



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO.**

**TEMA: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE  
PRUEBAS PARA VERIFICAR MEDICIÓN DE FLUJO DE  
LÍQUIDOS CLAROS APLICANDO NORMA INTERNACIONAL”.**

**AUTOR: EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE**

**DIRECTOR: ING. WASHINGTON FREIRE**

**LATACUNGA**

**2015**



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA VERIFICAR MEDICIÓN DE FLUJO DE LÍQUIDOS CLAROS APLICANDO NORMA INTERNACIONAL**” realizado por el señor **EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE**, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar al señor **EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE** para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 21 de diciembre del 2015

ING.WASHINGTON FREIRE

**DIRECTOR**



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE**, con cédula de identidad N° 150071325-8, declaro que este trabajo de titulación “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA VERIFICAR MEDICIÓN DE FLUJO DE LÍQUIDOS CLAROS APLICANDO NORMA INTERNACIONAL**” ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Latacunga, 21 de diciembre del 2015

EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE

C.C.: 150071325-8



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la biblioteca Virtual de la institución el presente trabajo de titulación “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA VERIFICAR MEDICIÓN DE FLUJO DE LÍQUIDOS CLAROS APLICANDO NORMA INTERNACIONAL**” cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Latacunga, 21 de diciembre del 2015

EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE

C.C.: 150071325-8



## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mi familia, de manera especial a mi padre y madre a quienes admiro por formar mi persona con valores, por sus sabios consejos, confianza y apoyo incondicional necesarios para tomar fortaleza y culminar este proyecto.

A mis hermanos, familiares y amigos que de una u otra forma han estado presentes en los buenos y malos momentos durante mi período de formación profesional, desarrollo y culminación del proyecto

**ORLANDO YUGSI**



## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco al único ser celestial que nunca falla y está siempre conmigo DIOS, por ser parte y guía de mi vida.

A la UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE, por su formación académica y consolidar mis conocimientos profesionales, en especial a los Ingenieros Washington Freire y Freddy Salazar por su valioso aporte y colaboración en la consecución de este proyecto.

A la compañía “MINGA S.A.” por las facilidades brindadas en la elaboración de este proyecto, de manera especial a todos y cada uno de mis compañeros de trabajo.

**ORLANDO YUGSI**



## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>CERTIFICACIÓN</b> .....	<b>ii</b>
<b>AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD</b> .....	<b>iii</b>
<b>AUTORIZACIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	<b>vii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>xvi</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xvii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xviii</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	<b>1</b>
1.1. Antecedentes .....	1
1.2. Justificación e Importancia .....	1
1.3. Alcance.....	2
1.4. Objetivos .....	2
1.4.1 Objetivo general .....	2
1.4.2 Objetivos específicos .....	2
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>3</b>
2. Antecedentes .....	3
2.1 Análisis, interpretación y selección de la norma a aplicar para la medición de flujo. ....	3
2.1.1 Normas de Referencia .....	3

2.1.2	Abreviaturas .....	4
2.1.3	Métodos para inspección de medidores dinámicos de flujo con el propósito de Calibración.....	7
2.2	Propiedades físicas de los fluidos. ....	9
2.2.1	Viscosidad.....	9
2.2.2	Viscosidad absoluta o dinámica .....	9
2.2.3	Viscosidad cinemática.....	10
2.2.4	Densidad, volumen específico y peso específico .....	10
2.3	Regímenes de flujo de fluidos en tuberías .....	12
2.3.1	Régimen de Flujo Laminar y Turbulento.....	13
2.3.2	Velocidad media de flujo .....	14
2.3.3	Número de Reynolds.....	14
2.3.4	Radio hidráulico.....	15
2.4	Ecuación general de energía teoría de bernoulli .....	16
2.5	Fórmula de darcy .....	17
2.5.1	Factor de fricción.....	19
2.6	Flujo de fluidos en válvulas y accesorios.....	20
2.6.1	Válvulas.....	20
2.6.2	Accesorios.....	21
2.6.3	Coeficiente de resistencia “K”, longitud equivalente y coeficiente de flujo.....	22
2.7	Factor de corrección de volumen (fcv). ....	30
2.7.1	Parámetros que intervienen en el Factor de Corrección de Volumen FCV .....	31
2.8	Dispositivos y equipos para medir caudal. ....	32
2.8.1	Medidores de flujo volumétrico.....	32
2.8.2	Medidores de flujo másico. ....	40
2.9	Patrón volumétrico. ....	42
2.9.1	Niveles de Jerarquía de los Probadores: .....	43
2.10	Probadores volumétricos tipo tanque - (Methode Tank Prover) .....	44
2.10.1.	Calibración: .....	45
2.10.2.	Operación .....	45
2.10.3	Clasificación de probadores volumétricos tipo tanque .....	46



2.11	Método para el control de caudal de fluidos.....	51
2.11.1	Válvulas de control para fluidos. ....	51
2.11.2	Variador de frecuencia para el control de fluidos. ....	53

### **CAPÍTULO III**

<b>DISEÑO Y SELECCIÓN</b> .....	<b>57</b>	
3.1	Diseño del sistema de tuberías. ....	57
3.1.1	Cálculo de las pérdidas de carga en el sistema .....	58
3.1.2.	Cálculo del factor de fricción “K” en accesorios utilizados en el sistema hidráulico.....	59
3.1.3	Cálculo de las pérdidas totales y cabeza de la bomba requerida.....	62
3.1.4	Selección de la bomba .....	67
3.1.5	Selección del equipo patrón volumétrico .....	69
3.1.6	Dimensionamiento del tanque reservorio del líquido.....	70
3.2	Diseño del sistema eléctrico.....	71
3.2.1	Selección de Equipos Eléctricos. ....	72
3.2.2	Elementos de protección.....	73
3.2.3	Elementos de apertura y cierre. ....	80
3.2.4	Conexiones eléctricas. ....	81
3.3	Selección de tuberías, accesorios e instrumentos indicadores de presión y temperatura. ....	81
3.4	Dimensionamiento de la estructura del banco de pruebas para medición de flujo. ....	82
3.5	Selección de la Norma a utilizar. ....	83
3.6	Diseño de plantilla, formato y hoja de cálculo – Método Tank Prover ....	83
3.6.1	Diseño de plantilla, formato.....	83
3.6.2	Diseño de hoja de cálculo .....	85

### **CAPÍTULO IV**

<b>INSTALACIÓN Y MONTAJE</b> .....	<b>91</b>
4.1	Instalación de los servicios básicos que requiere el banco de pruebas. 91

4.2.1	Consideraciones generales para la distribución de la instrumentación y equipos.....	92
4.2.2	Distribución de la instrumentación y equipos del banco de pruebas.....	92
4.3	Instalación y montaje de los accesorios, instrumentos y equipos.....	108
4.3.1.	Condiciones de Operación.....	109
4.3.2.	Factores que afectan el funcionamiento de un medidor tipo turbina ....	110
4.4	Descripción y funcionamiento.....	112
4.4.1.	Mantenimiento del banco de pruebas .....	113

## **CAPÍTULO V**

<b>PRUEBAS Y RESULTADOS</b> .....	<b>115</b>	
5.1	Ajuste y calibración del banco de pruebas didáctico.....	115
5.1.1	Pruebas de Caudal Máximo.....	115
5.1.2.	Pruebas de Funcionamiento del Sistema.....	117
5.1.3	Pruebas o corridas oficiales en el Banco de Pruebas Didáctico.....	119
5.1.4	Pruebas Mecánicas.....	120
5.1.5	Pruebas Eléctricas .....	129
5.2	Aplicación de la metodología desarrollada según norma.....	132
5.3	Procedimiento para determinar la gravedad API en fluidos de líquidos claros y opacos “Método del Thermohidrómetro” .....	133
5.3.1	Equipos y Materiales.....	133
5.3.2	Procedimiento para obtener corregido el API @ 60°F.....	133
5.4	Procedimiento para verificación de medidores dinámicos de flujo.....	137
5.4.1	Equipos y Materiales.....	137
5.4.2	Actividades previas a la verificación de medidores dinámicos de flujo.....	139
5.4.3	Seguridad y Medio Ambiente.....	139
5.4.4	Obtención del MF “Meter Factor” por el método Tank Prover.....	140
5.4.5	Criterios de aceptación y rechazo.....	143
5.4.6	Calificación del personal.....	144
5.4.7	Integridad y seguridad de datos.....	144
5.4.8	Firma de responsabilidad.....	148

5.4.9	Cartas de Control del Medidor.....	148
-------	------------------------------------	-----

## **CAPÍTULO VI**

	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>151</b>
--	--	------------

6.1	Conclusiones.....	151
-----	-------------------	-----

6.2	Recomendaciones.....	152
-----	----------------------	-----

	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>154</b>
--	---	------------

	<b>ANEXO .....</b>	<b>156</b>
--	--------------------	------------

<b>ANEXO 2.1</b>	Densidad, volumen específico y peso específico
------------------	--

<b>ANEXO 3.1</b>	Dimensiones Técnicas de Tuberías PCV Cedula 80
------------------	--

<b>ANEXO 3.2</b>	Altura MSNM en el Oriente Ecuatoriano
------------------	---------------------------------------

<b>ANEXO 3.3</b>	Propiedades Físicas del Agua
------------------	------------------------------

<b>ANEXO 3.4</b>	Velocidad Máxima en Tuberías
------------------	------------------------------

<b>ANEXO 3.5</b>	Diagrama de Moody
------------------	-------------------

<b>ANEXO 3.6</b>	Factor de fricción “K” para Accesorios / Válvulas
------------------	---

<b>ANEXO 3.7</b>	Características y curva de la bomba seleccionada
------------------	--

<b>ANEXO 3.8</b>	Características técnicas del conductor de cobre
------------------	---

<b>ANEXO 3.9</b>	Elementos de protección y portafusibles.
------------------	--

<b>ANEXO 3.10</b>	Elementos de apertura – cierre / Luz piloto
-------------------	---

<b>ANEXO 3.11</b>	Planos Eléctricos (Circuito de control y fuerza)
-------------------	--

<b>ANEXO 3.12</b>	Propiedades físicas de los materiales
-------------------	---------------------------------------

<b>ANEXO 3.13</b>	Planos del Banco de Pruebas
-------------------	-----------------------------

<b>ANEXO 3.14</b>	Tabla II de la API (Measurement of Petroleum Liquid Hydrocarbons by PD Meter)
-------------------	---

<b>ANEXO 3.15</b>	Compressibility Factors – Liquid, CPL, API STANDARD 1101, TABLE II, APPENDIX B
-------------------	--

<b>ANEXO 4.1</b>	Accesorios en el armado del sistema eléctrico
------------------	---

<b>ANEXO 5.1</b>	Certificados de calibración de instrumentos patrones
------------------	--

<b>ANEXO 5.2</b>	Reporte 1 de verificación de medidor dinámico de flujo
------------------	--

<b>ANEXO 5.3</b>	Reporte 2 de verificación de medidor dinámico de flujo
------------------	--

<b>ANEXO 5.4</b>	Mallado del banco de pruebas
------------------	------------------------------

<b>ANEXO 5.5</b>	Análisis Estático - Estructura Banco 1-1
<b>ANEXO 5.6</b>	Análisis Estático - Estructura Banco 2-1
<b>ANEXO 5.7</b>	Análisis Estático - Estructura Banco 3-1
<b>ANEXO 5.8</b>	Formato de pruebas eléctricas en el analizador de flujo
<b>ANEXO 5.9</b>	Norma API utilizada

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Láminas de fluido régimen laminar .....	13
Figura 2:	Láminas de fluido régimen de transición.....	14
Figura 3:	Láminas de fluido régimen turbulento .....	14
Figura 4:	Conservación de la energía al flujo de fluidos .....	16
Figura 5:	Pérdida de presión en la línea de flujo-ecuación de Darcy .....	18
Figura 6:	Caída de presión en válvulas y accesorios .....	21
Figura 7:	Salida suave de un depósito .....	26
Figura 8:	Ensanchamiento brusco y suave .....	26
Figura 9:	Contracciones bruscas y suaves .....	27
Figura 10:	Formas diversas de T con los valores correspondientes de K.....	28
Figura 11:	Condición de rotación, flujo secundario. ....	29
Figura 12:	Clasificación de los medidores de caudal .....	32
Figura 13:	Principio de funcionamiento-placa orificio.....	33
Figura 14:	Tipos de placas orificio .....	33
Figura 15:	Principio de funcionamiento-rotámetro .....	34
Figura 16:	Principio de funcionamiento de una turbina .....	35
Figura 17:	Magnetic Pickups.....	36
Figura 18:	Analizador de flujo Invalco 4200 FMC .....	38
Figura 19:	Principio de funcionamiento medidor ultrasónico.....	38
Figura 20:	Principio de funcionamiento-medidor magnético .....	39
Figura 21:	Principio de funcionamiento-medidor de desplazamiento positivo. ....	39
Figura 22:	Principio de funcionamiento- medidor de torbellino .....	40
Figura 23:	Principio de funcionamiento- medidor de placas de impacto .....	40
Figura 24:	Principio de funcionamiento- medidor térmico .....	41
Figura 25:	Principio de funcionamiento- medidor tipo coriolis .....	42
Figura 26:	Clasificación de los probadores .....	43
Figura 27:	Nivel de Jerarquía de los Probadores.....	44
Figura 28:	Instrumentos volumétricos de laboratorio .....	47
Figura 29:	Tanques medidores de volumen.....	47
Figura 30:	Recipientes volumétricos metálicos tipo Seraphin. ....	48
Figura 31:	Tamaño de recipientes volumétricos .....	49

Figura 32: Verticalidad del tanque .....	50
Figura 33: Válvula de bola .....	52
Figura 34: Válvula de globo .....	52
Figura 35: Válvula de compuerta .....	52
Figura 36: Válvula de check.....	53
Figura 37: Válvula de pie .....	53
Figura 38: Variador de frecuencia marca Siemens. ....	54
Figura 39: Diagrama en bloques variador .....	54
Figura 40: Equipo patrón volumétrico. ....	69
Figura 41: Servicios básicos .....	91
Figura 42: Medidor dinámico de flujo tipo turbina. ....	93
Figura 43: Instalación de medidor dinámico de flujo tipo turbina .....	93
Figura 44: Analizador de flujo. ....	94
Figura 45: Canasta de la válvula de pie que actúa como filtro.....	94
Figura 46: Conexiones al probador para calibración.....	95
Figura 47: Tanque probador volumétrico .....	96
Figura 48: Accesorios utilizados .....	97
Figura 49: Equipo de medición de la densidad .....	97
Figura 50: Válvula de compuerta .....	98
Figura 51: Válvula check.....	98
Figura 52: Válvula de pie .....	99
Figura 53: Válvula de bola .....	99
Figura 54: Válvula globo .....	99
Figura 55: Válvula bola .....	100
Figura 56: Venteo .....	100
Figura 57: Venteo .....	101
Figura 58: Estructura del banco de pruebas .....	101
Figura 59: Tanque de almacenamiento de fluido .....	102
Figura 60: Bomba centrífuga.....	103
Figura 61: Variador de frecuencia SINAMICS G110.....	103
Figura 62: Distribución de los indicadores de presión y temperatura.....	104
Figura 63: Termómetro bimetálico-termopozo .....	105
Figura 64: Manómetro indicador de presión.....	106

Figura 65: Tablero de control .....	107
Figura 66: Conexiones eléctricas .....	107
Figura 67: Diagrama de Operación del Sistema de Medición Volumétrico por el método Tank Prover .....	108
Figura 68: Esquema del banco de pruebas .....	109
Figura 69: Curva de Rendimiento para un Medidor de Turbina. ....	110
Figura 70: Guía de selección para medidores de turbina y desplazamiento. ....	111
Figura 71: Curva del sistema .....	117
Figura 72: Mallado del banco de pruebas .....	122
Figura 73: Esfuerzo máximo de Von Mises.....	123
Figura 74: Deformación en Estructuras Estáticas .....	123
Figura 75: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas .....	124
Figura 76: Esfuerzo máximo de Von Mises.....	125
Figura 77: Deformación en Estructuras Estáticas .....	125
Figura 78: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas .....	126
Figura 79: Esfuerzo máximo de Von Mises.....	127
Figura 80: Deformación en Estructuras Estáticas .....	127
Figura 81: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas .....	128
Figura 82: Lectura de menisco de hidrómetro para fluidos transparentes ....	135
Figura 83: Lectura de menisco de hidrómetro para fluidos opacos.....	136
Figura 84: Integridad y seguridad de datos.....	145
Figura 85: Datos tanque Probador .....	145
Figura 86: Cálculos tanque probador .....	146
Figura 87: Cálculos para medidor .....	147
Figura 88: Firma de seguridad.....	148

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Factor de fricción de Fanning para distintos materiales. ....	20
Tabla 2.	Salida Brusca.....	25
Tabla 3.	Salida suave .....	26
Tabla 4.	Tamaños de medidores de flujo tipo turbina .....	36
Tabla 5.	Características técnicas y dimensiones de las tuberías.....	57
Tabla 6.	Altura MSNM en el Oriente Ecuatoriano. ....	58
Tabla 7.	Factor “K” para codos. ....	59
Tabla 8.	Factor “K” para la tee. ....	60
Tabla 9.	Factor “K” para válvulas. ....	60
Tabla 10.	Succión de la bomba.....	61
Tabla 11.	Descarga de la bomba. ....	61
Tabla 12.	Accesorios del tramo del circuito 1.....	64
Tabla 13.	Accesorios del tramo del circuito 2.....	65
Tabla 14.	Valores de FP ( $\cos \theta$ ) y de $\text{Sen } \theta$ . ....	78
Tabla 15.	Plantilla de reporte de verificación de medidores dinámicos de flujo. ....	84
Tabla 16.	Coefficientes de expansión térmica para acero ( $G_c$ , $G_l$ , $G_a$ ) .....	87
Tabla 17.	Módulos de elasticidad para acero (PSI, BAR, kPa).....	88
Tabla 18.	Pérdidas y Cabeza de la Bomba.....	116
Tabla 19.	Curva del Sistema.....	117
Tabla 20.	Datos de Comportamiento del Sistema.....	118
Tabla 21.	Datos de Comportamiento del Sistema.....	118
Tabla 22.	Pruebas realizadas antes del ajuste, reporte N. 1. ....	119
Tabla 23.	Pruebas realizadas después del ajuste, reporte N. 2.....	120
Tabla 24.	Resultados del Análisis Estático .....	128
Tabla 25.	Pruebas en el Analizador de Flujo con KF de 900 PL/SEG .....	131
Tabla 26.	Pruebas en el Analizador de Flujo con KF de 37800 PL/BBL .....	132



## RESUMEN

El presente proyecto consiste en la construcción de un banco de pruebas para medición de volumen de fluidos claros para medidores dinámicos de flujo no mayores a una pulgada de diámetro, manteniendo en cada medición una repetibilidad dentro del 0,05 por ciento; cumpliendo así las normas de calidad exigidas en la legislación ecuatoriana y aceptado dentro de los estándares de calidad internacional como son las normas API. El método de medición que utiliza el banco de pruebas es de tanque probador que consiste en la recirculación del fluido entre el tanque de almacenamiento y el tanque probador volumétrico. Este sistema presenta buena repetibilidad de pulsos, confiabilidad de volumen, fácil control del flujo y facilidad en la toma de datos de presión, temperatura y volumen. La recirculación de fluido permite verificar el volumen de fluido que pasó a través del medidor objeto de medición y el volumen indicado en el tanque probador o equipo patrón, con el propósito de determinar o cuantificar su volumen a condiciones estándares empleando factores de corrección de volumen para verificar si el medidor dinámico de flujo se encuentra operando correctamente. En la medición se utiliza un variador de frecuencia para el control de flujo cuyo circuito de control y fuerza se encuentra en la caja de control, bomba centrífuga, instrumentos indicadores de presión, temperatura y tubería o accesorios en material PCV. Se realiza un análisis de esfuerzo de elemento finito del banco de pruebas en el software SOLIDWORKS 2015.

### **PALABRAS CLAVE:**

- **BANCO DE PRUEBAS**
- **ANÁLISIS DE ESFUERZOS**
- **SOLIDWORKS**
- **NORMAS API**
- **FLUIDOS**

## **ABSTRACT**

This project involves the construction of a test for volume measurement of clear fluids meters dynamic flow not exceeding one inch in diameter, keeping each measurement repeatability within 0,05 percent; thus meeting the quality standards required by our Ecuadorian law and accepted within the international quality standards such as API standards. The measurement method using the test tank tester is consisting of recirculation fluid between the storage tank and the volumetric tank tester. This system has good repeatability of pulse volume reliability, easy flow control and ease in making pressure data, temperature and volume. The fluid recirculation allows you to check the volume of fluid that passed through the meter measurement object and the volume indicated on the tester tank or equipment pattern, in order to determine or quantify their volume to standard conditions using correction factors Volume verify if the dynamic flow meter is operating correctly. In measuring a frequency for which flow control and power control circuit is in the control box, centrifugal pump, instruments pressure gauges, temperature and PCV pipe or fittings material is used an analysis of finite element stress test in software SOLIDWORKS 2015 is performed.

### **KEYWORDS:**

- **TESTING BENCH**
- **STRESS ANALYSIS**
- **SOLIDWORKS**
- **API STANDARDS**
- **FLUIDOS**

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad existen en el mercado variedad de medidores de flujo tipo turbina usados para la determinación de volumen de líquidos donde la precisión de la medición puede ser afectada por las condiciones de operación, desgaste del mecanismo interno del medidor, etc. Provocando paralización de operación en procesos, pérdida de tiempo y recursos. Por tal motivo se debe verificar la medición de volumen en determinado tiempo a los medidores de flujo en un banco de pruebas antes de su operación o puesta en marcha.

### **1.1. Antecedentes**

A través de los años se crearon distintas formas o tipos de medidores de flujo con accionamiento mecánico para determinar el volumen, habitualmente de tipo rotativo que miden el volumen total o el caudal volumétrico de un fluido circulando por una tubería donde cada vez mejoraba la precisión en la medición.

El tema del proyecto responde a la necesidad de verificar que el volumen que registra los medidores de flujo tipo turbina a determinada tasa de trabajo sean los aceptables, que garanticen su correcta operación y funcionamiento.

### **1.2. Justificación e Importancia**

Al desarrollar una metodología para determinar el volumen de líquido medido por los medidores de flujo se garantiza que el equipo está listo para ponerlo en operación ya que luego de realizar algunas pruebas consecutivas en su respectivo banco se verifica la repetibilidad de la medición con respecto al equipo patrón a determinada tasa, en el caso de no haber repetibilidad se procede a ajustar el K-factor del medidor hasta obtener los valores deseados y garantizar su correcto funcionamiento.

Con la ayuda de un medidor de flujo se pueden diseñar equipos para aplicaciones específicas o hacerle mejoras a equipos ya construidos y que estén siendo utilizados por empresas en donde se desee mejorar su capacidad de trabajo utilizando menos consumo de energía, menos espacio físico, en el menor recurso de tiempo y en general muchos aspectos que le puedan disminuir pérdidas o gastos excesivos a la empresa en donde estos sean necesarios.

### **1.3. Alcance**

El funcionamiento de algunos medidores de fluido se encuentra afectado por las propiedades y condiciones del fluido. Debido a que los detalles de construcción de los distintos medidores son muy diferentes, éstos proporcionan diversas cantidades de pérdida de energía o pérdida de presión conforme el fluido corre a través de ellos. Una consideración básica es si el fluido es un líquido o un gas. Otros factores que pueden ser importantes son la viscosidad, la temperatura, la corrosión, las propiedades de lubricación y homogeneidad en la medición de flujo en sectores industriales, petroleros, laboratorio, agrícolas, etc.

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1 Objetivo general**

Diseñar y construir un banco de pruebas para verificar medición de flujo de líquidos claros según Normas Internacionales.

#### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Desarrollar la metodología para verificar.
- Analizar el método de medición a emplear.
- Construir un banco de pruebas de medición de flujo de líquidos claros.
- Verificar la Norma en el Banco de Pruebas Didáctico aplicando la metodología.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2. Antecedentes**

Para la elaboración de éste proyecto de tesis, construcción del banco de pruebas y desarrollo de una metodología de verificación de volumen es necesario el análisis e interpretación de la norma seleccionada existente y aceptada que cumpla con estándares de calidad sean nacionales o internacionales para verificación de medición de flujo, aceptados en el país.

##### **2.1 Análisis, interpretación y selección de la norma a aplicar para la medición de flujo.**

Para la construcción del banco de pruebas para verificación de medición de flujo de líquidos claros se aplica estándares de calidad internacional como son las Normas de Referencia API, aceptadas en el medio hidrocarburífero.

###### **2.1.1 Normas de Referencia:**

- API MPMS Capítulo 1, 1994 Vocabulario.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 4, 1998 Operación de los Sistemas de Prueba. Tanque Probador.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 8, 1995 Reafirmado 2007 Operación de Sistema de Prueba.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 9, 2005 Reafirmado 2010 Sistema de Prueba – Método de Calibración para Desplazamiento y Tanque Probador Volumétrico, Parte 1 Introducción a la determinación del Volumen de Desplazamiento y Tanque Probador.
- API MPMS Capítulo 5, Sección 1, 2005 Consideraciones Generales para Medición por Medidores.
- API MPMS Capítulo 5, Sección 3, 2005 Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.

- API MPMS Capítulo 5, Sección 4, 2005 Equipamiento y Accesorios para medidores de líquido.
- API MPMS Capítulo 6, Sección 1, 1991 Sistema de Transferencia y Custodia Automático (LACT).
- API MPMS Capítulo 6, Sección 7, 1991 Sistemas de Medición de Hidrocarburos Viscosos.
- API MPMS Capítulo 7, 2001 Reafirmado 2007 Determinación de la Temperatura.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 1, 2002 Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 3, 2002 Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 11, 2004 Tablas de Medición de Petróleo.
- API MPMS Capítulo 12, Sección 2, Parte 1, 1995 Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).
- API MPMS Capítulo 12, Sección 2, Parte 3, 1998 Cálculo de Cantidades Petróleo utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).
- API MPMS Capítulo 13, Sección 1, 1985 Reafirmado 2011 Conceptos Estadísticos y Procedimientos en Medición.
- API MPMS Capítulo 13, Sección 2, 1994 Reafirmado 2011 Método Estadístico de Evaluación de Medidores de Prueba.
- INEN, (2012). Instituto Ecuatoriano de Normalización NTE INEN – ISO/IEC 17020. 2a. Ed. Ecuador.

### 2.1.2 Abreviaturas:

- **API:** Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
- **MPMS:** Manual de Normas de Medición del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard), emitido por API.

- **ANSI:** Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute).
- **ARCH:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador.
- **ASTM:** Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials).
- **IP:** Instituto del petróleo (Institute of Petroleum).
- **INEN:** Servicio Ecuatoriano de Normalización.
- **ISO:** Organización Internacional de Normalización.
- **EPP:** Equipo de Protección Personal.
- **CE:** Certificado de EPP.
- **CEE:** Certificado europeo de EPP (89/686/CEE).
- **VIM:** Vocabulario Internacional de Términos Básicos y Generales usados en Metrología.
- **Certificado:** La documentación se refiere a la calibración de un instrumento en el rango de operación contra un apropiado trazable estándar a una norma nacional.
- **Inspección de Medidores:** Es la comparación de volúmenes y la desviación respecto a la de un patrón con un volumen previamente establecido.
- **Tank Prover:** Tanque probador, es un recipiente calibrado que posee un indicador visual y una escala para leer el volumen medido. El flujo debe ser detenido para determinar el volumen.
- **Master Meter:** Medidor Maestro, patrón de referencia utilizado para realizar las inspecciones de los medidores dinámicos de flujo (desplazamiento positivo, turbinas); consta de: medidor de desplazamiento positivo, transmisor universal de pulsos, cabezal numérico, manómetro, termómetro, transmisores de presión, transmisor de temperatura, líneas de entrada y salida de crudo, back pressure valve, filtro, mangueras y acoples.
- **Pipe Prover:** “Tubo probador” o simplemente prover, elemento que garantiza en cada momento la precisión y nivel de confiabilidad de la medición, debido a que permite ajustar la precisión del volumen total observado que generan los medidores, mediante un factor que se

determina por comparación de éstos frente a la capacidad calibrada de la cámara del probador.

- **Densidad API (gravedad):** Escala arbitraria relacionada con la densidad relativa del petróleo determinada a 15,6/15,6 °C (60/60 °F), se define por medio de la ecuación siguiente:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Densidad relativa (15,6/15,6}^{\circ}\text{C ó 60/60}^{\circ}\text{F)}} - 131,5$$

- **Condiciones Estándar:** Condiciones del crudo a temperatura de 15 °C (60 °F) y presión de 101.325 kPa (0 PSI).
- **CTS:** Corrección por efecto de la temperatura en el acero “Correction for the Effect of Temperature on Steel”.
- **CPS:** Corrección por efecto de la presión en el acero “Correction for the Effect of Pressure on Steel”.
- **CTL:** Corrección por efecto de la temperatura en el líquido “Correction for the effect of Temperature on Liquid”.
- **CPL:** Corrección por efecto de la presión en el líquido “Correction for the effect of Pressure on Liquid”.
- **Exactitud:** Es la cercanía de los valores medidos con respecto al valor real de la variable a medir.
- **Calibración:** Es el proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia (o estándar).
- **Ajuste:** Es aquella acción que permite mejorar las condiciones de un instrumento de medición tomando como medida a un patrón de referencia.
- **Factor del Medidor (MF):** Factor o número adimensional para corregir volumen compensando las condiciones ambientales como el cambio de temperatura del líquido y la contracción de presión.
- **Factor K:** Es la relación entre los pulsos generados por un medidor y el volumen entregado. Factor K = Pulsos generados por el medidor / Volumen entregado por el medidor.



- **Incertidumbre de la Medición:** Es el intervalo dentro del cual se estima que estará el valor verdadero de una magnitud medida, generalmente basado sobre una probabilidad dada. En general, comprende muchos componentes, alguno de ellos se pueden estimar sobre la base de la distribución estadística de los resultados de series de mediciones y se pueden definir mediante desviaciones estándar. Los estimados de otros componentes sólo se pueden basar en la experiencia o en otra información documentada.
- **Precisión (Repetibilidad):** Se refiere a la dispersión de un conjunto de valores obtenidos de mediciones repetidas de una misma magnitud. Cuanto menor es la dispersión mayor la precisión.
- **Reproducibilidad:** Proximidad de concordancia entre los resultados de mediciones del mismo mensurando realizadas bajo condiciones variables de medición.

### **2.1.3 Métodos para inspección de medidores dinámicos de flujo con el propósito de Calibración.**

Estos métodos cumplen normas y estándares de calidad nacional e internacional aceptados en el país, ver API MPMS 12.2 Parte 3.

Los tres métodos consisten en determinar un k factor (pulsos por unidad de volumen) o un Meter Factor que es un número adimensional como resultado de la comparación de volumen a condiciones estándar (se aplica factores de corrección de volumen), es decir la relación entre el volumen conocido de un equipo patrón certificado y el volumen del medidor a prueba.

El mecanismo de medición ver API MPMS 4.8, se basa en hacer pasar el fluido a determinado caudal o rata de flujo a condiciones normales de operación a través del medidor a prueba y el equipo patrón, los mismos que están provisto de instrumentos indicadores de presión, temperatura en la cual se deja pasar un tiempo considerable hasta tener condiciones estables en la que se igualan las temperaturas tanto del medidor y el equipo patrón

(la temperatura es la variable más influyente) para empezar las corridas oficiales para determinar el Meter Factor.

El Meter Factor obtenido depende del año de las tablas de factores de corrección API utilizadas en el algoritmo o cálculo, en la actualidad el ente regulador representante del estado ecuatoriano “ARCH” (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) establece que se debe utilizar las tablas API del año 2004, dejando aún lado las tablas API del año 2000.

Es importante recalcar que el uso de las tablas API año 2004 puede cambiar con la autorización exclusiva de la ARCH, si esta así lo dispone.

#### **a. Método Tank Prover**

En este método ver API MPMS 4.4, se considera un tanque probador con una medida volumétrica abierta o cerrada que tiene generalmente graduado el cuello superior y también puede tener graduado el cuello inferior. El volumen se establece entre una válvula de cierre o cuello inferior graduado y un cuello superior graduado.

Este método es destinado para crudos con baja viscosidad y productos refinados de petróleo, sin embargo no existe ningún inconveniente en realizar las pruebas con agua considerando que las tablas 5A y 6A utilizadas en la corrección de volumen son las mismas que se utilizan para el crudo. En caso de utilizar otros fluidos claros como productos refinados se utilizara sus respectivas tablas como son las 5B y 6B.

#### **b. Método Master Meter**

En este método se considera un medidor maestro (Master Meter) o también conocido como equipo master portátil, donde el medidor maestro y toda su instrumentación de medición (presión – temperatura - pulsos) sea de tipo analógico o digital y control de flujo va montado sobre un skid provisto

de dos mangueras con acoples rápidos ubicados en la entrada y en la salida del equipo master para permitir la circulación del fluido proveniente del medidor a prueba y permitir la determinación del meter factor sea en forma manual o a través de un computador de flujo.

### **c. Método Pipe Prover**

En este método se considera un tubo probador (pipe prover) pudiendo ser unidireccional o bidireccional, donde el tubo probador cuenta con una válvula de cuatro vías, dos finales de carrera o detectors which, una esfera y la instrumentación de medición (presión - temperatura) sea de tipo analógico y digital, provisto de dos cámaras o compartimentos donde se ubica la esfera, la misma que circula de una cámara a otra a través de los finales de carrera producto del cambio de posición de la válvula de cuatro vías cuyo fluido proviene del medidor a prueba y así permitir la determinación del meter factor a través de un computador de flujo.

## **2.2 Propiedades físicas de los fluidos.**

Los parámetros que afectan al flujo de los fluidos, es principalmente la viscosidad y el peso específico, muchos de estos datos se encuentran en tablas.

**2.2.1 Viscosidad.-** Es la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta de un fluido, es una medida de su resistencia al deslizamiento o a sufrir deformaciones internas.

**2.2.2 Viscosidad absoluta o dinámica.-** La unidad de viscosidad dinámica en el sistema internacional (SI) es el pascal segundo (Pa s) o también newton segundo por metro cuadrado ( $N\ s/m^2$ ), o sea kilogramo por metro segundo (kg/ms). El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina segundo por centímetro cuadrado o

de gramos por centímetro segundo. El submúltiplo centipoise (cP)  $10^{-2}$  poises, es la unidad más utilizada para expresar la viscosidad dinámica.

La relación entre el Pascal segundo y el centipoise es:

$$1 \text{ Pa}\cdot\text{s} = 1 \text{ N s/m}^2 = 1 \text{ kg/ (m}\cdot\text{s)} = 10^3 \text{ cP}$$

$$1 \text{ cP} = 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

**2.2.3 Viscosidad cinemática.-** Es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad. En el sistema internacional (SI) la unidad de viscosidad cinemática es el metro cuadrado por segundo ( $\text{m}^2/\text{s}$ ). La unidad CGS correspondiente es el stoke (St), con dimensiones de centímetro cuadrado por segundo y el centistoke (cSt),  $10^{-2}$  stokes, que es el submúltiplo más utilizado.

$$1 \text{ m}^2/\text{s} = 10^6 \text{ cSt}$$

$$1 \text{ cSt} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$v (\text{Centistokes}) = \frac{\mu (\text{centipoise})}{\rho (\text{gramos/cm}^3)} \quad (1)$$

Los factores para la conversión entre las unidades del SI y las del CGS descritas antes, así como los de conversión a medidas inglesas para viscosidades dinámicas y cinemáticas.

Se observa que al aumentar la temperatura, la viscosidad de los líquidos disminuye, y la viscosidad de los gases aumenta. El efecto de la presión sobre la viscosidad de los líquidos y la de los gases perfectos es tan pequeño que se desprecia en la mayor parte de problemas para flujo de fluidos.

**2.2.4 Densidad, volumen específico y peso específico:** La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. La unidad de densidad en el SI es el kilogramo por metro cúbico y se denota por  $\rho$  (libras por pie cúbico). Otras unidades métricas que también se usan son (ver anexo 2.1):

$$\left. \begin{array}{l} \text{gramo por centímetro cúbico (g/cm}^3\text{)} \\ \text{o} \\ \text{gramo por mililitro (g/ml)} \end{array} \right\} \begin{array}{l} 1 \text{ g/cm}^3 \\ 1 \text{ g/ml} \\ = 1000 \text{ kg/m}^3 \end{array}$$

La unidad correspondiente en el sistema SI para volumen específico que es el inverso de la densidad, es el metro cúbico por kilogramo (m<sup>3</sup>/kg) (pie<sup>3</sup>/libra).

$$\bar{V} = \frac{1}{\rho} \quad (2)$$

$$\rho = \frac{1}{\bar{V}} \quad (3)$$

A menudo también se usan las siguientes unidades para volumen específico:

$$\left. \begin{array}{l} \text{litro por kilogramo (litro/kg) o} \\ \text{decímetro cúbico por} \\ \text{kilogramo (dm}^3\text{/kg)} \end{array} \right\} \begin{array}{l} 1 \text{ litro/kg} \\ \text{o } 1 \text{ dm}^3\text{/kg} \\ = 0.001 \text{ m}^3\text{/kg} \end{array}$$

A no ser que se consideren presiones muy altas, el efecto de la presión sobre la densidad de los líquidos carece de importancia en los problemas de flujo de fluidos.

El peso específico (o densidad relativa) es una medida relativa de la densidad. Como la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tenida en cuenta al sentar las bases para el peso específico. La densidad relativa de un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a una temperatura normalizada. A menudo estas temperaturas son las mismas y se suele utilizar 60°F (15.6°C). Al redondear 15.0°C no se introduce ningún error apreciable.

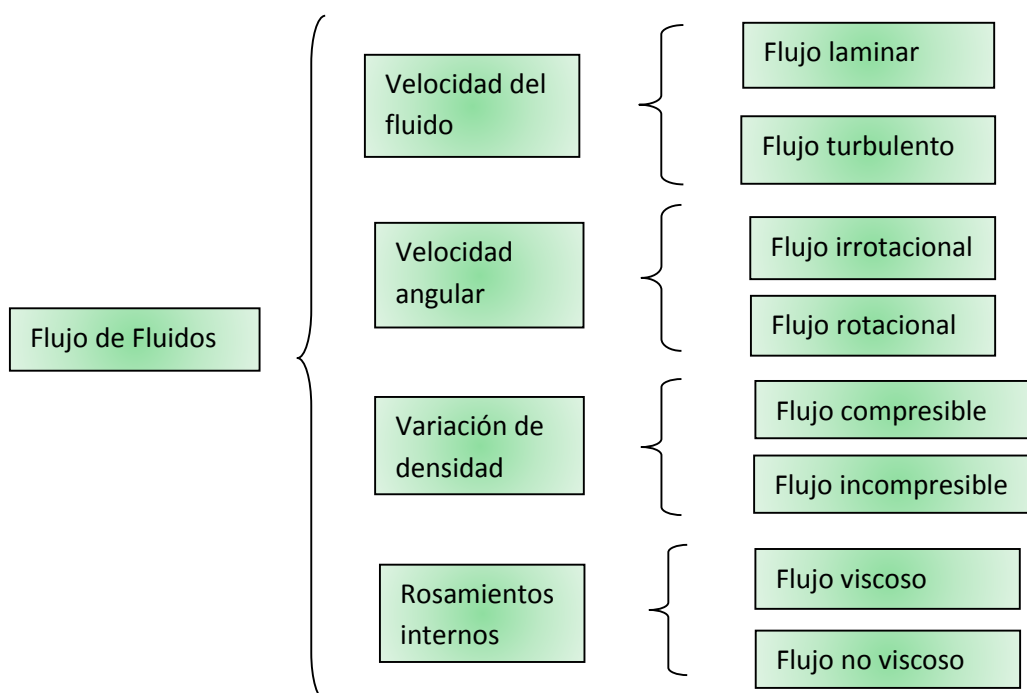
$$S = \frac{\rho_{\text{cualquier líquido a cierta temperatura}}}{\rho_{\text{agua a } 15^{\circ}\text{C (60}^{\circ}\text{F)}}} \quad (4)$$

### 2.3 Regímenes de flujo de fluidos en tuberías.

El flujo está asociado con el número de partículas transportadas por unidad de tiempo, por lo tanto se puede decir que es el volumen del fluido impulsado que se transporta de un punto a otro a través de una superficie en un sistema de tuberías.

Debido a la gran variedad de fluidos que se utilizan en los procesos industriales puede usar una ecuación para cualquier fluido es decir es la fórmula Darcy que puede ser deducida por análisis dimensional donde una de las variables es el coeficiente de fricción (determinada experimentalmente).

Cuando el flujo de un fluido se transporta en un sistema de tuberías se considera ciertos parámetros que se identifican en la siguiente clasificación:



- **Flujo laminar - estacionario.**- La velocidad de las partículas de fluido que pasan por un punto dado es la misma en todo instante del tiempo.
- **Flujo turbulento - no estacionario.**- Las velocidades de las partículas de fluido son una función del tiempo en cualquier punto dado.

- **Flujo irrotacional.**- Si el elemento de fluido en un punto dado no tiene velocidad angular neta alrededor del punto.
- **Flujo rotacional.**- Cuando la velocidad angular neta del elemento de fluido no es nula.
- **Flujo compresible.**- La densidad del fluido varía de punto a punto, en general es una función de las coordenadas.
- **Flujo incompresible.**- Cuando no hay variaciones de densidad en función de la posición. Generalmente el flujo de los líquidos es incompresible.
- **Flujo viscoso.**- Fuerzas tangenciales entre distintas capas del fluido, se disipa energía.
- **Flujo no viscoso.**- Ausencia rozamientos internos

### 2.3.1 Régimen de Flujo Laminar y Turbulento.

Hay dos tipos diferentes de flujo de fluidos en tuberías cuya forma, dirección o láminas de fluido, dan lugar al flujo laminar y flujo turbulento:

- Régimen de Flujo Laminar.**- Viscosidad no nula, los fluidos reales se adhieren a las paredes de conductos y tuberías debido a las interacciones moleculares. Si el flujo es laminar,  $R < 2000$ .

Si la descarga o la velocidad media es pequeña, las láminas de fluido se desplazan en líneas rectas. Ver figura 1.



Figura 1: Láminas de fluido régimen laminar

Fuente: (Crane, 1976)

A medida que el caudal aumenta a una velocidad crítica, estas láminas continúan moviéndose en líneas rectas hasta que alcanza una velocidad en donde las láminas comienzan a ondularse y se rompen en

forma brusca y difusa. A este cambio de régimen se conoce como flujo de transición. Ver figura 2.

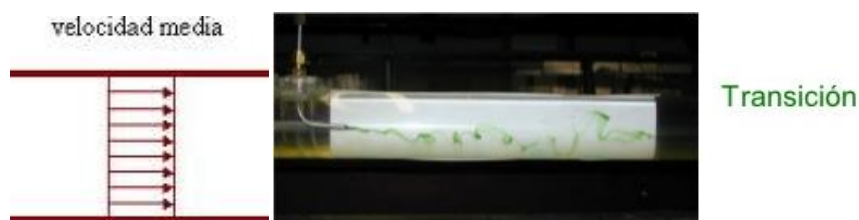


Figura 2: Láminas de fluido régimen de transición

Fuente: (Crane, 1976)

**b. Régimen de Flujo Turbulento.-** Esto ocurre cuando la velocidad sobrepasa la velocidad crítica en la que las láminas se dispersan de manera indeterminada. Si el flujo es turbulento,  $R > 4000$ . Ver figura 3.

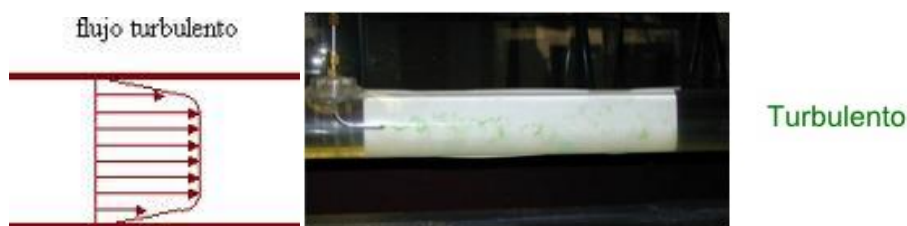


Figura 3: Láminas de fluido régimen turbulento

Fuente: (Crane, 1976)

**2.3.2 Velocidad media de flujo:** Se refiere a la velocidad media o promedio de cierta sección transversal dada por la ecuación de continuidad para un flujo estacionario:

$$V = \frac{Q}{A} \quad (5)$$

Donde:

V= Velocidad media

Q= Caudal

A= Área de la sección transversal

**2.3.3 Número de Reynolds.-** En el régimen de flujo en tuberías, es laminar o turbulento dependiendo del diámetro de la tubería, de la densidad, de la



viscosidad del fluido y de la velocidad del flujo. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, se conoce como el número de Reynolds, puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad.

El número de Reynolds es:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{v D}{\mu/\rho} = \frac{(4 Q / (\pi D^2)) D}{v} = \frac{4 Q}{\pi D v} \quad (6)$$

Donde:

$\rho$  = la densidad del fluido (kg/m<sup>3</sup>)

$V$  = la velocidad media (m/s)

$D$  = el diámetro de la tubería (m)

$\mu$  = la viscosidad dinámica o absoluta del fluido (N seg/m<sup>2</sup>)

$\nu$  = la viscosidad cinemática del fluido (m<sup>2</sup>/s)

$Q$  = el caudal circulante por la tubería (m<sup>3</sup>/s)

**2.3.4 Radio hidráulico:** Para calcular el número de Reynolds en conductos con sección transversal que no es circular, el diámetro circular es sustituido por el diámetro equivalente (cuatro veces el radio hidráulico).

Donde  $d^2$  está basado en un diámetro equivalente de la sección transversal real del flujo y  $D$  se sustituye por  $4Rh$ .

El radio hidráulico para una sección cuadrada es:

$$\frac{a}{4} \quad (7)$$

El radio hidráulico para una sección rectangular es:

$$\frac{ab}{2(a+b)} \quad (8)$$

El radio hidráulico para una sección triangular es:

$$\frac{ah}{2(a+b+c)} \quad (9)$$

Donde:

a, b, c = lados

h, = la altura

#### 2.4 Ecuación general de energía teoría de Bernoulli.

El teorema de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en una tubería. La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica, la altura debida a la presión y la altura debida a la velocidad, es decir:

$$Z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} = H \quad (10)$$

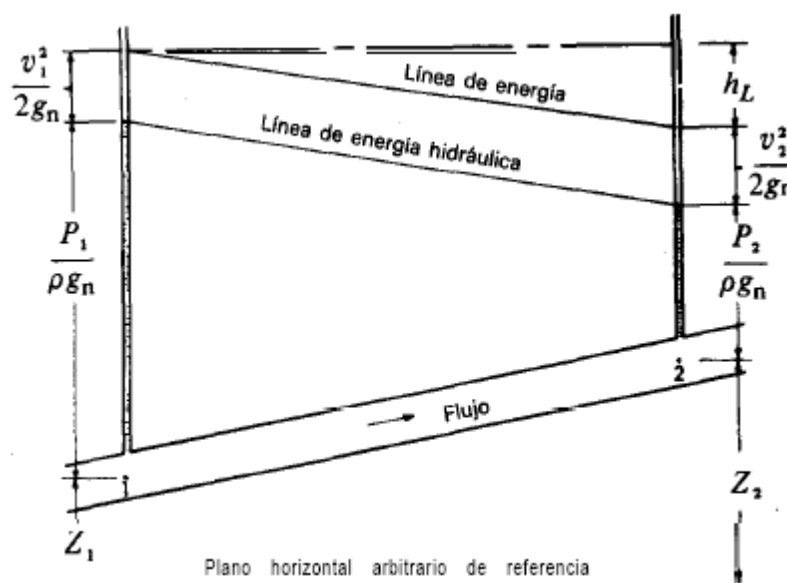


Figura 4: Conservación de la energía al flujo de fluidos

Fuente: (Crane, 1976)

En un sistema de tuberías existen pérdidas o incrementos de energía que deben incluirse en la ecuación de Bernoulli, sino se incluyen pérdidas por rozamiento la altura total  $H$  permanecerá constante. Por lo tanto, el balance de energía puede escribirse para dos puntos del fluido. Ver figura 4.

Se observa que la pérdida por rozamiento en la tubería desde el punto uno al punto dos ( $h_l$ ) se expresa como la pérdida de altura en metros de fluido.

La ecuación puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{P_1}{\rho_1 g} + z_1 + \frac{V_1^2}{2g} = h_l + \frac{P_2}{\rho_2 g} + z_2 + \frac{V_2^2}{2g} \quad (11)$$

Donde:

$P_1=P_2=0$  = presión.

$Z_1=Z_2=0$  = altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.

$V_1=V_2=0$  = velocidad del fluido (se considera que la velocidad a la que disminuye el nivel del líquido en el tanque tiende a cero).

$\rho_1= \rho_2=$  densidad del fluido.

$g$  = aceleración gravitatoria  $9,8 \text{ m/s}^2$

## 2.5 Fórmula de darcy

En el flujo de los fluidos en tuberías está presente el rozamiento y por lo tanto pérdida de energía disponible, es decir que existe una pérdida de presión en el sentido del flujo según se indica. Ver figura 5.

La ecuación general de la pérdida de presión, conocida como la fórmula de Darcy y que se expresa en metros de fluido, es:

$$hl = f \frac{LV^2}{D2g} \quad (12)$$

Donde:

$hl$  = pérdida de carga debida al flujo del fluido (m)

$f$  = factor de fricción

$L$  = longitud de la tubería (m)

$D$  = diámetro interno de la tubería (m)

$V$  = velocidad del fluido (m/s)

$g$  = aceleración de gravedad (m/s<sup>2</sup>)

Esta ecuación también puede escribirse para obtener la pérdida de presión en newton por m<sup>2</sup> (pascal) sustituyendo las unidades correspondientes de la manera siguiente:

$$\Delta P = \frac{\rho f L V^2}{2D} \quad (13)$$

Ya que:  $\Delta P = hl * \rho * g$



**Figura 5: Pérdida de presión en la línea de flujo-ecuación de Darcy**

**Fuente:** (Crane, 1976)

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería. Sin embargo, puede suceder que debido a velocidades extremas, la presión corriente abajo disminuya de tal manera que llegue a igualar la presión de vapor del líquido, apareciendo el fenómeno conocido como cavitación y los caudales obtenidos por cálculo serán inexactos.

### 2.5.1 Factor de fricción

La fórmula de Darcy puede deducirse por análisis dimensional con la excepción del factor de fricción  $f$ , que debe ser determinado experimentalmente. El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ( $R < 2000$ ) es función sólo del número de Reynolds; mientras que para el flujo turbulento ( $R > 4000$ ) es también función del tipo de pared de la tubería. La región que se conoce como la “zona crítica” aparece entre los números de Reynolds de 2000 a 4000. En esta región el flujo puede ser tanto laminar como turbulento, dependiendo de varios factores; éstos incluyen cambios de sección, de dirección del flujo y obstrucciones tales como válvulas corriente arriba de la zona considerada. El factor de fricción en esta región es indeterminado y tiene límites más bajos si el flujo es laminar y más altos si el flujo es turbulento.

En los números de Reynolds  $> 4000$ , las condiciones de flujo vuelven a ser más estables y pueden establecerse factores de rozamiento definitivos., suponiendo conocidas la viscosidad y la densidad en las condiciones del flujo. Por esta razón, la ecuación (1.12) se recomienda con preferencia sobre algunas de las ecuaciones empíricas usadas normalmente para el agua, petróleo y otros líquidos, así como para el flujo de fluidos compresibles teniendo en cuenta las restricciones antes citadas.

Si el flujo es laminar ( $R < 2000$ ), el factor de fricción puede determinarse a partir de la ecuación:

$$f_{laminar} = \frac{64}{Re} \quad (14)$$

Si el flujo es turbulento ( $R > 4000$ ) el factor de fricción depende del número de Reynolds, de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería,  $E/d$ , es decir, la rugosidad de las paredes de la tubería ( $E$ ) comparada con el diámetro de la tubería ( $d$ ), ver tabla 1. Para tuberías muy lisas, como latón extruido o vidrio, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el

aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

La superficie interna de la tubería comercial es independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños es decir que las tuberías de pequeño diámetro tienen gran rugosidad y tienen mayor factor de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros.

**Tabla 1**

**Factor de fricción de Fanning para distintos materiales.**

Materiales	Valores de E	
	Pies	Metros
Bronce, Plomo, Estaño, Vidrio, Tubería Fundida, Cemento Torneado Centrifugante y Revestimiento Bituminoso	0,000005	0,00000152
Acero Comercial y Hierro Forjado	0,00015	0,000046
Hierro Colado – Bañado en Asfalto	0,00040	0,000122
Hierro Galvanizado	0,00050	0,000152
Hierro Colado – No Revestido	0,00085	0,00026
Vara de Madera	0,0006–0,003	0,000183–0,00091
Concreto	0,001–0,01	0,00030–0,0030
Acero Remachado	0,003–0,03	0,00091–0,0091

**Fuente:** Cálculo Hidráulico de tuberías industriales, PDVSA.

## 2.6 Flujo de fluidos en válvulas y accesorios

Debido a la gran variedad de válvulas y accesorios en un sistema de tuberías es importante determinar el coeficiente de resistencia de cada uno de los componentes del sistema.

**2.6.1 Válvulas:** Las válvulas según su resistencia que ofrecen al paso del fluido se tiene: las que presentan un paso directo del flujo, como las válvulas de compuerta, bola, macho y de mariposa pertenecen al grupo de baja resistencia; las que tienen un cambio en la dirección del flujo, como las válvulas de globo y angulares, están en el grupo de alta resistencia.

**2.6.2 Accesorios:** En un sistema de tuberías se encuentran accesorios en derivación, reducción, ampliación y desviación. Los accesorios como tees, cruces, codos con salida lateral, etc., pueden agruparse como accesorios de derivación; las reducciones y los manguitos pueden agruparse como conectores de reducción o ampliación que son aquellos que cambian la superficie de paso del fluido. Los accesorios de desvío, curvas, codos, curvas en U, etc., son los que cambian la dirección de flujo. Además, existen accesorios como conexiones y uniones con baja o casi nula resistencia al paso de flujo al punto de desagregarlas del análisis.

La pérdida de presión total producida por una válvula consiste en:

- La pérdida de presión dentro de la válvula.
- La pérdida de presión en la tubería de entrada es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. Este efecto es pequeño.
- La pérdida de presión en la tubería de salida es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. Este efecto puede ser muy grande.

Desde el punto de vista experimental es difícil medir las tres caídas por separado. Sin embargo, su efecto combinado es la cantidad deseada y puede medirse exactamente con métodos bien conocidos.

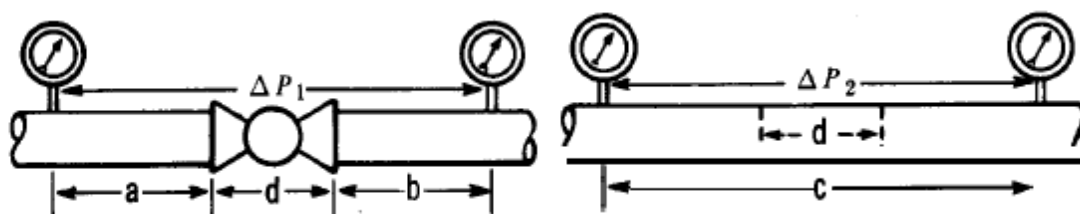


Figura 6: Caída de presión en válvulas y accesorios

La figura 6 muestra dos tramos de tubería con diámetro y longitud iguales. El tramo de la izquierda contiene una válvula. Si las pérdidas de presión  $\Delta P_1$  y  $\Delta P_2$  se miden entre los puntos indicados, así que  $\Delta P_1 > \Delta P_2$

donde la pérdida debida a la válvula de longitud “d” es  $\Delta P_1$  menos la pérdida en un tramo de tubería con longitud “a + b”.

### 2.6.3 Coeficiente de resistencia “K”, longitud equivalente y coeficiente de flujo.

Cuando la información disponible para abarcar aquellos elementos que no han sido o no pueden ser probadas con facilidad es necesario proporcionar medios confiables de extrapolación utilizando los conceptos como son la “longitud equivalente L/D”, “coeficiente de resistencia K”, y “coeficiente de flujo Cv o Kv”. Las pérdidas de presión en un sistema de tuberías se deben a varias características del sistema, que pueden clasificarse como sigue:

- Rozamiento en las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad de la superficie interior de la misma, del diámetro interior de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido. Cambios de dirección del flujo.
- Obstrucciones en el paso del flujo.
- Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.

La velocidad en una tubería se obtiene mediante la presión o altura estática, y el descenso de la altura estática o pérdida de presión debida a la velocidad es:

$$h_L = \frac{V^2}{2g_n} \quad (15)$$

Que se define como “altura de velocidad”. El flujo por una válvula o accesorio en una línea de tubería causa también una reducción de la altura estática, que puede expresarse en función de la altura de velocidad. El coeficiente de resistencia “K” en la ecuación:



$$h_L = K \frac{V^2}{2g_n} \quad (16)$$

Donde:

$h_L$  = pérdida de carga debida al flujo del fluido (m)

$K$  = coeficiente de resistencia del accesorio

$V$  = velocidad del fluido (m/s)

$g$  = aceleración de gravedad (m/s<sup>2</sup>)

Se define como la pérdida de altura de velocidad para una válvula o accesorio. Está siempre asociado con el diámetro al cual se refiere la velocidad. En la mayor parte de las válvulas o accesorios las pérdidas por fricción a lo largo de la longitud real de flujo, son mínimas comparadas con las debidas a uno o más de los otros tres puntos mencionados. Por ello, el coeficiente de resistencia “K” se considera independiente del factor de fricción y del número de Reynolds, que puede tratarse como constante para cualquier obstáculo dado (por ejemplo, válvula o accesorio) en un sistema de tuberías bajo cualquier condición de flujo, incluida la de régimen laminar. La misma pérdida para una tubería recta se expresa por la ecuación de Darcy:

$$h_L = \left( f \frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g_n} \quad (17)$$

Donde resulta que:

La relación  $L/D$  es la longitud equivalente en diámetros de tubería recta que causa la misma pérdida de presión que el obstáculo, en las mismas condiciones de flujo. Ya que el coeficiente de resistencia “K” es constante para cualquier condición de flujo, el valor de  $L/D$  para cualquier válvula o accesorio dados, debe variar de modo inverso al cambio del factor de fricción para las condiciones diferentes de flujo. El coeficiente de resistencia “K”, en teoría es una constante para todas las medidas de un cierto diseño o línea de válvulas y accesorios, si todas las medidas fueran geoméricamente similares. Sin embargo, la similitud geométrica es difícil que ocurra; si lo

fuera, es porque el diseño de válvulas y accesorios se rige por costos de fabricación, normas, resistencia estructural y otras consideraciones.

Se dan los coeficientes de resistencia “K” para cada tipo de válvula o accesorio que se ilustran. Estos coeficientes se dan como el producto del factor de fricción para la medida deseada de tubería nueva de acero comercial y flujo en la zona de turbulencia completa, por una constante, que representa la longitud equivalente  $L/D$  de la válvula o accesorio en diámetros de tubería para las mismas condiciones de flujo, basados en datos de pruebas. Esta longitud equivalente, o constante, es válida para todas las medidas del tipo de válvula o accesorio con el cual se identifica. Hay algunas resistencias al flujo en tuberías, tales como estrechamientos y ensanchamientos repentinos y graduales, entradas y salidas de tubería, que tienen similitud geométrica entre pasos. Los coeficientes de resistencia “K” para estos elementos son por ello independientes del paso como lo indica la ausencia de un factor de fricción en los valores dados en la tabla del factor “K”.

Como se dijo antes, el coeficiente de resistencia “K” está siempre asociado al diámetro por el que se establece la velocidad, según el término  $V^2/2g$ . Los valores en la tabla del factor “K” están asociados con el diámetro interno de los siguientes números de cédula de tubería para las diversas clases ANSI de válvulas y accesorios.

La ecuación ( $h = K V^2/2g$ ) es válida para calcular la pérdida de presión en válvulas y accesorios para todas las condiciones de flujo, incluyendo flujo laminar, usando el coeficiente de resistencia “K” dado en la tabla. Cuando esta ecuación se utiliza para determinar las pérdidas en tubería recta, es necesario calcular el número de Reynolds estableciendo así el factor de fricción  $f$  y usándolo para determinar el valor del coeficiente de resistencia “K” de la tubería, según la ecuación ( $K = f L/D$ ).

Donde:

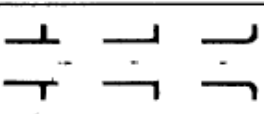

$K_v$  = caudal de agua en metros cúbicos por hora ( $m^3/h$ ) que produce una pérdida de presión de un kilogramo fuerza por centímetro cuadrado ( $kgf/cm^2$ ) en la válvula. Un  $kgf/cm^2$  es igual a 0.980665 bar (exactamente) y también se usa el nombre de kilopondio ( $kp$ ) en lugar de kilogramo fuerza, es decir,  $1 kp/cm^2 = 1 kgf/cm^2$ .

#### a. Salida brusca y suave de un depósito

**Salida brusca.** Los valores de “K” pueden tomarse de la tabla 2.

Tabla 2

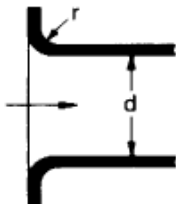
#### Salida Brusca

Fitting	Description	All pipe sizes
		K value
Pipe exit 	projecting sharp edged rounded	1.0
Pipe entrance 	inward projecting	0.78

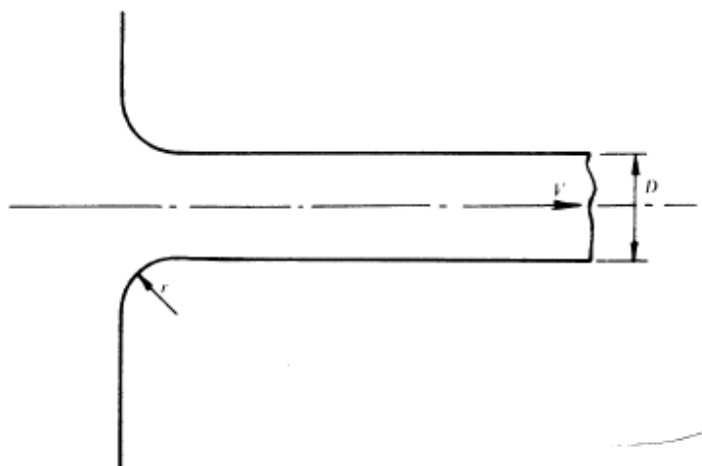
Fuente: (Crane, 1976)

**Salida suave.** En este caso la pérdida es mucho menor (forma más aerodinámica, disminución o anulación de la resistencia de la forma), el valor “K” se toma de la tabla 3, con la relación  $r/D$ . Ver figura 7.

**Tabla 3**  
**Salida suave**

Fitting	Description	All pipe sizes
		K value
	sharp edged	0.5
	$r/d = 0.02$	0.28
	$r/d = 0.04$	0.24
	$r/d = 0.06$	0.15
	$r/d = 0.10$	0.09
	$r/d = 0.15$ & up	0.04

Fuente: (Crane, 1976)



**Figura 7: Salida suave de un depósito**

Fuente: (Crane, 1976)

**b. Ensanchamientos bruscos y suaves**

La transición en un conducto de sección circular de un diámetro  $d$  a otro de mayor  $D$  puede hacerse de las dos maneras representadas. Ver figura 8.



**Figura 8: Ensanchamiento brusco y suave**

Fuente: (Crane, 1976)

En el ensanchamiento suave, los valores de “K” se calculan según el ángulo  $\theta$  y se aplica según la fórmula:

$$\theta < 45^\circ \quad K = 2.6 \sin \frac{\theta}{2} \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)^2 \quad (18)$$

$$\theta > 45^\circ < 180^\circ \quad K = \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)^2 \quad (19)$$

Si el ensanchamiento es brusco ( $\theta=180^\circ$ ) entonces se calcula el factor “K” según el anexo 3.8.

### c. Contracciones bruscas y suaves

Es el caso opuesto al anterior, se entenderá fácilmente observando la figura 9. De esta última se obtienen los coeficientes “K” según la fórmula:



Figura 9: Contracciones bruscas y suaves

Fuente: (Crane, 1976)

$$\theta < 45^\circ \quad K = 2.6 \sin \frac{\theta}{2} \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)^2 \quad (20)$$

$$\theta > 45^\circ < 180^\circ \quad K = 0.5 \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)^2 \quad (21)$$

Si el alargamiento es brusco ( $\theta=180^\circ$ ) entonces se calcula el factor “K” según el anexo 3.8.

El factor “K” obtenido de las formulas se las utiliza en base a la velocidad de la tubería más pequeña.

### d. Tees

Son de dos tipos, de convergencia o de divergencia, ver figura 10, se calculan por separado las pérdidas de energía correspondientes al caudal lateral  $Q_l$  y al caudal recto  $Q_r$  (que no cambia de dirección con las ecuaciones):

$$H_{rl} = K \frac{v^2}{2g} \quad (22)$$

$$H_{rr} = K \frac{v^2}{2g} \quad (23)$$

Y luego se suman ambas pérdidas. Donde  $v$  es la velocidad de la corriente total. Evidentemente  $Q = Q_l + Q_r$

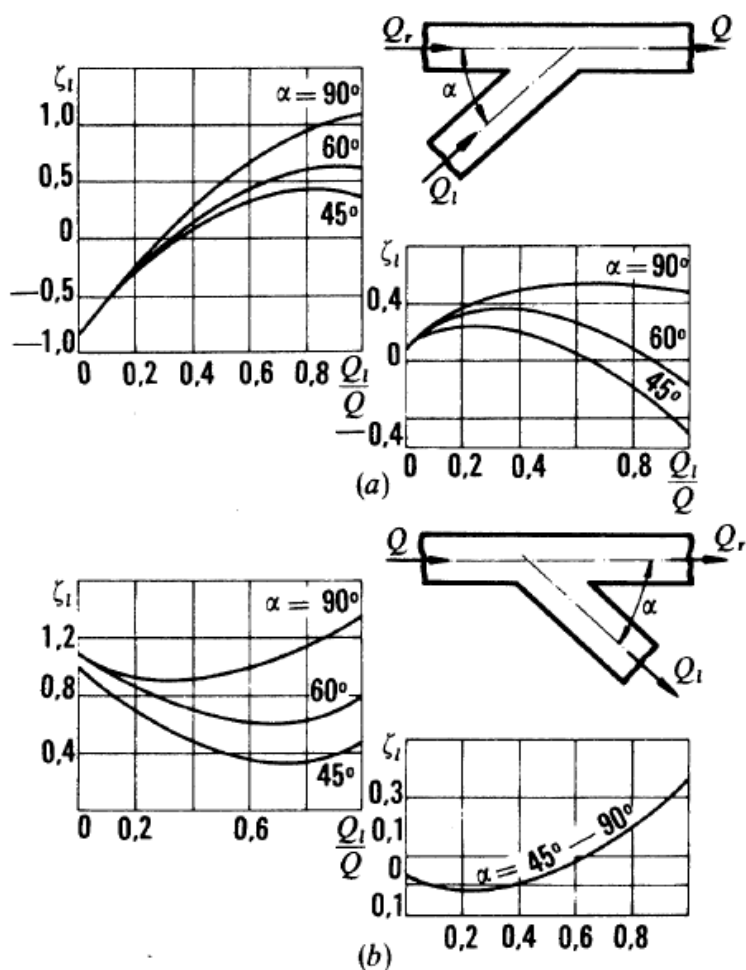


Figura 10: Formas diversas de T con los valores correspondientes de K

Fuente: (Mataix, 1985)

Las curvas se refieren al caso en que los conductos tienen el mismo diámetro, en el anexo 3.8. Se representa otros casos frecuentes. El coeficiente “K” se tomara de esta tabla según el caso y se llevara a la ecuación.

$$h = K \frac{V^2}{2g} \quad (24)$$

## e. Resistencia a las curvas

**e.1. Flujo secundario.-** Cuando un fluido pasa por una curva, ya sea en régimen laminar o turbulento, se establece en la curva una condición conocida como “flujo secundario”.

Éste es un movimiento de rotación perpendicular al eje de la tubería, que se superpone al movimiento principal en la dirección del eje. La resistencia debida a la fricción de las paredes de la tubería y la acción con la fuerza centrífuga combinadas produce esta rotación. Ver figura 11.

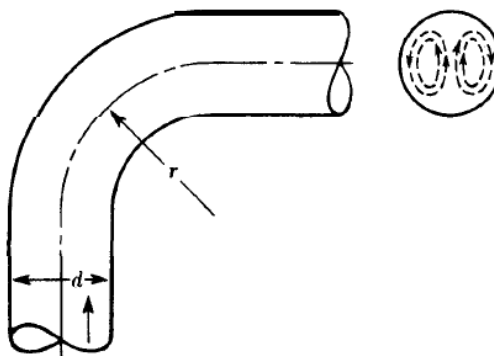


Figura 11: Condición de rotación, flujo secundario.

Fuente: (Crane, 1976)

**e.2. Resistencia de las curvas al flujo.-** Se considera que la resistencia o pérdida de presión en una curva se compone de: (1) la pérdida debida a la curvatura; (2) la pérdida excesiva en la tangente corriente abajo, y (3) la pérdida debida a la longitud.

Por lo tanto.

$$ht = hp + hc + hl \quad (25)$$

Donde:

$ht$  = pérdida total en metros de columna de fluido

$hp$  = pérdida excesiva en la tangente corriente abajo en metros de columna de fluido.

$hc$  = pérdida debida a la curvatura en metros de columna de fluido.

$hl$  = pérdida de la curva debida a la longitud en metros de columna de fluido.

Estas pérdidas son difíciles de medir por separado así que en los anexos 3.8. Se encuentra el factor de resistencia “K” generalizado.

## **2.7 Factor de corrección de volumen (FCV).**

Es un factor que transforma los valores de volumen medidos a una determinada temperatura, en valores de volumen a una temperatura de referencia 60 °F (15,6 °C).

Para la determinación de medidas continuas de caudales se utilizan medidores cuyo rango o escala puede estar calibrada en volumen, bien en condiciones normales de presión, temperatura y densidad para las cuales fue realizado el diseño o en otras condiciones.

Si un medidor está calibrado para determinadas condiciones de operación solo indicará el caudal correcto cuando se cumplan estas condiciones. Si esto no ocurre habrá que multiplicar el caudal o volumen medido por un factor de corrección con el fin de adaptar las condiciones de cálculo a las condiciones reales de operación.



### 2.7.1 Parámetros que intervienen en el Factor de Corrección de Volumen FCV

Entre los parámetros que se puede encontrar en forma manual a través de tablas el grado API (API tablas 5A), ctl (API tabla 6A), cpl, cts, cps y ctpl (FCV).

- a. **Grado o gravedad API a 60 °F:** método utilizado para expresar la densidad de líquidos del petróleo. La gravedad API corregida a 60 °F es un número adimensional, se mide a través de un termohidrómetro que posee una escala graduada en grados API y una escala graduada que mide la temperatura en °F, °C.
- b. **CTL:** factor de corrección por efecto de temperatura sobre el líquido. Es la razón de la densidad de un líquido a la temperatura  $t$  y presión  $p$ , a su densidad a la temperatura estándar de 60 °F y 14,696 psi (o a 15 °C y 101,325 kPa). El volumen de un líquido a la temperatura  $t$ , puede convertirse a su volumen a temperatura de referencia, multiplicando su volumen a temperatura  $t$  por el CTL a la temperatura  $t$ .
- c. **CPL:** factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido. Aplica para el medidor (CPLm) y para el probador (CPLp).
- d. **CTS :** factor de corrección por efecto de temperatura sobre el acero.
- e. **CPS :** factor de corrección por efecto de presión sobre el acero para el probador.
- f. **CTPL:** factor de corrección combinado por efecto de temperatura y presión sobre la densidad y el volumen de los hidrocarburos líquidos según API MPMS Capítulo 11.1-2004. Históricamente es conocido como VCF.

## 2.8 Dispositivos y equipos para medir caudal.

En el mercado se encuentra un sinnúmero de dispositivos medidores de caudal que se dividen en dos grupos como son medidores volumétricos y medidores másicos. Para la construcción del presente proyecto se enfoca exclusivamente en los medidores de flujo volumétrico tipo turbina ya que es el medidor utilizado en la construcción del banco de pruebas para verificación de flujo. Ver figura 12.

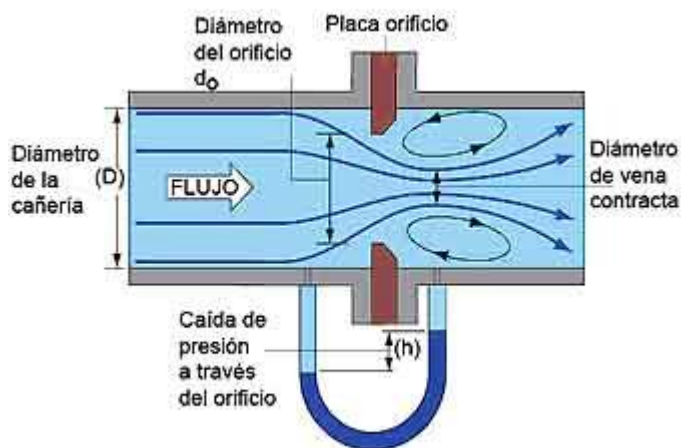
	Sistema	Medidor
Medidores de flujo volumétrico	Presión diferencial -Medidores conectados a tubo U o a elementos de fuelle o diafragma	Placa Orificio
		Tobera
		Tubo Venturi
		Tubo Pitot y Tubo Annubar
	Área variable	Rotámetros
	Velocidad	Turbina
		Ultrasonido
	Tensión inducida	Magnético
Desplazamiento positivo	Rueda oval, helicoidal	
Medidores de flujo másico	Térmico	Diferencia de temperatura en sondas de resistencia
		Coriolis

Figura 12: Clasificación de los medidores de caudal

Fuente: (Mott R. , 1996)

### 2.8.1 Medidores de flujo volumétrico

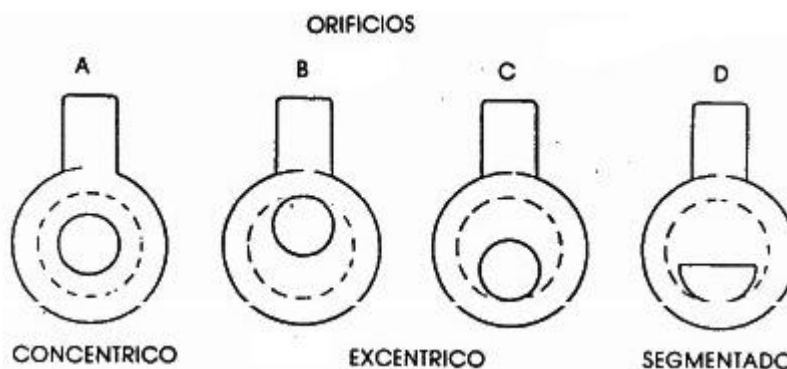
a. **De Presión Diferencial tipo Placa orificio.-** Su principio de funcionamiento consiste en el uso de placas de orificios dentro de una tubería por el cual a traviesa el fluido. El material de construcción de estas placas es de acero inoxidable. Ver figura 13.



**Figura 13: Principio de funcionamiento-placa orificio**

Fuente: (Tecnoficio, s.f.)

Algunos tipos de placas orificios son los siguientes:

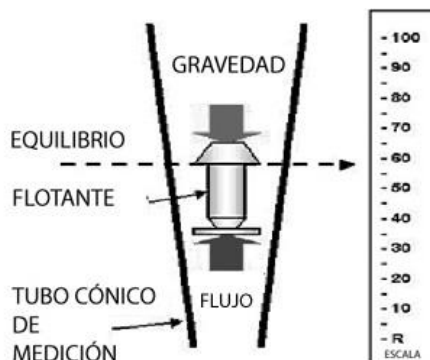


**Figura 14: Tipos de placas orificio**

Fuente: (Mott R. , 1996)

La placa orificio tipo concéntrica se utiliza en fluidos líquidos, los de tipo excéntrico son utilizados para los gases y los de tipo segmentado cuando los fluidos contienen un alto porcentaje de gases disueltos. Ver figura 14.

- b. De Área Variable tipo Rotámetro.-** Su principio se basa en un flotador de densidad dada que establece una posición de equilibrio donde, con un caudal dado, la fuerza ascendente del fluido que fluye en forma vertical se iguala a la fuerza de gravedad hacia abajo. Ver figura 15.



**Figura 15: Principio de funcionamiento-rotámetro**

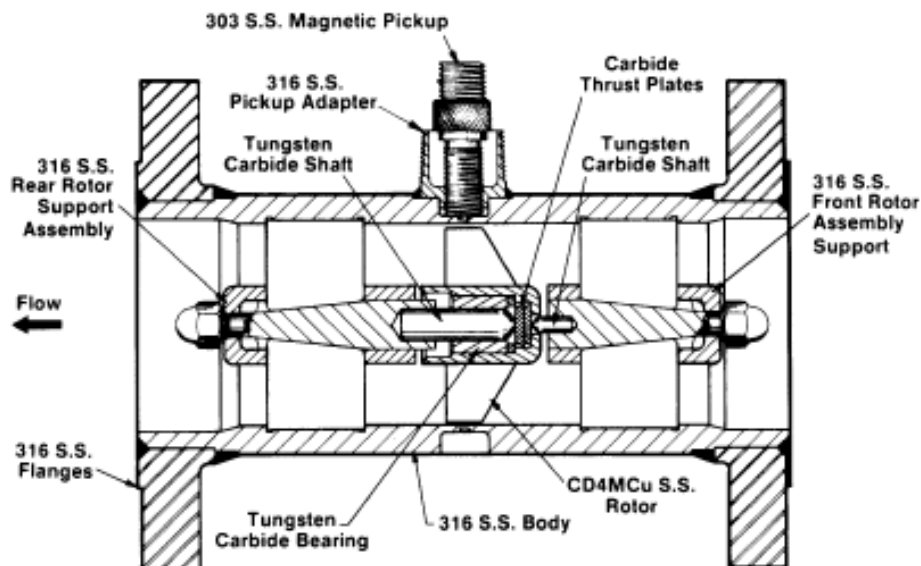
Fuente: (Steerter, 2000)

- c. De Velocidad Tipo Turbina.-** Su principio de funcionamiento consiste en un rotor de múltiples aspas que giran dentro de las tuberías a presión o en los canales a superficie libre debido a la acción del flujo que pasa por estos conductos en dirección axial. Ver figura 16.

Este tipo de medidores puesto que no mide el caudal directamente son considerados medidores de métodos indirectos ya que miden el caudal a partir de la velocidad del flujo por el conducto.

La medición del caudal en este tipo de aparatos se logra con base en la proporcionalidad que existe entre el número de revoluciones o vueltas que dan las aspas del dispositivo y la velocidad del líquido que es transportada a través del conducto.

La velocidad que adquieren las aspas al contacto con el líquido se transmite a un sistema de relojería o de pulsos eléctricos que la transforman directamente en información equivalente a volúmenes o registros del caudal.



**Figura 16: Principio de funcionamiento de una turbina**

Fuente: (NufloCameron, s.f.)

Entre las Ventajas y Desventajas de los Medidores de Turbina se encuentran las siguientes:

Ventajas:

- Exactitud.
- Manejo de un amplio rango de flujo.
- Tamaño pequeño y peso liviano.
- Larga vida de los cojinetes.
- Aplicación a un amplio rango de T y P.
- Amplio rango de flujo para líquidos de baja viscosidad.
- Su transmisión puede ser mecánica o magnética a través de un Pickup.

Desventajas:

- Dificultad de medir flujos viscosos.
- Susceptibles a sucios y depósitos en el rotor.
- Sensible a cambios de viscosidad.
- Susceptible a daños por flujos bruscos.

- Sensibilidad a cambios en la viscosidad.

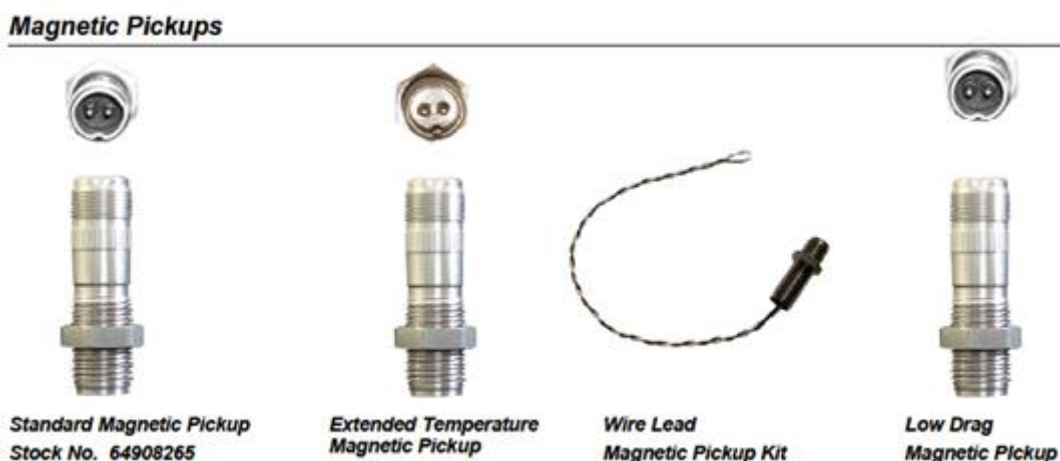
En el mercado existe una gran variedad de tamaños en medidores de flujo tipo turbina, que se adaptan a las necesidades de campo requeridas. Ver tabla 4.

**Tabla 4**  
**Tamaños de medidores de flujo tipo turbina**

Flow Meter Size <sup>(3)</sup>					Nominal <sup>(2)</sup> Calibration Factor		Maximum Output Frequency	ΔP at Maximum Flow <sup>(2)</sup>	
in.	mm	GPM	m <sup>3</sup> /HR	BPD	Pulses Gallon	Pulses x 1000/m <sup>3</sup>	Pulses/Sec	psi	kPa
3/8	10	0.3 – 3	0.068 – 0.68	10 – 100	22000	(5812)	1100	4.0	28
1/2	13	0.75 – 7.5	0.17 – 1.70	25 – 250	14500	(3830)	1815	12.0	83
3/4	19	2 – 15	0.45 – 3.41	68 – 515	2950	(780)	740	18.0	124
7/8	22	3 – 30	0.68 – 6.81	100 – 1000	2350	(621)	1175	20.0	138
1	25	5 – 50	1.14 – 11.36	170 – 1700	900	(238)	750	20.0	138
1-1/2	38	15 – 180	3.41 – 40.88	515 – 6000	325	(86)	975	16.0	110
2	51	40 – 400	9.09 – 90.85	1300 – 13,000	55	(14.5)	365	22.0	152
3	76	80 – 800	18.16 – 181.66	2750 – 27,500	57	(15.2)	760	20.0	138
4	102	100 – 1200	22.71 – 272.55	3400 – 41,000	30	(7.9)	600	10.0	69
6	152	250 – 2500	56.78 – 567.82	8600 – 86,000	7	(1.8)	290	10.0	6
8	203	350 – 3500	79.49 – 794.94	12,000 – 120,000	3	(.8)	175	6.0	41

Fuente: (NufloCameron, s.f.)

**c.1. Magnetic Pickups.-** Dispositivo que emite señal de salida al analizador de flujo, para contabilizar y encontrar un volumen determinado por cada revolución del medidor tipo turbina. Ver figura 17.



**Figura 17: Magnetic Pickups**

Fuente: (NufloCameron, s.f.)

Esta señal es recibida por un analizador de flujo y así se puede visualizar la rata de trabajo y el volumen del fluido en unidad de flujo.

**c.2. Totalizador, Computador Analizador de Flujo.-** Está diseñado para aceptar la frecuencia o entradas de impulsos de una amplia gama de medidores de flujo y mostrar caudal en unidades de ingeniería configurable.

Para el banco de pruebas se utiliza una analizador de flujo marca y modelo Invalco 4200 de FMC, hay dos diferentes versiones del instrumento disponibles:

- Battery powered versión con salida de impulsos ajustada a escala.
- Versión alimentada Loop con salida de 4-20 mA.

El Modelo 4200 es totalmente programable con Factores K, linealización de múltiples factores K, posiciones de puntos decimales, y base de tiempo que se está programando a través del panel frontal interruptores. El instrumento se encuentra en un impermeable duradera caja de policarbonato que se puede montar directamente en un medidor de flujo, Panel-montado o montado en la pared utilizando un soporte pivotante. Ver figura 18.

A continuación se menciona algunas características del analizador de flujo:

- Muestra la rata y el acumulado total de volumen.
- Batería, Loop o alimentación DC.
- Resistente a la intemperie y resistente a la corrosión.
- Montaje del Panel sobre el medidor.
- Totalmente programable.
- Protección de contraseña.
- Linealización del Factor K.

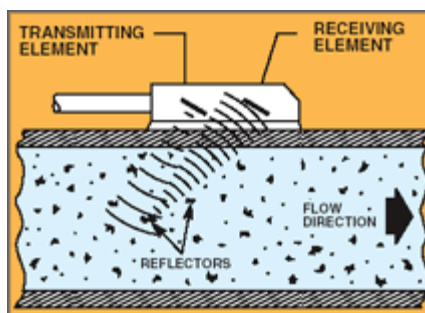


**Figura 18: Analizador de flujo Invalco 4200 FMC**

**Fuente:** (FmcTechnologies, s.f.)

- d. De velocidad tipo ultrasonido.-** La medición se realiza por medio de una onda sonora ultrasónica que se propaga a través del líquido. Consta de dos transductores piezoeléctricos, uno actúa como transmisor y otro como receptor de la onda sonora. Ver figura 19.

**e.**

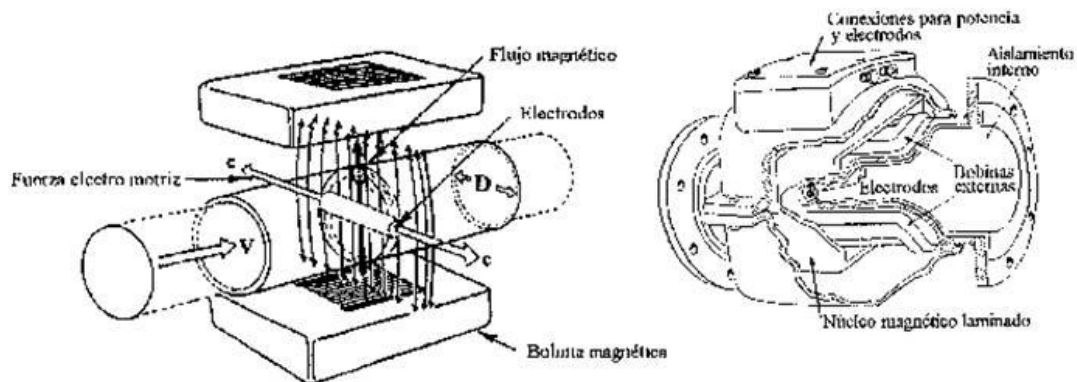


**Figura 19: Principio de funcionamiento medidor ultrasónico**

**Fuente:** (López & Ramón, 2007)

- f. De tensión inducido magnético.-** Estos medidores se fundamentan en la ley de Faraday la cual establece que la tensión inducida en un conductor que se mueve perpendicularmente a un campo magnético es proporcional a la velocidad del conductor. La figura 20 muestra un esquema del funcionamiento del medidor magnético de flujo y una configuración típica del mismo.

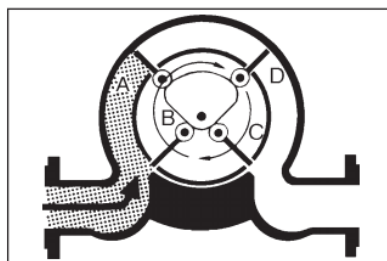




**Figura 20: Principio de funcionamiento-medidor magnético**

Fuente: (López & Ramón, 2007)

- g. De desplazamiento positivo – paletas deslizantes, rueda oval, helicoidal.-** De éste tipo de medidores el más usado es el medidor de desplazamiento positivo de paletas deslizantes cuyo principio de funcionamiento consta de un rotor provisto de paletas en cuyo espacio entre paletas encierra un volumen conocido el cual se desplaza libremente haciendo circular al fluido a través del rotor y a la vez contabilizar el volumen por cada revolución del rotor. Ver figura 21.



**Figura 21: Principio de funcionamiento-medidor de desplazamiento positivo**

Fuente: (FmcTechnologies PDMeter, 2015)

- h. De torbellino – medidor de frecuencia.-** Se basa en la determinación de la frecuencia del torbellino producido por una hélice estática situada dentro de la tubería a cuyo través pasa el fluido (líquido o gas). La frecuencia del torbellino es proporcional a la velocidad del fluido. Ver figura 2.22.

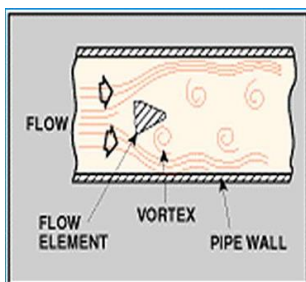


Figura 22: Principio de funcionamiento- medidor de torbellino

Fuente: (López & Ramón, 2007)

- i. **De fuerza – placas de impacto.-** el principio de funcionamiento del medidor de placas de resistencia al avance de la corriente consiste en que una placa generalmente circular se mantiene en el centro de tubería por medio de una barra normal al flujo. Ver figura 23.

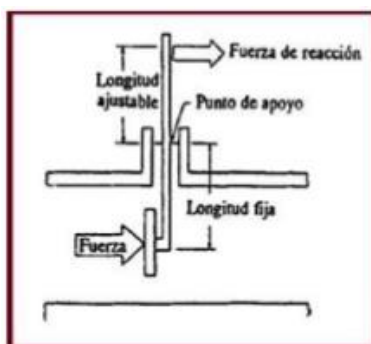


Figura 23: Principio de funcionamiento- medidor de placas de impacto

Fuente: (López & Ramón, 2007)

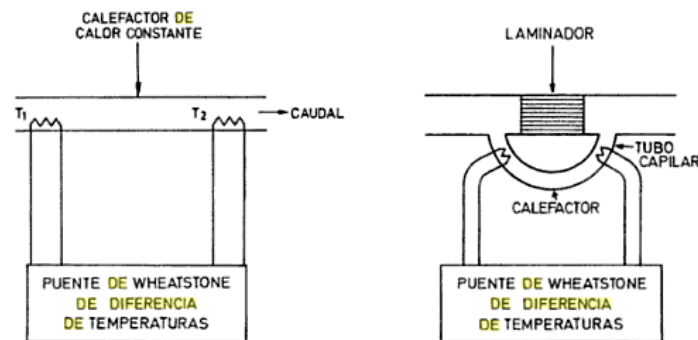
## 2.8.2 Medidores de flujo másico.

- a. **Medidor Térmico – diferencia de temperatura en sondas de resistencia.-** Se basan comúnmente en dos principios físicos:

- La elevación de temperatura del fluido en su paso por un cuerpo caliente.
- La pérdida de calor experimentada por un cuerpo caliente inmerso en el fluido.

El medidor de tomas consta de una fuente eléctrica de alimentación de precisión que proporciona un calor constante al punto medio del tubo por el

cual circula el caudal. En puntos equidistantes de la fuente de calor se encuentran sondas de resistencia para medir la temperatura cuando el fluido está en reposo, la temperatura es idéntica en las dos sondas, cuando el fluido circula, transporta una cantidad de calor hacia el segundo elemento T2, y se presenta una diferencia de temperaturas que va aumentando progresivamente entre las dos sondas a medida que aumenta el caudal. Ver figura 24.



**Figura 24: Principio de funcionamiento- medidor térmico**

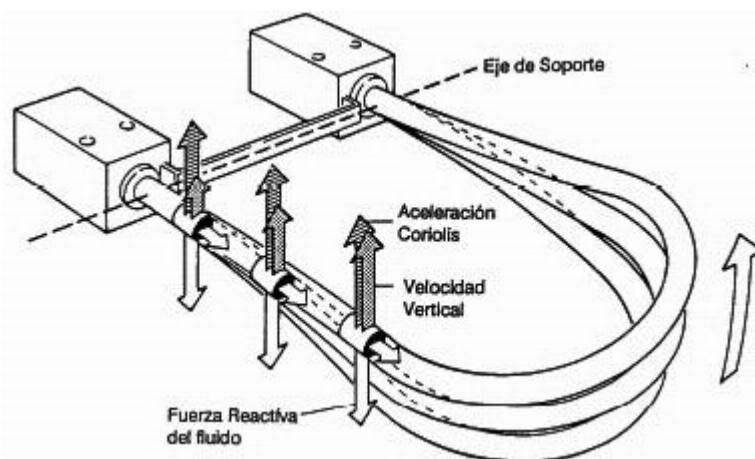
Fuente: (López & Ramón, 2007)

**b. Coriolis – tubo en vibración.-** Su principio de funcionamiento se basa en la vibración del tubo donde la generación de la fuerza coriolis puede producirse básicamente de dos formas, ver figura 25:

- Por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega ( $\Omega$ ) en estado de vibración controlada (a la frecuencia de resonancia para producir la energía requerida). La vibración del tubo, perpendicular al sentido del desplazamiento del fluido, crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de desaceleración en la salida, con la que se genera un par cuyo sentido va variando de acuerdo con la vibración y con el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circundante.
- Por inversión de velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto. La medida es independiente de la temperatura, presión y densidad del fluido. Al estar el tubo libre de obstrucciones, admite la circulación de

fluidos con sólidos en suspensión. La selección del material del tubo es importante, puesto que debe soportar la fatiga mecánica debida a la vibración a su frecuencia natural y la corrosión y erosión del fluido.

Otros tipos de tubos empleados tienen la forma de S, Z y de Hélice.



**Figura 25: Principio de funcionamiento- medidor tipo coriolis**

Fuente: (Tecnoficio, s.f.)

## 2.9 Patrón volumétrico.

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un Sistema de Medición Dinámico, realizando una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador. Para éste proyecto se enfoca en los probadores volumétricos tipo tanque. Ver figura 26.

Según su principio de funcionamiento se clasifican en:

- Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico.
- Probadores de volumen pequeño.
- Probadores volumétricos o tanques.
- Medidores Maestros

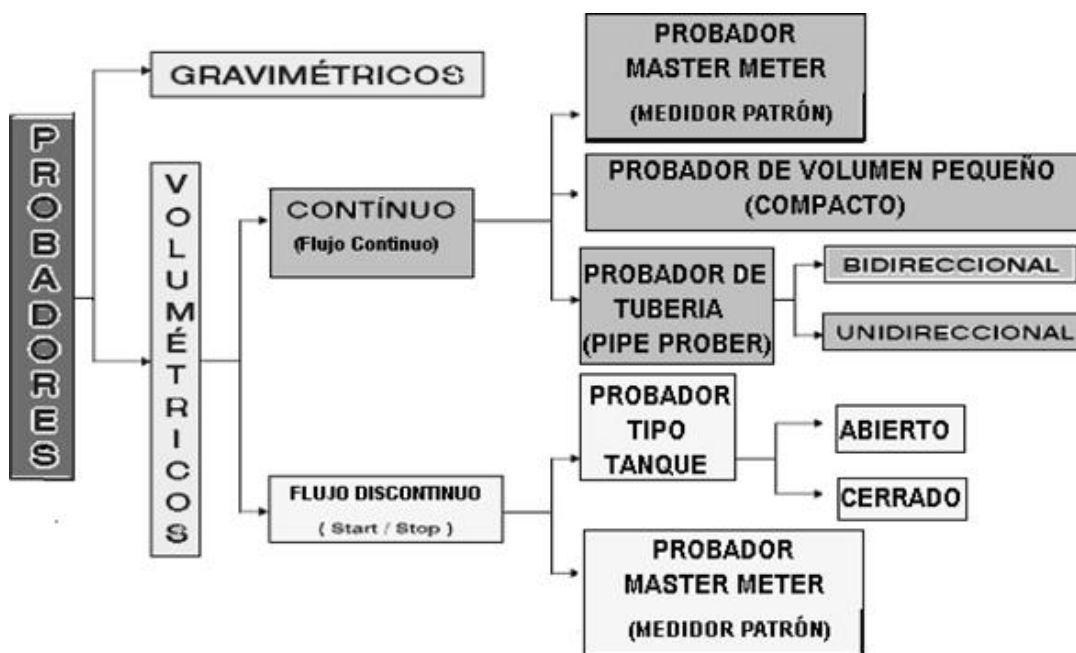


Figura 26: Clasificación de los probadores  
Fuente: (API MPMS 4.7 Sistemas Probadores)

### 2.9.1 Niveles de Jerarquía de los Probadores:

A continuación se muestran los niveles de jerarquía en medición de petróleo para los probadores, en ella se pueden ver los cuatro (4) niveles. Ver figura 27.

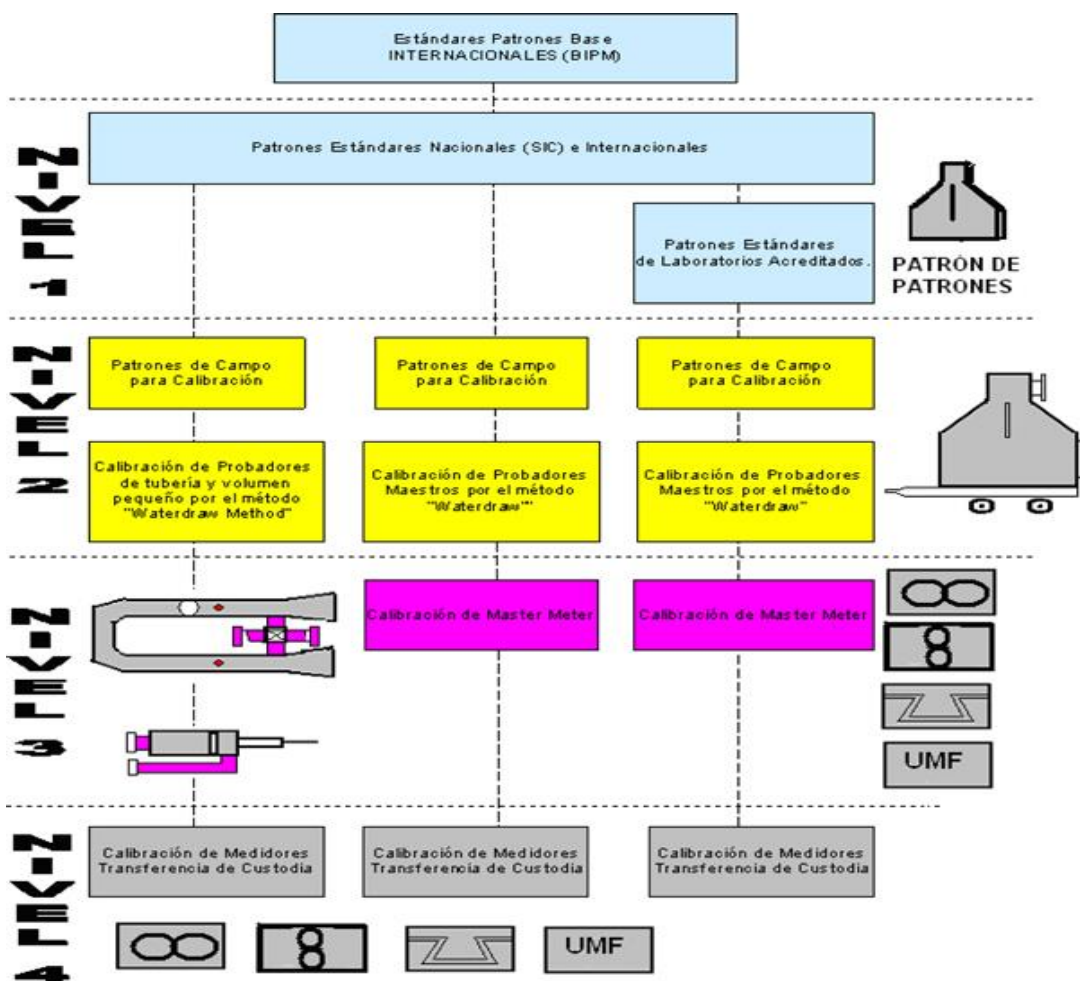


Figura 27: Nivel de Jerarquía de los Probadores  
 Fuente: (API MPMS 4.7 Sistemas Probadores)

**2.10 Probadores volumétricos tipo tanque - (Methode tank prover)**

Estos tipos de probadores son recipientes de volumen conocido que pueden ser cerrados o abiertos.

Es usado para calibrar medidores que entregan o despachan productos a carro tanques donde no haya la facilidad para calibrar con Probadores Compactos o Probadores Bidireccionales. El tamaño de este tipo de tanques probadores, generalmente es menor o igual a 800 galones.

### **2.10.1. Calibración:**

- Las calibraciones de estos tanques deben ser realizadas con agua como líquido de calibración y deben venir con su correspondiente certificado de calibración; este tiene una validez de: cinco (5) años si se utilizan para calibración de medidores ó tres (3) años si se utilizan para calibración de probadores, ver API MPMS 4.8. Se utiliza el agua como líquido de calibración, debido a sus propiedades de bajo coeficiente de expansión térmica y alta capacidad calorífica.
- En caso que los probadores volumétricos se encuentren calibrados con una temperatura base diferente a 60°F, se debe utilizar como volumen base de la calibración, el volumen equivalente a 60 °F calculado con base en el valor del volumen certificado y la diferencia de temperaturas base.
- Para calibrar un medidor con un tanque de prueba, este último debe tener una capacidad suficiente para proveer una duración tal que la prueba resulte ser aceptable para todas las partes involucradas. La capacidad del tanque de prueba no debe ser menor que el volumen entregado en un minuto a la rata de flujo de operación normal a través del medidor bajo prueba. Sin embargo, es preferible que la capacidad sea preferiblemente de 1.5 veces el volumen entregado en un minuto.

### **2.10.2. Operación:**

El líquido que pasa a través del medidor se recoge en el tanque, hasta alcanzar la marca de calibración o un volumen muy próximo a ella.

El volumen se lee en la escala calibrada y luego se compara con el volumen registrado por el medidor. De esta comparación se calcula el factor de corrección llamado "Factor del Medidor".

Desventajas:

- Para altas ratas de flujo el tanque tendría que ser muy grande lo cual resulta poco práctico.
- El flujo se debe iniciar tan pronto comience el llenado y pararse cuando el recipiente este lleno.
- Cuando se usa para productos muy viscosos estos se adhieren a las paredes produciendo inexactitud.

### **2.10.3 Clasificación de probadores volumétricos tipo tanque**

Un recipiente volumétrico es un contenedor de medición que sirve para la determinación estática del volumen de líquidos y se utiliza ya sea para determinar un volumen de líquido específico (en reposo) o para medir un volumen desconocido.

La forma más común y más adecuada es aquella conocida como tipo “Seraphin”, cuya característica principal es un cuello angosto donde va colocada una escala graduada que indica su volumen nominal y las variaciones mínimas de volumen que pueden apreciarse en este cuello.

En general, son contenedores en los cuales su volumen está definido por su capacidad nominal, por la lectura de su marca graduada o por la indicación de su volumen en su escala.

El uso apropiado de recipientes en los niveles de producción, en el intercambio comercial y en el consumo ayuda a promover la precisión y uniformidad de volúmenes en el ámbito de las mediciones de flujos líquidos. Los recipientes volumétricos se clasifican, de acuerdo al nivel de exactitud que se logra con cada uno de ellos.

Por la exactitud requerida en las mediciones de volumen y de su rango de medición los medidores volumétricos o de volumen se podrían clasificar en:



**a1. Instrumentos volumétricos de laboratorio**, los cuales son fabricados generalmente en vidrio, se usan en los laboratorios para medir volúmenes de líquidos involucrados en la realización de ensayos. También son utilizados para verificar el contenido neto de productos pre empacado. La capacidad de estos instrumentos oscila entre unos cuantos micro litros hasta litros. Ver figura 28.



**Figura 28: Instrumentos volumétricos de laboratorio**

**a2. Tanques medidores de volumen** que son recipientes de gran capacidad por lo general de forma cilíndrica, provistos por una escala graduada, que se pueden emplear como simples depósitos o como instrumentos de medición. Su capacidad puede oscilar desde centenares de litros hasta miles de metros cúbicos. Ver figura 29.



**Figura 29: Tanques medidores de volumen**

**a.3 Recipientes volumétricos metálicos tipo Seraphin** utilizados para medir volúmenes de líquidos, son instrumentos constituidos por un cuerpo, un cuello (sobre el cual se coloca generalmente una escala de graduación) y dependiendo de su capacidad inclusive pueden contar con un sistema de desagüe. Estos recipientes pueden ser de diferentes capacidades desde 1 litro hasta 5000 litros. Ver figura 30.



Figura 30: Recipientes volumétricos metálicos tipo Seraphin.

### **a3.1 Propiedades físicas - Material**

Todas las partes de un recipiente, que estén en contacto con la sustancia a ser medida deben ser químicamente resistentes a esta sustancia. (Las partes deben ser resistentes y no corrosibles).

En general debe ser construido en un acero de bajo carbono o en acero inoxidable.

La superficie interna del recipiente debe ser lisa y no debe presentar obstáculos que impidan el vertido completo del líquido.

Las paredes exteriores del recipiente deben ser de un espesor suficiente, que no permita la deformación de su geometría por efectos de cambios de temperatura.

### **a3.2 Tamaño**

Los volúmenes nominales de los recipientes volumétricos se pueden encontrar de varios tamaños, 5 lt, 10 lt, 20 lt, etc. para facilitar la calibración de los mismos. Ver figura 31



**Figura 31: Tamaño de recipientes volumétricos**

### **a3.3. Construcción**

Para una mayor robustez, los recipientes deben ser construidos en forma de vasos simétricos. Se debe tomar la previsión de que su construcción evite la formación de burbujas de aire durante el llenado y que no permita restos de agua en el momento de su vaciado.

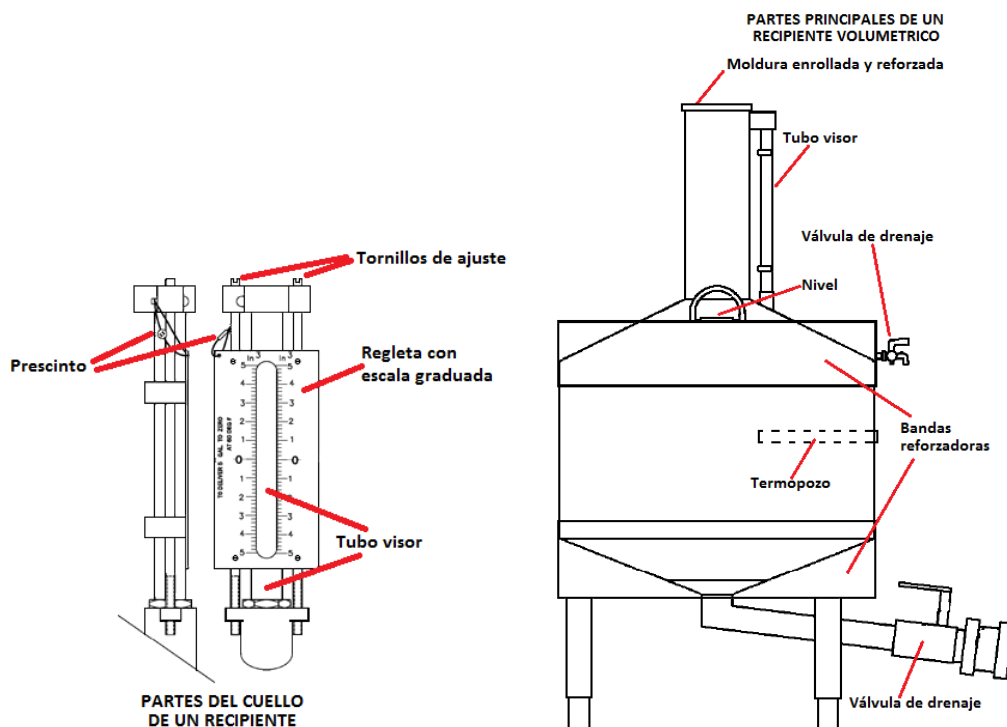
### **a3.4 Instalación**

Los recipientes fijos deben ser anclados de una manera tal que su posición (inclinación, etc.) no debe cambiar después de que se toma la medida de su volumen y debe estar acompañado de accesorios auxiliares apropiados, como una plomada o nivel de burbuja con la suficiente sensibilidad.

### **a3.5. Suficiente sensibilidad**

Presenta aquel accesorio (nivel de burbuja o plomada) que muestra claramente una desviación de la vertical del recipiente de no más de  $0,3^\circ$

(esto es aproximadamente equivalente a una desviación lateral de 5 mm a 1 m de altura). Ver figura 32.



**Figura 32: Verticalidad del tanque**

**Fuente:** (API, Capítulo 4, Sección 4, 1998. Operación de los sistemas de prueba. Tanque probador.)

La calibración de un recipiente volumétrico se llevará a cabo de tal manera que la incertidumbre expandida de la calibración sea una quinta parte del error máximo permitido en las pruebas de aprobación de modelo y una tercera parte del error máximo permitido en las pruebas de verificación.

El error máximo permisible “EMP” en recipientes volumétricos según OIML R 120:2010 “Standard capacity measures for testing measuring systems for liquids other than water” es  $\pm 0.05\%$  de la capacidad nominal.

A manera de ejemplo, con los siguientes datos se puede apreciar el cálculo del EMP de:

Capacidad: 50 gl

División de escala: 2,5 gl (577,5 in<sup>3</sup>; 9463,529 ml)

El error máximo permisible para el recipiente es:

$$\text{EMP} = \pm (50 \text{ gl} * 0.05\%)$$

$$\text{EMP} = \pm 2.5 \text{ gl} (577.5 \text{ in}^3, 9463.529 \text{ ml})$$

Este valor indica que durante la calibración del recipiente volumétrico, el error máximo permisible para el recipiente es  $\pm 2.5 \text{ gl}$  ( $\pm 9463.529 \text{ ml}$ ).

Un valor que representa un poco más de una división de escala del recipiente.

El diámetro del cuello de un recipiente deberá ser lo suficientemente grande para evitar problemas con respecto a la captura del nivel del líquido y suficientemente pequeño que permita la detección de cambios en el nivel del volumen que indica el recipiente.

## **2.11 Método para el control de caudal de fluidos.**

En la actualidad existen varios métodos para el control de fluidos según su construcción, características, operación, tipo de fluido, costo, necesidad y aplicación, etc.

### **2.11.1 Válvulas de control para fluidos.**

La necesidad y los requisitos en la industria son varias por tal motivo existen diferentes tipos de válvulas que dependerá de la función que debe realizar, se clasifican en:

- Válvulas de cierre o bloqueo.
- Válvulas de estrangulamiento.
- Válvulas de retención o de flujo inverso.
- Válvulas de control de presión.

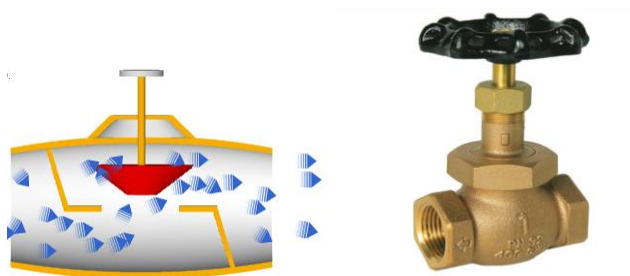
- a. **Válvula de bola.**- Si el elemento de cierre rota en la vía de circulación para detener el flujo, como también la válvula de mariposa. Esta válvula pertenece al grupo de las válvulas de bloqueo. Ver figura 33



**Figura 33: Válvula de bola**

Fuente: (Crane, 1976)

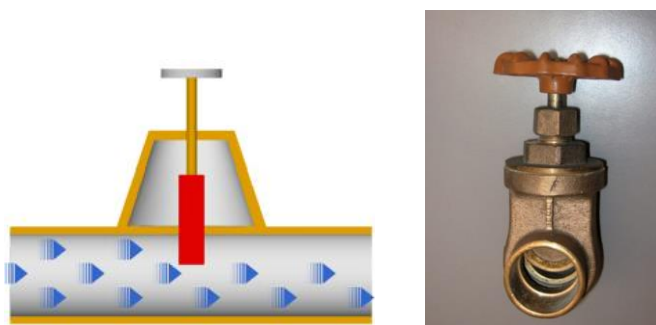
- b. **Válvula de globo.**- Si el elemento de cierre actúa como un sello o tapón en la vía de circulación para detener el flujo. Esta válvula pertenece al grupo de las válvulas de estrangulamiento. Ver figura 34.



**Figura 34: Válvula de globo**

Fuente: (Crane, 1976)

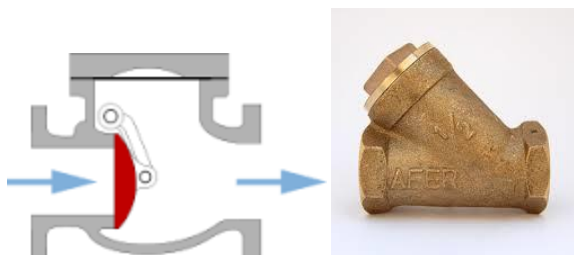
- c. **Válvula de compuerta.**- Si el elemento de cierre de la válvula es insertado en la vía de circulación para detener el fluido. Esta válvula pertenece al grupo de las válvulas de bloqueo. Ver figura 35.



**Figura 35: Válvula de compuerta**

Fuente: (Crane, 1976)

- d. **Válvula check.-** Una válvula check es un tipo de válvula que permite al fluido fluir en una dirección pero cierra automáticamente para prevenir flujo en la dirección opuesta (contra flujo). Esta válvula pertenece al grupo de las válvulas de retención. Ver figura 36.



**Figura 36: Válvula de check**

Fuente: (Crane, 1976)

- e. **Válvula de retención de pie.-** Este tipo de válvula permite al fluido fluir en una dirección pero cierra automáticamente para prevenir flujo en la dirección opuesta (contra flujo) y así mantener cebada la bomba para evitar daños en la misma. Esta válvula pertenece al grupo de las válvulas de retención. Ver figura 37.



**Figura 37: Válvula de pie**

Fuente: (Crane, 1976)

### 2.11.2 Variador de frecuencia para el control de fluidos.

Un variador de frecuencia o drive de velocidad es un equipo cuyo objetivo es controlar la velocidad variando la frecuencia y así tener control de la rampa de encendido y apagado. Ver figura 38.

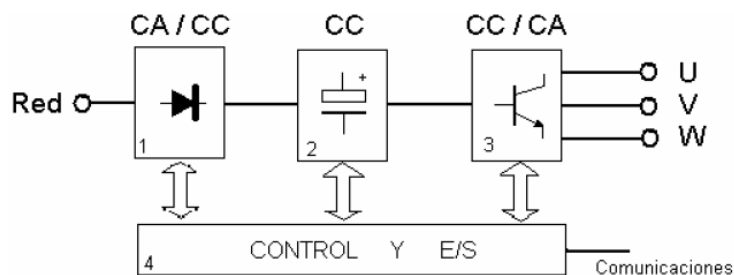


**Figura 38: Variador de frecuencia marca Siemens.**

**Fuente:** (Siemens, s.f.)

Existen de c.c. (variación de la tensión), y de c.a. (variación de la frecuencia); los más utilizados son los de motor trifásico de inducción y rotor sin bobinar (jaula inversores (inverter) o variadores de velocidad.

#### a1. Diagrama en bloques de un variador



**Figura 39: Diagrama en bloques variador**

**Fuente:** (Siemens, s.f.)

1. Rectificador: partiendo de la red de suministro de c.a., monofásica o trifásica, se obtiene c.c. mediante diodos rectificadores.

2.- Bus de continua: condensadores de gran capacidad (y a veces también bobinas), almacenan y filtran la c.c., rectificada, para obtener un valor de tensión continua estable, y reserva de energía suficiente para proporcionar la intensidad requerida por el motor.

3.- Etapa de salida: conexión al motor, generalmente de tres hilos (U-V-W) para conexión directa en triángulo o estrella según la tensión del motor.



Desde la tensión del bus de continua, un ondulator convierte esta energía en una salida trifásica, con valores de tensión, intensidad y frecuencia de salida variables. Como elementos de conmutación, se usan principalmente transistores bipolares (BJT), CMOS o similares, IGBT, tiristores (SCR), GTO, etc. Las señales de salida, se obtiene por diversos procedimientos como troceado, mediante ciclo convertidores, o señales de aproximación senoidal mediante modulación por anchura de impulsos PWM.

4.- Control y E/S: circuitos de control de los diferentes bloques del variador, protección, regulación, entradas y salidas tanto analógicas mediante valores de tensión (0-10 V o similares) e intensidad (4-20 mA o similares), como digitales tipo todo o nada (contactos, pulsadores, conmutadores, contactos de relé). Además se incluye el interfaz de comunicaciones con buses u otros dispositivos de control y usuario. Estos dispositivos pueden integrarse en redes industriales, por lo que disponen de un puerto de comunicaciones, por ejemplo RS-232, RS-485, red LAN, buses industriales (Profibus) o conexiones tipo RJ-45 o USB para terminales externos y ordenadores. Cada fabricante facilita el software de control, directo o mediante bus de comunicaciones que permitirá el control, programación y monitorización del variador (es) en el conjunto de aparatos de control empleados.

Inicialmente, el variador viene configurado con todos los parámetros de fábrica o por defecto. Existe la posibilidad de volver de nuevo a los valores de fábrica, en caso de error de configuración o reinicio del variador. Las funciones o parámetros más importantes son:

- Red de suministro de alimentación. Potencia del variador.
- Señales de salida: tensión e intensidad adecuada al motor.
- Frecuencias de salida mínima y máxima.
- Tiempo de aceleración y de parada.
- Control del par inicial.
- Protección térmica. Intensidad nominal, sobrecarga y rearme.
- Visualización: indicaciones de la pantalla (frecuencia, intensidad, etc.)

- Señales de alarma y monitoreo
- Entradas/Salidas de control (todo o nada y analógicas)
- Elementos de control (pulsadores, terminales, potenciómetro)
- Funciones avanzadas
- Ajuste de características del motor (auto tune)
- Control de par
- Calibración
- Borrado y reinicio de funciones y parámetros
- Comunicaciones
- Control mediante bucle PI, PID, etc.
- Operación sobre varios motores

## CAPÍTULO III

### DISEÑO Y SELECCIÓN

#### 3.1 Diseño del sistema de tuberías.

Para el diseño y construcción de éste proyecto, se considera el espacio físico disponible donde se va a ubicar el banco de pruebas para medición de flujo, facilidades de servicios básicos y el factor económico, etc. Estos parámetros son determinantes en el dimensionamiento del mismo y por ende de todos los equipos, instrumentación, tuberías y accesorios, etc.

Por tal motivo se consideró como dato de partida para el diseño del banco de pruebas a un medidor dinámico de flujo tipo turbina de una pulgada, en consecuencia en el banco de pruebas se podrá medir flujo en medidores cuyo tamaño no sobrepasen una pulgada (1plg), esto quiere decir que para el diseño se utiliza tubería de 1" en PVC, cédula 80. Considerando que la diferencia entre las dimensiones de tubos de acero y las dimensiones de tubos en PVC no son muy significativos en el cálculo (error aceptable – ver tabla 5) y también considerando que hay poca información de las características técnicas, dimensiones y rugosidad de las tuberías; se utiliza valores aproximados para el diseño.

**Tabla 5**

**Características técnicas y dimensiones de las tuberías.**

Tubería de 1"cedula 80– dimensiones de tuberías de acero.				
Tamaño nominal	Diámetro exterior (mm)	Grosor de la pared (mm)	Diámetro interior (mm)	Rugosidad (m)
<b>1"</b>	33,4	4,55	24,3	0,000046
<b>1/2"</b>	21,3	3.73	13,9	0,000046
Tubería de 1"cedula 80 – dimensiones de tuberías en PVC				
<b>1"</b>	33,4	4,5	23,8	0,00000152
<b>1/2"</b>	21,3	3,7	13,4	0,00000152

Las características técnicas y dimensiones de las tuberías que está en el anexo 3.1.

En vista que el banco de pruebas se va a construir en la ciudad de Shushufindi provincia de Lago Agrio, ver anexo 3.2. Se debe considerar la altura del lugar a nivel del mar, la temperatura promedio, la densidad y viscosidad del agua, ver anexo 3.3; ya que para el diseño se utiliza agua para la calibración y ajuste de los medidores. Ver tabla 6.

**Tabla 6**

**Altura MSNM en el Oriente Ecuatoriano.**

<b>Ubicación de Proyecto: Shushufindi provincia de Lago Agrio</b>			
<b>Densidad</b>	<b>Viscosidad</b>	<b>Temperatura Promedio</b>	<b>Altura msnm</b>
$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	$\mu - 10^3$ (N/m <sup>2</sup> )	°C	
997	0,890	25	297

### 3.1.1 Cálculo de las pérdidas de carga en el sistema.

En un sistema de tuberías existen pérdidas debido a la resistencia que presenta la tubería y accesorios es decir pérdidas primarias y pérdidas secundarias respectivamente.

Para las pérdidas primarias y pérdidas secundarias se utiliza las ecuaciones de Darcy, que se mencionan en el capítulo 2, ecuación (12).

Para calcular las pérdidas primarias se utiliza la ecuación:

$$hl = f \frac{LV^2}{D2g}$$

Donde:

$hl$  = pérdida de carga debida al flujo del fluido (m)

$f$  = factor de fricción

$L$  = longitud de la tubería (m)

$D$  = diámetro interno de la tubería (m)

$V$  = velocidad del fluido (m/s)

$g$  = aceleración de gravedad (m/s<sup>2</sup>)

Para calcular las pérdidas primarias se utiliza la ecuación (16):

$$h_L = K \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

$h_L$  = pérdida de carga debida al flujo del fluido (m)

$K$  = coeficiente de resistencia del accesorio

$V$  = velocidad del fluido (m/s)

$g$  = aceleración de gravedad (m/s<sup>2</sup>)

### 3.1.2. Cálculo del factor de fricción “K” en accesorios utilizados en el sistema hidráulico.

Como se mencionó anteriormente el sistema hidráulico del banco de pruebas didáctico de medición de flujo está diseñado para calibrar y ajustar medidores hasta 1” de tamaño. Ver anexo 3.6.

#### a. Cálculo del factor “K” para codos.

En la construcción del banco de pruebas se utilizaron codos estándar de 90° de 1” en PVC.

Tabla 7

Factor “K” para codos.

Tamaño del codo estándar	Cantidad	Factor “K”
1”	1	0,69

### b. Cálculo del factor “K” para unión en tee.

En la construcción del banco de pruebas se utilizó uniones en tee de 1” en PVC.

**Tabla 8**

**Factor “K” para la tee.**

Descripción	Tamaño de la tee estándar	Cantidad	Factor “K”
Flujo perpendicular	1”	1	1,38
Flujo recto	1”	1	0,46

### c. Cálculo del factor “K” para válvulas.

En la construcción del banco de pruebas se utilizó válvulas de compuerta de 1” para bloqueo en la succión y descarga de la bomba; válvula de bola para el control manual del llenado de fluido al seraphin.

**Tabla 9**

**Factor “K” para válvulas.**

Descripción	Tamaño de la válvula	Cantidad	Factor “K”
Compuerta	1”	1	0,18
Bola	1”	1	0,07
Check Swing check	1”	1	1,2
Pie Poppet disc	1”	1	9,7

### d. Cálculo del factor “K” para el adaptador para tanques.

En la construcción del banco de pruebas se utilizó dos adaptadores con salida brusca para la succión y la descarga de 1” en PVC. Ver capítulo 2, tabla 2.

Tabla 10

Succión de la bomba.

Descripción-salida brusca	Tamaño del adaptador	Cantidad	Factor "K"
Interior del tanque	1"	1	1
Exterior del tanque	1"	1	0,78

Tabla 11

Descarga de la bomba.

Descripción-salida brusca	Tamaño del adaptador	Cantidad	Factor "K"
Interior del tanque	1"	1	1
Exterior del tanque	1"	1	0,78

#### e. Cálculo del factor "K" para la turbina.

El medidor tipo turbina que se utiliza es de 1" NPT de tamaño, con un diámetro interno  $d_1$  y un diámetro externo  $d_2$  (diámetro interno de la tubería de 1"), por tal motivo se utiliza las fórmulas que se aplica en contracciones y ampliaciones. Ver capítulo 2, figura 9, ecuación (21).

Contracción de:  $d_2 = 1" \frac{5}{16}$  (33 mm) a  $d_1 = \frac{9}{16}$  (14 mm).

$$K = 0.5 \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)$$

$$K = 0.5 \left( 1 - \frac{14^2}{33^2} \right)$$

$$K = 0.41$$

Ampliación de :  $d_1 = 9/16$  (14 mm) a  $d_2 = 1'' 5/16$  (33 mm).

Ver ecuación (19).

$$K = \left(1 - \frac{d_1^2}{d_2^2}\right)^2$$

$$K = \left(1 - \frac{14^2}{33^2}\right)^2$$

$$K = 0.67$$

$$K_T = 0.41 + 0.67$$

$$K_T = 1.08$$

**Nota:** Para calcular el factor “K” de los reductores se debe tener presente el sentido del flujo y se puede utilizar las mismas fórmulas utilizadas en contracciones y ampliaciones.

### 3.1.3 Cálculo de las pérdidas totales y cabeza de la bomba requerida

Para determinar las pérdidas totales y la cabeza de la bomba requerida está basado en el principio Bernoulli que puede ser vista como otra forma de la ley de la conservación de la energía aunque en realidad se deriva de la conservación de la cantidad de movimiento.

$$h_p + \frac{P_1}{\rho_1 g} + z_1 + \frac{V_1^2}{2g} = h_r + \frac{P_2}{\rho_2 g} + z_2 + \frac{V_2^2}{2g} \quad (26)$$

Donde:

$P_1=P_2=0$  = presión.

$Z_1=Z_2=0$  = altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.

$V_1=V_2=0$  = velocidad del fluido (se considera que la velocidad a la que disminuye el nivel del líquido en el tanque tiende a cero).

$\rho_1= \rho_2=$  densidad del fluido.



$g$  = aceleración gravitatoria  $9,8 \text{ m/s}^2$

$h_p$  = pérdida parcial o suma de pérdidas primarias o secundarias de cada tubería de diferente diámetro y materiales.

$h_T$  = pérdida total.

En consecuencia se tiene que:

$$h_T = h_p$$

$$h_T = f_1 \frac{L_1}{D_1} \frac{V_1^2}{2g} + k_1 \frac{V_1^2}{2g} + \dots + f_n \frac{L_n}{D_n} \frac{V_n^2}{2g} + k_n \frac{V_n^2}{2g}. \quad (27)$$

Por lo tanto, aplicando esta ecuación para el cálculo de las pérdidas totales, el banco de pruebas queda de la siguiente manera:

$$h_T = f_1 \frac{L_1}{D_1} \frac{V_1^2}{2g} + k_1 \frac{V_1^2}{2g} + f_2 \frac{L_2}{D_2} \frac{V_2^2}{2g} + k_2 \frac{V_2^2}{2g} \quad (28)$$

Sacando factor común  $2g$ ,  $V_1^2$  y  $V_2^2$  de la ecuación (28), así:

$$h_T = \frac{1}{2g} \left[ V_1^2 \left( f_1 \frac{L_1}{D_1} + k_1 \right) + V_2^2 \left( f_2 \frac{L_2}{D_2} + k_2 \right) \right] \quad (29)$$

Como la velocidad es igual a la división entre el caudal y el área, reemplazando en la ecuación (29), se tiene la ecuación general que permitirá calcular las pérdidas en cada tramo generados por accesorios, tubería o cambios de diámetros en la misma:

$$h_T = \frac{1}{2g} \left[ \left( \frac{Q}{A_1} \right)^2 \left( f_1 \frac{L_1}{D_1} + k_1 \right) + \left( \frac{Q}{A_2} \right)^2 \left( f_2 \frac{L_2}{D_2} + k_2 \right) \right] \quad (30)$$

Para el cálculo de las pérdidas de todo el sistema se analizará con una longitud de tubería total de  $11,79 \text{ m}$  de  $1''$  PVC y accesorios, estas pérdidas se analizará en dos tramos o circuitos:

### Tramo del circuito 1 (Recirculación del fluido en el tanque).

En el sistema de tuberías del banco de pruebas cuenta con una longitud de tubería  $4,88 \text{ m}$  de  $1''$  PVC y con los siguientes accesorios, ver tabla 12:

Tabla 12

Accesorios del tramo del circuito 1.

Accesorios-tubería	Cantidad	Factor K	Factor K total
Válvula de pie	1	9,7	9,7
Salida brusca del exterior tanque-succión	1	0,78	0,78
Válvula de bloqueo-compuerta	1	0,18	0,18
Unión universal	1	NA	NA
Neplo corrido	NA	NA	NA
Codo 90°	4	0,69	2,76
Válvula de bola	1	0,07	0,07
Unión universal	1	NA	NA
Unión	1	NA	NA
Turbina	1	1,08	1,08
Unión	1	NA	NA
Unión universal	1	NA	NA
Tees- flujo recto	2	0,46	0,92
Unión	1	NA	NA
Codo 90°	1	0,69	0,69
Tees-flujo perpendicular	1	1,38	1,38
Codo 90°	1	0,69	0,69
Unión universal	1	NA	NA
Válvula de bloqueo-compuerta	1	0,18	0,18
Salida brusca, exterior del tanque – descarga	1	0,78	0,78
<b>Promedio total Factor K</b>			<b>19,21</b>

### Tramo del circuito 2 (Circulación del fluido al tank prover).

En el sistema de tuberías del banco de pruebas cuenta con una longitud de tubería 6,91m de 1" PVC y con los siguientes accesorios, ver tabla 13:

Tabla 13

Accesorios del tramo del circuito 2.

Accesorios-tubería	Cantidad	Factor K	Factor K total
Válvula de pie	1	9,7	9,7
Salida brusca, exterior del tanque – succión	1	0,78	0,78
Válvula de bloqueo- compuerta	1	0,18	0,18
Unión universal	1	NA	NA
Neplo corrido	NA	NA	NA
Codo 90°	4	0,69	2,76
Válvula de bola	1	0,07	0,07
Unión universal	1	NA	NA
Unión	1	NA	NA
Turbina	1	1,08	1,08
Unión	1	NA	NA
Unión universal	1	NA	NA
Tee- flujo recto	2	0,46	0,92
Unión	1	NA	NA
Codo 90°	1	0,69	0,69
Tee-flujo recto	1	0,46	0,46
Válvula de bola	1	0,07	0,07
Codo 90°	1	0,69	0,69
Válvula check	1	1,2	1,2
Codo 90°	2	0,69	1,38
Válvula de bola	1	0,07	0,07
Codo 90°	2	0,69	1,38
<b>Promedio total Factor K</b>			<b>21,43</b>

Se puede apreciar que en el circuito 2, existe un factor de fricción K mucho mayor en comparación con el factor de fricción del circuito 1, por tal motivo para calcular las pérdidas totales y la cabeza de la bomba se usará las condiciones menos favorables, factor de fricción  $K = 21,43$ .

### **Tubería de 1" en PVC cédula 80.**

Se determina el área por donde circula el fluido con la siguiente ecuación:

Donde:

A= área.

D= diámetro interno de la tubería (D=23,8 mm ; D=0,0238 m)

$$A = \frac{D^2 \pi}{4} \quad (31)$$

$$A = \frac{(0.0238m)^2 \pi}{4}$$

$$A = 4,44 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

Para determinar el caudal, Ver ecuación (5):

Donde:

V= 5 m/s (velocidad máxima en tuberías PVC, ver anexo 3.4).

Q= caudal

$$A = 4,44 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$Q = V * A$$

$$Q = 5m/s * 4.44 \times 10^{-4} m^2$$

$$Q = 2,22 \times 10^{-3} m^3 / s ; Q = 35.223 gal / min$$

Estos resultados obtenidos implican que la rata máxima de trabajo en el banco de prueba es  $Q = 35 gal / min$ .

Para determinar el número de Reynolds, ecuación (6); la densidad y viscosidad de tablas. Ver anexos 3.3.

$$N_R = \frac{\rho V D}{\mu}$$

$$N_R = \frac{997 \text{ kg/m}^3 * 5 \text{ m/s} * 0.0238 \text{ m}}{0.890 \times 10^{-3} \text{ Ns/m}^2}$$

$$N_R = 133306742$$

Ahora se calcula la rugosidad relativa tomando el valor de la rugosidad "E" de la tabla anterior. Ver en la tabla 3.1.

$$Rr = \frac{E}{D}$$

(32)

$$Rr = \frac{0.00000152 \text{ m}}{0.0238 \text{ m}}$$

$$Rr = 0.00006386$$

Con los datos obtenidos de  $N_R$  y la  $Rr$  se obtiene el coeficiente de fricción  $f$  con la ayuda del diagrama de Moody. Ver anexo 3.5.

$$f = 0.018$$

Estos valores obtenidos se reemplaza en la ecuación general (30), quedando de la siguiente manera:

$$h_T = \frac{1}{2g} \left[ \left( \frac{Q}{A_1} \right)^2 \left( f_1 \frac{L_1}{D_1} + k_1 \right) + \left( \frac{Q}{A_2} \right)^2 \left( f_2 \frac{L_2}{D_2} + k_2 \right) \right]$$

$$h_T = \frac{1}{2 * 9.8 \text{ m/s}^2} \left[ \left( \frac{2.22 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}}{4.44 \times 10^{-4} \text{ m}^2} \right)^2 \left( 0.018 \frac{6.91 \text{ m}}{0.0238 \text{ m}} + 21.43 \right) \right]$$

$$h_T = 34 \text{ m}$$

### 3.1.4 Selección de la bomba

Para determinar la potencia requerida de la bomba, se parte de la ecuación de rendimiento.

$$N = Pr / Pt \quad (33)$$

Donde:

N = rendimiento (para éste cálculo se asume un rendimiento estándar del 80 %,  $n=0.8$ ).

Pr = potencia real.

Pt = potencia teórica.

La potencia teórica se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Pt = ha * \rho * g * Qt \quad (34)$$

Donde:

Ha = altura dinámica (m)

P = densidad del agua ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ), [se considera una densidad de 997, a una temperatura promedio de  $25^\circ\text{C}$ , Shushufindi – Lago Agrio].

G = aceleración de la gravedad ( $\text{m}/\text{s}^2$ )

Q = caudal total ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

Como el rango de flujo de operación de la turbina de 1 pulgada es de 5 a 50 GPM según catálogo, entonces para mi diseño asumo el promedio del rango de flujo en condiciones de operación normales 35 GPM equivalente a  $0.00222 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Entonces:

$$Pt = 34 \text{ m} * 997 \text{ kg}/\text{m}^3 * 9,8 \text{ m}/\text{s}^2 * 2,22 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Pt = 737,485 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^3$$

Como un 1Hp = 745,7 W, se tiene que:

$$Pt = 737,485 / 745$$

$$Pt = 0,99 \text{ HP}$$

Entonces la potencia real es:

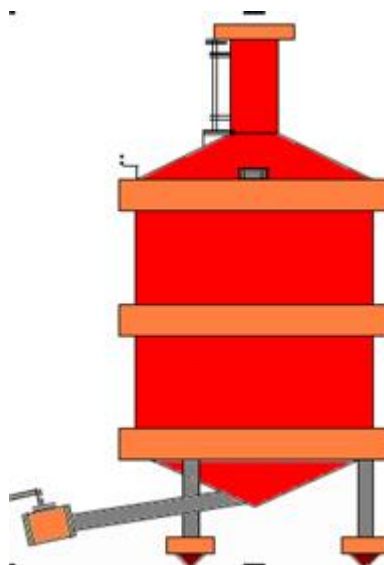
$$Pr = Pt / 0.8$$

$$Pr = 1,2 \text{ HP}$$

Por lo tanto la bomba que necesito para mi diseño es de 1" HP. Características y curva de la bomba seleccionada. Ver anexo 3.7.

### 3.1.5 Selección del equipo patrón volumétrico

Para el diseño se asume un rango de flujo promedio del medidor dinámico tipo turbina en condiciones de operación normales de 35 GPM, esto quiere decir que se necesita un equipo patrón o probador volumétrico tipo tanque abierto con un volumen cuya capacidad sea suficiente para proveer una duración tal que la prueba resulte ser aceptable, ver figura 40.



**Figura 40: Equipo patrón volumétrico.**

**Fuente:** (API, Capítulo 4, Sección 4, 1998. Operación de los sistemas de prueba. Tanque probador.)

La capacidad del tanque de prueba no debe ser menor que el volumen entregado en un minuto a la rata de flujo de operación normal a través del medidor bajo prueba (medidor dinámico de flujo tipo turbina).

Según la Norma API MPMS Capítulo 4, Sección 4, recomienda que la capacidad del tanque probador sea de 1,5 a 2 veces el volumen entregado en un minuto.

Por lo tanto;

Se considera 1,5 veces el volumen entregado en un minuto, en consecuencia para mi banco de pruebas necesito un tanque probador tipo abierto con un volumen aproximado de 52,5 GPM.

En consecuencia para el banco de pruebas necesito un tanque probador abierto cuyo volumen más próximo es de 50 GPM.

### 3.1.6 Dimensionamiento del tanque reservorio del líquido

Para determinar las dimensiones del tanque de succión-descarga, se debe calcular el volumen, para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$V_t = k * Q_t * t \quad (35)$$

Donde :

$V_t$  = Volumen del tanque ( $m^3$ )

$K$  = Constante (1,875 es un factor  $k$  constante )

$Q_t$  = Caudal total (gl/min)

$t$  = Tiempo de minuto (min)

$V_t = 1,875 * 35 \text{ gl/min} * 1 \text{ min}$

$V_t = 65,63 \text{ gl} = 0,25 \text{ m}^3$

El tanque de succión-descarga debe contener un volumen total de 0,25  $m^3$  aproximadamente, para ello se necesita un tanque con las siguientes dimensiones.

$b = 0,8 \text{ m}$

$a = 0,35 \text{ m}$

$e = 1 \text{ m}$

En el momento de la succión o descarga se genera en el tanque reservorio movimiento del líquido o fluido, pudiendo ocasionar que ingrese aire al sistema y empiece a cavitarse la bomba. Para evitar éste problema se procede a dejar una altura total "a" de 0.35 m.



La presión existente en el tanque se encuentra con la siguiente fórmula.

$$P_{\text{tan que}} = P_{\text{atm}} + P_{\text{fluido}} \quad (36)$$

Donde :

$P_{\text{tan que}}$  = Presión del tanque (psi).

$P_{\text{atm}}$  = Presión atmosférica (psi).

$P_{\text{fluido}}$  = Presión del fluido (psi).

La presión atmosférica del cantón Shushufindi según su altitud (297apx) es de 14,7 psi.

$$P_{\text{fluido}} = h * \rho$$

(37)

$$P_{\text{fluido}} = 0.35m * 997kg / m^3$$

$$P_{\text{fluido}} = 348.95kg / m^2 \quad \Rightarrow 0,496psi$$

$$P_{\text{tan que}} = P_{\text{atm}} * P_{\text{fluido}}$$

$$P_{\text{tan que}} = 14.7 psi * 0.496psi$$

$$P_{\text{tan que}} = 7.29psi$$

**NOTA.-** Como se puede observar, la presión en el tanque es de 7,29 psi, en consecuencia no existe esfuerzos considerables en la pared del tanque que indique la necesidad de un análisis de tensiones, es decir que tranquilamente se puede usar un tanque construido de fibra vidrio con la desventaja de su alto costo, con el fin de abaratar costo se decidió construir de planchas metálicas de 1/8" liso.

### 3.2 Diseño del sistema eléctrico

Para el diseño del sistema eléctrico del banco de pruebas para medición de flujo, se ve a considerar todos y cada uno de los equipos, protecciones,

conductores, etc. y a la vez dimensionar el espacio del armario necesario para la ubicación de los componentes del sistema eléctrico:

- Selección de equipos eléctricos.
- Elementos de protección.
- Elementos de apertura y cierre.
- Conexiones eléctricas (diagramas de control y fuerza).

### **3.2.1 Selección de Equipos Eléctricos.**

Los componentes eléctricos seleccionados y empleados en la construcción del banco de pruebas son los siguientes:

- Bomba trifásica.
- Variador de frecuencia.

#### **a. Bomba - centrífuga**

- Marca WEG
- Modelo TH-16 NR
- Potencia nominal 1HP.
- Frecuencia 60 Hz.
- Voltaje 220V AC trifásico.
- Corriente nominal 3,08 A.
- Velocidad nominal 3500 rpm.

#### **b. Variador de frecuencia.**

- Marca Siemens, ver figura 3.2
- Aplica para motores con potencia de 0,12 KW a 0,75KW.
- Voltaje de salida trifásico.
- Controlable con Basic Operator Panel "BOP", para modo de entradas y salidas digitales o comunicación RS-485.

- Protección de sobre y sub tensión.

### 3.2.2 Elementos de protección.

En el diseño de las protecciones del sistema eléctrico del banco de pruebas para medición de flujo, es primordial dimensionar los conductores que forman parte de una instalación eléctrica, luego del cumplimiento de la capacidad de conducción de corriente o porcentaje de caída de tensión.

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre del conductor seleccionado debe ser el adecuado de tal manera que su caída de voltaje este dentro del 5 % máximo permitido.

Para éste análisis se considera una longitud del conductor de 20m por cuanto es la distancia más corta del banco de pruebas al punto de energía más cercano, en consecuencia para determinar el calibre del conductor se debe considerar los siguientes parámetros:

- Longitud, 20m.
- Potencia 1Hp,  $P_{nom} = 745,7 \text{ W}$
- Voltaje de alimentación,  $V_{nom} = 220 \text{ VAC}$ .
- Corriente nominal de la bomba,  $I_{nom} = 3,08 \text{ A}$
- Frecuencia, 60Hz.
- Factor de potencia,  $F_p = 1 = \cos \theta$ ; (Carga resistiva).
- Temperatura de operación,  $T_o = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Temperatura máxima del cable,  $T_f = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Para la selección del cable se usa como referencia la siguiente ecuación:  **$I_{arr} = 5 I_n$** , en consecuencia la corriente de arranque es **16,95 A**; posteriormente, si cumple las caídas de voltaje permitidas.

Características técnicas del cable seleccionado, ver anexo 3.8:

- Calibre del conductor, 14 AWG.
- Capacidad del corriente, 15 a 18 A.
- Resistencia del conductor a 20 °C = 8,63 ohm/km.
- Radio del núcleo “r” = 3,58 mm.
- Distancia entre centros “s” = 7,72 mm.

#### a. Cálculo de la Corriente Nominal.

Si el dato de placa no indica la corriente nominal, entonces se puede hallar con la siguiente ecuación, este valor se utilizará para determinar la caída de voltaje:

$$I_{nom} = \frac{P_{nom}}{V_{nom}} \quad (38)$$

Donde:

$I_{nom}$  = Corriente nominal (A).

$P_{nom}$  = Potencia nominal (745,7 W).

$V_{nom}$  = Voltaje nominal (220 V).

Entonces:

$$I_{nom} = \frac{745,7W}{220V}$$

$$I_{nom} = 3,390A$$

La corriente nominal calculada es de 3,390 A y la corriente nominal del dato de placa del motor WEG Thebe seleccionado es de 3,08 A.

#### b. Cálculo de la Resistencia Nominal.

La resistencia nominal se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$R_{nom} = \frac{P_{nom}}{I_{nom}^2} \quad (39)$$

Donde:

$R_{nom}$  = Resistencia nominal ( $\Omega$ ).

$P_{nom}$  = Potencia nominal (745,7 W).

$V_{nom}$  = Voltaje nominal (220 V).

Entonces:

$$R_{nom} = \frac{745,7W}{(3,39A)^2}$$

$$R_{nom} = 64,888 \Omega$$

### c. Cálculo de la Potencia de Sobrecarga.

La potencia de sobrecarga se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$P_{sob} = \frac{135P_{nom}}{100} \quad (40)$$

Donde:

$P_{sob}$  = Potencia sobrecarga (W).

$P_{nom}$  = Potencia nominal (745,7 W).

Entonces:

$$P_{sob} = \frac{135 \times 745,7W}{100}$$

$$P_{sob} = 1006,695W$$

### d. Cálculo de la Corriente de Sobrecarga.

La corriente de sobrecarga es posible hallar con la siguiente ecuación:

$$I_{sob} = \sqrt{\frac{P_{sob}}{R_{nom}}} \quad (41)$$

Donde:

$I_{sob}$  = Corriente sobrecarga (A).

$P_{sob}$  = Potencia sobrecarga (1006,695 W).

$R_{nom}$  = Resistencia nominal (64,888  $\Omega$ ).

Entonces:

$$I_{sob} = \sqrt{\frac{1006,695W}{78,607\Omega}}$$

$$I_{sob} = 3,939A$$

### e. Cálculo del Voltaje de Sobrecarga.

El voltaje de sobrecarga se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$V_{sob} = \frac{P_{sob}}{I_{sob}} \quad (42)$$

Donde:

$V_{sob}$  = Voltaje de sobrecarga (V).

$P_{sob}$  = Potencia de sobrecarga (1006,695 W).

$I_{sob}$  = Corriente de sobrecarga (3,939 A).

$$V_{sob} = \frac{1006,695W}{3,939A}$$

$$V_{sob} = 255,57 IV$$

### f. Cálculo de la Resistencia del Conductor a Temperatura Tf.

Para calcular la resistencia del conductor a una temperatura Tf, la se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$R_{60^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} \left( \frac{T_f + 234,5}{T_o + 234,5} \right) \quad (43)$$

Donde:

$R_{60^{\circ}C}$  = Resistencia del conductor a 60 °C ( $\Omega$ ).

$R_{20^{\circ}C}$  = Resistencia del conductor a 20 °C (8,63  $\Omega$ /km).

$T_f$  = Temperatura máxima del conductor (60°C).

$T_o$  = Temperatura de operación del conductor (20°C).

Entonces:

$$R_{60^{\circ}C} = 8,63 \frac{\Omega}{km} \left( \frac{60 + 234,5}{20 + 234,5} \right)$$

$$R_{60^{\circ}C} = 9,986 \frac{\Omega}{km}$$

### g. Cálculo de la Reactancia.

La reactancia del conductor se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$X_L = 2\pi f \left[ 0,1404 \log \left( \frac{s}{r} \right) + 0,0153 \right] * 10^{-3} \quad (44)$$

Donde:

$X_L$  = Reactancia del conductor ( $\Omega$ ).

$f$  = Frecuencia (60 Hz).

$s$  = Distancia entre centros (7,72 mm).

$r$  = Radio del núcleo (3,58 mm).

Entonces:

$$X_L = 2\pi(60Hz) \left[ 0,1404 \log \left( \frac{7,72mm}{1,79mm} \right) + 0,0153 \right] * 10^{-3}$$

$$X_L = 0,394\Omega$$

### h. Cálculo del Voltaje de Carga $V_L$ .

El voltaje de carga del conductor se puede hallar con la siguiente ecuación, los valores de  $\cos \theta$  y  $\sin \theta$ , ver tabla 14:

$$V_{sob} = \sqrt{(V_L \cos\theta + I_{sob} \cdot R_{60^\circ C})^2 + (V_L \cdot \text{sen}\theta + I_{sob} \cdot X_L)^2} \quad (45)$$

Donde:

$V_{sob}$  = Voltaje de sobrecarga (255,571 V).

$V_L$  = Voltaje de carga (V).

$I_{sob}$  = Corriente de sobrecarga (3,939 A).

$R_{60^\circ C}$  = Resistencia del conductor a 60 °C (9,986  $\Omega$ ).

$X_L$  = Reactancia del conductor (0,394  $\Omega$ ).

Entonces:

**Tabla 14**

**Valores de FP (Cos  $\theta$ ) y de Sen  $\theta$ .**

FP = Cos $\theta$	Sen $\theta$
1.00	0.00
0.95	0.31
0.90	0.44
0.85	0.53
0.80	0.60
0.75	0.66
0.70	0.71

$$V_{sob} = \sqrt{(V_L \cos\theta + I_{sob} \cdot R_{60^\circ C})^2 + (V_L \cdot \text{sen}\theta + I_{sob} \cdot X_L)^2}$$

$$255,571V = \sqrt{(V_L * 1 + 3,939A * 9,986\Omega)^2 + (V_L * 0 + 3,939A * 0,394\Omega)^2}$$

$$255,571 = \sqrt{(V_L + 39,335)^2 + (1,552)^2}$$

$$V_L = 255,566 - 39,335$$

$$V_L = 216,231V$$

#### **i. Cálculo de la Caída de Tensión en el Conductor $\Delta V$ .**

La caída de tensión admisible es del 5% en el conductor se puede hallar con la siguiente ecuación:



$$\Delta V = \frac{(V_{nom} - V_L)}{V_L} * 100 \quad (46)$$

Donde:

$\Delta V$  = Caída de tensión (%).

$V_{nom}$  = Voltaje nominal (220 V).

$V_L$  = Voltaje de carga (216,231 V).

Entonces:

$$\Delta V = \frac{(220V - 216,231V)}{216,231V} * 100$$

$$\Delta V = 1,743\%$$

#### **j. Selección del Fusible**

Para determinar la selección del fusible se recomienda un dimensionamiento del 125% de la carga nominal, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_f = 1,25.I_{nom} \quad (47)$$

Donde:

$I_f$  = Corriente del fusible (A).

$I_{nom}$  = Corriente nominal (3,39 A).

Entonces:

$$I_f = 1,25(3,39A)$$

$$I_f = 4,236A$$

En consecuencia la  $I_f = 4,236A$ , por lo tanto el fusible próximo a emplear y existente en el mercado es de 4 A, con la corriente nominal 3,08 A del dato de placa de la bomba o la corriente nominal 3,39 A calculada. Para su instalación debe tener su correspondiente porta fusibles. Ver anexo 3.9.

### **k. Relé de sobrecarga (Guarda motor) 220V AC.**

En el caso de no utilizar el variador de frecuencia para controlar el flujo y se lo realice a través de una válvula para control, entonces se debe utilizar el relé o guarda motor y ajustar la corriente a 4 A que corresponde a la  $I_f = 4,236A$ . Ver anexo 3.9.

### **l. Disyuntor (Interruptor térmico).**

Es dispositivo capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de corriente que circula por él, excede de un determinado valor que en este caso es de 10A, tripolar, 400V, de la marca General Electric encontrado en el mercado. Ver anexo 3.9.

### **3.2.3 Elementos de apertura y cierre.**

Contactores eléctrico como su nombre lo indica tiene la capacidad de unir o separar eléctricamente los contactos de control y fuerza del banco de pruebas.

El contactor dispone de contactos auxiliares normalmente abiertos y normalmente cerrados los cuales se utilizan como indicadores visuales, tienen la función del encendido y apagado de las luces piloto que indican el estado de funcionamiento del sistema o parte del mismo. Ver anexo 3.10. Para el banco se usan pulsadores (On/Off) de encendido, cumple la función de energizar todo el sistema eléctrico permitiendo así el arranque de la bomba directamente desde el variador.

Se utiliza un pulsador (On/Off), de paro o emergencia, este permite el corte de corriente de todo el banco por cualquier inconveniente que suceda.

### **3.2.4 Conexiones eléctricas.**

Las conexiones o diagrama del sistema eléctrico de control y fuerza del banco de pruebas se encuentran en anexos 3.11.

### **3.3 Selección de tuberías, accesorios e instrumentos indicadores de presión y temperatura.**

El sistema de tuberías del banco de pruebas consta de dos circuitos 1 y 2, del cual para el análisis se toma el circuito 2 por tener la mayor parte de accesorios, mayor longitud de tubería y carga, es decir se toman las condiciones más desfavorables.

Este circuito 2 tiene una longitud de tubería 6,91m de 1" PVC CEDULA 80 y cuenta con los siguientes accesorios:

1. Válvula de pie.
2. Adaptador para tanque
3. Válvula de bloqueo-compuerta
4. Unión universal
5. Niple corrido
6. Codo 90°
7. Válvula de bola
8. Unión universal
9. Unión
10. Turbina
11. Tee-flujo recto
12. Termómetro
13. Tee-flujo recto
14. Manómetro
15. Tee- flujo perpendicular
16. Válvula check
17. Bomba centrífuga

18. Equipo patrón “Seraphin” de 50 gal.

19. Accesorios, etc.

### **3.4 Dimensionamiento de la estructura del banco de pruebas para medición de flujo.**

Una vez construido toda la estructura, armado de los accesorios primarios y secundarios, ubicación de la bomba y equipo patrón “Seraphin” se puede dimensionar la estructura del banco y dimensionar la ubicación de la tubería y accesorios.

En banco de pruebas se construye en forma de “L” permitiendo con facilidad observar y dar mantenimiento al sistema de hidráulico e instrumentación.

Las dimensiones del banco son: la base de 160 cm, la altura de 245 cm y el ancho de 100 cm.

La estructura cuenta con un tanque armado con plancha de 1/8 liso con una base de 80 cm; altura de 55 cm y 100 cm de ancho, el mismo que descansa al igual que el resto de accesorios e instrumentos en una base general armada en una plancha de 3/16 corrugada y a la vez toda la estructura sobre ángulos de tubo cuadrado de 2”x1/8 – Acero Estructural ASTM A36, ver en anexos 3.12 (propiedades físicas del material).

Para la sujeción de la tubería de 1” en PVC se utiliza soportes y abrazaderas, adicional se dispone de una caja o armario para las conexiones eléctricas de control y fuerza de todo el banco de pruebas.

Se puede apreciar de mejor manera el armado y montaje de todos los elementos que intervienen en el banco de pruebas y determinar el dimensionamiento del banco de pruebas considerando una correcta y adecuada distribución de los mismos. Ver anexos 3.13.

### **3.5 Selección de la Norma a utilizar.**

Para la elaboración del diseño de plantillas, formatos y hojas de cálculo se utiliza como referencia la Norma API:

- API MPMS Capítulo 4, Sección 4, 1998 Operación de los Sistemas de Prueba. Tanque Probador.
- API MPMS Capítulo 5, Sección 3, 2005 Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 1, 2002 Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 3, 2002 Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 11, Sección 1, 2004 Tablas de Medición de Petróleo.
- API MPMS Capítulo 12, Sección 2, Parte 3, 1998 Cálculo de Cantidades Petróleo utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).

### **3.6 Diseño de plantilla, formato y hoja de cálculo – Método Tank Prover**

#### **3.6.1 Diseño de plantilla, formato**

El diseño de plantillas, formatos y hojas de cálculo viene determinado por la norma API MPMS 12.2.3 y API MPMS 11.1 en el cual se encuentran las tablas 5A y 6A netamente para fluidos líquidos como son el crudo y el agua.

La norma API dispone de una plantilla o formato de cálculo de un medidor de prueba para un tanque probador atmosférico (Abierto), a través del cual se determina el Meter Factor, ver tabla 15.

Tabla 15

## Plantilla de reporte de verificación de medidores dinámicos de flujo.

REPORTE DE VERIFICACION DE MEDIDORES DINAMICOS DE FLUJO METODO: TANK PROVER					
CLIENTE				Fecha:	
LOCACIÓN					
<b>DATOS MEDIDOR</b>		<b>DATOS FLUIDO</b>		<b>DATOS REPORTE</b>	
Tipo de Factor: Método: T.Comp:Pulses: Medidor No: Medidor Tipo: Tamaño Medidor: Modelo Medidor: Serie:		Tipo de Fluido API obs Temp. Obs. API a 60° F		Reporte N.	
DATOS TANQUE PROBADOR DE VOLUMEN					
BPV: Typo: Serie: ID: WT: Gc: E:					
CALCULOS TANQUE PROBADOR DE VOLUMEN		RUN 1	RUN 2	RUN 3	RUN 4
Lectura de escala superior					
Lectura de escala inferior					
Medida del volumen despreciable, ajustado (BPVa)					
Presión Tanque Prover PSI					
Temperatura Tanque Prover °F					
Factor de compresión					
CTSp (CTS for prover)					
CPSp (CPS for prover)... atmospheric					
CTLp (CTL for prover)					
CPLp (CPL for prover)					
CCFp (CTSp * CPSp * CTLp * CPLp)					
GSVp = (BPVa * CCFp)					
CALCULOS PARA MEDIDOR		RUN 1	RUN 2	RUN 3	RUN 4
Rata de flujo en (GPM)					
Nominal K-Factor, Indic.P/Gal, (NKF)					
Volumen indicado del contador (Ivm) galones					
Medida de la temperatura en grados °F					
Medida de la presión psig (Pm)					
CTLm (for meter)					
CPLm (CPL for meter)					
CCFm (CTLm * CPL m)					
ISVm= (Ivm * CCFm)					
CALCULOS DEL FACTOR DEL MEDIDOR		RUN 1	RUN 2	RUN 3	RUN 4
MF (Intermediate meter factor(GSVp_/ISVm)					
CPL (for assumed average conditions)					
KF (NKF)/(MF)					
<b>PROMED. KF</b>			<b>PPG</b>	<b>PPB</b>	
Signature:					

### **3.6.2 Diseño de hoja de cálculo**

Esta sección indica rigurosamente el redondeo, secuencia de cálculo y niveles de discriminación requerida para reportes de cálculos de medidores de prueba cuando se utilizan tanques probadores atmosféricos. El redondeo, secuencia de cálculo y los niveles de discriminación son en su mayor parte, contenida en las referencias enumeradas en el Apéndice A de la norma.

Cuando una referencia no contiene un procedimiento de aplicación, el apéndice A contiene un método sugerido de solución.

En la práctica normal de la industria, el método del promedio del meter factor es usado para calcular los factores del medidor cuando se prueba medidores con tanque probador.

La técnica de prueba normal aceptada requiere el flujo pase a través del medidor siendo probado en un tanque probador vacío hasta que se llena. Esto constituye una corrida de prueba.

Para la elaboración de las hojas de cálculo se utilizó el excel, donde se reprodujo todo el formato o plantilla según las ecuaciones que establece la norma API de tal manera que se puede ingresar todas las variables necesarias para la corrección del volumen del fluido y poder determinar el K Factor, factor del medidor.

Para determinar el Meter Factor a través del método promedio del factor del medidor se debe calcular los factores de corrección.

#### **a. Cálculo del factor de medición.**

El factor de medición para medidores dinámicos de flujo está dado por:

$$\mathbf{MF} = \frac{\text{Volumen del Probador} * \mathbf{CTS} * \mathbf{CPS} * \mathbf{CTL}_p * \mathbf{CPL}_p}{\frac{\text{Promedio de pulsos}}{\mathbf{K-Factor}} * \mathbf{CTL}_m * \mathbf{CPL}_m} \quad (48)$$

Donde:

**CTL<sub>p</sub>** : Corrección por efecto de la temperatura en el líquido en el probador.

**CPL<sub>p</sub>** : Corrección por efecto de la presión en el líquido en el medidor.

**CTL<sub>m</sub>** : Corrección por efecto de la temperatura en el líquido en el probador.

**CPL<sub>m</sub>** : Corrección por efecto de la presión en el líquido en el medidor.

## b. Cálculo de los Factores de Corrección.

### b.1 Cálculo del CTS.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero está dado por:

$$\mathbf{CTS} = 1 + [(T - T_b) \times Gc] \quad (49)$$

Donde:

**T** : Temperatura del fluido en el probador. [F]

**T<sub>b</sub>** : Temperatura base. [F].

**Gc** : Coeficiente de expansión cúbica por grado de temperatura del material del cual el probador está hecho entre T<sub>b</sub> y T. [F<sup>-1</sup>], ver tabla 16.



Tabla 16

Coeficientes de expansión térmica para acero (Gc, GI, Ga)

TIPO DE ACERO	COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA	
	(POR °F)	(POR °C)
A. COEFICIENTE CUBICO, Gc		
ACERO DULCE	1.86E-05	3.35E-05
ACERO INOXIDABLE 304	2.88E-05	5.18E-05
ACERO INOXIDABLE 316	2.65E-05	4.77E-05
ACERO INOXIDABLE 17-4 PH	1.80E-05	3.24E-05
B. COEFICIENTE DE AREA, Ga		
ACERO DULCE	1.24E-05	2.23E-05
ACERO INOXIDABLE 304	1.92E-05	3.46E-05
ACERO INOXIDABLE 316	1.77E-05	3.18E-05
ACERO INOXIDABLE 17-4 PH	1.20E-05	2.16E-05
C. COEFICIENTE LINEAL, GI		
ACERO DULCE	6.20E-06	1.12E-05
ACERO INOXIDABLE 304	9.60E-06	1.73E-05
ACERO INOXIDABLE 316	8.83E-06	1.59E-05
ACERO INOXIDABLE 17-4 PH	6.00E-06	1.08E-05

## b.2 Cálculo del CPS.

El factor de corrección por efecto de la presión en el acero está dado por:

$$\text{CPS} = 1 + \frac{(P-P_b) \times ID}{E \times WT} \quad (50)$$

Donde:

P : Presión del fluido en el probador. [PSI]

ID : Diámetro interno del probador. [inch]

E : Módulo de elasticidad del acero. [PSI], ver tabla 17.

WT : Espesor de la pared del probador. [inch]

Tabla 17

Módulos de elasticidad para acero (PSI, BAR, kPa)

TIPO DE ACERO	MODULO DE ELASTICIDAD		
	(PSI)	(BAR)	(kPa)
Acero dulce	3.00E+07	2.07E+06	2.07E+08
Acero inoxidable 304	2.80E+07	1.93E+06	1.93E+08
Acero inoxidable 316	2.80E+07	1.93E+06	1.93E+08
Acero inoxidable 17-4 PH	2.85E+07	1.97E+06	1.97E+08

### b.3 Cálculo del CTL.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido; es una función del °API @ 60°F y de la temperatura;  $f$  (°API @ 60°F; T), se determina de la siguiente manera:

- a) Determinar el °API @ 60°F por medio de la gravedad y temperatura observadas.
  - Utilizar, **Tabla 5A – 2004** (Generalized Crude Oils and JP-4 Correction of Observed API Gravity to API Gravity at 60 °F); API MPMS Capítulo 11, Sección 1, Volumen I, Volume Correction Factors.
- b) Registrar la temperatura del medidor, tank prover; y con el °API @ 60°F determinar el  $CTL_m$  ,  $CTL_p$  respectivamente.
  - Utilizar **Tabla 6A – 2004** (Generalized Crude Oils and JP-4 Correction of Volume to 60 °F Against API Gravity at 60 °F); API MPMS Capítulo 11, Sección 1, Volumen I, Volume Correction Factors.

### b.4 Cálculo del CPL.

El factor de corrección por efecto de la presión en el líquido; está dado por:

$$\text{CPL} = \frac{1}{1 - P \times F_p \times 10^{-5}} \quad (51)$$

Donde:

$P_p$  : Presión del fluido en el probador. [PSI]

$P_m$  : Presión del fluido en el medidor. [PSI]

$F_{pp}$  : Factor de compresibilidad en el probador. [PSI<sup>-1</sup>].

$F_{pm}$  : Factor de compresibilidad en el medidor. [PSI<sup>-1</sup>].

El factor de compresibilidad; es una función del °API @ 60°F y de la temperatura;  $f$  (°API @ 60°F; T), se determina de la siguiente manera:

- a) Determinar el °API @ 60°F por medio de la gravedad y temperatura observadas.
  - Utilizar, **Tabla 5A – 2004** (Generalized Crude Oils and JP-4 Correction of Observed API Gravity to API Gravity at 60 °F); API MPMS Capítulo 11, Sección 1, Volumen I, Volume Correction Factors.
- b) Registrar la temperatura del medidor, tank prover y con el °API @ 60°F determinar el factor de compresibilidad del medidor ( $F_{pm}$ ), como también para el tank prover ( $F_{pp}$ ).
  - Utilizar, Tablas API MPMS Capítulo 11, Sección 2, Parte 1, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0 – 90 °API Gravity Range.

Otra manera de determinar el CPL en forma manual es a través del uso de tablas.

Primeramente se debe determinar un factor base, para el cual se debe conocer la temperatura y la gravedad °API @ 60°F, con estos datos se encuentra en las tablas II de la API (Measurement of Petroleum Liquid Hydrocarbons by PD Meter). Ver anexos 3.14.

Una vez encontrado el factor base y con la presión se busca en las tablas Compressibility Factors – Liquid, CPL, API STANDARD 1101, TABLE II, APPENDIX B. Ver anexos 3.15.

Por ejemplo, al tener un fluido con una temperatura de 80 °F y una gravedad **°API @ 60°F** de 10 grados, se obtiene un factor base de 0.33 de las tablas II de la API.

Con el factor base encontrado y con una presión de fluido de 15 psi, el valor de CPL es 1.00005.

## CAPÍTULO IV

### INSTALACIÓN Y MONTAJE

#### 4.1 Instalación de los servicios básicos que requiere el banco de pruebas.

Para el arranque o funcionamiento es necesario disponer de los servicios básicos como electricidad y agua muy cerca del banco de pruebas.

- El suministro o fuente principal de energía necesaria es 220V AC trifásico para alimentar todo el sistema, variador de frecuencia y bomba centrífuga.
- El suministro de agua debe estar libre de partículas que puedan afectar el correcto funcionamiento, toma o apreciación de lecturas y libre circulación del fluido líquido a través del sistema de recirculación del banco de pruebas entre el tanque probador y el tanque de almacenamiento de agua.

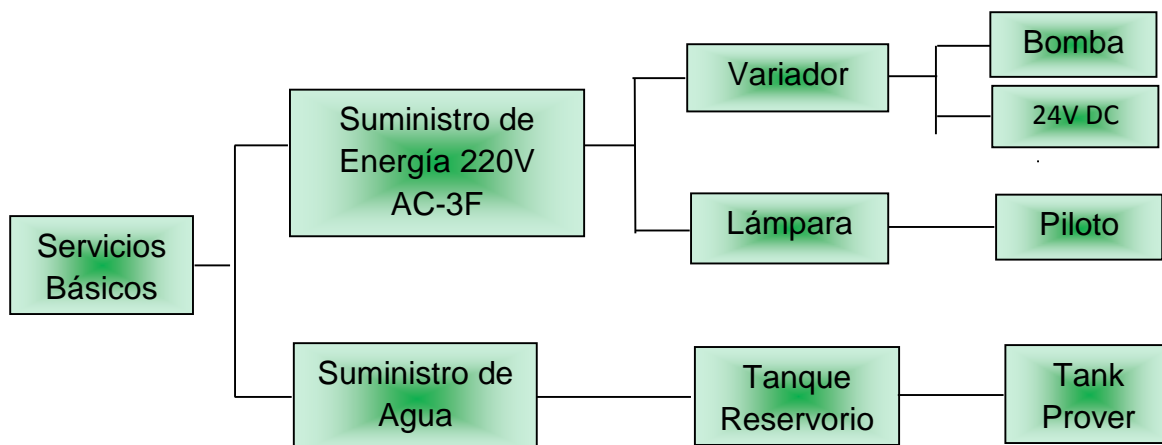


Figura 41: Servicios básicos

#### 4.2 Distribución de cada uno de los accesorios, instrumentos y equipos.

Se recomienda distribuir y adecuar los accesorios, instrumentos y equipos del banco de pruebas en función de las recomendaciones que da la norma API MPMS Capítulo 5, Sección 3, 2005 "Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina".

#### **4.2.1 Consideraciones generales para la distribución de la instrumentación y equipos.**

- Las recomendaciones de la norma API MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards), Capítulo 5, Sección 4, 2005 “Equipos y Accesorios para Medidor de Líquidos”, está destinado para ser una guía para la selección y aplicación de equipos y accesorios que se utiliza con medidores de hidrocarburos líquidos para obtener precisión en las mediciones y óptima funcionalidad.
- El espacio físico disponible del banco de pruebas es de 160 cm x 100 cm de base con una altura de 200 cm, en forma de “L”, donde se ha distribuido de manera adecuada todos y cada uno de los elementos del banco sin pasar por alto las normas API y las normas del código eléctrico nacional.
- La observación adecuada de cada uno de los instrumentos indicadores para una correcta toma de lecturas evitando así el error de paralaje.
- La operación del banco, donde los instrumentos se encuentran en el plano superior de tal manera que el operador llegue con facilidad a ellos.
- El banco de pruebas debe ser construido de tal manera que disponga de un sistema de recirculación de fluido entre el tanque de almacenamiento de agua al tanque probador volumétrico y viceversa.
- El mantenimiento del banco, posee un sistema de tuberías, accesorios y equipos que está proyectado de tal manera que el sistema pueda ser reparado o remplazado con mínima dificultad.

#### **4.2.2 Distribución de la instrumentación y equipos del banco de pruebas.**

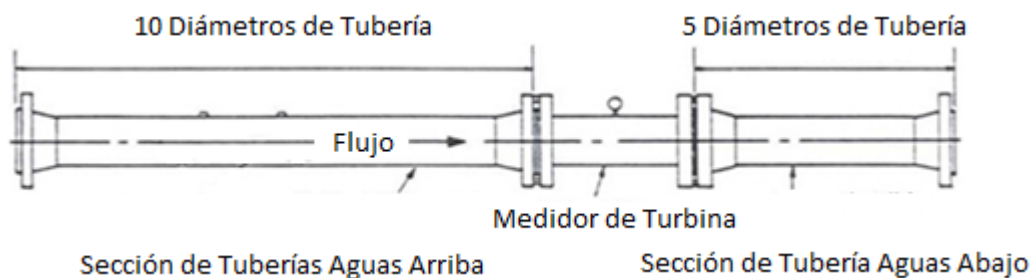
##### **a. Medidor dinámico de flujo tipo turbina.**

Se utiliza un medidor de flujo tipo turbina de 1” en el sistema, marca Nuflo cuya rata de operación es 5 – 50 gal/min según manual, ver figura 42.



**Figura 42: Medidor dinámico de flujo tipo turbina.**

El medidor debe tener de 20 a 10 diámetros mínimo libre de ampliaciones, reducciones, antes del medidor y 5 diámetros después del medidor para evitar la turbulencia a través del mismo, ver API MPMS 5,3. Ver figura 43.

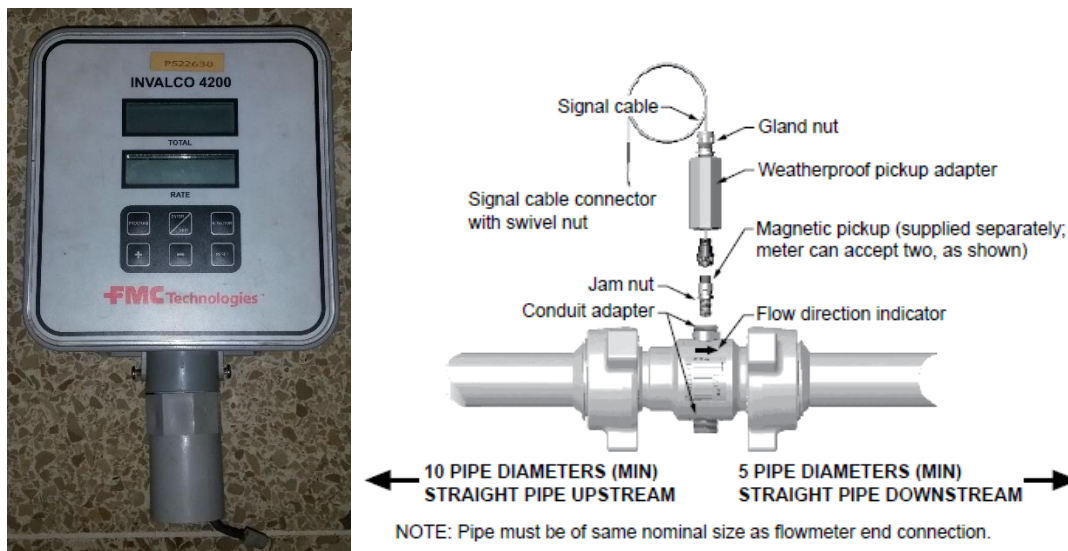


**Figura 43: Instalación de medidor dinámico de flujo tipo turbina**

**Fuente:** (API, Capítulo 5, Sección 3, 2005. Medición de hidrocarburos líquidos a través de medidores de turbina.)

## **b. Analizador de flujo**

El banco de pruebas utiliza un analizador de flujo invalco 4200 que convierte una entrada de señal en visual para medir flujo y volumen, ver manual (Invalco – FMC Technologies). Ver figura 44.



**Figura 44: Analizador de flujo.**

**Fuente:** (FmcTechnologies, s.f.)

### c. Filtros

Considerando que el banco es pequeño de tipo didáctico donde nos permite calibrar y ajustar medidores cuyo tamaño máximo es 1", no dispone de filtro en la línea en vista que no hay en el mercado para ese tamaño, pero si dispone de una rejilla haciendo la función de filtro ubicado en la válvula de pie de la succión de la bomba, de ésta manera se tiene protección en el sistema y se mantiene libre de objetos que puedan provocar daños al sistema. Ver figura 45.



**Figura 45: Canasta de la válvula de pie que actúa como filtro**



Un sistema de medición necesariamente debe tener filtros de protección para dar seguridad a los equipos según API MPMS Capítulo 5, sección 4.

#### **d. Conexiones al probador para el proceso de calibración.**

Esto aplica a todas las unidades de medición o puntos de fiscalización de crudo como unidades de ACT y Unidades LACT, donde incluyen conexiones para alinear al probador con los medidores para el proceso de calibración, estas conexiones no aplica en el banco de pruebas didáctico. Ver figura 46.



**Figura 46: Conexiones al probador para calibración**

Estas conexiones no son aplicables en el proceso de calibración utilizando el método Tank Prover, en consecuencia las conexiones consiste en un sistema cerrado donde se hace recircular fluido, con la ayuda de una válvula se direcciona el fluido que paso a través del medidor tipo turbina hacia el tanque probador para realizar las pruebas correspondientes.

#### **e. Tanque probador volumétrico**

El patrón volumétrico utilizado es un tanque probador estacionario abierto, de 50 gal, tipo “Seraphin”, muy resistente a la corrosión, oxidación, deformaciones, etc, por tal motivo es construido de acero inoxidable 304.

(API MPMS Capítulo 4, Sección 4, 1998 Operación de los Sistemas de Prueba. Tanque Probador). Ver figura 47.



**Figura 47: Tanque probador volumétrico**

#### **f. Accesorios universales**

Los accesorios utilizados en el banco de pruebas son de PVC, ya que permiten un fácil mantenimiento de los componentes del equipo de medición, entre ellos se tiene tubería, codos, uniones, tees, nipples, universales, adaptadores de tanque, etc. Ver figura 48.

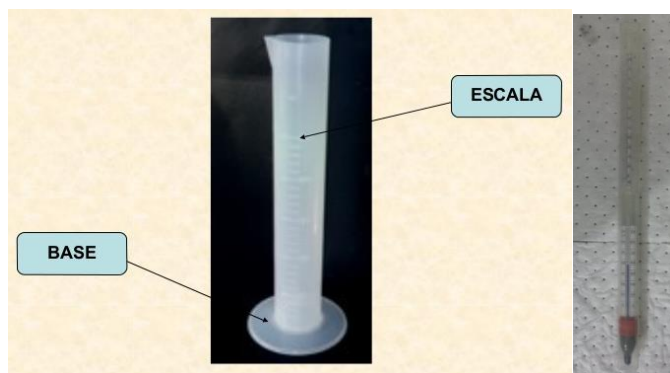


**Figura 48: Accesorios utilizados**

Este banco de pruebas trabaja con presiones bajas por lo que no es necesario bridas, pero si fuese este el caso se debe seleccionar de acuerdo la presión de trabajo según la especificación ANSI B16.5.

#### **g. Medidor de densidad**

Para la medición de la densidad del fluido se pueden utilizar densímetros o también termohidrómetros del cual la gravedad observada y la temperatura observada, con estos datos se aplica la Tabla API 5A 2004, para obtener el grado api del fluido según API MPMS 9,1. Ver figura 49.



**Figura 49: Equipo de medición de la densidad**

#### **h. Válvulas**

- El tanque dispone de una salida y entrada del fluido (succión – descarga de la bomba) donde va ubicada una válvula de bloqueo tipo compuerta (succión – descarga). Ver figura 50.



**Figura 50: Válvula de compuerta**

- En la vertical de la tubería está ubicada una válvula check para empaquetar el fluido y evitar que retorne el fluido a través del medidor tipo turbina. Se utiliza en la salida de los brazos de la unidad, con el fin de asegurar que ninguna cantidad de fluido entre al sistema de medición en sentido inverso.



**Figura 51: Válvula check**

- Para mantener empaquetado y evitar la cavitación de la bomba en el sistema de medición del banco, se dispone de una válvula de pie de 1” en el interior del tanque y así evitar que el fluido regrese al tanque de alimentación.



**Figura 52: Válvula de pie**

- A la entrada del medidor está ubicada una válvula de bola cuya función no es la de controlar el flujo, sino más bien para permitir el paso del fluido a la turbina, o también para impedir el paso de fluido a través de la misma para fines de mantenimiento, montaje y desmontaje.



**Figura 53: Válvula de bola**

Si se quiere tener control de flujo a través de ésta válvula entonces se debe cambiarla por una válvula tipo globo.



**Figura 54: Válvula globo**

- El ingreso del fluido al tanque probador o equipo patrón volumétrico en el momento de la inspección o verificación de volumen es controlado por una válvula de bola ya que tiene como característica, rapidez en la apertura y bloqueo en un cuarto de vuelta. También se usa una válvula de bola para direccionar el fluido tanto al tanque probador o para hacer recircular el fluido en el tanque de alimentación.



**Figura 55: Válvula bola**

#### **j. Venteos**

La presencia de aire, vapor, o gas en la corriente del líquido, afecta en la medición, normalmente se instalan antes de un medidor, es decir sobre la tapa del filtro - strainer para evitar que el aire o vapor llegue hasta el medidor. La función de los venteos es separar y ventear hacia la atmósfera los vapores o gases contenidos en la línea de agua y otros líquidos sin permitir que estos se pierdan, es utilizado en líneas con altas presiones y grandes flujos, ver figura 56.



**Figura 56: Venteo**

Eliminador de aire o válvula venteadora de aire automática fabricado íntegramente en acero inoxidable o hierro de construcción. Presión mínima de trabajo 1psig. Presión máxima de trabajo, 400psig. Rango de temperatura: 33F hasta 240F. Dichas válvulas están diseñadas para extraer el aire y los gases de líneas de agua y otros líquidos, sin permitir que estos se pierdan. Es utilizado en líneas con pequeños flujos, ver figura 57.



**Figura 57: Venteo**

#### **k. Patín o base de estructura del banco de pruebas**

El banco de pruebas puede ser estacionario o portátil como el caso de este banco de pruebas para medición de flujo, que ira montado sobre una estructura metálica. Ver figura 58.



**Figura 58: Estructura del banco de pruebas**

La estructura del banco debe tener los accesorios, instrumentos y equipos, distribuidos e instalados de tal manera que el operador pueda tener acceso con facilidad a cada uno de los componentes del sistema para dar mantenimiento o tener una apreciación adecuada de la lectura de los instrumentos.

### I. Tanque de almacenamiento de fluido

El sistema dispone de un tanque con capacidad de 60 gl aproximadamente cuyo volumen es el suficiente para las pruebas en el banco. Ver figura 59.



**Figura 59: Tanque de almacenamiento de fluido**



### m. Bomba hidráulica

La bomba centrífuga requerida según diseño para el banco de pruebas es de un 1 Hp, en vista que la bomba no va a trabajar en lugares expuestos a gas no es necesario que sea de tipo explosion proof. Ver figura 60.



Figura 60: Bomba centrífuga

### n. Control de flujo

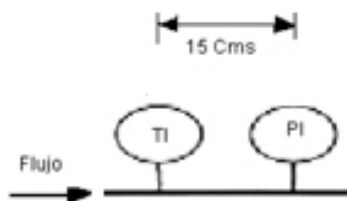
Para el control del flujo el banco de pruebas dispone de un variador de frecuencia marca siemens – SINAMICS G110, que me permite controlar el fluido; otra alternativa para el control del flujo puede ser optar por utilizar una válvula tipo globo antes del medidor a una distancia tal, que la turbulencia provocada por la misma no afecte la determinación de volumen.



Figura 61: Variador de frecuencia SINAMICS G110

### ñ. Indicadores de Presión y Temperatura

- La separación que recomienda la norma entre un indicador de temperatura y un indicador de presión es de 15 cm de centro a centro (API MPMS Capítulo 5). Ver figura 62.



**Figura 62: Distribución de los indicadores de presión y temperatura.**

- Para medir la temperatura en el banco de pruebas tanto en la línea del medidor como en el equipo patrón volumétrico, se utiliza un termómetro tipo bimetálico como indicador de temperatura cuya precisión es del 0,5 %; si la medición o registro de temperatura fuese en un punto de fiscalización cuya medición se realiza con un sistema de medición electrónico por medio de un computador de flujo, entonces necesariamente se debe utilizar un instrumento de temperatura de mayor precisión como los transmisores de temperatura cuya precisión es de 0,25 %; en ambos casos los indicadores de temperatura deben estar calibrados con un equipo patrón, ver API 21.2 “Medición de Flujo usando Sistemas de Medición Electrónico”. Este indicador de temperatura va montado sobre un termo pozo untado de pomada térmica, el mismo que debe estar ubicado de tal forma que pueda registrar la temperatura de la línea correctamente (se recomienda que el indicador de temperatura, termo pozo este en contacto con el fluido al 75% del diámetro de la tubería), previamente seleccionado de acuerdo a condiciones propias de proceso, ver API MPMS 5,4. Ver figura 63.



**Figura 63: Termómetro bimetálico-termopozo**

- Para medir la presión del sistema se requiere un indicador de presión o manómetro que cubra el rango de medición del proceso. Si la medición o registro de presión fuese en un punto de fiscalización cuya medición se realiza con un sistema de medición electrónico por medio de un computador de flujo, entonces necesariamente se debe utilizar un instrumento de presión de mayor precisión como los transmisores de presión cuya precisión es de 0,25 %; en ambos casos los indicadores de presión deben estar calibrados con un equipo patrón trazable, ver API 21.2 Medición de Flujo usando Sistemas de Medición Electrónico. Este indicador de presión va montado sobre una válvula de aguja previamente seleccionado de acuerdo a condiciones propias de proceso, en consecuencia como el banco de pruebas es didáctico y trabaja a bajas presiones se utiliza un manómetro de 1/4" NPT, ver API MPMS 5,4. Ver figura 64.



Figura 64: Manómetro indicador de presión

#### **o. Conexiones eléctricas**

El sistema eléctrico se encuentra ubicado en un lugar donde no existe presencia de gases inflamables, adicional las pruebas se van a realizar con agua por tal motivo no se utiliza materiales o equipos explosion proof y se refiere a los estándares del código eléctrico nacional. Consta de un pulsador de color rojo, para desenergizar todo el sistema de ser necesario y también cuenta con un pulsador de color verde para energizar todo el sistema, en donde se visualizara su estado a través de los indicadores de luz rojo y verde según corresponda. Ver figura 65.

Una vez energizado el sistema se puede encender el variador de frecuencia para controlar el caudal que se necesita para proceder a realizar las pruebas.



**Figura 65: Tablero de control**

Todas las conexiones eléctricas tanto de control como las de fuerza, protecciones, interruptores, pulsadores y señales de estado del banco de pruebas incluido el variador de frecuencia se encuentran dentro de un armario de 30 x 30 cm, ubicado de tal manera que pueda acceder y controlar el sistema durante las pruebas. Ver figura 66.

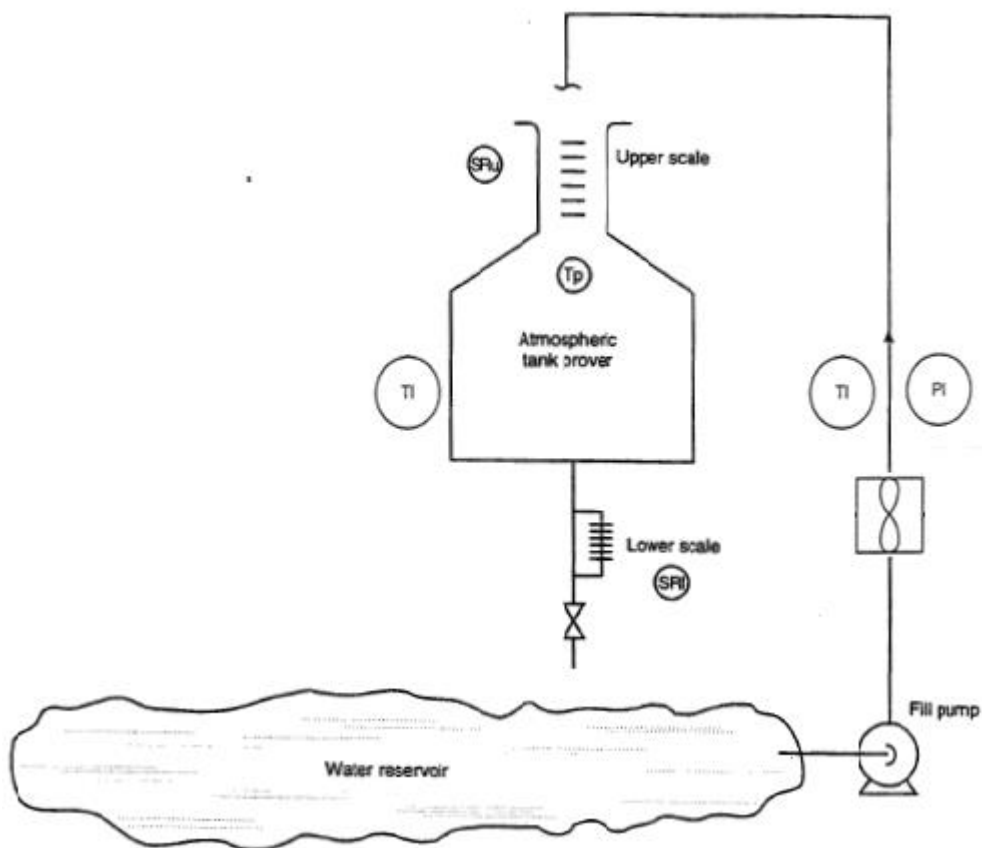


**Figura 66: Conexiones eléctricas**

Adicionalmente se utilizan accesorios en el armado del sistema eléctrico, se puede apreciar en el anexo 4.1.

### 4.3 Instalación y montaje de los accesorios, instrumentos y equipos.

Ver API MPMS 5.1 para la instalación de la instrumentación, accesorios y equipos utilizados en el método Tank Prover para medición de volumen de flujo se indica en la figura 67.



**Figura 67: Diagrama de Operación del Sistema de Medición Volumétrica por el método Tank Prover.**

**Fuente:** (API, Capítulo 4, Sección 4, 1998. Operación de los sistemas de prueba. Tanque probador.)

El sistema eléctrico que permitirá la operación del banco de pruebas se encuentra instalado sobre una base ubicada en una esquina de la base del banco de pruebas.

Las conexiones eléctricas se encuentran en el interior del armario cuyas dimensiones son 30 x 30 cm, para mayor detalle se puede observar en los diagramas de control y fuerza que se encuentran en el anexo 3.11.

Basándonos del diagrama de operación del sistema y considerando las recomendaciones que brinda las normas API en cuanto a la distribución de ciertos accesorios, equipos e instrumentos y también considerando el espacio físico disponible de la base de la estructura del banco de pruebas, se procese a instalar hasta terminar el sistema de medición como muestra la figura 68.



Figura 68: Esquema del banco de pruebas

#### 4.3.1. Condiciones de Operación.

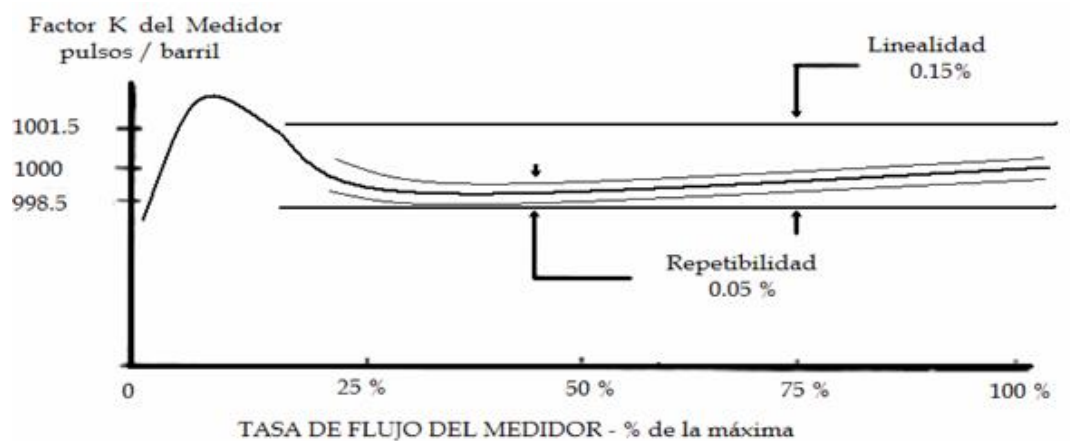
Existen dos parámetros muy importantes en la medición de flujo a través de los medidores dinámicos:

**a. Repetibilidad:** Se refiere a la capacidad de un medidor y sistema de prueba para repetirlos volúmenes registrados durante una serie de corridas de pruebas consecutivas bajo condiciones constantes de operación y flujo constante. Para turbinas el rango de repetibilidad es de  $\pm 0.05$  % según API MPMS 4.8 (MF vs Mes, tiempo).

**b. Linealidad:** Es la capacidad de un medidor para mantener su factor de calibración casi constante en un rango de flujo específico. La linealidad es expresada como el rango total de desviación de su curva de exactitud de línea recta entre los flujos mínimos y los máximos recomendados. Para

turbinas esta linealidad se encuentran en el rango de  $\pm 0.10$  a  $0.25$  %, según API MPMS 4.8. (MF vs Flujo, gravedad API).

Representación gráfica de rendimiento de un medidor tipo turbina, ver figura 69.



**Figura 69: Curva de Rendimiento para un Medidor de Turbina.**

Fuente: (API, Capítulo 4, Sección 8, 1995. Reafirmado 2007. Operación de sistema de prueba.)

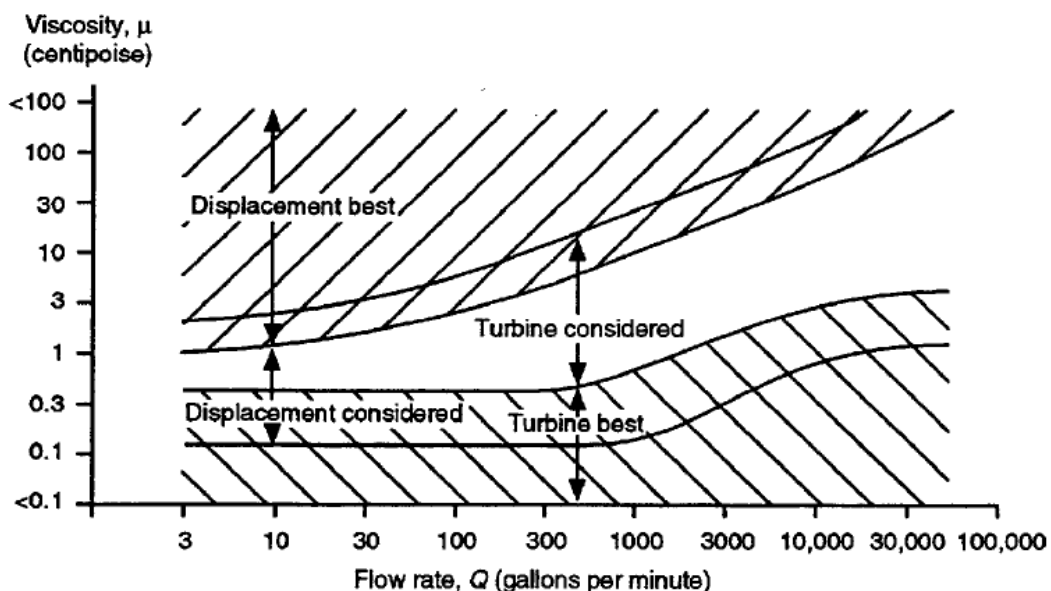
#### 4.3.2. Factores que afectan el funcionamiento de un medidor tipo turbina

- Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión, golpes o adherencia de basura, retardará la velocidad del rotor en relación con la velocidad del fluido.
- En procesos donde existe variación de la rata de flujo es se utiliza para este tipo de medidores acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor para que los remolinos no alteren la velocidad angular del rotor.
- Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectara drásticamente el rendimiento del medidor.
- La cavitación es el fenómeno que se presenta cuando la presión de operación llega a ser menor que la presión de vapor del fluido, produciéndose una vaporización del líquido que está fluyendo, la



cavitación disminuye el área efectiva de flujo y aumenta la velocidad del fluido al pasar por la turbina incrementándose bruscamente el K-factor.

- El área efectiva de flujo disminuye ya que las burbujas que se forman ocupan gran espacio, y el líquido es obligado a aumentar la velocidad.
- Esto corroe el eje longitudinal de las aspas del rotor. El diseño helicoidal de las aspas es una buena medida para contrarrestar este fenómeno.
- Al aumentar la viscosidad, se aumenta la velocidad del rotor, para una misma rata de flujo produciéndose un sobre registro, explicado por las fuerzas de torsión de impulso y de resistencia, ocurriendo que las fuerzas de impulso debidas a la velocidad vencerán a las fuerzas de resistencia viscosa API MPMS 5.1. Ver figura 70.



**Figura 70: Guía de selección para medidores de turbina y desplazamiento.**

**Fuente:** (API, Capítulo 5, Sección 1, 2005. Consideraciones generales para medición por medidores.)

- La resistencia por fricción viscosa permanecerá igual, pero el movimiento de torsión descende cuando baja la rata de flujo, haciendo que la relación de velocidades sea menos lineal.
- Se altera la fricción por formación de depósitos en la chumacera o rodamientos.

#### **4.4 Descripción y funcionamiento.**

El Banco de pruebas es una estructura metálica en donde se encuentra montado los accesorios y equipos del sistema de medición, por tal motivo la necesidad e importancia de darle un buen soporte y rigidez para reducir al mínimo la vibración durante las pruebas.

Se utilizó tubo cuadrado de 2" x 1/8" para la base de 160 cm x 100 cm y una plancha de corrugada de 3/16" montado sobre la base. Para facilitar el traslado del banco tiene cuatro agarraderas, dos en cada lado.

Cuenta con una tubería plástica de PVC de 1", cedula 80, accesorios en pvc como uniones, nipples corridos, universales, codos, tees, adaptadores para tanque, etc, y también dispone de varias válvulas de 1" en bronce para distintos propósitos.

Posee un depósito de agua (tanque de alimentación al sistema) de 80 cm x 100 cm x 60 cm con una capacidad de volumen aproximada de 60 galones montado sobre la base de la estructura del banco.

Al lado opuesto del depósito de agua se encuentra el tanque probador de 50 galones previamente nivelado, el mismo que está montado sobre una banca con una altura tal que el drenaje del tanque probador llegue al depósito de agua para su escurrimiento el mismo que debe durar 30 segundos, ver API MPMS 4.8.

Tiene una bomba centrífuga de 1 HP para recircular y empujar el fluido dentro del sistema de medición hasta el tanque probador y un variador de frecuencia para realizar pruebas a distintos caudales el mismo que está montado en una caja de control donde enciendo y pagado el sistema eléctrico del banco.

#### 4.4.1. Mantenimiento del banco de pruebas

Es importante seguir un plan de mantenimiento del banco de pruebas siguiendo las indicaciones del fabricante ya que con ellas se obtiene un óptimo funcionamiento y rendimiento.

- Revisión o calibración periódica trimestral de los instrumentos indicadores de presión, temperatura y flujo utilizando equipos trazables propios de los laboratorios acreditados con la 17025.
- Revisión o calibración del tanque probador volumétrico cada 5 años utilizando equipos trazables propios de los laboratorios acreditados con la 17025.
- Si el tanque probador volumétrico en un período menor a los 5 años arriba mencionado, presentara un golpe o deformación que afecte su volumen, necesariamente debe ser recalibrado.
- Revisión o mantenimiento del medidor de flujo tipo turbina según manual técnico, cada vez que la repetibilidad del factor este fuera del +/- 0.05 %.
- Limpieza de arena, polvo, residuos sólidos, etc, en períodos de 3 a 6 meses del tanque de almacenamiento de agua previo a las corridas a realizar en el banco de pruebas considerando el entorno donde se encuentre ubicado.
- Limpieza de arena, polvo, residuos sólidos, etc, de la canasta tipo filtro de la válvula de pie en períodos cortos, cada tres o seis meses considerando la frecuencia de uso del banco de pruebas.
- Mantenimiento de empaques o sellos de la bomba semestralmente de manera periódica considerando que el banco de pruebas no está en frecuente uso.
- Limpieza de la mirilla del tanque probador volumétrico en períodos de 3 a 6 meses.
- Limpieza de arena, polvo, residuos sólidos, etc, en períodos de 3 a 6 meses de las paredes del tanque probador volumétrico previo a las corridas a realizar en el banco de pruebas considerando el entorno donde se encuentre ubicado.

- En presencia de liqueos o fugas en el sistema de tuberías, corregir el fallo utilizando teflón y sellante para tuberías (permatex); armar nuevamente y ajustar correctamente las partes.

## **CAPÍTULO V**

### **PRUEBAS Y RESULTADOS**

#### **5.1 Ajuste y calibración del banco de pruebas didáctico.**

En éste capítulo se analiza las pruebas realizadas en el banco didáctico para la determinación del K-FACTOR y el Meter Factor; cuyo valor adimensional se utiliza para verificación, medición y corrección de volumen del líquido a condiciones base estándar debido a la variación de volumen por efecto de la presión y temperatura tanto del equipo patrón volumétrico como también en el medidor a prueba.

El ajuste del medidor de flujo se realiza después de verificar su comportamiento durante las corridas realizadas en el banco de pruebas donde su repetibilidad no debe ser mayor al 0,05 %, caso contrario se procederá a realizar el respectivo ajuste hasta obtener repetibilidad.

El Meter Factor es utilizado generalmente en la medición de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos para obtener una cantidad que es tomada como base para transacciones comerciales.

##### **5.1.1 Pruebas de Caudal Máximo.**

Para determinar el caudal máximo en el banco de pruebas didáctico, se debe tener presente que en el diseño se consideró las condiciones máximas de operación a las cuales puede ser sometido sin perder su correcta y eficiente funcionalidad y seguridad.

Para ello se considera el fluido con una velocidad media máxima de operación de  $V_{max} = 5 \text{ m/s}$  (ver anexo 3.4), atraviesa el área de  $4.448 \times 10^{-4} \text{ m}^2$  correspondiente a la tubería utilizada de 1" PVC con una longitud aproximada de 6.91 m.

Tubería de 1" PVC de diámetro.

$$Q_{max} = V * A$$

$$Q_{max} = 5 \frac{m}{s} * 4.448 \times 10^{-4} m^2 * \frac{3600s}{h}$$

$$Q_{max} = 8.006 \frac{m^3}{h} = 35.223 \frac{gl}{min} = 133.319 \frac{lt}{min}$$

#### a. Pérdidas Totales y Cabeza de la Bomba Requerida.

Tabla 18

Pérdidas y Cabeza de la Bomba.

Caudal Q m <sup>3</sup> /h (GPM)	Veloc. V (m/s)	Rugosidad Relativa. Rr	Reynolds N <sub>R</sub>	Fricción f	H <sub>T</sub> (m)
1 (4,403)	0,6	0,00006386	15996,809	0,028	0,55
2 (8,806)	1,3	0,00006386	27461,1888	0,027	2,29
3 (13,209)	1,9	0,00006386	50656,5618	0,021	4,91
4 (17,611)	2,5	0,00006386	66653,3708	0,02	8,69
5 (22,014)	3,1	0,00006386	82650,1798	0,019	13,28
6 (26,417)	3,8	0,00006386	101313,124	0,0185	19,11
7 (30,820)	4,4	0,00006386	117309,933	0,01825	26,04
8 (35,223)	5,0	0,00006386	133306,742	0,018	34

En consecuencia el caudal máximo de operación del banco de pruebas es de 35.223 galones por minuto, es decir que cumple con la rata de operación necesaria debido a que se encuentra entre 5 – 50 GPM del rango de operación de la turbina, considerando que trabajan al 50% del caudal de operación, este parámetro o porcentaje se utiliza en diseño, selección y dimensionamiento, de ésta manera se realiza pruebas en la turbina de 1" marca Nuflo según características técnicas del manual.

#### b. Curva del Sistema.

Con los datos de la tabla anterior se obtiene la curva del sistema estructurada de la siguiente manera. Ver tabla 19 y figura 71.

Tabla 19

## Curva del Sistema

CURVA DEL SISTEMA	
Q (GPM)	H(m)
0	0
4,4	0,55
8,81	2,29
13,21	4,91
17,61	8,69
22,01	13,28
26,42	19,11
30,82	26,04
35,22	34

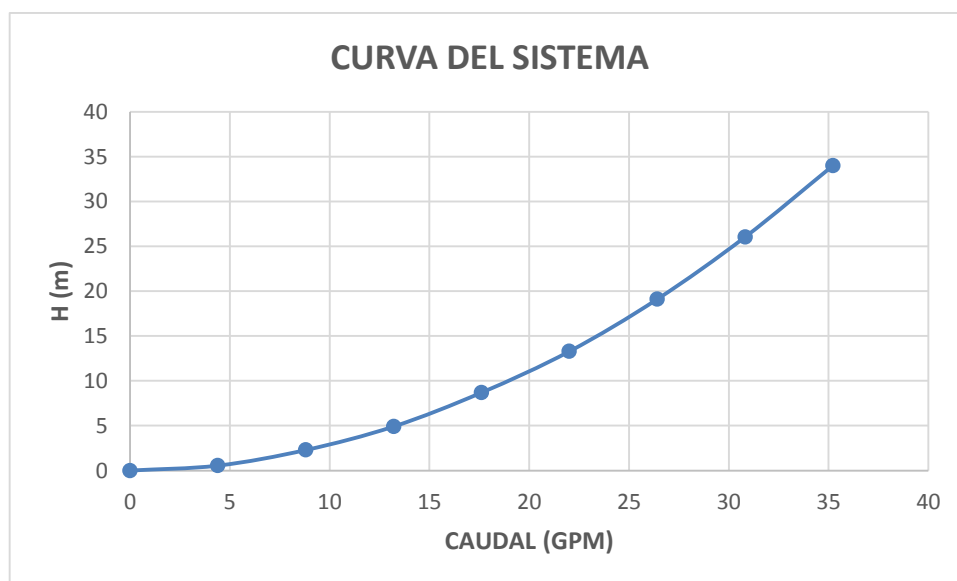


Figura 71: Curva del sistema

## 5.1.2. Pruebas de Funcionamiento del Sistema

El banco de pruebas dispone de una bomba centrífuga que proporciona energía al fluido dentro del sistema donde los valores de caudal de diseño y los valores reales tomados de la turbina son los que se muestran en la tabla 19 y tabla 20.

Antes de realizar las pruebas oficiales se debe disponer de los certificados de calibración de los instrumentos indicadores de presión, temperatura, tanque probador de volumen. Ver anexo 5.1.

**Tabla 20**

**Datos de Comportamiento del Sistema.**

<b>Recirculación del Sistema</b>			
<b>Tanque de alimentación – Tanque de alimentación</b>			
<b>Frecuencia Hz (Variador)</b>	<b>Caudal Q (Analizador)</b>	<b>Presión Psi (Manómetro)</b>	<b>Temperatura °F (Termómetro)</b>
5	0	0	84
10	0	0	84
20	19,5	0	84
30	25,3	0	84
40	29,8	0	84
50	34,2	0	84
60	41,5	4	84

**Tabla 21**

**Datos de Comportamiento del Sistema.**

<b>Recirculación del Sistema</b>			
<b>Tanque de alimentación - Turbina - Tanque Probador</b>			
<b>Frecuencia Hz (Variador)</b>	<b>Caudal GPM (Analizador)</b>	<b>Presión Psi (Manómetro)</b>	<b>Temperatura °F (Termómetro)</b>
5	0	0	84
10	0	0	84
20	13,7	4	84
30	19,2	6	84
40	23,9	8	84
50	28,9	12	84
60	36,8	16	84

Como se observa en la tabla anterior, la frecuencia máxima a ingresar en el variador de frecuencia sin sobrepasar los límites máximos permitidos de velocidad media y de seguridad de diseño, es de 50 Hz que corresponde



a un caudal de 28,9 GPM cuya rata de operación está dentro del caudal máximo calculado de 35,223 GPM.

Trabajar con una frecuencia mayor a 50Hz como por ejemplo 60Hz corresponde a una rata aproximada de 36,8 GPM en el proceso del sistema, esto implica tener mucho cuidado y rapidez en la manipulación de las válvulas durante las pruebas para evitar derrames de fluido durante el período de llenado del tanque probador en un período de tiempo aproximado de 1 min. Adicionalmente implica la presencia de aire comprimido durante las pruebas debido a la rata de flujo cuyo valor está por encima del diseño propuesto.

Cabe recalcar que al trabajar con altas ratas de flujo, puede presentar problemas de fuga o liqueo a través de las uniones y accesorios considerando que son roscadas y de material PVC.

### 5.1.3 Pruebas o corridas oficiales en el Banco de Pruebas Didáctico.

Tabla 22

Pruebas realizadas antes del ajuste, reporte N. 1.

Sistema Bco. de pruebas	Vol. Turbina GLN	Vol. Seraphin GLN	Vol. corregido Turbina GLN	Vol. corregido Seraphin GLN	Meter Factor MF
<b>RUN 1</b>	50,12	50,02023	49,70801	49,63858	0,99860
<b>RUN 2</b>	50,11	50,02023	49,69810	49,63858	0,99880
<b>RUN 3</b>	50,13	50,04187	49,71793	49,66005	0,99884
<b>RUN 4</b>	50,11	49,98992	49,69810	49,60850	0,99820
<b>Promedio</b>	50,12	50,01806	49,70801	49,63642	<b>0,9986</b>
<b>% Repetibilidad</b>					<b>0,064</b>

El porcentaje de desviación o repetibilidad es de 0.064 %, en consecuencia se encuentra fuera de la repetibilidad permitida que es de 0.05 %, por lo tanto el medidor tipo turbina no se encuentra en condiciones de

operación y funcionamiento cuyo K Factor correspondiente es de 901,2528. Ver reporte número 1, anexo 5.2.

Por tal motivo se realiza nuevas corridas en el banco de pruebas con el nuevo K Factor obtenido de las corridas anteriores correspondiente a 901,25.

**Tabla 23**

**Pruebas realizadas después del ajuste, reporte N. 2.**

<b>Sistema Bco. de pruebas</b>	<b>Vol. Turbina GLN</b>	<b>Vol. Seraphin GLN</b>	<b>Vol. corregido Turbina GLN</b>	<b>Vol. corregido Seraphin GLN</b>	<b>Meter Factor MF</b>
<b>RUN 1</b>	50,11	49,99858	49,69810	49,61709	0,99837
<b>RUN 2</b>	50,10	49,99858	49,68818	49,61709	0,99857
<b>RUN 3</b>	50,12	50,02455	49,70801	49,64286	0,99869
<b>RUN 4</b>	50,09	49,97694	49,67826	49,59562	0,99834
<b>Promedio</b>	50,11	49,99966	49,69810	49,61816	<b>0,9985</b>
<b>% Repetibilidad</b>					<b>0,035</b>

El porcentaje de desviación o repetibilidad es de 0.035 %, en consecuencia se encuentra dentro de la repetibilidad permitida que es de 0.05 %, por lo tanto el medidor tipo turbina se encuentra en perfectas condiciones de operación y funcionamiento cuyo K Factor correspondiente es de 902,6107. Ver reporte número 2, anexo 5.3.

#### **5.1.4 Pruebas Mecánicas**

El criterio de diseño o responsabilidad debe garantizar que el sistema funcione bajo condiciones previsibles donde se evalúa la naturaleza de las cargas, los tipos de esfuerzos a los que estará sometido, tipo de material a utilizar y el grado de confianza sobre la aplicación.

El factor de seguridad FS, es una medida de seguridad de un componente bajo la acción de una carga, donde  $FS = 1.25 - 2$ , para el diseño de estructuras bajo cargas estáticas con un alto grado de confianza.

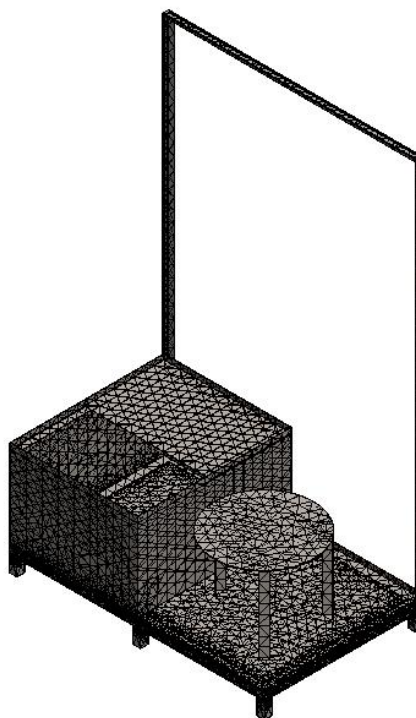
Para el análisis de diseño de cargas estáticas y modelado se utiliza una herramienta informática o software llamado solidworks el mismo que utiliza un formato CAD, CAE.

El banco de pruebas dispone de una mesa o banco general donde se encuentra el tanque de alimentación de agua cuyo volumen pasa a través del medidor de volumen tipo turbina y depositado en el tanque probador cuyo volumen es de 50 galones aproximadamente el cual está montado sobre una mesa, este volumen de agua retornará al tanque de alimentación por gravedad obteniendo así un sistema de recirculación.

#### **a. Mallado del Banco de Pruebas**

Cuando se tiene grandes modelos en 3D, se subdividen o se desglosan en elementos más pequeños que están conectados por nodos.

Este proceso de subdividir los modelos se denomina mallado, en consecuencia se considera al banco de pruebas como una sola estructura o sólido, de ésta manera se puede realizar análisis estáticos en la estructura del banco. Ver figura 72.



**Figura 72: Mallado del banco de pruebas**

Por tal motivo se realiza un análisis estático a la mesa, considerando que el material utilizado es acero estructural ASTM A36 cuyo límite de fluencia es de 250 MPa. Ver en anexos 5.4.

#### **b. Análisis Estático del Banco de Pruebas**

En vista que existe un proceso de recirculación del fluido y por ende distintas cargas durante el proceso de medición, se considera realizar un análisis estático en tres etapas.

##### **b.1 Análisis Estático - Estructura Banco 1-1**

En ésta etapa se analiza considerando todo el peso equivalente de los 50 galones sobre el tanque de alimentación de agua. Ver en anexo 5.5.

### b.1.1 Tensión Equivalente de Von Mises.

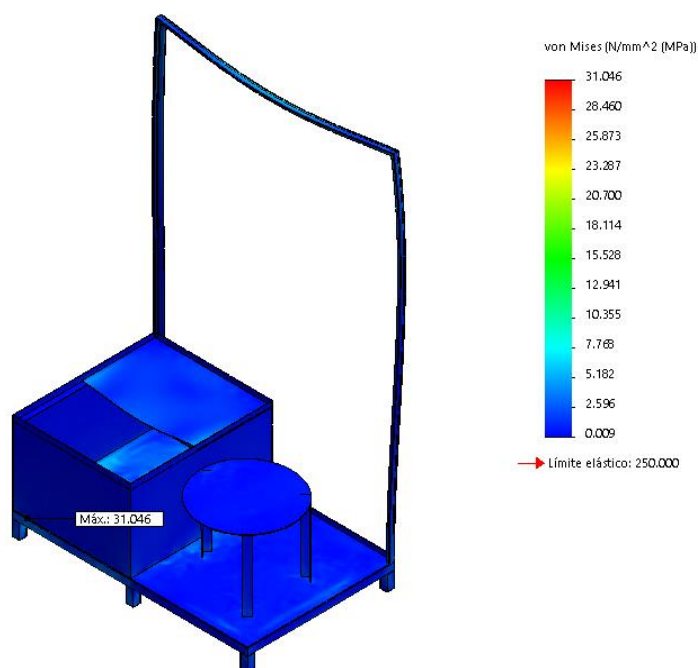


Figura 73: Esfuerzo máximo de Von Mises

En la estructura del banco el esfuerzo máximo de Von Mises es de 31.046 MPa, en consecuencia el material resiste la carga aplicada.

### b.1.2 Total Deformación en Estructuras Estáticas

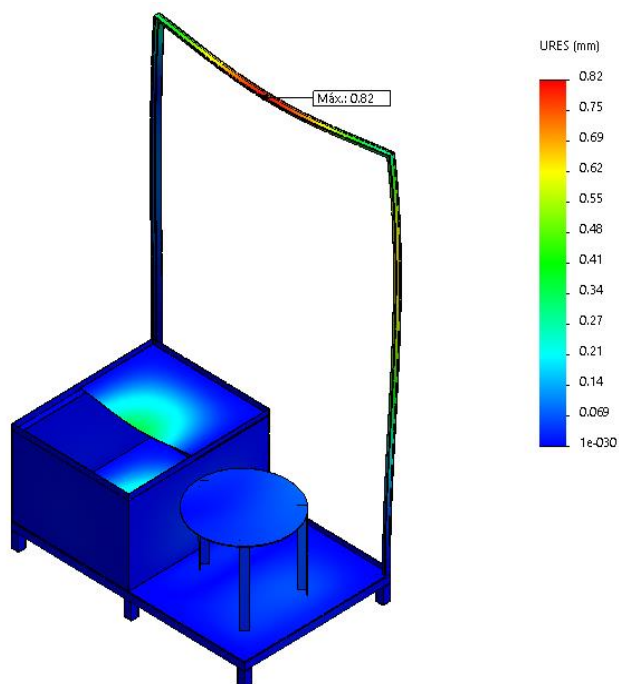


Figura 74: Deformación en Estructuras Estáticas

La deformación total para el banco de pruebas es de 0,82 mm máximo, por lo tanto ésta deformación no afecta su funcionamiento.

### b.1.3 Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

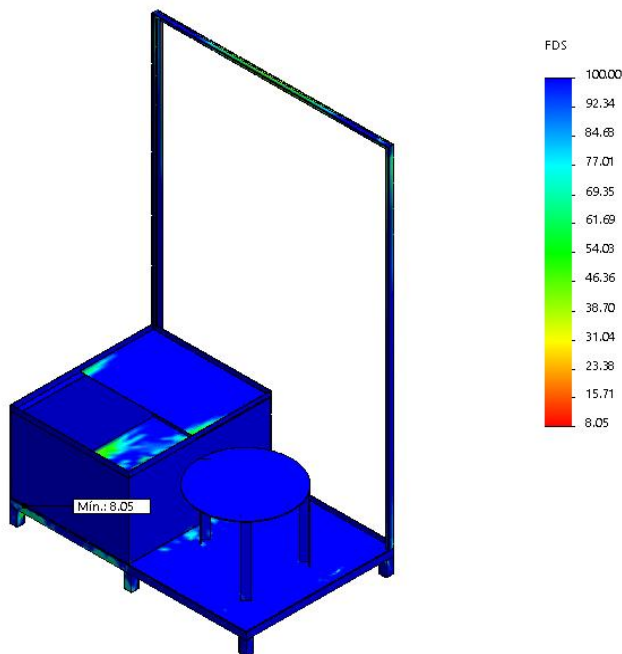


Figura 75: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

El factor de seguridad mínimo para el banco de pruebas es de 8,05; en consecuencia el diseño es el adecuado.

### c.1 Análisis Estático - Estructura Banco 2-1

En ésta etapa se analiza considerando todo el peso equivalente de los 50 galones distribuidos equitativamente entre el tanque de alimentación de agua y la mesa donde va ubicado el tanque probador volumétrico. Ver anexo 5.6.

### c.1.1 Tensión Equivalente de Von Mises.

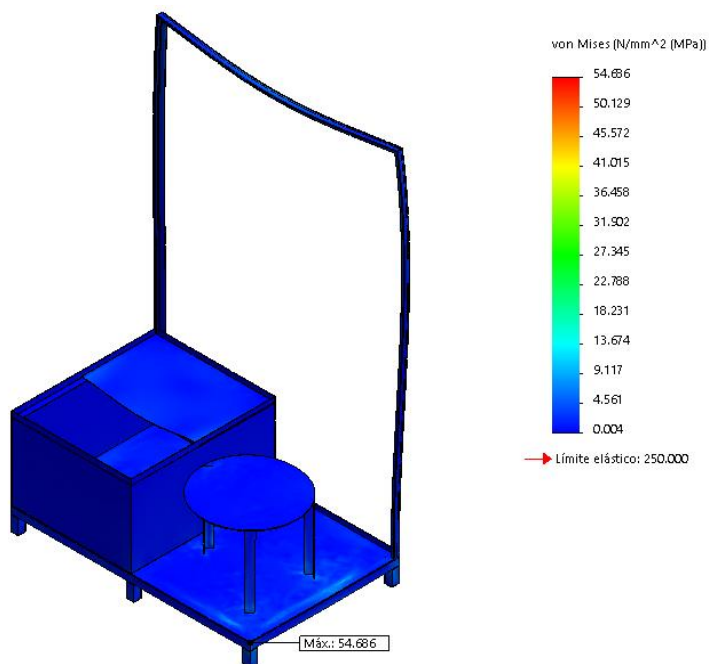


Figura 76: Esfuerzo máximo de Von Mises

En la estructura del banco el esfuerzo máximo de Von Mises es de 54,686 MPa, en consecuencia el material resiste la carga aplicada.

### c.1.2 Total Deformación en Estructuras Estáticas

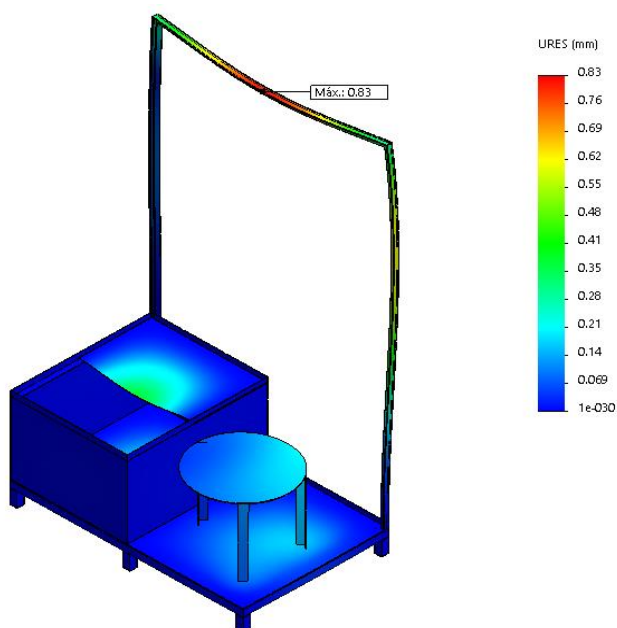


Figura 77: Deformación en Estructuras Estáticas

La deformación total para el banco de pruebas es de 0,83 mm máximo, por lo tanto ésta deformación no afecta su funcionamiento.

### c.1.3 Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

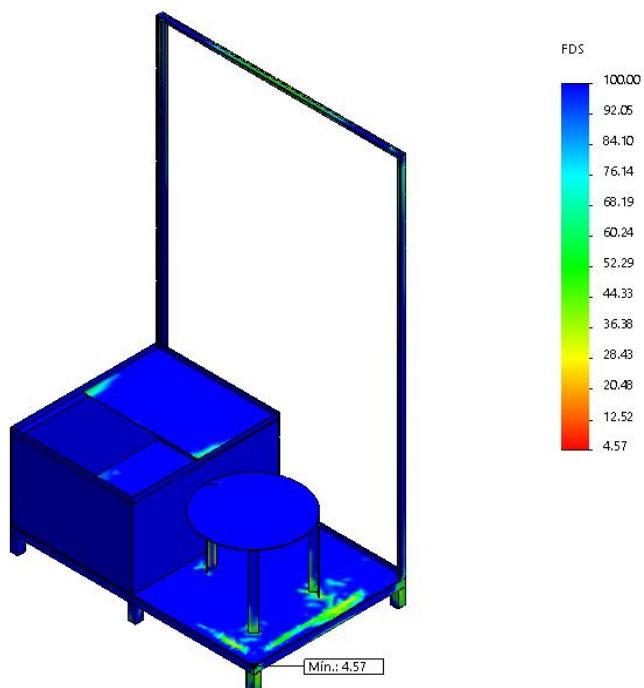


Figura 78: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

El factor de seguridad mínimo para el banco de pruebas es de 4,57; en consecuencia el diseño es el adecuado.

### d. Análisis Estático - Estructura Banco 3-1

En ésta etapa se analiza considerando todo el peso equivalente de los 50 galones sobre la mesa donde va ubicado el tanque probador volumétrico que viene hacer la parte más crítica del análisis. Ver anexo 5.7.



### d.1.1 Tensión Equivalente de Von Mises.

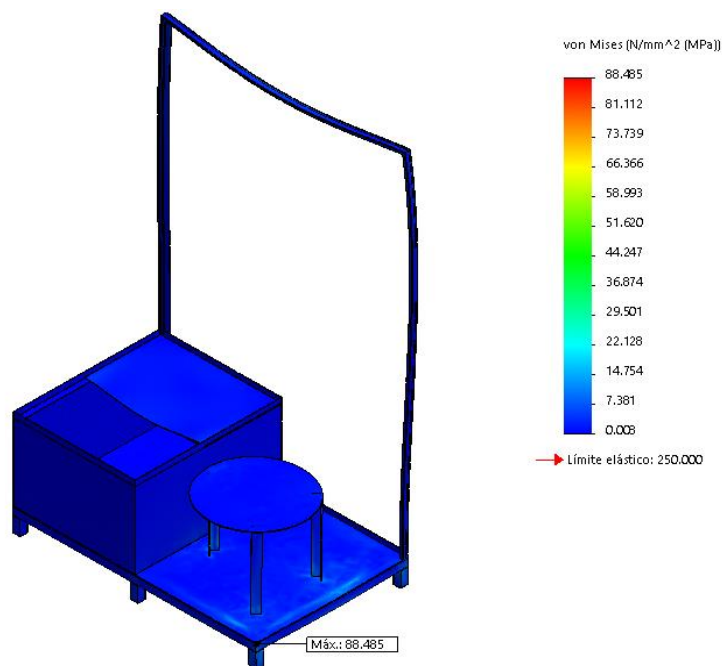


Figura 79: Esfuerzo máximo de Von Mises

En la estructura del banco el esfuerzo máximo de Von Mises es de 88,485 MPa, en consecuencia el material resiste la carga aplicada.

### d.1.2 Total Deformación en Estructuras Estáticas

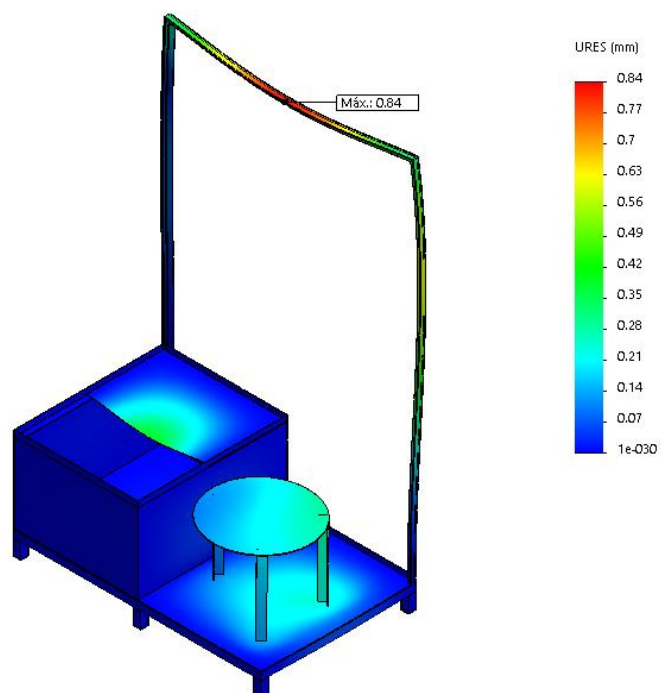


Figura 80: Deformación en Estructuras Estáticas

La deformación total para el banco de pruebas es de 0,84 mm máximo, por lo tanto ésta deformación no afecta su funcionamiento.

### d.1.3 Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

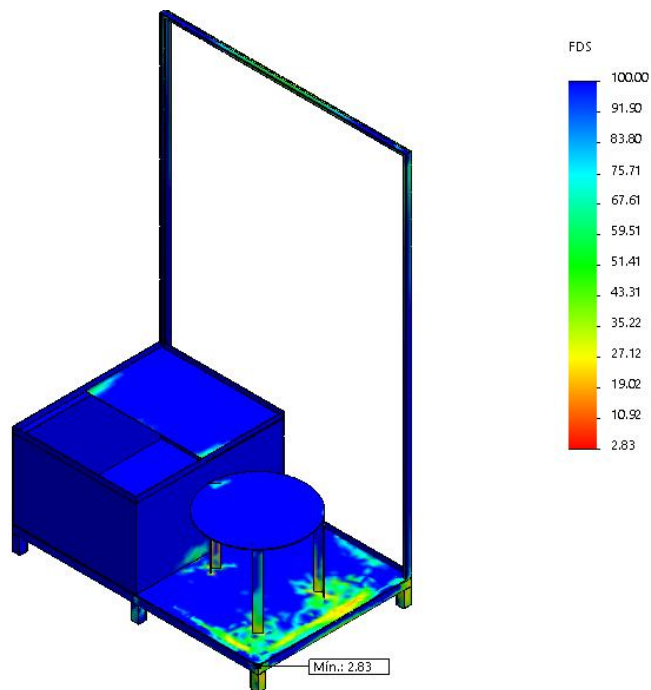


Figura 81: Factor de Seguridad en Estructuras Estáticas

El factor de seguridad mínimo para el banco de pruebas es de 2,83; en consecuencia el diseño es el adecuado a pesar que es el FDS más bajo de las tres etapas analizadas.

Tabla 24

#### Resultados del Análisis Estático

Estructura del Banco de Pruebas			
Análisis Estático	Elasticidad (250 MPa)	Deformación (1-2 mm)	Factor de Seguridad (2-3)
Estructura Banco 1- 1	31,046	0,82	8,05
Estructura Banco 2- 1	54,686	0,83	4,57
Estructura Banco 3- 1	88,485	0,84	2,83

### 5.1.5 Pruebas Eléctricas

Antes de realizar pruebas eléctricas en el analizador de flujo para verificar su correcto funcionamiento, se realiza previamente la configuración del mismo según la necesidad que requiere el proceso. El modelo 4200 está diseñado para aceptar la frecuencia o entradas de impulsos de una amplia gama de medidores de flujo y para indicar el caudal y un reajuste total directamente en unidades de ingeniería.

Es totalmente programable con factores K, linealización de múltiples factores K, posiciones decimales y tiempo base siendo programable a través de los interruptores del panel frontal.

#### Configuración Rápida de analizador de flujo Invalco 4200

Los siguientes pasos deben ser utilizados solamente si no requiere pulso o salida analógica.

1. Mantenga pulsado (Programa) para entrar en el modo programación.
2. Pulse (Programa) para saltar "Lineal".
3. En el modo "Factor".
  - a. Pulse (+) para aumentar el número.
  - b. Pulse (-) para disminuir el número.
4. Pulse (Intro/Siguiente) para mover el cursor a la izquierda, pulse (K Factor) para mover el cursor a la derecha.
5. Repita los pasos 4 y 5 hasta que se introduzca todo el K factor.
6. Pulse (Programa) una vez, para mostrar f.dec (caudal decimal modo point).
  - a. Pulse (+) para aumentar el número.
  - b. Pulse (-) para disminuir el número.
7. Pulse (Programa) una vez, para mostrar t.dec (Total decimal point).
  - a. Pulse (+) para aumentar el número.

- b. Pulse (-) para disminuir el número.
- 8. Pulse (Programa) una vez, para mostrar modo tScale (escala de tiempo).
  - a. Pulse (+) o (-) para cambiar la escala de tiempo que se muestra.
  - b. Sec = tasa por segundo.
  - c. 60 Sec = por minuto.
  - d. Per hr = tasa por hora.
  - e. 24 hr = tasa por día.
- 9. Pulse (Programa) una vez para el modo "SPulse".
- 10. Pulse (Programa) una vez para el modo "ANALOG".
- 11. Pulse (Programa) una vez para el modo "PASS".
- 12. Pulse (Programa) una vez para "ACEPTAR" de modo.
- 13. Pulse (Intro/Siguiente) para salir del modo de programación.

A continuación se realiza pruebas en el analizador de flujo para verificar su correcto funcionamiento en la determinación de volumen. Ver anexo 5.8.

Para ello se utiliza un calibrador de procesos Fluke 744 del cual se obtiene frecuencia para simular pulsos por segundo, estas señales son enviadas al analizador de flujo el mismo que lo interpreta como rata de flujo, de ésta manera se determina los volúmenes en el display previo ingreso del K-Factor que en este caso es de 900 PL/GLN y 37800 PL/BBL verificar que el analizador esté funcionando correctamente. Ver tabla 25, con un K Factor de 900 PL/GLN.

Fórmulas relacionadas con flujo:

$$GPM = \frac{Hz*60}{Kfactor}$$

(52)

$$HZ = \frac{GPM*Kfactor}{60}$$

Tabla 25

Pruebas en el Analizador de Flujo con KF de 900 PL/SEG

<b>Frecuencia (PL/SEG)</b>	<b>K-Factor (PL/GLN)</b>	<b>Rata Calculada (GPM)</b>	<b>Rata Obtenida (GPM)</b>
35	900	2,33	2,33
70	900	4,67	4,67
105	900	7,00	7,00
140	900	9,33	9,33
175	900	11,67	11,67
210	900	14,00	14,00
245	900	16,33	16,33
280	900	18,67	18,67
315	900	21,00	21,00
350	900	23,33	23,30

Fórmulas relacionadas con flujo:

$$BBL = \frac{Hz * 86400}{Kfactor} \quad (53)$$

$$HZ = \frac{BBL * Kfactor}{86400}$$

Tabla 26

Pruebas en el Analizador de Flujo con KF de 37800 PL/BBL

<b>Frecuencia (PL/SEG)</b>	<b>K-Factor (PL/BBL)</b>	<b>Rata Calculada (BPD)</b>	<b>Rata Obtenida (BPD)</b>
<b>35</b>	37800	80,00	80,00
<b>70</b>	37800	160,00	160,00
<b>105</b>	37800	240,00	240,00
<b>140</b>	37800	320,00	320,00
<b>175</b>	37800	400,00	400,00
<b>210</b>	37800	480,00	480,00
<b>245</b>	37800	560,00	560,00
<b>280</b>	37800	640,00	640,00
<b>315</b>	37800	720,00	720,00
<b>350</b>	37800	800,00	800,00

## 5.2 Aplicación de la metodología desarrollada según norma.

La siguiente metodología se desarrolla para verificar medición de flujo de líquidos claros, como también su operación y puesta en marcha del banco de pruebas, para ello se utiliza como referencia la Norma API, ver normas de referencia, capítulo 1.

El procedimiento hace referencia a la calibración y certificación de la instrumentación de medición, que interviene en el cálculo de corrección de volumen base a condiciones estándar, de ser necesario realizar el respectivo ajuste del medidor para su posterior verificación si así lo amerita. Todo medidor utilizado, sea el caso para medición fiscal deberá ser calibrado por un ente acreditado y reconocido, cuya calibración deberá adaptarse a estándares nacionales e internacionales.

La calibración de los medidores deberá ser verificada mediante la medición de una dimensión patrón o comparando la medición con el resultado obtenido de una medición realizada con un instrumento patrón.

Los medidores deberán ser probados bajo las condiciones normales de operación como presión, temperatura, caudal (rata de flujo) y en el caso de medir diferentes tipos de fluidos, los medidores deberán ser probados con cada uno de los fluidos manejados para la determinación de su M Factor y K factor correspondiente.

### **5.3 Procedimiento para determinar la gravedad api en fluidos de líquidos claros y opacos “método del termohidrómetro”**

#### **5.3.1 Equipos y Materiales.**

- Termohidrómetro de vidrio graduado en escala API.
- Probeta de vidrio o plástica de 500 o 1000 ml.
- Tabla A5, API MPMS 11.1.

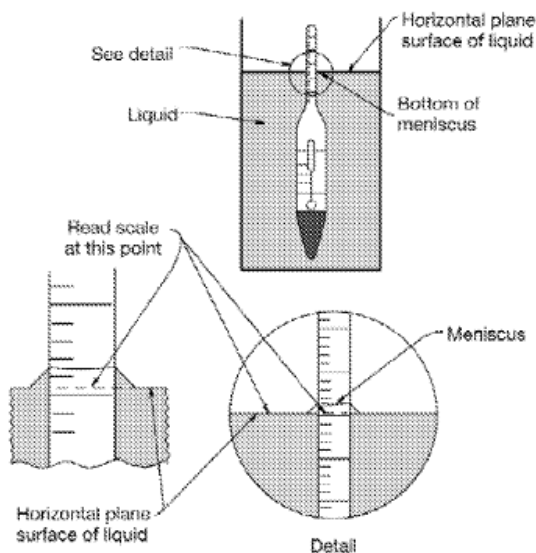
#### **5.3.2 Procedimiento para obtener corregido el API @ 60°F.**

1. Tomar una muestra del fluido líquido y obtener la gravedad observada y la temperatura observada con la ayuda de una probeta y un termohidrómetro certificado por un laboratorio acreditado con la Norma NTE-INEN ISO/IEC 17025, cuyo rango abarque el grado API a obtener.
2. Buscar condiciones físicas y ambientales para obtener el API @ 60°F, asentar la probeta sobre una superficie nivelada, verter la muestra de crudo en la probeta; introducir el termohidrómetro y dejar reposar la muestra hasta que se establezca la temperatura, ver API MPMS 9.1 y API MPMS 9.3.
  - a) Introducir cuidadosamente el termohidrómetro en el centro de la probeta de 500 o 1000 ml.
  - b) Cuando el termohidrómetro ha sido colocado, asegurarse que no esté en contacto con el fondo de la probeta.

- c) Girar levemente el termohidrómetro, permitiendo que flote libremente hacia las paredes de la probeta.
  - d) Mantener el resto del vástago seco; ya que, el líquido innecesario en el vástago cambia el peso efectivo del termohidrómetro, afectando la lectura obtenida
  - e) Dejar reposar la muestra el tiempo suficiente, hasta que las todas las burbujas de aire salgan hacia la superficie y la temperatura en el termohidrómetro se estabilice.
3. Retirar el termohidrómetro, realizar las lecturas de la gravedad observada y temperatura observada y registrarlas en la plantilla del Metodo Tank Prover.
- a) Leer el termohidrómetro a la división de escala más cercana de la gravedad observada en la cual la superficie del líquido corta la escala.

Para realizar una lectura en líquidos transparentes en una probeta transparente; este punto se determina, colocando la mirada ligeramente por debajo del nivel del líquido y elevándola lentamente hasta la superficie; vista por primera vez como una elipse distorsionada, parece convertirse en una línea recta de corte de la escala del termohidrómetro. Ver figura 82.



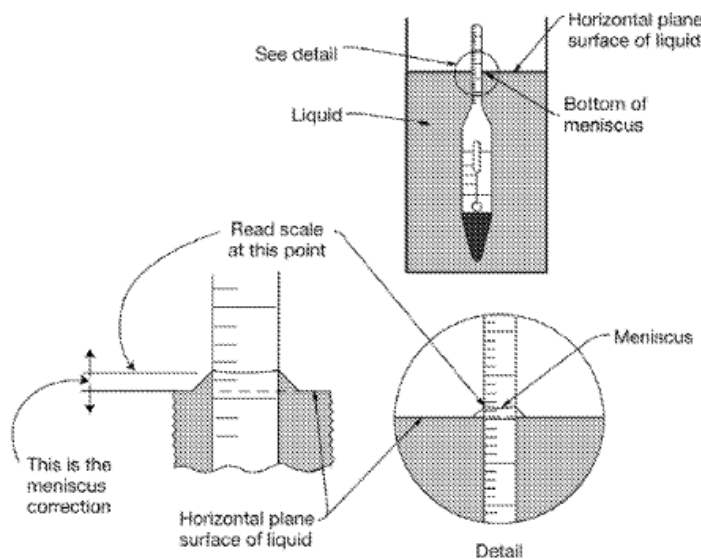


**Figura 82: Lectura de menisco de hidrómetro para fluidos transparentes**

**Fuente:** (API, Capítulo 9, Sección 1,3, 2002. Método de prueba del hidrómetro para la densidad, densidad relativa o la gravedad del crudo API y derivados.)

Para realizar una lectura con líquidos opacos, observar el punto en la escala del termohidrómetro en la cual la muestra se eleva por encima de su superficie principal, colocando la mirada ligeramente por encima de la superficie plana del líquido. Ver figura 83.

Esta lectura requiere corrección de menisco “Cuando la determinación de la corrección del menisco real no es posible, la práctica de la industria ha sido añadir  $0,5 \text{ kg/m}^3$  a la lectura de la densidad o restar  $0,1^\circ\text{API}$  a partir de la lectura API”.





de la Guía D 1250 (API MPMS Capítulo 11, Sección 1) para obtener la densidad relativa a 60/60°F.

#### **5.4 Procedimiento para verificación de medidores dinámicos de flujo.**

El alcance de éste procedimiento aplica las instrucciones para operar el sistema de medición, ver API MPMS 5.1 y API MPMS 4,8, únicamente cuando se realiza la verificación de medidores dinámicos de flujo considerando su limitada capacidad por el tamaño del banco y la capacidad máxima limitada de caudal que entrega la bomba del banco de pruebas didáctico con tanque probador.

En este procedimiento se enfoca exclusivamente a la verificación de medidores tipo turbina, ver API MPMS 5.3.

##### **5.4.1 Equipos y Materiales.**

###### **a) Medidores dinámicos de flujo que trabajan con agua.**

Cuando se trabaja con fluidos claros como el agua o fluidos oscuros como el petróleo, se recomienda que en la verificación se utilice fluidos con baja viscosidad para evitar problemas con el escurrimiento del tanque probador. Para fluidos líquidos como el agua se puede aplicar las mismas tablas 5A y 6A utilizadas en fluidos como el petróleo en vista que la densidad relativa es la relación de la masa de un volumen de líquido dado a 60 °F a la masa de igual volumen de agua pura a la misma temperatura, ver API MPMS 9.3.6.

- Equipo de protección personal para realizar el trabajo.
- Banco de pruebas para verificación de medidores de flujo:
  - Tanque medidor de volumen, marca seraphin, volumen 50 galones.
  - 1 tanque con tapa para almacenamiento y recirculación de agua capacidad aproximada 60 galones.

- Líneas, válvulas para recirculación de agua.
- Bomba de succión. (Alimentación de tanque probador).
- Variador de frecuencia.
- Descarga a presión atmosférica (Vaciado de tanque probador).
- Probeta 500 ml o 1000 ml.
- Termohidrómetro calibrado (rango adecuado de acuerdo a las características del fluido).
- Manómetro a la salida del medidor dinámico de flujo.
- Termómetro a la salida del medidor dinámico de flujo.
- Herramientas necesarias para realizar el montaje, desmontaje del medidor de flujo en el banco de pruebas didáctico.
- Certificados de calibración de equipos patrones.
- Certificado de calibración anterior del medidor de prueba (si aplica).
- Computadora portátil.
- Tablas API MPMS 5A, para determinar el °API@60°F.
- Tablas API MPMS 6A, para determinar el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL).

En el caso de tener medidores dinámicos de flujo que trabajen con productos refinados o fluidos claros o transparentes, los materiales y equipos a utilizar son los mismos que cuando se trabaja con crudo, pero las tablas API a utilizar para el cálculo de corrección de volumen deben ser para productos refinados, ver API MPMS 11.1.

Es decir se debe utilizar las siguientes tablas:

- Tablas API MPMS 5B, para determinar el °API@60°F.
- Tablas API MPMS 6B, para determinar el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL).

#### **5.4.2 Actividades previas a la verificación de medidores dinámicos de flujo.**

1. Inspeccionar visualmente el mecanismo interno de la turbina antes de montar al banco de pruebas, de presentar alguna anomalía en el giro libre de los alabes proceder a dar mantenimiento al medidor dinámico de flujo según recomendación del manual.
2. Determinar los parámetros de operación y trabajo del medidor dinámico de flujo como el tipo de fluido, grado API, caudal de trabajo y a la misma temperatura de ser posible, etc, para realizar las pruebas a las mismas condiciones de operación.
3. Considerando que el banco de pruebas es didáctico se realizan pruebas exclusivamente con agua, como en las pruebas realizadas a las turbinas en fábrica.
4. Montar el medidor dinámico de flujo en el banco de pruebas disponiendo de accesorios, herramientas necesarias y portar EPP “Equipo de Protección Personal” con CE, regulada por EPP (89/686/CEE), como son: ropa de seguridad, calzado de seguridad, casco de seguridad, guantes, protectores auditivos y oculares).
5. Verificar que el equipo patrón volumétrico esté nivelado tomando como referencia a los niveles que posee, planos X – Z; y tres puntos de apoyo (patas regulables provistas de tornillos para nivelar correctamente el patrón volumétrico).

#### **5.4.3 Seguridad y Medio Ambiente.**

El responsable o técnico asignado para realizar la verificación de medidores dinámicos de flujo (tipo turbina), debe seguir los procedimientos,

estándares de seguridad y medio ambiente considerando el tipo de fluido a utilizar en las pruebas.

#### **5.4.4 Obtención del MF “Meter Factor” por el método Tank Prover.**

1. Registrar los datos del medidor dinámico de flujo y los datos del tanque probador de volumen a utilizar en las pruebas.
  
2. Regular el caudal o rata de flujo de acuerdo a condiciones normales de operación del medidor de flujo dinámico por medio del variador de frecuencia ubicado en el banco de pruebas para obtener diferentes caudales de prueba en la bomba de recirculación.
  - En el medidor de flujo tipo turbina se debe conectar un analizador de flujo para visualizar las lecturas de caudal y volumen; por medio de un conector denominado pick up.
  - En el caso de tener un medidor de flujo distinto al tipo turbina que no indica la rata de flujo; se recomienda obtenerlo de forma manual, es decir cronometrar el volumen visualizado en el contador mecánico, por unidad de tiempo,  $Q = V/t$ .
  
3. Alinear el medidor dinámico de flujo permitiendo la recirculación del fluido desde el tanque de almacenamiento de agua a través de la bomba de transferencia al medidor, este volumen es llevado al tanque probador volumétrico y posteriormente depositado por gravedad al tanque de almacenamiento.

Empaquetamiento de la línea:

- a. Abrir válvula **(V1)** de descarga del tanque de agua.
- b. Abrir válvula **(V2)** de bloqueo de descarga de bomba.
- c. Abrir válvula **(V3)** de alimentación al tanque medidor de volumen.
- d. Cerrar válvula **(V4)** de descarga del tanque medidor de volumen.
- e. Cerrar válvula **(V5)** de carga del tanque de agua.

- f. Abrir válvula **(V6)** de bloqueo de descarga al tanque medidor de volumen.
- g. Encender bomba de transferencia a baja frecuencia. Presionar el botón HAND ON. Seleccionar el set requerido.
- h. Realizar el llenado del tanque probador volumétrico (previo al llenado del tanque probador, se debe humedecer las paredes internas para asegurar la homogeneidad en la cantidad del líquido adherido durante el proceso de verificación).
- i. Cerrar simultáneamente válvulas **(V2) y (V3)**. Para asegurar que no exista variación en la lectura de volumen del analizador de flujo.
- j. Apagar bomba de transferencia.
- k. Abrir válvula **(V4)** de descarga del tanque medidor de volumen.
- l. Escurrimiento del tanque medidor de volumen por gravedad:  
Una vez que el flujo ha cesado; se debe esperar mínimo 30 segundos.  
Se verifica desconectando manguera con acople rápido ubicada a la salida del tanque de medidor de volumen.
- m. Cerrar válvula **(V4)**.

#### 4. Determinación del API corregido a 60 °F

- Tomar una muestra de fluido; para obtener la gravedad y la temperatura observadas, ver procedimiento para obtener el API @60 °F arriba citado.

#### 5. Ingreso de datos

- a. Encerar el analizador de flujo o totalizador según su tipo y de acuerdo a recomendaciones o especificaciones del fabricante.
- b. Ingresar Nominal K – Factor NKF: Aplica solamente para analizadores de flujo; configurar de acuerdo a recomendaciones del fabricante.

#### 6. Corridas oficiales

- a. Ejecutar las corridas oficiales para determinar el factor de medición; mediante el cálculo por corrección de los volúmenes entre: el tanque medidor de volumen y el medidor dinámico de flujo.
  - b. Comparar la lectura de la escala graduada del tanque medidor de volumen con la lectura del medidor dinámico de flujo.
  - c. Registrar los datos correspondientes a volumen, presión y temperatura; en cada una de las corridas oficiales; tanto para el tanque medidor de volumen así como para el medidor dinámico de flujo.
  - d. Escurrimiento del tanque medidor de volumen.
7. Determinar el factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero "CTS" (Correction for the Effect of Temperature on Steel) para el tanque medidor de volumen; y registrarlo.
8. Determinar el factor de corrección por efecto de la presión en el acero "CPS" (Correction for the Effect of Pressure on Steel) para el tanque medidor de volumen; y registrarlo.
9. Determinar el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido "CTL" (Correction for the Effect of Temperature on Liquid) tanto para el tanque medidor de volumen "CTL<sub>p</sub>" así como para el medidor dinámico de flujo "CTL<sub>m</sub>" y registrarlos.
10. Determinar el factor de corrección por efecto de la presión en el líquido "CPL" (Correction for the Effect of Pressure on Liquid) tanto para el tanque medidor de volumen "CTL<sub>p</sub>" así como para el medidor dinámico de flujo "CTL<sub>m</sub>" y registrarlos.
11. Determinar el factor de corrección combinado "CCF<sub>p</sub>" (Combined Correction Factor);  $CCF_p = CTS \times CPS \times CTL_p \times CPL_p$  para el tanque medidor de volumen.



12. Determinar el factor de corrección combinado “ $CCF_m$ ” (Combined Correction Factor); “ $CCF_m = CTL_m \times CPL_m$ ” para el medidor dinámico de flujo.
13. Determinar el volumen corregido “ $GSV_p$ ”; ( $GSV_p = BPV_a \times CCF_p$ ) para el tanque medidor de volumen.
14. Determinar el volumen corregido “ $ISV_p$ ”; ( $ISV_p = IVM_a \times CCF_m$ ) para el medidor dinámico de flujo.
15. Determinar el factor de medición “MF” (Meter Factor) “ $MF = GSV_p / GSV_m$ ”
16. En caso de derrame cerrar válvulas de recirculación en el banco de pruebas didáctico.

#### 5.4.5 Criterios de aceptación y rechazo.

El factor de medición; del medidor dinámico de flujo tipo turbina es aceptado cuando la relación de volumen existente entre el volumen corregido a condiciones base medido en el patrón volumétrico y el volumen corregido a condiciones base contabilizado en el medidor dinámico de flujo; tiene tendencia a la unidad.

La práctica común requiere un mínimo de dos corridas consecutivas que se encuentren dentro de un rango de repetitividad no mayor al 0,05 %. Si la repetitividad del factor del medidor no es aceptable, se pueden realizar otras corridas según API MPMS 4.8.

El factor de medición; del medidor dinámico de flujo tipo turbina no es aceptado cuando la relación volumétrica corregida a condiciones base existente entre el patrón volumétrico y el medidor dinámico de flujo; no tiene tendencia a la unidad.

Si la repetitividad continua siendo inaceptable; es necesario, suspender las corridas y localizar las causas del problema.

#### **5.4.6 Calificación del personal.**

Para que las pruebas de inspección o verificación realizadas en puntos de fiscalización como en transferencia y custodia, necesariamente deben ser ejecutadas por un inspector técnico de hidrocarburos reconocido por la Agencia de Regularización y Control Hidrocarburífero “ARCH”, que es el ente fiscalizador representante del estado ecuatoriano.

Cuando se requiera calificar a un técnico como inspector técnico de hidrocarburos reconocido por la ARCH, debe cumplir con lo establecido en el Registro Oficial No 43. En la Resolución No 005-003-DIRECTORIO-ARCH-2013, hasta nueva resolución.

#### **5.4.7 Integridad y seguridad de datos.**

Las celdas que contienen información del cliente, fecha de inspección, datos del medidor, número de certificado, se encuentran desbloqueadas; al igual que las celdas que contienen la gravedad observada y temperatura observada por cuanto estas variables permiten determinar la calidad del fluido. Ver figura 84.

REPORTE DE VERIFICACION DE MEDIDORES DINAMICOS DE FLUJO METODO: TANK PROVER					
CLIENTE		FECHA	17/12/2015		
UBICACIÓN					
DATOS MEDIDOR		DATOS FLUIDO		DATOS REPORTE	
Tipo de Factor	METER FACTOR	Tipo de Fluido	AGUA	Reporte No: 1	
T.Comp.		Gravedad Observada	11,4		
Pulses	NO	Temperatura Observada	82,0		
Tipo	TURBINA	API @ 60 °F	10,3		
Marca	NUFLO				
Modelo	N/A				
Serie	MTP-ESPE-LTGA-				
Tag / Codigo	001				
Tamaño	IN 1" : OUT: 1"				
ANSI	ROSCADA				

Figura 84: Integridad y seguridad de datos.

Las celdas que contienen información del tanque medidor de volumen; se encuentran bloqueadas; con clave de seguridad para evitar algún cambio accidental que altere los cálculos de corrección de volumen. Ver figura 85.

DATOS TANQUE PROBADOR DE VOLUMEN			
BPV:	49,91200	gal	0,18925 m3
Tipo:	J		
Serie:	NA		
ID:		inch	0 Mm
WT:		Inch	0 Mm
Gc:	0,0000265	1/°F	0,0000477 1/°C
E:	28000000	Psi	193050,19 MPa

Figura 85: Datos tanque Probador

Las celdas que contienen información acerca, de la lectura de la escala superior, inferior, temperatura tanque probador, presión tanque probador, rata de flujo, nominal k factor, volumen indicado del contador, temperatura medidor, presión medidor; se encuentran desbloqueadas, ya que son las variables que intervienen en la inspección de medidores dinámicos de flujo. Ver figura 86.

<b>CALCULOS TANQUE PROBADOR DE VOLUMEN</b>	<b>RUN 1</b>	<b>RUN 2</b>	<b>RUN 3</b>	<b>RUN 4</b>	<b>AVERAGE</b>
Lectura de escala superior [inch 3]					
Lectura de escala superior [m3]					
Lectura de escala inferior [inch 3]					
Lectura de escala inferior [m3]					
Medida del volumen despreciable, ajustado (BPVa) [gal]					
Medida del volumen despreciable, ajustado (BPVa) [m3]					
Presión tanque prover [Psi]					
Presión tanque prover [kPa]					
Temperatura Tanque Prover [°F]					
Temperatura Tanque Prover [°C]					
CTSp (CTS for prover)					
CPSp (CPS for prover)... atmospheric					
CTLp (CTL for prover)					
CPLp (CPL for prover)					
CCFp (CTSp * CPSp * CTLp * CPLp)					
GSVp (BPVa * CCFp) [gal]					
GSVp (BPVa * CCFp) [m3]					

**Figura 86: Cálculos tanque probador.**

Las celdas que contienen los cálculos de API @ 60F, medida de volumen despreciable ajustado, factores de corrección (CTSP, CPSP, CTLP, CTLM, CPLP, CPLM, CCFP, CCFM), promedios, k factor, porcentaje de desviación; y factor de medidor se encuentran bloqueadas, con clave de seguridad. Ver figura 87.

<b>CALCULOS PARA MEDIDOR</b>	<b>RUN 1</b>	<b>RUN 2</b>	<b>RUN 3</b>	<b>RUN 4</b>	<b>AVERAGE</b>
Rata de flujo en (gpm)					
Rata de flujo en (m3/h)					
Nominal K-Factor, Indic.P/Gal, (NKF)					
Volumen indicado del contador (lvm) [gal]					
Volumen indicado del contador (lvm) [m3]					
Medida de la temperatura [°F]					
Medida de la temperatura [°C]					
Medida de la presión [Psi]					
Medida de la presión[kPa]					
CTLm ( for meter)					
CPLm (CPL for meter)					
CCFm (CTLm * CPLm)					
ISVm (lvm * CCFm) [gal]					
ISVm (lvm * CCFm) [m3]					
<b>CALCULOS DEL FACTOR DEL MEDIDOR</b>	<b>RUN 1</b>	<b>RUN 2</b>	<b>RUN 3</b>	<b>RUN 4</b>	<b>AVERAGE</b>
MF (Intermediate meter factor)(GSVp_/ISVm)					
CPL (for assumed average conditions)	-	-	-	-	-
KF (NKF)/(MF)					
<b>PROMEDIO KF</b>	<b>PPG</b>			<b>PPB</b>	
<b>PROMEDIO MF</b>					
<b>REPETIBILIDAD</b>					

Figura 87: Cálculos para medidor

Con las claves de acceso a las celdas, se garantiza que las hojas de cálculo son idóneas para realizar las verificaciones de los medidores dinámicos de flujo.

El número de decimales en cada una de las variables, es tomado como referencia a la norma API MPMS Capítulo 12, Sección 2, 1998 Reafirmado 2009 Cálculo de Cantidades Petróleo utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes. Parte 3: Reportes de prueba.

#### 5.4.8 Firma de responsabilidad.

En la parte inferior izquierda va la firma de responsabilidad del inspector técnico calificado que realizó las corridas oficiales para la determinación del meter factor o K-Factor del medidor dinámico de flujo.

En la parte inferior derecha va la firma del director de tesis de la Universidad de las Fuerzas Armadas. Ver figura 88.

<b>Signature:</b>	
..... <b>Orlando Yugsi</b> <b>INSP. TECNICO EN</b> <b>HIDROCARBUROS</b> <b>ARCH - MG - 06</b>	..... <b>Ing. Washington Freire</b> <b>UNIVERSIDAD DE LAS</b> <b>FUERZAS ARMADAS</b> <b>Director de Tesis</b>

Figura 88: Firma de seguridad.

#### 5.4.9 Cartas de Control del Medidor

Las cartas de control o estadísticos aplican únicamente a los medidores ubicados en puntos de fiscalización de transferencia y custodia para

determinar los límites de las bandas del medidor, esta es otra forma de aceptar el rendimiento y los resultados en la verificación del medidor, es decir que la linealidad de los medidores dinámicos de flujo tipo turbina es de  $\pm 0,25$  % de reproducibilidad (donde MF vs Flujo, gravedad API) según API MPMS 4.8.

El control del medidor no es más que la gráfica del rendimiento del medidor, es decir es una carta de control del factor del medidor para cada producto o tipo de crudo (ver API MPMS 13). La carta de control o estadístico es esencialmente una gráfica del factor contra el tiempo, o sea un registro gráfico de los factores del medidor durante períodos de meses o años. Puesto que las cartas de control muestran límites válidos para las distribuciones aleatorias de los valores correspondientes a los factores del medidor, ellas se pueden utilizar como medio para determinar si el medidor está bajo control; vale la pena aclarar, que en los reportes de las corridas de calibración para establecer un factor del medidor que pueda registrarse en la carta de control histórica, se debe cumplir con la repetibilidad establecida en la Tabla A1, del API MPMS Capítulo 4.8.

Preferiblemente un sistema de administración del mantenimiento debe llevar las estadísticas de las intervenciones de los equipos y accesorios de medición. Para casos puntuales, se debe llevar una bitácora para el registro del mantenimiento preventivo y correctivo, la cual debe ser manejada en la estación de medición para cada medidor; de tal manera que los costos y el desempeño puedan ser comparados en el tiempo. En la respectiva carta de control se deben anotar las observaciones correspondientes.

Cuando las propiedades del líquido cambian significativamente (por ejemplo, cuando un nuevo bache o lote va a ser medido), se debe calcular un nuevo factor del medidor. Igualmente según se observen cambios en la temperatura de bombeo vs las de las condiciones de calibración, se debe realizar una corrida de verificación y evaluar el MF obtenido vs la carta de control de operación.

Después de realizar mantenimiento, cambio de internos, arranques y paradas debe tenerse en consideración una nueva carta de control.

Si se requiere máxima exactitud, el medidor debe calibrarse frecuentemente.



## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Para la elaboración del procedimiento o metodología empleado en el banco de pruebas para medir volumen, hace referencia especialmente a las normas API, se aplica el método Tank Prover API MPMS 4.4; utilizando un medidor dinámico Tipo Turbina API MPMS 5.3; y en las normas anteriormente indicadas en el capítulo 1.
- El método empleado para la medición de volumen que cumpla estándares de calidad internacional es el método Tank Prover de la API MPMS 4.4, aceptados en la legislación ecuatoriana por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero “ARCH”, que consiste en hacer recircular un fluido desde un tanque de alimentación hacia el tanque probador volumétrico y viceversa.
- El proyecto fue construido y analizado para proporcionar un sistema práctico funcional didáctico, capaz de medir volumen de flujo de líquidos claros con una repetibilidad del 0.02 % determinado por el tanque probador volumétrico marca Seraphin.
- En la construcción del banco de pruebas didáctico de cada accesorio, elemento y equipos de medición ubicados según la norma API para validar el volumen medido con estándares de calidad aceptados en el medio nacional e internacional en la medición de volumen en fluidos.
- En la práctica se requiere de un mínimo de dos corridas consecutivas para asumir como válidas si se obtiene una desviación entre el 0,05 %, según recomienda la norma API MPMS 4.8.
- Las cartas de control o estadísticos aplican únicamente a los medidores ubicados en puntos de fiscalización para medición de transferencia y custodia, como también para determinar los límites de las bandas del medidor según API MPMS 13.
- La frecuencia máxima de trabajo a ingresar al variador sin sobrepasar la velocidad media permitida, seguridad de diseño, etc, es de 50 Hz que

corresponde a un caudal aproximado de 28,9 GPM cuya rata de operación está dentro del diseño de caudal máximo calculado de 35,223 GPM al 100% de la capacidad de la bomba.

- El factor o coeficiente de resistencia “K” de los accesorios utilizado para el diseño del sistema del banco debe ser lo suficientemente confiable para evitar resultados inesperados o pérdidas exageradas debido al uso de accesorios provocando caídas o pérdida en el diferencial de presión al punto de no visualizar en el manómetro.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Para la validez y confiabilidad de los instrumentos en la medición es necesario calibrarlos trimestralmente cuyo período de tiempo es aceptado por la ARCH, no obstante puede también ser calibrado antes considerando su frecuencia de uso o necesidad e importancia que implique en un proceso.
- Antes de empezar a utilizar el banco de pruebas, se debe observar que en el interior del tanque de alimentación se encuentre libre de partículas o residuos sólidos que pudiesen a travesar la canasta de la válvula de pie ubicada en el interior del tanque; que hace la función de filtro.
- Al realizar la primera prueba o corrida oficial en el banco de pruebas, debe estar previamente humedecidas las paredes del interior del tanque probador volumétrico y empaquetado todo el sistema.
- Si la repetibilidad del factor del medidor es inaceptable, podría ser necesario llevar a cabo corridas de pruebas adicionales, si la repetibilidad está entre el rango prescrito estos resultados podrían ser usados, pero si la repetibilidad permanece inaceptable sería necesario parar la prueba y mirar las causas del problema, según recomienda la norma API MPMS 4.8.
- El caudal de operación del banco de pruebas debe estar comprendido entre la rata de operación del medidor dinámico tipo turbina según especificaciones de dato de placa para su correcto funcionamiento.

- Si se requiere máxima exactitud en las mediciones, el medidor debe calibrarse frecuentemente al igual que la instrumentación como son los indicadores de presión y temperatura cuyas lecturas intervienen en el algoritmo de cálculo.
- Ingresar una frecuencia de trabajo no mayor a 50Hz, ya que si se ingresa 60 Hz al variador se obtiene una rata aproximada de 36,8 GPM equivalente al 100% de la capacidad máxima de diseño de la bomba.
- En cuanto al factor o coeficiente de resistencia utilizado en el cálculo del diseño del sistema es preferible que estos datos los proporcione el fabricante de los accesorios o equipos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Crane, Co. (1976). Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. 15a. Ed. México: Mc Graw-Hill.
- Mott, R. L. (2006). Diseño de elementos de máquinas, 4a Ed. México, Pearson Educación.
- Mott, Robert. (1996). "Mecánica de los Fluidos", 4a Ed. Prentice Hall, México.
- Victor L. Steerter. Mecánica de Fluidos, 7a Ed. Mc Graw-Hill, Hispanoamericana. México.
- Harper, E. (2002). Elementos de diseño de las instalaciones eléctricas industriales. 2a. Ed. México DF. Limusa.
- López, M. Ramón, M. Medición de caudal. [Citado el 12-03-2015]. [http://www.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/procesos/apuntes/Medicion\\_de\\_Caudal.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/procesos/apuntes/Medicion_de_Caudal.pdf)
- Tecnoficio. Flujo. [Citado el 15-03-2015]. [http://www.tecnoficio.com/electricidad/instrumentacion\\_industrial6.php](http://www.tecnoficio.com/electricidad/instrumentacion_industrial6.php)
- Nuflo, Liquid turbine flow meters. [Citado el 16-03-2015]. Technical Specification, Nuflo Liquid Turbine Flow Meters
- Fmc, Totalizer Series 4200 Specifications. [Citado el 20-03-2015]. <http://www.fmctechnologies.com>
- Siemens, Manual\_Sinamics\_G110-1. [Citado el 05-04-2015]. <http://www.siemens.com>
- Electrotecnia. Medición de caudal. . [Citado el 08-04-2015]. [http://www.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/procesos/apuntes/Medicion\\_de\\_Caudal.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/procesos/apuntes/Medicion_de_Caudal.pdf)
- API MPMS Capítulo 1, (1994). Vocabulario.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 4, (1998). Operación de los Sistemas de Prueba. Tanque Probador.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 8, (1995). Reafirmado 2007 Operación de Sistema de Prueba.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 9, (2005). Reafirmado 2010 Sistema de Prueba – Método de Calibración para Desplazamiento y Tanque

Probador Volumétrico, Parte 1 Introducción a la determinación del Volumen de Desplazamiento y Tanque Probador.

- API MPMS Capítulo 5, Sección 1, (2005). Consideraciones Generales para Medición por Medidores.
- API MPMS Capítulo 5, Sección 3, (2005). Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.
- API MPMS Capítulo 5, Sección 4, (2005). Equipamiento y accesorios para medidores de líquido.
- API MPMS Capítulo 6, Sección 1, (1991). Sistema de Transferencia y custodia Automático (LACT).
- API MPMS Capítulo 6, Sección 7, (1991). Sistemas de Medición de Hidrocarburos Viscosos.
- API MPMS Capítulo 7, 2001 Reafirmado (2007). Determinación de la Temperatura.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 1, (2002). Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 3, (2002). Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 11, 2004 Tablas de Medición de Petróleo.
- API MPMS Capítulo 12, Sección 2, Parte 1, (1995). Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).
- API MPMS Capítulo 12, Sección 2, Parte 3, (1998). Cálculo de Cantidades Petróleo utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes (Introducción).
- API MPMS Capítulo 13, Sección 1, (1985). Reafirmado (2011). Conceptos Estadísticos y Procedimientos en Medición.
- API MPMS Capítulo 13, Sección 2, (1994). Reafirmado (2011). Método Estadístico de Evaluación de Medidores de Prueba.
- INEN, (2012). Instituto Ecuatoriano de Normalización NTE INEN – ISO/IEC 17020. 2a. Ed. Ecuador.

## ANEXOS



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA**

**CERTIFICACIÓN**

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por el señor: **EDWIN ORLANDO YUGSI SHAMBE**

En la ciudad de Latacunga, a los **21 días del mes de diciembre del 2015.**

Ing. Washington Freire

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

**Aprobado por:**

Ing. Katya Torres

**DIRECTOR DE CARRERA**

Dr. Rodrigo Vaca

**SECRETARIO ACADÉMICO**