_0) + u^2(\hat{\rho}_{estab}) + u^2(\hat{\rho}_{rept}) + c_{\rho,T}^2 u^2(\hat{T}) + c_{\rho,P}^2 u^2(\hat{P}) + u^2(\hat{\rho}_{temp}) + u^2(\hat{\rho}_{pres}) + u^2(\hat{\rho}_{misc}) \quad (8.13)$$

Donde:

$u(\hat{\rho}_0)$  = incertidumbre estándar de la densidad estimada no corregida,  $\hat{\rho}_0$ , incluyendo la incertidumbre de calibración en laboratorio.

$u(\hat{\rho}_{estab})$  = incertidumbre estándar de la estabilidad de la densidad estimada no corregida.

$u(\hat{\rho}_{rept})$  = incertidumbre estándar de la repetibilidad de la densidad estimada no corregida.

$u(\hat{T})$  = incertidumbre estándar de la temperatura estimada en el densímetro.

$u(\hat{P})$  = incertidumbre estándar de la presión estimada en el densímetro.

$u(\hat{\rho}_{temp})$  = incertidumbre estándar del factor de corrección de temperatura para la densidad estimada. El modelo de incertidumbre también incluye la incertidumbre de los factores  $K_i$  y la medición de temperatura durante la calibración.

$u(\hat{\rho}_{pres})$  = incertidumbre estándar del factor de corrección de presión para la densidad estimada. El modelo de incertidumbre también incluye la incertidumbre de los factores  $K_i$  y la medición de presión durante la calibración.

$u(\hat{\rho}_{misc})$  = incertidumbre estándar de la densidad, contabilizando contribuciones de incertidumbre misceláneas.

### **Coeficientes de sensibilidad**

Son calculados de la ecuación (8.12), mediante derivaciones parciales de la densidad con respecto a  $\rho_0$ , T y P de acuerdo con la metodología de la ISO GUM.

$$\frac{\partial \rho}{\partial \rho_0} = c_{\rho_0} = \{[1 + K_{18}(T - T_0)] + K_{19}(T - T_0)\}(1 + [K_{20A} + K_{20B}(P - P_0)](P - P_0)) \quad (8.14)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial T} = c_{\rho,T} = \{\rho_u K_{18} + K_{19}\}(1 + [K_{20A} + K_{20B}(P - P_0)](P - P_0)) \quad (8.15)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} = c_{\rho,P} = \{\rho_0[1 + K_{18}(T - T_0) + K_{19}(T - T_0)](K_{20A} + 2K_{20B}(P - P_0)) + K_{21A} + K_{21B}(P - P_0)\} \quad (8.16)$$

## Ejemplo de estimación de incertidumbre

La incertidumbre estándar combinada está dada por la ecuación (8.13) y es evaluada usando los valores dados a continuación:

Cantidad o fuente	Valor o incertidumbre expandida	Factor de cobertura, $k$
Temperatura de calibración	20 °C	-
Rango de densidad	0-3000 kg/m <sup>3</sup>	-
Exactitud del densímetro, $U(\hat{\rho}_0)$	0.1 kg/m <sup>3</sup>	2
Repetibilidad, $U(\hat{\rho}_{rept})$	0.02 kg/m <sup>3</sup>	2
Presión de calibración	1.01325 bar(a) (1 atm)	-
Efecto de la temperatura, $U(\hat{\rho}_{temp})$	0.005 kg/m <sup>3</sup> /°C	2
Efecto de la presión, $U(\hat{\rho}_{pres})$	0.003 kg/m <sup>3</sup> /bar	2
Estabilidad, $U(\hat{\rho}_{estab})$	0.15 kg/m <sup>3</sup> /año	

Tabla 2 Especificaciones de rendimiento del densímetro MM CDM100P. [16]

Los datos de la tabla 2, fueron tomados de la hoja de datos del medidor MicroMotion CDM 100P [16]. Dado que el nivel de confianza de las incertidumbres expandidas no es especificado por el fabricante se asume que es del 95% con una distribución de probabilidad normal ( $k=2$ ).

Las contribuciones a la incertidumbre de la medición de densidad de líquidos son:

### Exactitud del densímetro, $U(\hat{\rho}_0)$

El fabricante del densímetro especifica la exactitud del densímetro como 0.1 kg/m<sup>3</sup> en todo el rango de operación, dado que se asumió un nivel de confianza del 95% y una distribución de probabilidad normal, la incertidumbre estándar es  $u(\hat{\rho}_0) = U(\hat{\rho}_0)/2 = 0.05 \text{ kg/m}^3$ .

### Estabilidad, $U(\hat{\rho}_{estab})$

La incertidumbre por la estabilidad dada por el fabricante es de 0.15 kg/m<sup>3</sup> por año, esta se divide por 12 y se multiplica por el tiempo en meses entre calibraciones, para calcular

la deriva entre estas. Realizando calibraciones anuales la incertidumbre estándar es  $u(\hat{\rho}_{estab}) = U(\hat{\rho}_{estab})/2 = 0.075 \text{ kg/m}^3$ .

### Repetibilidad, $U(\hat{\rho}_{rept})$

La incertidumbre estándar por la repetibilidad es  $u(\hat{\rho}_{rept}) = U(\hat{\rho}_{rept})/2 = 0.01 \text{ kg/m}^3$ .

### Efectos de la temperatura (modelo de corrección por temperatura), $U(\hat{\rho}_{temp})$

Los efectos de la temperatura han sido casi eliminados en los densímetros de alta exactitud sin embargo la corrección en si no es perfecta y tendrá una incertidumbre.

La incertidumbre dada por el fabricante es de  $0.005 \text{ kg/m}^3/^\circ\text{C}$  por lo que su incertidumbre estándar es  $u(\hat{\rho}_{temp}) = U(\hat{\rho}_{temp})/2 = 0.0025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3^\circ\text{C}}$ . Con una variación de  $40^\circ\text{C}$  entre la temperatura de calibración y la temperatura del densímetro la incertidumbre estándar se vuelve  $u(\hat{\rho}_{temp}) = 0.0025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3^\circ\text{C}} * 40^\circ\text{C} = 0.1 \text{ kg/m}^3$ .

### Efectos de la presión (modelo de corrección por presión)

La incertidumbre dada por el fabricante es de  $0.003 \text{ kg/m}^3/\text{bar}$  y su incertidumbre estándar es  $u(\hat{\rho}_{pres}) = U(\hat{\rho}_{pres})/2 = 0.0015 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3\text{bar}}$ . con una variación de presión de  $80 \text{ bar}$  entre la presión de calibración y la presión del densímetro la incertidumbre estándar queda  $u(\hat{\rho}_{temp}) = 0.0015 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3\text{bar}} * 80 \text{ bar} = 0.121 \text{ kg/m}^3$ .

### Parámetros usados para el ejemplo

Parámetro	Valor
DENSIDAD NO CORREGIDA	<b>850 kg/m<sup>3</sup></b>
TIEMPO ENTRE CALIBRACIONES	<b>12 meses</b>
TEMPERATURA EL DENSÍMETRO	<b>60 °C</b>
PRESIÓN EN EL DENSÍMETRO	<b>80 bar(g)</b>

TEMPERATURA DE CALIBRACION	<b>20 °C</b>
PRESIÓN DE CALIBRACIÓN	<b>1.01325 bar(a)</b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{18}$	<b><math>-3.154066 \cdot 10^{-4}</math></b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{19}$	<b><math>-9.992198 \cdot 10^{-4}</math></b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{20A}$	<b>0.0</b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{20B}$	<b>0.0</b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{21A}$	<b><math>1.238665 \cdot 10^{-4}</math></b>
FACTOR DEL TRANSDUCTOR, $K_{21B}$	<b>0.0</b>

Tabla 3 Valores usados para el ejemplo de estimación de incertidumbre Fuente: Elaboración propia

Las constantes del transductor usados en la tabla 3 son tomadas del certificado de calibración dado por el fabricante en [17].

Usando estos parámetros se calculan los valores de los coeficientes de sensibilidad:

$$c_{\rho_0} = \{(1 + (-3.154066 \cdot 10^{-4}) \cdot (40)) + (-9.992198 \cdot 10^{-4}) \cdot (40)\} \cdot (1 + [0 + 0(80)] \cdot (80))$$

$$c_{\rho_0} = 0.94414$$

$$c_{\rho,T} = \{850 \cdot (-3.154066 \cdot 10^{-4}) + (-9.992198 \cdot 10^{-4})\} \cdot (1 + [0 + 0 \cdot (80)] \cdot (80))$$

$$c_{\rho,T} = -0.26909$$

$$c_{\rho,P} = \{850 \cdot [(1 + (-3.154066 \cdot 10^{-4}) \cdot (40)) + (-9.992198 \cdot 10^{-4}) \cdot (40)]\} \cdot (2 \cdot 0 \cdot (80) + 0) + 2 \cdot 0 \cdot (80) + 1.238665 \cdot 10^{-4}$$

$$c_{\rho,P} = 1.238665 \cdot 10^{-4}$$

Usando el valor de la incertidumbre combinada expandida dada en el numeral [8.1.3](#), y dividiéndola en 2 para obtener la incertidumbre estándar se estiman los valores de incertidumbre permisible por temperatura y presión. Dado que el coeficiente de



sensibilidad por los efectos de la medición de presión es bastante pequeño se asume una incertidumbre estándar de 0.25 bar así:

$$0.25^2 = 0.94414^2 \cdot 0.05^2 + 0.075^2 + 0.01^2 + (-0.26909)^2 \cdot u^2(\hat{T}) + (1.238665 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 0.25^2 + 0.1^2 + 0.121^2$$

$$u(\hat{T}) = 0.6427 \text{ } ^\circ\text{C}$$

### **Incertidumbre por medición de temperatura**

Para la medición de temperatura se toma como referencia un sensor de temperatura (*Pyromation R3T*), El modelo de incertidumbre combinada de acuerdo con la norma ISO GUM 2008 [15]) queda como:

$$u_c^2 = u^2(\hat{T}_{elem}) + u^2(\hat{T}_{estab,elem}) \quad (8.17)$$

Donde:

$u(\hat{T}_{elem})$  = incertidumbre estándar del elemento de medición de temperatura.

$u(\hat{T}_{estab,elem})$  = incertidumbre estándar de la estabilidad del elemento de medición de temperatura.

### **Exactitud del sensor**

El fabricante proporciona una exactitud de  $\pm 0.202 \text{ } ^\circ\text{C}$  a  $60 \text{ } ^\circ\text{C}$ , la cual se asume tiene un nivel de confianza del 95% ( $k=2$ ) por lo que la incertidumbre estándar sería  $u(\hat{T}_{elem}) = U(\hat{T}_{elem})/2 = 0.101 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

### **Estabilidad**

La estabilidad dada en la hoja de datos por el fabricante es de  $0.1 \text{ } ^\circ\text{C/año}$ , se asume que la calibración del sensor se lleva a cabo cada año por lo que la incertidumbre por estabilidad es  $0.1 \text{ } ^\circ\text{C}$  por tanto  $u(\hat{T}_{estab,elem}) = U(\hat{T}_{estab,elem})/2 = 0.05 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

## Resultados

Usando la ecuación (8.17) y los datos dados por el fabricante obtenemos:

$$u_c^2 = 0.101^2 + 0.05^2$$

$$u_c = 0.11 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Reemplazando este valor en la ecuación (8.16) obtenemos el valor de la incertidumbre combinada de la densidad:

$$u_c(\hat{\rho}) = 0.94414^2 \cdot 0.05^2 + 0.075^2 + 0.01^2 + (-0.26909)^2 \cdot 0.11^2 + (1.238665 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 0.25^2 + 0.1^2 + 0.121^2$$

$$u_c(\hat{\rho}) = 0.1828 \text{ kg/m}^3$$

Multiplicando por el factor de cobertura  $k=2$ :

$$U(\hat{\rho}) = 0.3659 \text{ kg/m}^3$$

### 8.7 Banco de calibración en laboratorio

El banco de calibración en laboratorio tendrá como función principal la calibración del patrón de trabajo, que consiste en un medidor oscilatorio, en un rango de presión y temperatura representativo para los medidores usados por clientes potenciales, y usará como patrón de referencia otro medidor oscilatorio de las mismas características. El banco constará de un sistema de tuberías en forma de bucle cerrado para transportar los fluidos de prueba y donde se conectarán en serie el patrón de trabajo y el patrón de referencia. Como ya se especificó en el numeral [8.1.1](#) el banco debe contar con la capacidad de:

- Transportar fluidos con diferentes características.
- Transportar los fluidos sin fluctuaciones de presión y caudal.
- Controlar la presión de trabajo del fluido en el rango deseado.
- Controlar la temperatura de trabajo del fluido.

El banco requiere de diferentes elementos para cumplir con estas consideraciones, los principales son:

- Bomba principal: encargada de bombear los fluidos de manera continua a través de la tubería.
- Bomba secundaria: usada para llenar y vaciar el sistema de tubería con los diferentes fluidos.
- Patrón de referencia: medidor calibrado con trazabilidad al sistema internacional usado como referencia para las calibraciones en laboratorio.
- Sistema de presión: elemento o elementos necesarios para aumentar y controlar la presión del fluido.
- Sistema térmico: encargado de controlar y mantener estable la temperatura del fluido.
- Sensores: instrumentos empleados para la medición de las diferentes variables involucradas en la calibración.
- Sistema de adquisición de datos: grupo de elementos usados para recolectar las señales de salida de los sensores y convertirlos en información que pueda ser leída y registrada para ser analizada.
- Válvula de liberación de aire: elemento que permite la eliminación del aire atrapado en la tubería.
- Válvula de liberación de presión: dispositivo de seguridad encargado de liberar el exceso de presión del sistema para evitar accidentes y/o daños.
- Sistema de tubería: línea de conducción de los fluidos y donde se conectan los medidores.
- Estructura: soporte metálico donde se ubican el sistema de tuberías y los elementos que componen el banco.

### 8.7.1 Esquema general del banco

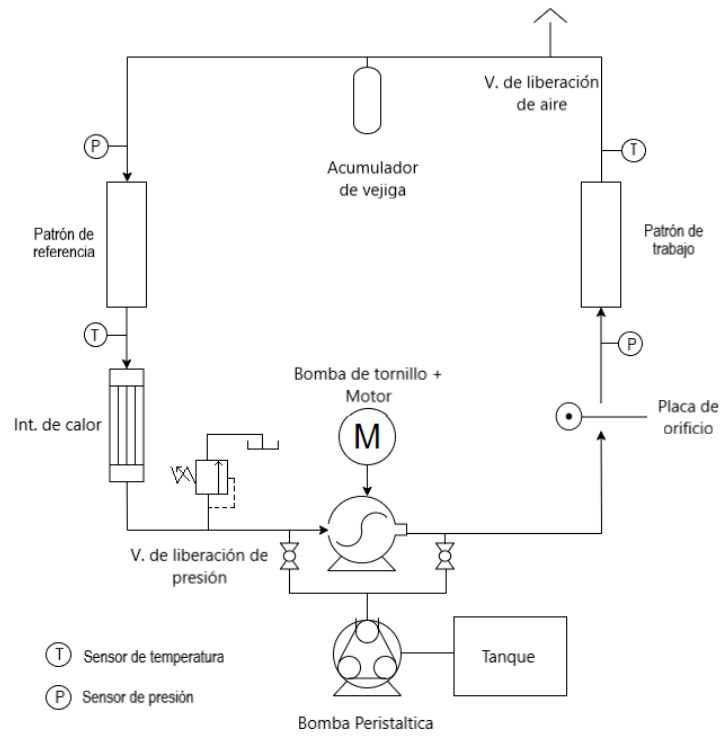


Figura 12 Esquema del banco de calibración en laboratorio Fuente: Elaboración propia

### 8.7.2 Selección de elementos

#### Bomba principal:

Requerimientos:

- Presión máxima de trabajo: 1200psi
- Temperatura máxima: 60°C
- Caudal permisible: 0.7-17m<sup>3</sup>/h
- Presión y caudal sin pulsos
- Capaz de trabajar con líquidos de baja viscosidad
- Capaz de trabajar en bucles cerrados

Debido a la alta presión que debe alcanzar el sistema se determina que lo más adecuado es el uso de una bomba de desplazamiento positivo, ya que las bombas dinámicas

capaces de alcanzar la presión máxima de trabajo requerida son demasiado robustas y el caudal para el que están diseñadas excede ampliamente el caudal permisible. Dentro de las bombas de desplazamiento positivo encontramos las bombas reciprocantes que por su naturaleza bombean el fluido de manera intermitente, generando picos de presión y caudal, descalificándolas para nuestra aplicación, esto nos deja con las bombas rotativas, siendo las de tornillo las más apropiadas para trabajar con fluidos de baja viscosidad.

Teniendo en cuenta los requerimientos del sistema y las recomendaciones de fabricantes se decidió usar una bomba de triple tornillo marca KRAL la cual es adaptada para nuestra aplicación.

### **Bomba secundaria:**

Requerimientos:

- Capaz de bombear el fluido en ambas direcciones
- Altura mayor a 1,6 metros

Tomando la altura a la que se debe llevar el fluido y la densidad del fluido más denso a utilizar ( $1200 \text{ kg/m}^3$ ) se determina la presión de trabajo de la bomba como:

$$P = \rho gh \quad (8.18)$$

$$P = 1200 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 9.806 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 1.6 \text{ m}$$

$$P = 18827.52 \text{ Pa} \approx 2.73 \text{ psi}$$

Debido a que los requerimientos de presión no son muy demandantes, se opta por seleccionar la bomba teniendo en cuenta su precio de adquisición y que su caudal sea suficiente para llenar el banco en un tiempo razonable. Con esto en mente se considera la bomba peristáltica Risen RH 15 con un caudal máximo de 210 l/h y una presión máxima de 87 psi.

### **Patrón de referencia:**

Requerimientos:

- Medición de densidad a la presión y temperatura de prueba.
- Rango de medición de densidad: 700-1400 kg/m<sup>3</sup>
- Presión máxima de trabajo: 1200 psi
- Rango de temperatura: 20 °C a 60 °C

Como patrón de referencia se consideró la posibilidad de picnómetro de presión, pero debido a que el valor de compra de este es bastante elevado, superando en gran medida el precio de los medidores oscilatorios, se optó por usar un medidor con las mismas características del patrón de trabajo.

### **Sistema de presión:**

Requerimientos:

- Capacidad de aumentar y controlar la presión del sistema en un rango de 60 psi a 1200 psi.

Para poder alcanzar la presión requerida se estudió el uso de diferentes tipos de elementos, entre estos una válvula de contrapresión la cual limita el flujo del fluido hasta que este alcanza la presión a la que la válvula es ajustada, debido a que el sistema será un bucle cerrado, este tipo de válvulas podría provocar un flujo insuficiente en la bomba lo que podría causar daños, otra opción estudiada fue el uso de una bomba encargada de introducir y retirar fluido del sistema aumentando y disminuyendo la presión del sistema respectivamente, una bomba capaz de cumplir con esta tarea tendría un costo muy elevado.

Por último, se decidió el uso de un acumulador de vejiga, instrumento utilizado en sistemas hidráulicos como una reserva de presión, el acumulador es un recipiente metálico que se conecta en te a la tubería y cuenta con una vejiga en su interior que separa de forma hermética el fluido de trabajo y gas nitrógeno, al aumentar la presión del gas la vejiga genera una fuerza contra el fluido y aumentando así la presión de este. Debido a que los acumuladores no son usados por lo general para este tipo de aplicaciones se decidió realizar una simulación con el software Simulink para verificar el comportamiento del sistema. La simulación se realizó inicialmente sin el acumulador de vejiga, teniendo en cuenta las dimensiones de la tubería y las características de la bomba y del fluido.

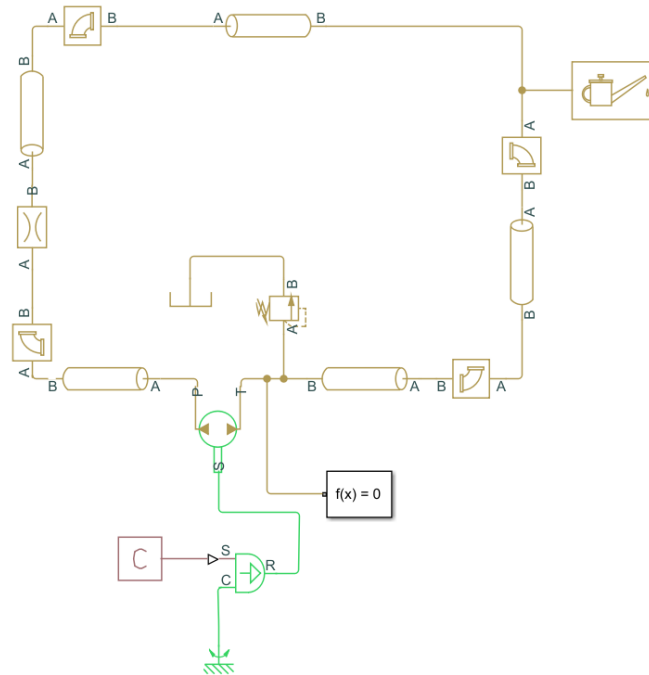


Figura 13 Esquema para simulacion sin acumulador Fuente: Elaboración propia

Parameters		
Displacement:	0.0121	l/rev
Leakage and friction parameterization:	Analytical	
Nominal shaft angular velocity:	1656	rpm
Nominal pressure gain:	2	bar
Nominal kinematic viscosity:	10	cSt
Nominal fluid density:	1100	kg/m <sup>3</sup>
Volumetric efficiency at nominal conditions:	0.9	

Figura 14 Valores usados para la calibración Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la figura 15 la presión del fluido en un punto del sistema es de 56.88 psi, valor que se mantiene constante en el tiempo.

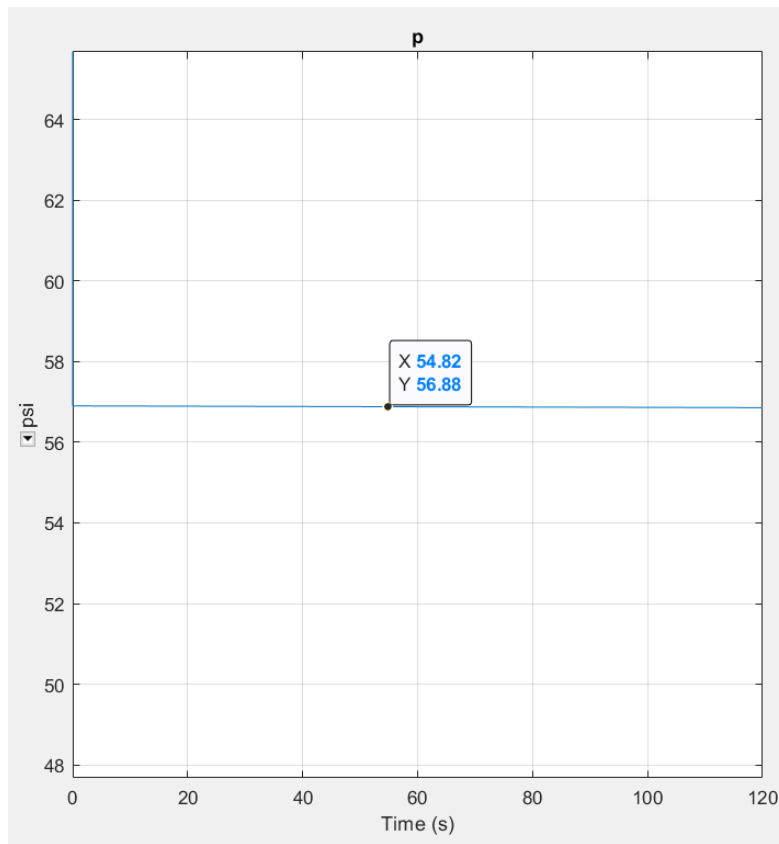


Figura 15 Grafica Presión Vs. Tiempo sin acumulador Fuente: Elaboración propia

De la misma manera y sin modificar los parámetros de la bomba y el fluido, agregamos el acumulador de vejiga usando el volumen del acumulador más pequeño disponible comercialmente y suponiendo que el gas ocupa la mitad de este volumen a una presión de 1200 psi.



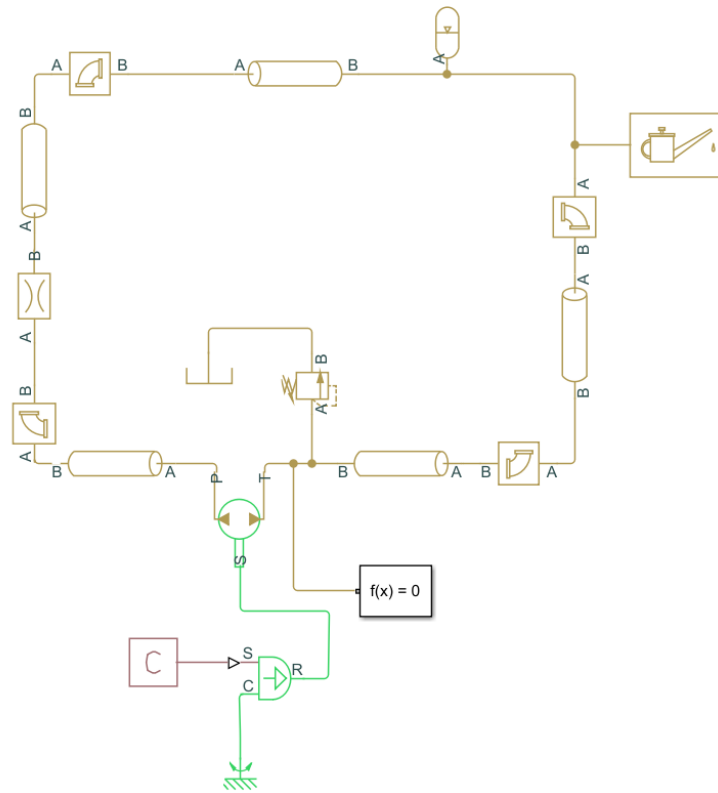


Figura 16 Esquema para simulación con acumulador Fuente: Elaboración propia

Parameters	Variables	
Total accumulator volume:	<input type="text" value="0.7"/>	<input type="text" value="l"/>
Minimum gas volume:	<input type="text" value="0.350"/>	<input type="text" value="l"/>
Precharge pressure (gauge):	<input type="text" value="1200"/>	<input type="text" value="psi"/>

Figura 17 Valores usados para el acumulador Fuente: Elaboración propia

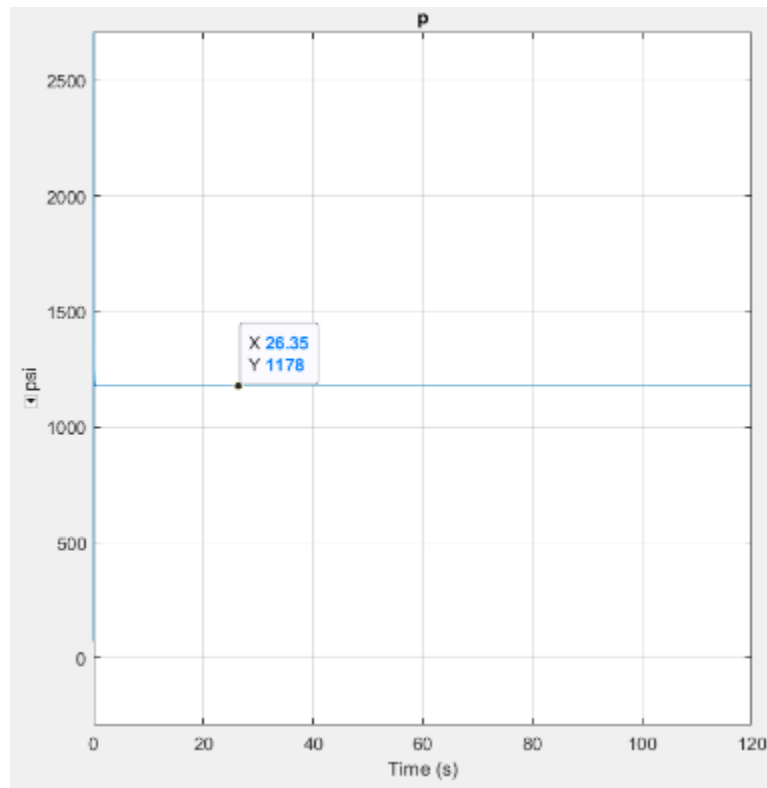


Figura 18 Grafica Presión Vs. Tiempo con acumulador Fuente: Elaboración propia

En la gráfica de presión con respecto al tiempo (figura 18) en el mismo punto de la simulación anterior se observa que el acumulador cumple con la función de aumentar la presión del fluido de forma constante al aumentar la presión del gas.

Por otro lado, se verifican los efectos del acumulador en el caudal del fluido, como se puede apreciar en las figuras 19 y 20 se concluye que la diferencia de caudal entre ambas situaciones es despreciable.

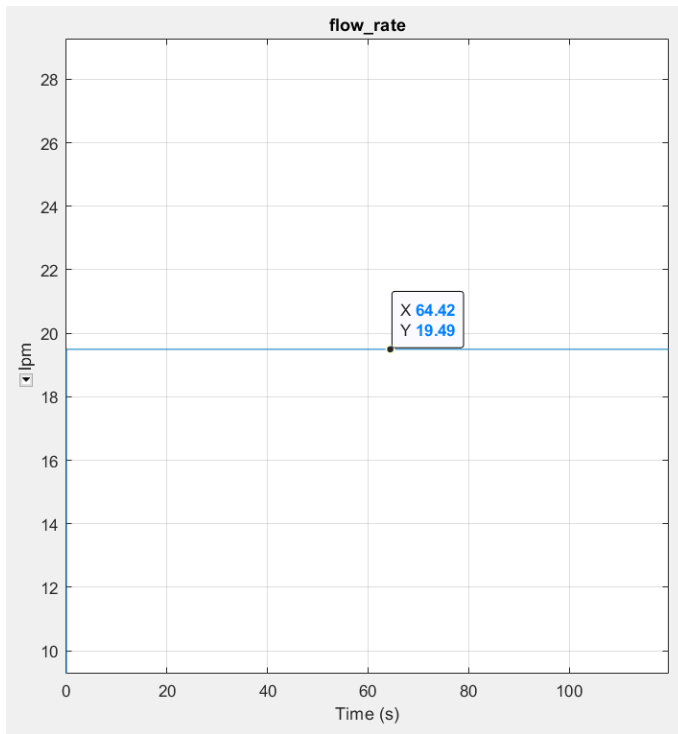


Figura 19 Grafica Caudal Vs. Tiempo sin acumulador Fuente: Elaboración propia

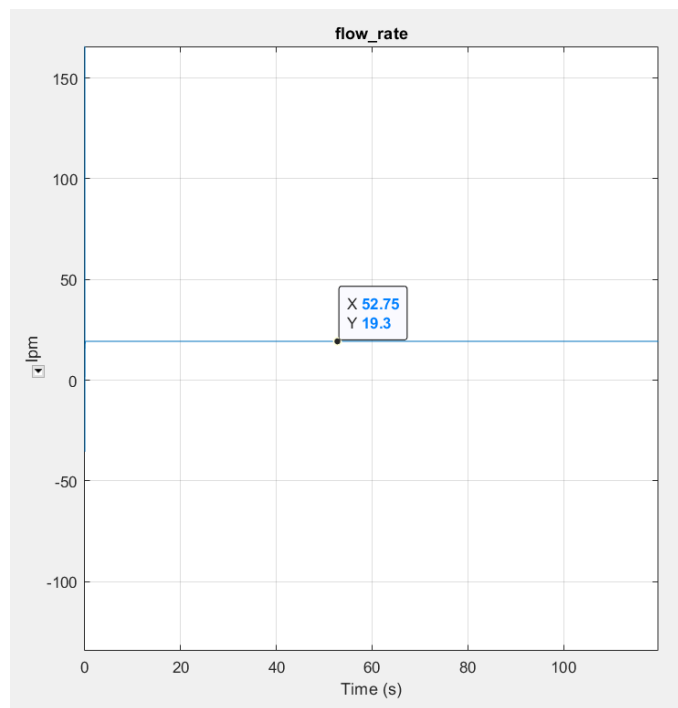


Figura 20 Grafica Caudal Vs. Tiempo con acumulador Fuente: Elaboración propia

## **Sistema térmico:**

Requerimientos:

- Controlar la temperatura del fluido en un rango de 20 °C a 60 °C
- Capaz de retirar la energía calórica que aporta la bomba principal al fluido
- Control de temperatura mediante sistema PID

El sistema térmico tiene la función de controlar la temperatura del fluido de trabajo, así como de retirar el calor generado por el trabajo de la bomba, especialmente a la temperatura inicial (20°C).

La bomba seleccionada requiere una potencia de 0.33kW y tiene una eficiencia de 90% a una temperatura de 20°C por lo que:

$$\text{Potencia transferida en forma de calor} = 0.33\text{kW} \cdot 0.1 = 0.033\text{kW} = 33\text{W}.$$

La caída de presión generada por la fricción también resulta en una ganancia de calor para el fluido, pero debido a que la longitud total de la tubería es relativamente corta y la velocidad del fluido es baja, esta ganancia puede ser despreciada.

Los baños térmicos disponibles exceden ampliamente la capacidad necesaria para retirar el calor generado por la bomba, por lo que la selección de este se determina de acuerdo con los otros requerimientos y su precio.

El baño térmico seleccionado es el Cole-Parmer Polystat 1212202 con una capacidad de enfriamiento a 20°C de 250W y un rango de temperatura de -20°C a 100°C que cumple con todos los requerimientos.

El baño térmico hará circular un fluido refrigerante hacia un cilindro metálico, acoplado a una sección de la tubería.

## **Válvula de liberación de aire:**

Debido a la alta presión a la que trabajara el sistema se opta por el uso de una válvula ARI S-100 capaz de soportar presiones de has 100 bar (1450.38 psi) la cual cuenta con sellos y anillos en EPDM, que puede trabajar con una gran variedad de alcoholes y aceites.

### **Válvula de liberación de presión:**

Como válvula de liberación de presión o válvula de seguridad se seleccionó la válvula zARMAK 630FG DN25 capaz de trabajar a presiones de hasta 100 bar (1450.38 psi) a temperaturas de hasta 400 °C y compatible con una gran variedad de fluidos.

### **Sistema de tubería:**

Requerimientos:

- Presión máxima de trabajo: 1200 psi
- Temperatura de trabajo: 20 °C a 60 °C
- No susceptible a la corrosión

Usando como guía la norma ASME B31.3 se decide usar tubería ASTM A106-B, la cual es usada ampliamente en la industria del petróleo, la tubería de este material con referencia cedula 40 permite presiones de trabajo de hasta 3810 psi a 200 °C excediendo ampliamente los requisitos de nuestra aplicación.

Al igual que con la tubería para seleccionar las bridas debemos remitirnos a la norma que aplique, en este caso la ASME B16.5, siendo necesario el uso de bridas clase 600 con una presión máxima de trabajo de hasta 1500 psi a 93°C.

Para el caso de las conexiones a la bomba se hará uso de bridas de 1.5 pulgadas clase 1500, debido a que la bomba principal es fabricada con estas.

### **Estructura:**

La estructura tiene como función servir de soporte para el sistema de tubería y diferentes componentes del banco. Para comprobar la idoneidad del diseño propuesto y el material seleccionado, se lleva a cabo un análisis estático donde se determinan las magnitudes de las fuerzas que afectan los puntos de apoyo, con estas se realiza un análisis de tensión de von Mises usando el software Solidworks.

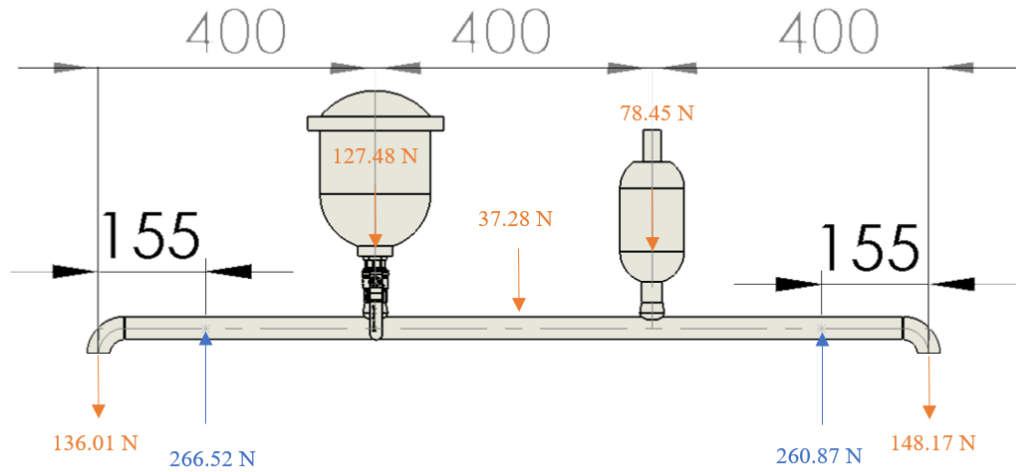


Figura 21 Fuerzas de modelo estático tubería superior Fuente: Elaboración propia

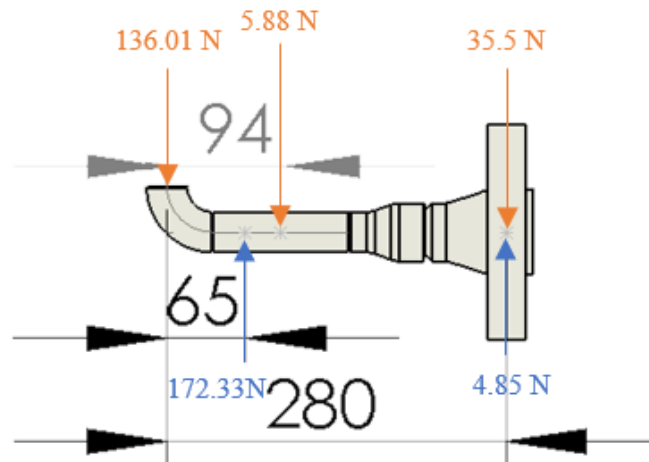


Figura 22 Fuerzas de modelo estático tubería inferior izquierda Fuente: Elaboración propia

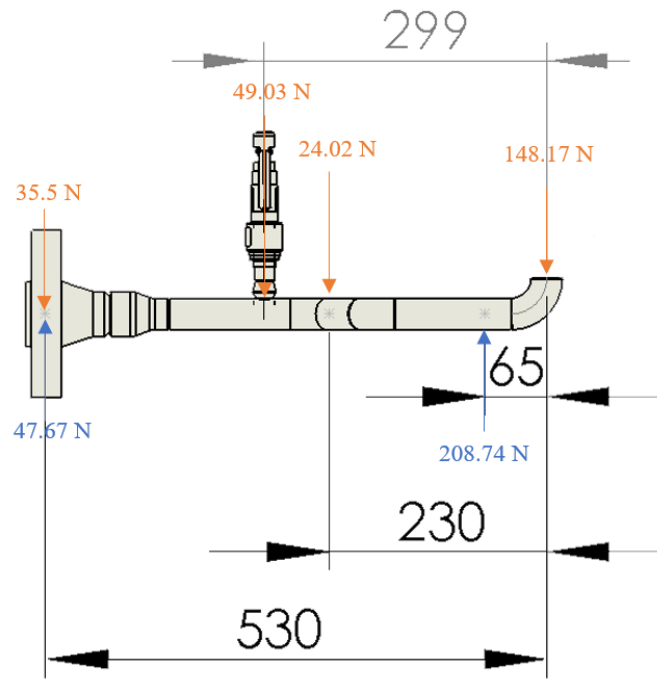


Figura 23 Fuerzas de modelo estático tubería inferior derecha Fuente: Elaboración propia

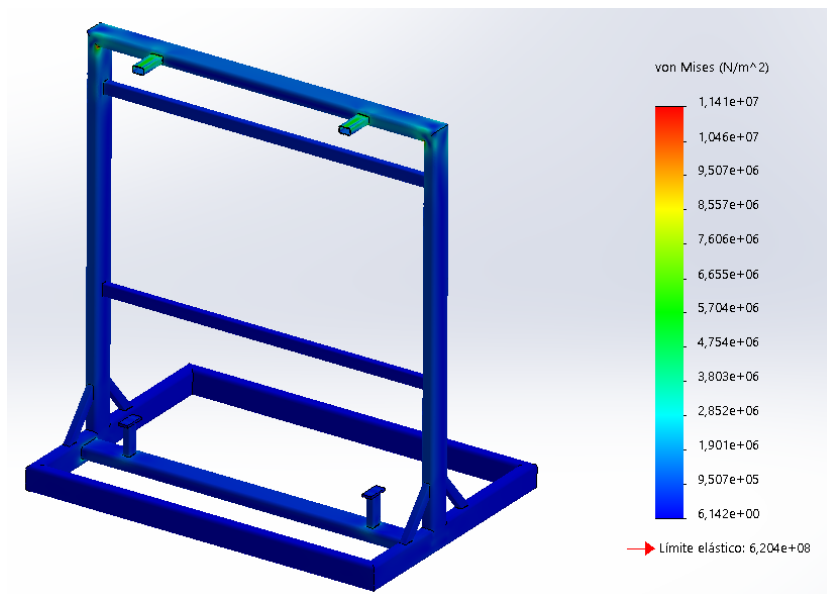
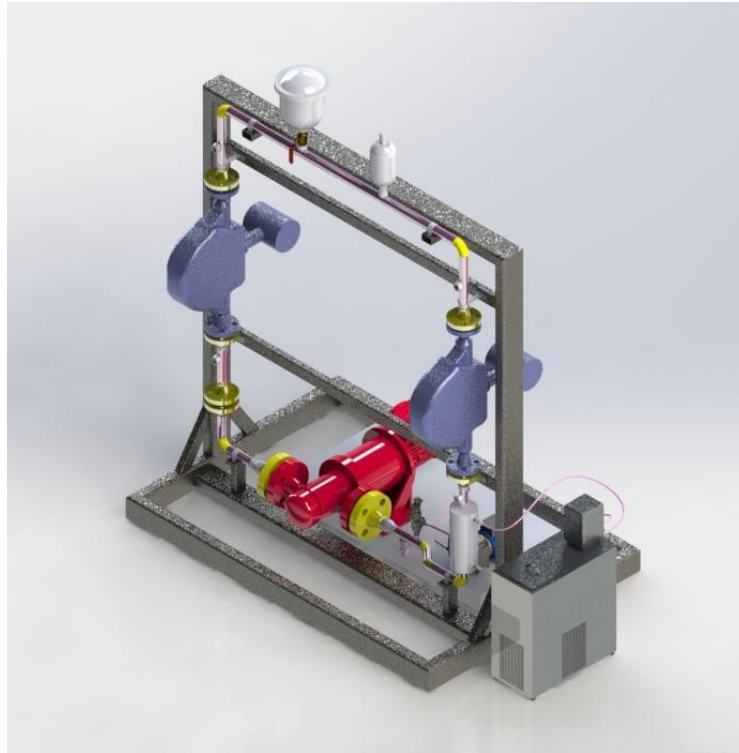


Figura 24 Análisis de tensión von Mises Fuente: Elaboración propia

Como se evidencia en la figura 24, se puede concluir que el diseño propuesto para la estructura usando como material acero ASTM A36 es más que capaz de soportar las fuerzas a las que será sometido.



*Figura 25 Banco de calibración en laboratorio Fuente: Elaboración propia*

### **8.8 Banco de calibración en sitio**

El banco de calibración en sitio es en esencia un soporte donde ira montado el patrón de trabajo junto con un transmisor de presión y uno de temperatura, una batería y el sistema de adquisición de datos, de forma que pueda ser transportado y acondicionado fácilmente en el sitio de operación para tomar las respectivas mediciones. El banco cuenta con una sección de tubería que puede ser desmontada para montar allí el densímetro a calibrar en caso de que las instalaciones del cliente no permitan la conexión en serie de los dos (2) medidores.





*Figura 26 Banco de calibración en sitio Fuente: Elaboración propia*

## **8.9 Análisis Financiero**

Tiene como objetivo estimar si la construcción y operación de los bancos de calibración en laboratorio y en sitio es factible en términos económicos analizando los diferentes costos, tales como su costo inicial, los costos operativos y administrativos además se estiman los ingresos potenciales y finalmente se calcula el valor presente neto.

### **8.9.1 Inversión inicial**

Es el gasto que se hace de manera inicial, en la que se incluye la adquisición de equipos y elementos, así como su construcción.

Costo Inicial				
Item	Cantidad	Precio c/u (Dolares)	Precio c/u (Pesos)	Precio total
Soporte/S. de tuberías/Accesorios/Construcción	1		\$ 6.000.000,00	\$ 6.000.000
Densímetro oscilatorio	2	\$ 36.778,38	\$ 126.885.411,00	\$ 253.770.822
Bomba de tornillo + Motor	1	\$ 10.412,50	\$ 35.923.125,00	\$ 35.923.125
Bomba Peristáltica	1	\$ 3.200,00	\$ 11.040.000,00	\$ 11.040.000
Válvula libreación de aire	1	\$ 1.842,75	\$ 6.357.487,50	\$ 6.357.488
Baño termico	1	\$ 2.888,50	\$ 9.965.325,00	\$ 9.965.325
Refrigerante	2	\$ 230,00	\$ 793.500,00	\$ 1.587.000
Acumulador de vejiga	1		\$ 773.500,00	\$ 773.500
Válvula de liberación de presión	1	\$ 1.510,50	\$ 5.211.225,00	\$ 5.211.225
Soporte en sitio/Accesorios/Construcción	1		\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000
Sensor de Temperatura	3	\$ 252,00	\$ 869.400,00	\$ 2.608.200
Sensor de Presión	3	\$ 220,00	\$ 759.000,00	\$ 2.277.000
Batería 24V	1	\$ 220,00	\$ 759.000,00	\$ 759.000
Sistema de adquisición de datos	2	\$ 3.989,14	\$ 13.762.533,00	\$ 27.525.066
Computador portátil	1		\$ 1.200.000,00	\$ 1.200.000
			<b>Total</b>	<b>\$ 367.497.751</b>

Tabla 4 Inversión inicial Fuente: Elaboración propia

## 8.9.2 Costos operacionales

### Personal operativo

Los servicios de calibración en campo serán realizados por dos (2) técnicos, se estima que cada servicio de calibración tomará tres (3) días tomando en cuenta también el tiempo de transporte, un técnico trabajará un (1) día en oficina elaborando los respectivos informes, adicionalmente un líder de área debe revisar los resultados en un tiempo estimado de medio día.

Personal	Días en campo	Días en oficina	Salario mensual	Salario Diario	Total por persona
Tecnico 1	3	1	\$ 2.500.000,00	\$ 125.000,00	\$ 500.000,00
Tecnico 2	3		\$ 2.500.000,00	\$ 125.000,00	\$ 375.000,00
Lider		0,5	\$ 3.500.000,00	\$ 175.000,00	\$ 87.500,00
				<b>Total por servicio</b>	<b>\$ 962.500,00</b>

Tabla 5 Costo personal operativo Fuente: Elaboración propia

### Transporte

El transporte será por vía terrestre para lo cual se alquilará un vehículo capaz de transportar a los dos (2) técnicos y al patrón de trabajo de forma segura.

Se estima que el precio de alquiler es de COP\$600.000/día, teniendo en cuenta que se tomaran tres (3) días para realizar la calibración los gastos de transporte se estiman en COP\$1'800.000 por servicio.

### **Viáticos**

El valor de los viáticos es estimado como COP\$300.000/día en campo por persona, dando un total de COP\$1'800.000 por servicio.

### **Insumos**

Una vez finalizado el servicio, el patrón de trabajo debe ser limpiado usando un solvente, el cual tiene un costo de COP\$150.000/galón, cada servicio hará uso de un galón.

### **8.9.3 Costos de gestión**

La corporación CDT de gas cuenta con sistema de gestión y servicio al cliente, cuyos costos operacionales deben ser financiados por todos los servicios prestados por la empresa, se asume que las calibraciones de densímetros deben hacer un aporte del 5% del total de estos.

### **8.9.4 Ingresos por servicios**

Según datos obtenidos por el CDT de gas en el país hay aproximadamente 250 medidores de densidad usados en la industria del petróleo, siendo clientes potenciales para su calibración. La meta propuesta es la calibración de un 20% de estos medidores de manera anual, lo que representa un total de 50 servicios por año.

La estimación del valor por servicio de calibración se realizó teniendo en cuenta servicios similares prestados por la empresa, con esto se determinó que este sería de COP\$8'000.000. lo que significa un total de COP\$400'000.000 en ingresos anuales.

### **8.9.5 Valor presente neto**

Tomando como base los valores detallados en los numerales anteriores, los cuales son valores presentes (2019), y usando el promedio del índice de precios al consumidor (IPC) de los últimos cuatro (años) se calculan los valores de los cuatro (4) años siguientes, periodo en el cual se espera recuperar la inversión, comenzando en el año 2020, teniendo en cuenta que en este año se tiene planeada la realización del proyecto.

Para calcular el valor presente neto se toma la diferencia entre los ingresos y egresos de cada año, y una rentabilidad del 13%, valor dado por el CDT de gas, replazándolos en la ecuación:

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{FN_n}{(1+r)^n} \quad (8.19)$$

Donde:

VPN= Valor presente neto

FN= Flujo de caja neto

r= Rentabilidad

n= Numero del periodo (año)

### **8.9.6 Tasa interna de retorno**

Usando la ecuación (8.19) y usando un valor presente neto igual a cero, se calcula el valor de  $r$ , el cual en este caso es conocido como la tasa interna de retorno (TIR). La TIR es utilizada en los proyectos de inversión en conjunto con el VPN para determinar la viabilidad de estos, una tasa interna de retorno mayor a la rentabilidad establecida junto a un valor presente neto positivo indican que un proyecto es rentable.

Inversión inicial	\$ 367.497.751,00		Rentabilidad	13,00%
Numero de servicios	50		VPN	\$ 75.650.260,97
IPC (Prom. 2015-19)	4,76%		TIR	21,87%
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
<b>Ingresos</b>				
Ventas de Calibración	\$ 419.040.000,00	\$ 438.986.304,00	\$ 459.882.052,07	\$ 481.772.437,75
<b>Egresos</b>				
<b>Costos operacionales</b>				
Personal operativo	\$ 50.415.750,00	\$ 52.815.539,70	\$ 55.329.559,39	\$ 57.963.246,42
Transporte	\$ 94.284.000,00	\$ 98.771.918,40	\$ 103.473.461,72	\$ 108.398.798,49
Viaticos	\$ 94.284.000,00	\$ 98.771.918,40	\$ 103.473.461,72	\$ 108.398.798,49
Insumos	\$ 7.857.000,00	\$ 8.230.993,20	\$ 8.622.788,48	\$ 9.033.233,21
EPPs/Dotación	\$ 2.095.200,00	\$ 2.194.931,52	\$ 2.299.410,26	\$ 2.408.862,19
<b>Costos de Gestión</b>				
Mtto de Sistema de G.	\$ 2.095.200,00	\$ 2.194.931,52	\$ 2.299.410,26	\$ 2.408.862,19
Servicio al cliente	\$ 2.095.200,00	\$ 2.194.931,52	\$ 2.299.410,26	\$ 2.408.862,19
Personal SdG	\$ 1.097.465,76	\$ 1.149.705,13	\$ 1.204.431,09	\$ 1.261.762,01
<b>Costos de Mtto</b>				
Calibración	\$ 20.952.000,00	\$ 21.949.315,20	\$ 22.994.102,60	\$ 24.088.621,89
Mtto de Equipos	\$ 2.619.000,00	\$ 2.743.664,40	\$ 2.874.262,83	\$ 3.011.077,74
Aseguramiento	\$ 1.500.000,00	\$ 1.571.400,00	\$ 1.646.198,64	\$ 1.724.557,70
Flujo de Caja	\$ 139.745.184,24	\$ 146.397.055,01	\$ 153.365.554,83	\$ 160.665.755,24

Tabla 6 Valor presente neto Fuente: Elaboración propia

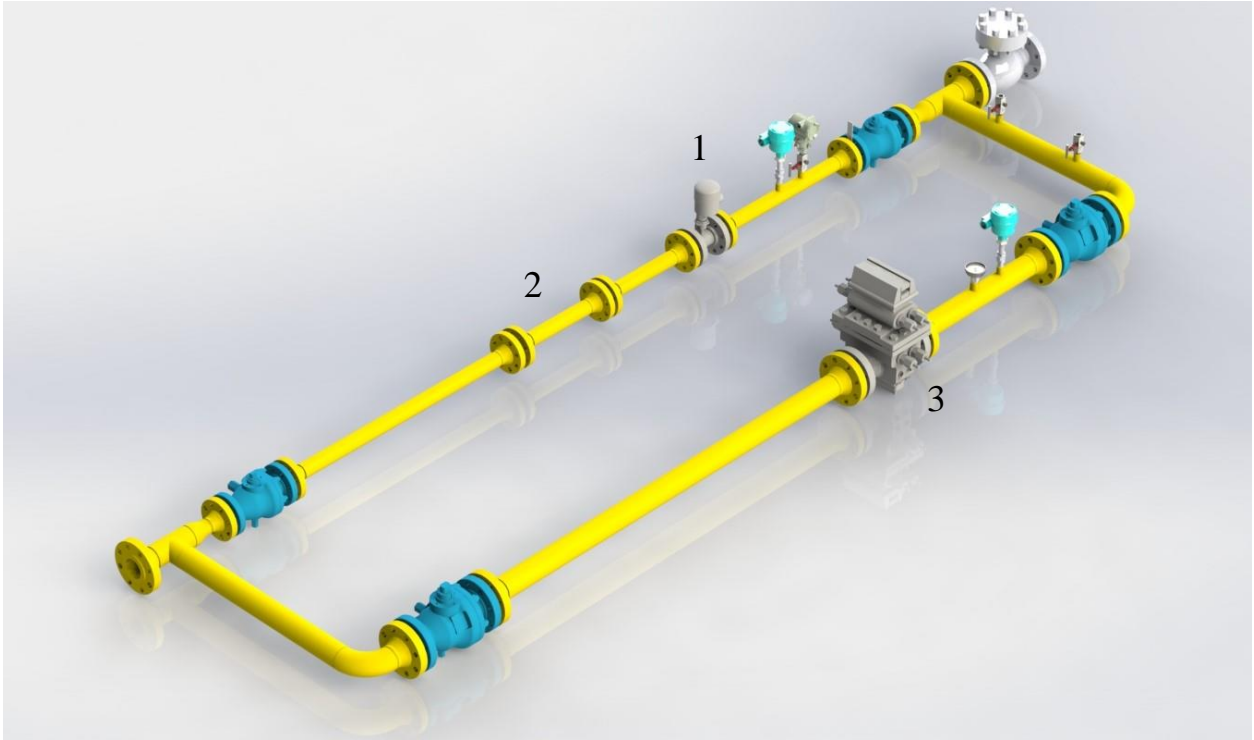
## 8.10 Actividades adicionales

En paralelo a las actividades relacionadas con la calibración de densímetros, se realizaron actividades de apoyo al área de especialidades técnicas del CDT de Gas, área encargada de diferentes tareas de ingeniería, entre estas el diseño de sistemas de transporte y medición de hidrocarburos, en especial del gas. Antes de poder apoyar esta área se realizó una capacitación donde se incluyeron normas, manejo de software y selección de equipos, accesorios y materiales.

En las figuras 27 y 28 se puede apreciar un sistema de medición que fue modificado como parte de las actividades adicionales realizadas durante la práctica, la figura 27 muestra un sistema de medición de flujo de gas diseñado y construido por el CDT de Gas y cuyo dueño solicitó una serie de mejoras que se muestran en la figura 28.

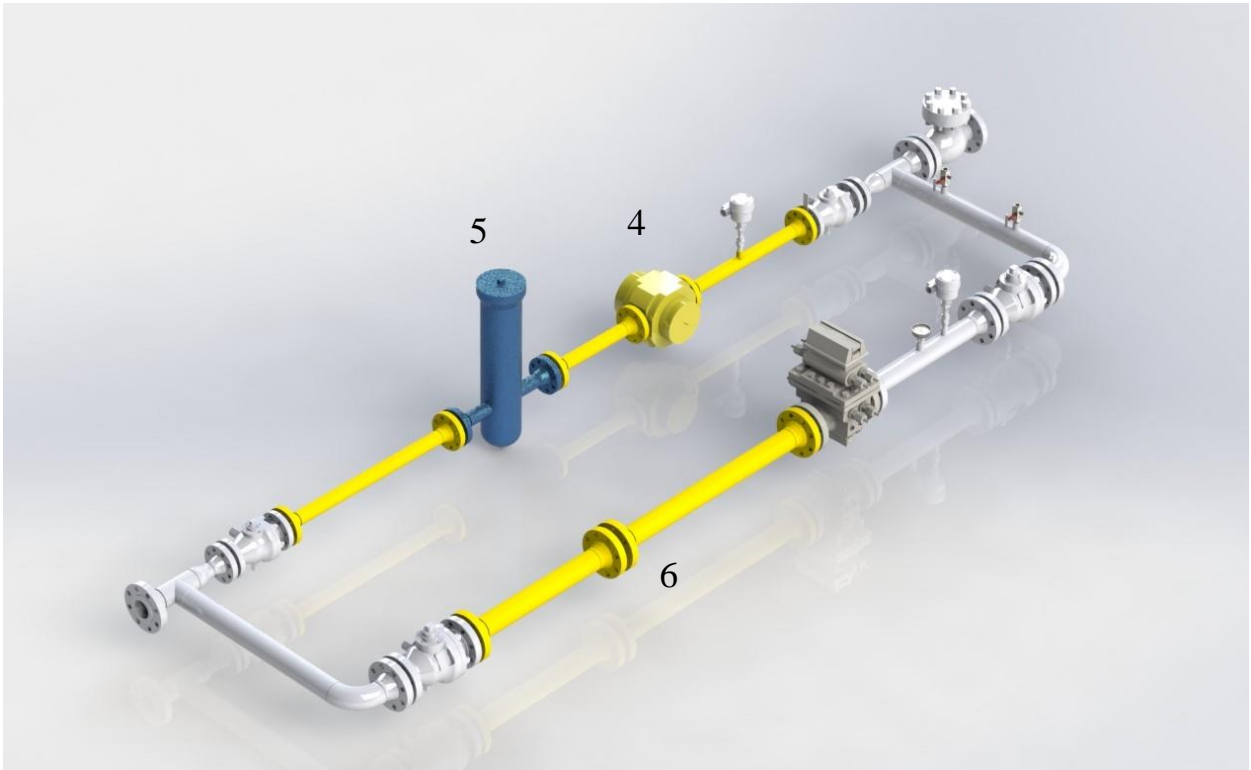
El sistema costa de dos brazos de medición en paralelo, el brazo 1 (2 in) cuenta con un medidor de caudal tipo turbina (1) con un acondicionador de flujo tipo Nova (2) aguas

arriba de este. El brazo 2 (3 in) posee un medidor de placa de orificio montado en un porta-placa (3).



*Figura 27 Sistema de medición de gas original Fuente: CDT de Gas*

Se solicita que el medidor de turbina sea reemplazado por un medidor rotativo y que se incluya un acondicionador de flujo aguas arriba de la placa de orificio. Debido a que se trata de una modificación de un sistema ya construido los diámetros de las tuberías se mantienen como están, el medidor rotativo (4) se selecciona usando catálogos de fabricantes teniendo en cuenta sus recomendaciones, este tipo de medidores no requiere un acondicionador de flujo, pero es sensible a las impurezas, haciendo necesario el uso de un filtro de alta presión (5). En el caso del brazo 2 se instalará un acondicionador de flujo tipo placa Zanker (6) como fue solicitado y siguiendo las recomendaciones dadas en el reporte AGA 3 parte 2 se ubica a una distancia equivalente a 14 veces el diámetro nominal de la tubería aguas arriba del medidor.



*Figura 28 Sistema de medición de gas modificado Fuente: CDT de gas/elaboración propia*

Una vez seleccionados los elementos para las modificaciones solicitadas se realiza un modelo 3D con ayuda del software Solidworks y se generan los planos que serán usados para la fabricación de las secciones de tubo modificadas y el posterior montaje del sistema.

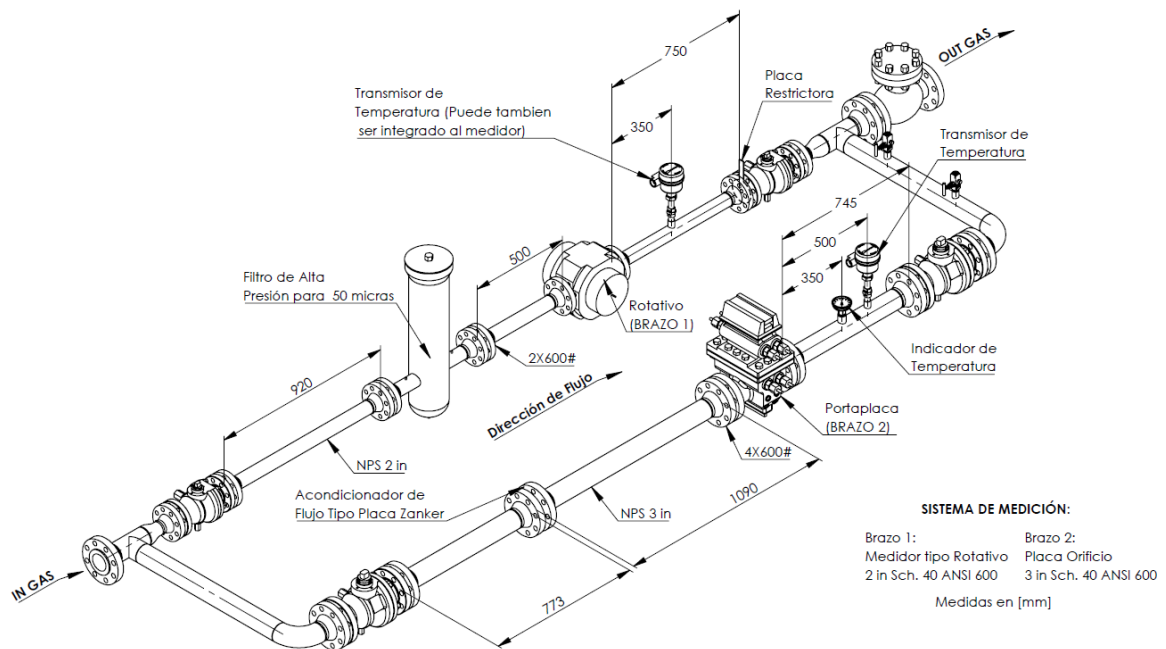


Figura 29 Plano del sistema de medición de gas modificado Fuente: CDT de gas/elaboración propia



## Capítulo 9 Conclusiones

- Teniendo en cuenta factores como la conservación de las propiedades del fluido de interés y las características metrológicas necesarias para realizar calibraciones de medidores de densidad en línea, se determinó que el método más apropiado es una comparación directa entre las lecturas de densidad del medidor a calibrar y un medidor de referencia, conectados en serie, garantizando así que las condiciones de trabajo para ambos medidores sean prácticamente idénticas.
- Usando una estimación de incertidumbre con información proporcionada por el fabricante del medidor de densidad seleccionado, parámetros de trabajo establecidos y teniendo en cuenta la incertidumbre permisible para la medición de densidad dada en el numeral [8.1.3](#), se obtuvo una contribución de incertidumbre máxima permisible para la medición de la temperatura del líquido de  $\pm 0.6427$  °C. Por otro lado, debido a que coeficiente de sensibilidad de la presión obtenido es bastante pequeño, se sugiere realizar pruebas con sensores de presión de diferentes características y así determinar la conveniencia de estos.
- Mediante un análisis en conjunto del valor presente neto (VPN) y de la tasa interna de retorno (TIR), usando una tasa de rentabilidad de 13% y los valores esperados para los próximos 4 años se obtuvo un VPN positivo y un TIR mayor al 13%, lo que indica que la inversión es recuperada en el tiempo deseado y nos lleva a concluir que el proyecto es viable económicamente.

## Capítulo 10 Recomendaciones

- El Instituto Americano del Petróleo (API) ha lanzado un proyecto con el objetivo de desarrollar un medidor de densidad maestro como alternativa del picnómetro. El cual, según el informe entregado por este al comité técnico de mediciones del Consejo internacional de investigación de tuberías (PRCI por sus siglas en inglés) el día 5 de febrero del año 2019, estaba programado para iniciar una segunda fase de pruebas en el mes de marzo del mismo año, fase que no ha concluido a la fecha. Por esto se recomienda prestar especial atención a los informes emitidos por el instituto americano del petróleo para su estudio y así se garantice que la calibración de densímetros se realice de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.
- En años recientes se han desarrollado factores del transductor adicionales a los ya vistos con anterioridad, dichos factores son obtenidos mediante una calibración a altas temperaturas y presiones simultáneamente, tienen como finalidad reducir posibles errores de medición al realizar la calibración a condiciones más cercanas a las condiciones de trabajo reales. Una vez concluida la construcción del banco se recomienda realizar pruebas para determinar si estos factores deben ser o no incluidos en el proceso de calibración, teniendo en cuenta los rangos de error permitidos.
- Debido a que la presión del acumulador de vejiga, en el banco de calibración en laboratorio, debe ser ajustada con el líquido de prueba en condición estática, y esta puede variar una vez se haga fluir, se recomienda desarrollar patrones donde se incluyan las presiones necesarias del gas contenido en el acumulador para cada fluido a determinadas condiciones de trabajo, permitiendo ahorrar tiempo al evitar un procedimiento de prueba y error en cada proceso de calibración.

## Capítulo 11 Referencias

- [1] BC Open Textbooks, «Fluids, Density, and Pressure,» 2016. [En línea]. Available: <https://opentextbc.ca/universityphysicsv1openstax/chapter/14-1-fluids-density-and-pressure/>.
- [2] Petro Industry News, «What is API Gravity?,» 08 Febrero 2015. [En línea]. Available: <https://www.petro-online.com/news/fuel-for-thought/13/breaking-news/what-is-api-gravity/33309>.
- [3] Bureau International des Poids et Mesures., «International vocabulary of metrology - Basic and general concepts and associated terms (VIM),» 2012. [En línea]. Available: [https://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM\\_200\\_2012.pdf](https://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM_200_2012.pdf).
- [4] ASTM International, «E100-19 Standard Specification for ASTM Hydrometers,» 2019. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1520/E0100-19>.
- [5] «The Math and Science,» 19 Julio 2011. [En línea]. Available: <http://doveandraven.blogspot.com/2011/07/>.
- [6] «Density determination by picnometer,» (s.f.). [En línea]. Available: <https://www.fpharm.uniba.sk/fileadmin/faf/Pracoviska-subory/KFCHL/ENG/lectures/Physics/1.Density-pycnometer.pdf>.
- [7] 3B Scientific, «Picnómetro de Gay-Lussac,» (s.f.). [En línea]. Available: [https://www.a3bs.com/gay-lussac-pycnometer-1002874-u14220,p\\_583\\_1062.html](https://www.a3bs.com/gay-lussac-pycnometer-1002874-u14220,p_583_1062.html).
- [8] American Petroleum Institute, *API MPMS 9.4 e1*, 2018.
- [9] ASTM International, «D4052-18a Standard Test Method for Density, Relative Density, And API Gravity of Liquids by Digital Meter,» 2018. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1520/D4052-18A>.
- [10] Rudolph Research Analytical, «Density meters,» (s.f.). [En línea]. Available: <https://rudolphresearch.com/products/density-meters/ddm-2910/>.
- [11] W. Wagner y R. Kleinrahm, «Densimeters for very accurate density measurements of fluids over large ranges of temperature, pressure, and density.,» 2004.
- [12] B. G. Liptak, *Instrument Engineers' Handbook: Process Measurement and Analysis*, Fourth Edition, VOLUME I, CRC Press, 2003.
- [13] Gas Processors Suppliers Association, *Engineering Data Book 12th Edition*, Tulsa, Oklahoma: Gas Processors Association, 2004.
- [14] International Organization for Standardization, *ISO 15212-2:2002*, 2002.
- [15] Bureau International des Poids et Mesures., «JCGM 100:2008 Evaluation of Measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement,» Septiembre 2008. [En línea]. Available: [https://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM\\_100\\_2008\\_E.pdf](https://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM_100_2008_E.pdf).
- [16] Emerson Process Management, *Micro Motion compact density meters (CDM). Product data sheet*, 2018.
- [17] Emerson Process Management, *Micro Motion compact density meters (CDM)*, 2016.

[18] Norwegian society for oil and gas measurement, «Handbook of uncertainty calculation for ultrasonic, turbine and Coriolis oil flow metering stations,» [En línea]. Available: [https://nfogm.no/wp-content/uploads/2018/02/CMR-17-A211576-RA-1-Rev01-Handbook-fiscal-ultrasonic-oil-metering-station-updated-2017\\_new-front-page.pdf](https://nfogm.no/wp-content/uploads/2018/02/CMR-17-A211576-RA-1-Rev01-Handbook-fiscal-ultrasonic-oil-metering-station-updated-2017_new-front-page.pdf).

## Capítulo 12 Anexos

### 12.1 Anexo 1 Proceso de calibración de densímetros en laboratorio

Debido a que la calibración de los densímetros está relacionada con los factores de transductor, estas deben ser reportadas con los resultados de calibración, así como la temperatura, presión y todos los parámetros relevantes para la calibración.

La calibración debe ser realizada a temperaturas, presiones y condiciones del fluido constantes, asegurando que la influencia de la variación de estos parámetros en la incertidumbre de medida este dentro de los valores dados.

1. Instalar el densímetro en el aparato de calibración, encender el instrumento, y donde aplique seleccionar los rangos de medición y de trabajo de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
2. Ajustar la temperatura, presión y caudal del líquido, y donde sea apropiado, ajustar la temperatura ambiente del aparato de calibración.
3. Esperar hasta que las condiciones de trabajo ajustadas y el sensor de temperatura estén estables.
4. Tomar un mínimo de 10 lecturas consecutivas de la densidad y los parámetros de trabajo reales. El intervalo de tiempo entre dos (2) lecturas debe ser de mínimo 60 s.
5. De las lecturas de densidad  $\rho_i$  calcular el valor medio  $\rho$  y la desviación estándar  $s$  como sigue:

$$\rho = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \rho_i \quad (12.1)$$

$$s = \sqrt{\frac{\sum (\rho_i - \rho)^2}{n-1}} \quad (12.2)$$

Donde  $n$  es el numero total de lecturas e  $i$  es el índice de suma.

6. Calcular el error sistemático de medición  $\Delta\rho$  como la diferencia entre la media de la densidad  $\rho$  y la densidad de referencia conocida  $\rho_{ref}$  del líquido de prueba usado a las condiciones de trabajo particulares de temperatura y presión.

$$\Delta\rho = \rho - \rho_{ref} \quad (12.3)$$

7. Calcular la incertidumbre de la medición con un nivel de confianza del 95% ( $k=2$ ) de las contribuciones de incertidumbre del aparato de calibración usado, las contribuciones de la densidad del líquido, si aplica de otras propiedades del líquido y de la desviación calculada en el paso 5 de acuerdo con la guía para expresar la incertidumbre en mediciones (GUM).
8. Listar los resultados de calibración en una tabla que contenga cada uno de los siguientes parámetros en columnas adyacentes:
- Densidad de referencia del líquido;
  - Error sistemático de la medición;
  - Incertidumbre de la medición;
  - Parámetros que influyen la calibración;
  - Factores del transductor establecidos.

[14]

## 12.2 Anexo 2 Proceso de calibración de densímetros en sitio

Cada calibración de densímetros está relacionada con los factores de transductor, las cuales deben ser reportadas con los resultados de calibración, así como la temperatura, presión y todos los parámetros relevantes para la calibración.

La calibración debe ser realizada a temperaturas, presiones y condiciones del fluido constantes, asegurando que la influencia de la variación de estos parámetros en la incertidumbre de medida este dentro de los valores dados.

Las calibraciones de medidores de densidad de proceso deberán ser realizadas bajo el siguiente procedimiento.

1. Encender el medidor de densidad de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
2. Esperar hasta que los parámetros del proceso, tales como la temperatura, la presión y el caudal del líquido, así como el sensor de temperatura y condiciones ambientales estén estables.
3. Tomar una muestra del líquido del proceso y medir su densidad con un instrumento de medición de densidad calibrado (patrón de trabajo). La influencia de la temperatura y la presión de líquido deberá ser considerada.
4. Tomar tres (3) lecturas consecutivas de la densidad medida y los parámetros de trabajo reales. Al menos dos (2) de las tres (3) lecturas no deberán exceder el máximo error permisible especificado en [8.1.3](#).
5. Listar los resultados de calibración en una tabla que contenga cada uno de los siguientes parámetros en columnas adyacentes:
  - Densidad de referencia del líquido de proceso;
  - Error sistemático de cada una de las tres (3) mediciones;
  - Incertidumbre de medición;
  - Constantes del instrumento establecidas;
  - Parámetros relevantes del proceso.

[14]