

**ASEGURAMIENTO METROLOGICO Y TRAZABILIDAD EN LA  
INDUSTRIA DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO**

**UBALDO JOSÉ MUÑOZ CABALLERO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2006**

**ASEGURAMIENTO METROLOGICO Y TRAZABILIDAD EN LA  
INDUSTRIA DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO**

**UBALDO JOSÉ MUÑOZ CABALLERO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de:  
Ingeniero Mecánico**

**Director  
JORGE LUÍS CACHÓN  
Ingeniero Mecánico.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2006**

## DEDICATORIA

A Dios.

A mi madre, quien siempre me ha apoyado,  
brindado todo su amor y comprensión.

A mi hermana, quien siempre me ha alentado.

A Ingry Johanna, por su apoyo incondicional.

A mis amigos.

**Uba.**

## RESUMEN

**TITULO:**

**ASEGURAMIENTO METROLOGICO Y TRAZABILIDAD EN LA INDUSTRIA DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**UBALDO JOSÉ MUÑOZ CABALLERO**

**PALABRAS CLAVES:**

Gas licuado de petróleo, GLP, sistemas de medición, trazabilidad.

**DESCRIPCIÓN:**

El Gas Licuado del Petróleo - GLP ha sido tradicionalmente el primer energético utilizado para la cocción en los sectores residencial y comercial, no obstante la penetración que ha tenido el gas natural en los grandes centros urbanos y en localidades a lo largo de las redes de transporte de este último. Pese a ese desplazamiento, el GLP continúa como alternativa energética básica para muchos de los hogares, particularmente por su ventaja en el suministro a comunidades pequeñas y a ciudades distantes de la infraestructura de transporte de gas natural.

Debido a que es interés del Gobierno fortalecer la expansión y ampliar la cobertura de la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, bajo la premisa del cumplimiento de los reglamentos técnicos, con el fin de garantizar la prestación de un servicio seguro y de calidad; se ha adelantado este proyecto con el objetivo de evaluar el estado del arte de la metrología de GLP, con el propósito de plantear alternativas tecnológicas que aseguren la exactitud y confianza de las mediciones dentro de una cadena de trazabilidad claramente identificable.

Con este documento, se busca brindarle a los entes participantes de la industria del GLP una manera sencilla y económica de regular las operaciones de transferencia de custodia de GLP en el país, ya que con esta investigación las empresas existentes en el mercado podrán ajustarse fácil y rápidamente a la reglamentación técnica exigida por el gobierno. También se busca dar sugerencias sobre como deben ser las condiciones necesarias de las instalaciones y estado de los sistemas de medición para dar confiabilidad y seguridad a este proceso, por medio del manual de mediciones en campo aquí propuesto que servirá como mecanismo de control y sistema regulatorio a las operaciones referente a la calibración y metrología hechas en el mercado de GLP en el país.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ing. Jorge Luis Chacón.

## SUMMARY

**TITLE:**

**INSURANCE METROLOGICO AND TRAZABILIDAD IN THE INDUSTRY OF LIQUEFIED PETROLEUM GAS**

**AUTHOR:**

**UBALDO JOSE MUÑOZ CABALLERO**

**KEYWORDS:**

liquefied petroleum gas, GLP, measures systems, trazabilidad.

**DESCRIPTION:**

The Liquefied Gas of the Petroleum - GLP has been traditionally the first energy used for the cooking in the residential and commercial sectors, nevertheless the penetration that has had the natural gas in the urban big centers and in towns throughout the nets of transport of this last one. In spite of that displacement, GLP continues as energy basic alternative for many of the homes, particularly for its advantage in the supply to small communities and distant cities of the infrastructure of transport of natural gas.

Because it is interest of the Government to strengthen the expansion and to enlarge the covering of the benefit of the public domiciliary service of Liquefied Gas of the Petroleum, under the premise of the execution of the technical regulations, with the purpose of guaranteeing the benefit of a sure service and of quality; he/she has been ahead this project with the objective of evaluating the state of the art of the metrology of GLP, with the purpose of outlining alternative technological that assure the accuracy and trust of the measures inside a chain of clearly identifiable trazabilidad.

With this document, it is looked for to offer to the participant entities of the industry of GLP a simple and economic way to regulate the operations of transfer of custody of GLP in the country, since with this investigation the existent companies in the market will be been able to adjust easy and quickly to the technical regulation demanded by the government. It is also looked for to give suggestions on like they should be the necessary conditions of the facilities and state of the measures systems to give dependability and security to this process, by means of the manual of measures in field here proposed that it will serve as control mechanism and regulatory system to the operations with respect to the calibration and metrology made in the market of GLP in the country.

---

\* Degree work

\*\* Fisic - Mechanic Science Faculty. Mechanical Engineering School, Ing. Jorge Luis Chacón

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	1
1. GENERALIDADES DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO.	6
1.1 GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)	6
1.2 PROPIEDADES DEL GLP	6
1.2.1 Odorización. ....	6
1.2.2 Densidad. ....	7
1.2.3 Corrosión. ....	8
1.2.4 Inflamabilidad y combustión. ....	8
1.2.5 Toxicología. ....	9
1.3 CONTAMINANTES DEL GLP	9
1.3.1 Azufre. ....	9
1.3.2 Material aceitoso y gomas. ....	10
1.3.3 Agua. ....	10
1.3.4 Trazas de metales. ....	10
2.1 ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y LEGALES RELACIONADOS CON LA MEDICIÓN DE GLP	11
2.1.1 México .....	12
2.1.2 Caso Venezuela. miento metrológico que garanticen los pagos de expendios a las Empresas contratistas por servicios prestados. ....	13
2.1.3 Caso Estados Unidos de América." .....	14
2.1.4 Caso España. Las leyes y reglamentos relacionados con el uso e instalación del GLP en España son las siguientes: .....	14
2.1.5 Caso Colombia .....	16
2.2 NORMAS INTERNACIONALES	24

2.2.1	Normas API. ....	25
2.2.2	Normas ISO.....	27
2.2.3	Recomendaciones OIML .....	30
2.3	COMPARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA RESPECTO AL PANORAMA INTERNACIONAL	31
3.	TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN EN LA INDUSTRIA DEL GLP.....	36
3.1	SISTEMAS DE MEDICIÓN EN LAS TERMINALES	39
3.1.1	Medidores de turbina. ....	46
3.2	MÉTODOS DE CALIBRACIÓN	54
3.2.1	Métodos de calibración estática.. ....	54
3.2.2	Métodos de calibración dinámicos. ....	58
3.2.2	Métodos de interpolación. : .....	65
3.2.3	Probadores maestros.....	66
3.3	TRAZABILIDAD DE LAS MEDICIONES	76
3.4	EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS Y PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN	78
3.4.1	Frentes de contaminación altas.. ....	79
3.4.2	Calidad del GLP. o. ....	79
3.4.3	Medición de los productos enviados a tea.....	80
3.4.4	Válvulas e instalaciones de los sistemas de medición. . ....	80
3.4.5	Condiciones de presión, temperatura y caudal. ....	81
3.4.6	Frecuencia de mantenimiento. . ....	81
3.4.7	Capacitación del personal de las gaseras.....	81
4.1	INCERTIDUMBRE DE LOS MEDIDORES TIPO TURBINA Y DESPLAZAMIENTO POSITIVO	89
4.1.1	Estimación de la incertidumbre para los medidores tipo turbina.....	93

4.2	INCERTIDUMBRE ASOCIADA CON LOS PROBADORES BIDIRECCIONALES	95
4.2.1	Principio de medición y mesurando. . . . .	96
4.2.2	Modelo matemático:.....	97
4.2.3	Hipótesis. A continuación se dan las hipótesis del modelo para la aplicación del modelo matemático:.....	99
4.2.4	Fuentes de incertidumbre. Las fuentes para la estimación de la incertidumbre son las siguientes: .....	100
4.2.5	Incertidumbre estándar combinada. ....	101
4.2.6	Diagrama de árbol que muestra la relación entre las variables que definen al volumen base de un probador volumétrico bidireccional .....	102
4.3	CALIBRACIÓN POR EL MÉTODO WATER DRAW	103
4.3.1	Modelo matemático para la calibración de tanques de recolección empleando el patrón de medida volumétrica.....	105
4.3.2	Hipótesis particulares para la validez del modelo matemático anterior.....	105
4.3.3	Listado y descripción de las fuentes de incertidumbre .....	106
4.4	PATRÓN NACIONAL DE VOLUMEN	107
4.4.1	Estimación de la incertidumbre de medición del volumen de patrones volumétricos, determinado a partir del método de pesado de doble sustitución. : .....	110
4.4.2	Descripción del procedimiento de calibración. ....	111
4.5	PATRONES NACIONALES DE MASA, DENSIDAD Y TEMPERATURA	114
4.5.1	Patrón nacional de masa. ....	114
4.5.2	Patrón de densidad. ....	115
4.5.3	Patrón de temperaturaral. ....	116

4.6	CARTA DE TRAZABILIDAD PARA LAS MEDICIONES DE VOLUMEN DE GLP EN FORMA DINÁMICA	117
5.	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EN CAMPO PARA EL ASEGURAMIENTO METROLOGICO DE LA INDUSTRIA DEL GLP	118
	CONCLUSIONES.....	120
	RECOMENDACIONES.....	122
	BIBLIOGRAFÍA .....	124
	ANEXOS .....	126

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. OFERTA Y DEMANDA DE GLP .....	1
FIGURA 2. MARCO JURÍDICO Y MODELO OPERATIVO DEL GLP EN COLOMBIA .....	16
FIGURA 3. PROCESO DE OBTENCIÓN DEL GLP .....	37
FIGURA 4. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE GLP EN COLOMBIA .....	38
FIGURA 5. SISTEMAS DE MEDICIÓN EN LOS TERMINALES .....	40
FIGURA 6. ELEMENTOS DE UN MEDIDOR DE CORIOLIS.....	40
FIGURA 7. ELEMENTOS DE UN MEDIDOR DE CORIOLIS (TRANSMISOR).....	41
FIGURA 8. ELEMENTOS DE UN MEDIDOR DE CORIOLIS (MECANISMOS PERIFÉRICOS).....	42
FIGURA 9. ELEMENTOS DE UN MEDIDOR DE CORIOLIS (OPERADOR Y SISTEMAS DE CONTROL).....	42
FIGURA 10. INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR DE CORIOLIS.....	43
FIGURA 11. REQUERIMIENTOS DE MONTAJE PARA UN MEDIDOR DE CORIOLIS.....	45
FIGURA 12. SEÑAL DE SALIDA DE LOS MEDIDORES DE TURBINA.....	47
FIGURA 13. TÍPICAS INSTALACIONES DE MEDIDORES DE TURBINAS .....	53
FIGURA 14. PROBADOR DE CUELLO ABIERTO .....	55
FIGURA 15. PROBADOR GRAVIMETRICO .....	56
FIGURA 16. HIDRÓMETRO DE PRESIÓN.....	57
FIGURA 17. SISTEMA DUAL DE BALANES DE PESOS CON PESOS DE REFERENCIA .....	57
FIGURA 18. TUBERÍAS DE CALIBRACIÓN .....	59
FIGURA 19. PROBADOR BIDIRECCIONAL ESFÉRICO .....	63
FIGURA 20. PROBADOR UNIDIRECCIONAL ESFÉRICO .....	64
FIGURA 21. INTERPOLACIÓN DE PULSOS.....	65
FIGURA 22. ESTACIÓN GALÁN .....	67

FIGURA 23. SISTEMA DE MEDICIÓN EN ESTACIÓN GALÁN .....	69
FIGURA 24. PROBADOR BIDIRECCIONAL PARA GLP ESTACIÓN GALÁN .....	71
FIGURA 25. VÁLVULA 4 VÍAS DEL PROBADOR BIDIRECCIONAL DE LA ESTACIÓN GALÁN .....	72
FIGURA 26. ASIENTOS DE LA VÁLVULA 4 VÍAS. ....	73
FIGURA 27. VÁLVULA DE BLOQUEO PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN .....	73
FIGURA 28. TERMINAL CHIMITÁ ECOPETROL.....	75
FIGURA 30. PATRÓN VOLUMÉTRICO DE LA PIB BRAUSHWEIG. ....	85
FIGURA 31. PATRÓN MEXICANO DE FLUJO DE LÍQUIDOS .....	88
FIGURA 32. DIAGRAMA DE ÁRBOL PARA LA ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE UN MEDIDOR TIPO TURBINA .....	94
FIGURA 33. SMALL VOLUME PROVER EN LA PTB BRAUNSCHEIG.....	95
FIGURA 34. PROBADOR BIDIRECCIONAL .....	97
FIGURA 35. DIAGRAMA DE ÁRBOL PARA LA ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE UN PROBADOR BIDIRECCIONAL.....	102
FIGURA 36. MÉTODO DE CALIBRACIÓN WATER DRAW.....	104
FIGURA 37. RESULTADOS EN LA COMPARACIÓN EN MEDICIÓN DE VOLUMEN A 50L.....	109
FIGURA 38. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA INSTALACIÓN PARA LA CALIBRACIÓN DEL PATRÓN VOLUMÉTRICO.....	111

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. PROPIEDADES APROXIMADAS DE LOS GLP .....	7
TABLA 2. RELACIONES PROPANO, BUTANO Y AIRE.....	8
TABLA 3. DISTANCIAS ENTRE SOPORTES .....	45
TABLA 4. SISTEMAS DE BOMBEO .....	68
TABLA 5. VÁLVULAS.....	68
TABLA 6. TUBERÍAS.....	69
TABLA 7. SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	69
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES AFORADOS .....	78
TABLA 9. PATRÓN NACIONAL DE VOLUMEN .....	84
TABLA 10. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	90
TABLA 11. VALORES DE INCERTIDUMBRE SEGÚN CLASE.....	90
TABLA 12. COMPARACIÓN DEL PATRÓN VOLUMÉTRICO DE 50 L .....	109
TABLA 13. PATRÓN COLOMBIANO DE MASA.....	115
TABLA 14. PATRÓN DE DENSIDAD COLOMBIANO.....	115
TABLA 15. PATRÓN DE TEMPERATURA COLOMBIANO .....	116

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Selección de la válvula reguladora de presión.

142

## NOMENCLATURA O GLOSARIO

**API:** Association petroleum institute

**ASME:** American society mechanical Engineering

**ASTM:** Association society test material

**CENAM:** Centro Nacional de Metrología, México

**MPMS:** Manual of Petroleum Measures Standard

**NIST:** National Institute of Standard and technology, USA

**OIML:** International organization of legal metrology, France

**PTB:** Physikalisch-Technische Bundesanstalt Braunschweig, Germany

**NTC:** Norma Tecnica Colombiana

**CREG:** Comisión Reguladora de Energía y Gas

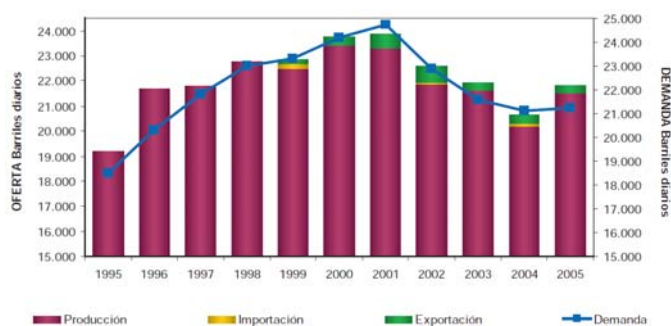
**INM:** Institutos Nacionales de Medición

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años el Gas Licuado del Petróleo (GLP) ha ocupado un lugar muy importante en la canasta energética de los colombianos, se ha evidenciado que el interés hacia el GLP es primordial para el sector rural como sustituto de de otros combustibles como el caso de la leña, en beneficio del medio ambiente.

Como se observa en la Figura 1, en general, la demanda de GLP ha sido mayor que la oferta. De acuerdo con las estimaciones de la UPME, las diferencias entre oferta y demanda han sido cubiertas por el manejo de inventarios que poseen el gran comercializador, los comercializadores mayoristas y distribuidores, entre los cuales se alcanza una capacidad de almacenamiento de 1,6 millones de barriles. Sin embargo, los déficit en oferta que evidencian las cifras, pueden atribuirse en parte a errores que se han venido presentando en la medición en los diferentes puntos de la cadena, a un incipiente control de pérdidas y al problema del hurto de hidrocarburos desde los poliductos.

Figura 1. Oferta y demanda de GLP



**Fuente:** la cadena del gas licuado del petróleo en Colombia - UPME

Por tratarse de un energético relevante para la economía de la nación, el análisis de la oferta y la demanda del GLP debe ser responsabilidad del gobierno, incluyendo las actividades relacionadas con la regulación de los sistemas de medición, los derechos de propiedad y acceso a los mismos, su diseño, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición, la calidad en las mediciones y por supuesto la facturación, con el fin de no generar desconfianza sobre las cantidades de GLP producidas, comercializadas y distribuidas. Estos aspectos son de gran importancia para determinar si es posible abastecer la demanda de los consumidores colombianos y no incurrir en prácticas que puedan generar una eventual alza en los precios del combustible.

En materia de política sectorial, para el GLP se ha buscado mantener incentivos con el fin de que exista participación privada en todos los eslabones de la cadena desde la producción hasta la distribución, promoviendo la competencia en la oferta y estimulando el consumo del GLP en zonas donde no ha sido posible extender redes de gas natural, y particularmente en zonas rurales, con el objeto de sustituir el consumo de leña y evitar de esta forma la tala indiscriminada de recursos forestales.

Lógicamente, uno de los aspectos más relevantes para los usuarios del GLP, es el costo de comercialización del mismo, ya que existe en el país una oferta restringida del gas en las centrales de producción, un enorme lote de cilindros para transporte lo cual dificulta su control, un sistema de fiducia para el mantenimiento, reparación y reposición de cilindros y tanques que no ha podido implementarse por completo, una gran necesidad de abastecimiento por parte de las industrias petroquímica (particularmente el sector de los

plásticos) y avícola, sumado a múltiples usuarios finales que ignoran y no tienen las garantías suficientes para asegurar la cantidad de GLP que reciben en las transacciones.

Además de lo mencionado anteriormente, se presentan grandes diferencias a la hora de comparar el volumen de GLP que registran los medidores de flujo asociados a los surtidores y aquellos suministrados por la estación de medición de los distribuidores de GLP, ocasionando serios desbalances que tienen un impacto directo sobre los presupuestos de las empresas.

Por diferentes razones, los actores implicados en la comercialización del gas (distribuidores de GLP y entes gubernamentales), hasta la fecha no han podido brindar los soportes suficientes para asegurar las actividades relacionadas con la correcta medición del GLP comercializado aún cuando esto repercute directamente en los costos de venta del energético y está directamente relacionado con la transferencia de custodia del mismo y por ende con la protección al consumidor.

Por consiguiente, existe la necesidad clara de comprometer a todos los actores de la cadena con el fin de lograr proporcionar las garantías necesarias para que este energético llegue finalmente al consumidor de una manera segura, con una calidad adecuada y con la cantidad y el precio justo que le permitan ser competitivo al compararse con otras alternativas de energía como por ejemplo el gas natural.

De acuerdo con el desarrollo que se puede evidenciar mediante un análisis de las estrategias implementadas en países que cuentan con sistemas regulatorios de avanzada y con buenas prácticas metrológicas, es posible

afirmar que la manera más eficiente de lograr el control de las mediciones de GLP es a través de la consolidación de una infraestructura adecuada que posibilite la diseminación de una trazabilidad conforme con las exigencias del negocio y la protección al consumidor. Necesariamente, lo anterior debe complementarse con unas disposiciones estrictas en torno al control e inspección periódica de los sistemas de medición usados en las diferentes terminales y estaciones donde se realicen transacciones a lo largo de toda la cadena de producción y distribución de GLP en el país.

La necesidad de investigar acerca de la medición del GLP, considerando las diferentes etapas de su recorrido, desde los productores hasta los distribuidores, es un tópico que reviste una importancia crucial de acuerdo con lo expuesto. Por lo tanto, proponer un Manual de Procedimientos de Medición, que contenga la información necesaria para garantizar el control de los procesos, es una buena estrategia que incluso podría llegar a constituirse como un apoyo valioso para la industria, los consumidores y evidentemente, para quienes ejecutan los mecanismos de control y regulación.

El objetivo principal de este proyecto es evaluar el estado del Arte de la metrología de GLP, con el propósito de plantear alternativas tecnológicas que aseguren la exactitud y confianza de las mediciones dentro de una cadena de trazabilidad claramente identificable, y de esta manera que sirva de base para desarrollar y adoptar estrategias que la conduzcan a un mercado que se reconozca por la calidad del producto, la eficiencia en el servicio de suministro y su disponibilidad.

En su elaboración se contó con el concurso de entidades como ECOPETROL y la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas “CDT de GAS”, la

Universidad Industrial de Santander "UIS" permitiendo un acceso a fuentes confiables de información que permitieron reconocer los antecedentes y la realidad de la metrología en la industria del GLP colombiana.

## 1. GENERALIDADES DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO

### 1.1 GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Son una mezcla de varios hidrocarburos livianos, se constituye principalmente por propano (C3) y butano (C4), los cuales están acompañados en menor proporción por otros compuestos derivados de éstos. Aunque las proporciones de los componentes de la mezcla puede variar, éstos se caracterizan porque a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en estado gaseoso, aunque a condiciones moderadas de presión es posible licuarlos, sin embargo, los GLP pueden regresar fácilmente a su condición de gas al liberarse la presión. Esta es la característica que permite su almacenamiento y transporte ocupando un menor volumen (en estado líquido), permitiendo su uso posterior en forma de vapor, luego de haber regulado la presión de almacenamiento. El punto de ebullición del butano (n-butano) puro es de 31 °F (-0,6 °C) y el del propano puro es de -44°F (-42,2 °C). [1]

### 1.2 PROPIEDADES DEL GLP

**1.2.1 Odorización.** El butano y el propano son inodoros en su estado puro. Por razones de seguridad se requiere que estos gases posean un olor característico de fácil identificación en caso de un escape, lo cual se consigue añadiéndoles pequeñas cantidades de productos de fuerte olor (mercaptanos o derivados tiofénicos). [2]

**1.2.2 Densidad.** El butano y el propano líquidos son más ligeros que el agua. Por consiguiente, cuando un recipiente que almacena GLP contiene agua, ésta se deposita en el fondo. Por otra parte, en estado gaseoso los GLP son más pesados que el aire y, por lo tanto, al derramarse se depositan en las zonas más bajas.[2]

Tabla 1. **Propiedades aproximadas de los GLP**

	<b>BUTANO DE GRADO COMERCIAL</b>	<b>PROPANO DE GRADO COMERCIAL</b>
<b>Presión de vapor en psi para:</b>		
70	127	17
100	196	37
105	210	41
130	287	69
Gravedad específica de líquido a 60°F	0.504	0.582
Punto inicial de ebullición a 14.7 psi, °F	-44	15
Peso por galón de líquido a 60°F, LBS	4.2	4.81
Calor específico del líquido, Btu/Lb a 60°F	0.63	0.549
Pies cúbicos de vapor por galón a 60°F	36.38	31.26
Pies cúbicos de vapor por libra a 60°F	8.66	6.51
Gravedad específica de vapor a 60°F	1.5	2.01
Temperatura de ignición en el aire, °F	920-1120	900-1000
Temperatura máxima de llama en el aire	3595	3615
<b>Limites de inflamabilidad en el aire, porcentaje de vapor en la mezcla de aire-gas</b>		
Inferior	2.15	1.55
Superior	9.6	8.6
<b>Calor latente de evaporación en el punto de ebullición</b>		
Btu por libra	184	167
Btu por galón	773	808
<b>Valor de calentamiento total después de la vaporización</b>		
Btu por pie cúbico	2488	3280
Btu por libra	21548	21221
Btu por galón	91502	102032

Fuente: NTC 3853

**1.2.3 Corrosión.** Materiales como el acero, el cobre y el caucho sintético no se ven afectados por el contacto con el GLP. No obstante, los GLP son buenos disolventes de productos como grasa, barnices y caucho natural. Por esta razón, las juntas, conductos flexibles, etc., no pueden estar constituidos por materiales de esta naturaleza. [2]

**1.2.4 Inflamabilidad y combustión.** Al mezclarse con el aire, el butano y el propano forman mezclas inflamables siempre y cuando se cumplan las siguientes proporciones:

- Propano, entre 2,2 y 9,5%
- Butano, entre 1,9 y 8,5%

Para la adecuada combustión del butano y del propano se necesitan las siguientes cantidades de aire o de oxígeno.

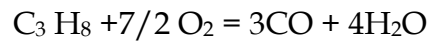
Tabla 2. Relaciones propano, butano y aire

PROPANO	OXIGENO	AIRE
1 m <sup>3</sup>	5 m <sup>3</sup>	23,9 m <sup>3</sup>
1 kg	2,55 kg	12,15 kg
1 kg	3,64 kg	15,7 kg
PROPANO	OXIGENO	AIRE
1 m <sup>3</sup>	6,5 m <sup>3</sup>	31,1 m <sup>3</sup>
1 kg	2,51 kg	12,02 kg
1 kg	3,59 kg	15,5 kg

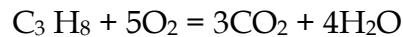
**Fuente:** Manual de los Gases Licuados del Petróleo. Tomo 1: Instalaciones en viviendas BUTANO, S.A. (3ª ed./ 80)

**1.2.5 Toxicología.** La inhalación de GLP puede producir una ligera acción anestésica, cuando la combustión de los GLP se realiza de forma incompleta, al igual que sucede con otros combustibles, puede producir monóxido de carbono, siendo este compuesto tóxico al inhalarse.

La combustión del propano con falta de oxígeno se realiza según la siguiente reacción:



Si la combustión se realiza con abundancia de oxígeno no debe existir peligro, puesto que en lugar de monóxido de carbono se produce dióxido de carbono, según la siguiente reacción:



En el evento de que los quemadores de las instalaciones que operan con GLP estén en buenas condiciones y de que su diseño, construcción y mantenimiento garantizan la adecuada combustión del gas, lo único que debe garantizarse es un adecuado aporte de aire y una correcta evacuación de los gases producto de combustión (vapor de agua y  $\text{CO}_2$ ). [2]

### **1.3 CONTAMINANTES DEL GLP**

**1.3.1 Azufre.** El sulfuro de hidrógeno y el sulfuro carbónico no deben estar presentes en los GLP. Vale la pena mencionar que el azufre orgánico es un compuesto que permite la adecuada odorización y es un requisito normal en

el GLP, para este propósito se usan comúnmente el dimetil sulfuro y el etil mercaptano en concentraciones de 50 ppm (en peso). [2]

**1.3.2 Material aceitoso y gomas.** De acuerdo con los procesos de obtención de los GLP, materiales pesados como destilados medios y aceites lubricantes deben separarse de las mezclas durante su tratamiento, hasta alcanzar niveles aceptables. Las olefinas y especialmente las di-olefinas exhiben una tendencia a la polimerización instantánea, la ausencia de sulfuro carbónico restringe esta actividad para las olefinas, pero debido a la inestabilidad propia de las di-olefinas, estas no deben estar presentes. [2]

**1.3.3 Agua.** La presencia de agua en los GLP es indeseable debido a que se pueden producir hidratos que pueden ocasionar golpe de ariete en los sistemas de bombeo utilizados para manipular el material en fase líquida. En fase gaseosa pueden ocasionar obstrucciones debido a la formación de hidratos bajo ciertas condiciones que permitan alcanzar el punto de rocío del agua. Normalmente el GLP incorpora una muy pequeña cantidad de agua. [2]

**1.3.4 Trazas de metales.** El correcto secado del GLP, requerido por las razones expuestas en el ítem anterior, debería reducir el riesgo de contaminación por impurezas solubles en agua, tales como el hidróxido de sodio. Como medida adicional, se requiere normalmente un tiempo de asentamiento de una hora por cada pie de profundidad para la separación del líquido subyacente. [2]

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS Y LEGALES

### 2.1 ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y LEGALES RELACIONADOS CON LA MEDICIÓN DE GLP

Para realizar el análisis de los aspectos técnicos y legales relacionados con la medición de GLP en los diferentes niveles existentes entre la producción y el uso de este energético, se hizo un barrido bibliográfico para identificar los documentos que involucran estos aspectos, los mismos fueron organizados de la siguiente manera:

**Documentos relacionados con los aspectos legales:** pueden formar parte de este tipo de documentos las leyes, decretos, resoluciones, reglamentos y cualquier otro tipo de documento expedido por entidades gubernamentales, siendo su cumplimiento de carácter estrictamente obligatorio para los distintos agentes que participan en el sector del GLP, según corresponda.

**Documentos relacionados con los aspectos técnicos:** forman parte de este tipo de documentos las normas o recomendaciones expedidas por instituciones autorizadas por el Estado o por aquellas de carácter independiente que representan un sector o gremio. Hacen mención a aspectos técnicos y tecnológicos que deben seguir las actividades realizadas por los agentes relacionados del sector del GLP a diferentes niveles.

**Normas internacionales:** las normas internacionales son todas aquellas expedidas por distintas asociaciones como API, OIML, ASME, etc. que

aplican a las actividades realizadas por los agentes relacionados del sector del GLP. La mayoría de estas normas son de carácter técnico.

A continuación se examinan algunas de las normativas y legislaciones existentes en materia de GLP en el exterior y luego se realizará una comparación con la situación del país, con el objetivo de identificar las diferencias y semejanzas. En todos los casos de los países citados se especificará el tipo de documento que se está analizando de acuerdo con la clasificación anterior.

La mayoría de los países poseen legislación acerca de la regulación de la industria del GLP, pero muy pocos se consideran en detalle la metrología. Los países más adelantados en materia de legislación y normas técnicas de GLP son España, Estados Unidos de América, México, Venezuela, Australia y Ucrania.

**2.1.1 México.** La Institución encargada de regular las operaciones con GLP en México es la Secretaría de Energía "SENER" con base en los artículos 1 al 4, 9 y, 13 al 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 2, 3, 8, 9, 10 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y el 33 y el 34 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Este ordenamiento tiene por objeto regular las ventas de primera mano y los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de Gas Licuado de Petróleo.

Las ventas de primera mano y el transporte, almacenamiento y distribución de GLP, son actividades de exclusiva jurisdicción federal, de conformidad con el artículo noveno de la Ley. En consecuencia, únicamente el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias, de seguridad y de regulación que las rijan.

La última actualización de este documento se realizó el 30 de marzo del 2005.

**2.1.2 Caso Venezuela.** En Venezuela, el sector de la industria de hidrocarburos líquidos está atravesando por una etapa de transición en lo que respecta a su fortalecimiento, generado por la apertura al sector privado de las actividades de producción y comercialización de hidrocarburos, por esta razón el Ministerio de Energía y Minas ha considerado conveniente la emisión de las “NORMAS TÉCNICAS PARA LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS” donde se dictan los lineamientos relacionados con la fiscalización automática de los volúmenes de hidrocarburos producidos, de tal manera que se pueda efectuar una medición más exacta y precisa de los volúmenes de gas licuado del petróleo producidos en los campos y vendidos tanto en el mercados interno como en el externo (exportaciones), mediante la aplicación de unas Normas Técnicas de aseguramiento metrológico que garanticen los pagos de expendios a las Empresas contratistas por servicios prestados.

Estas Normas tienen como finalidad servir de guía a la industria establecida en el país para alcanzar el nivel de medición automatizado necesario en un corto plazo, permitiendo conocer exactamente la producción y utilización de los recursos naturales explotados.

En su parte técnica, las normas de Fiscalización de Hidrocarburos de Venezuela han acogido algunos procedimientos acreditados internacionalmente provenientes de organismos oficiales y de instituciones especializadas en la materia, así como la incorporación y uso de patrones adecuados que garanticen la exactitud de la medición fiscal y transferencia de custodia en la industria petrolera venezolana, con la utilización de equipos confiables debidamente calibrados por empresas independientes acreditadas.

Asimismo, se incluye en estas Normas dos (2) anexos:

- El Anexo A, el cual contiene los esquemas típicos para mediciones fiscales.
- El Anexo B, el cual contiene el listado de los puntos de fiscalización ubicados en las áreas operativas petroleras.

**2.1.3 Caso Estados Unidos de América.** En el caso de los Estados Unidos, cada estado tiene sus propias exigencias correspondientes al manejo de gases licuados del petróleo. Unas de las legislaciones mas representativas son las del estado de la Florida y el de Texas, los cuales se caracterizan por se los mayores consumidores de GLP en este país. El documento que refiere la manipulación de GLP en el estado de la Florida es el capitulo 527 de la legislación del estado denominada “Safe Of Liquefied Petroleum Gas”.

**2.1.4 Caso España.** Las leyes y reglamentos relacionados con el uso e instalación del GLP en España son las siguientes:

### **Ley de industria y ley del sector hidrocarburos:**

- **Ley de Industria:**

Ley 21/1992 del 16 de julio de 1992

- **Ley del sector de Hidrocarburos:**

Ley 34/1998. de 7 de octubre del sector de hidrocarburos.

### **Reglamentos relacionados con el sector:**

- **Instalaciones receptoras de gases combustibles:** orden del 17 de diciembre de 1985 por la que se aprueban la Instrucción sobre documentación y puesta en servicio de las instalaciones receptoras de gases combustibles y la Instrucción sobre instaladores autorizados de gas y Empresas Instaladoras.

- **Reglamento de instalaciones de gas e I.T.C.:** real decreto 1853/1993, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales.

- **Reglamento del servicio público de gases combustibles:** decreto 2913/1973, de 26 de octubre (Industria), por el que se aprueba el Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles.

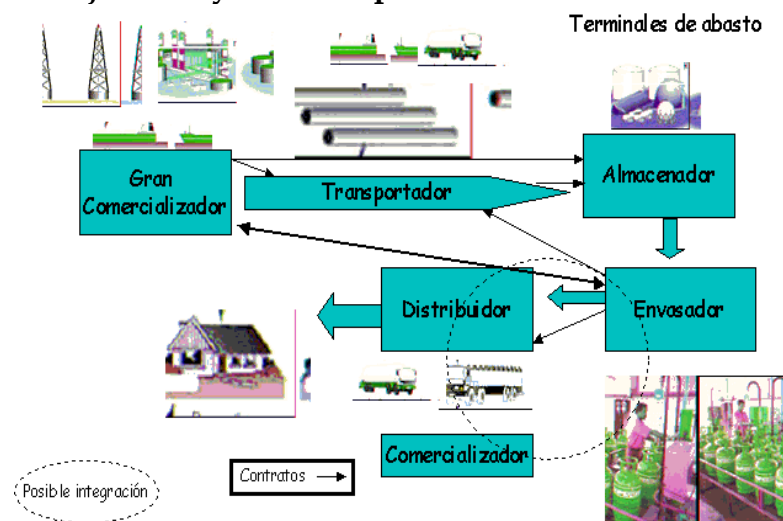
- **Reglamento de redes y acometidas de combustibles gaseosos e I.T.C.:** orden de 18 de noviembre de 1974 (Industria) por la que se aprueban el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos.

- **Reglamento sobre gases licuados del petróleo:** orden 29 de enero de 1986 por la que se aprueba el Reglamento sobre instalaciones de almacenamiento de Gases Licuados del Petróleo (GLP) en depósitos fijos.
- **Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios e I.T.C. :** real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITE y se crea la Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas de los Edificios. Y su modificación en el Real Decreto 1218/2002, de 22 de noviembre.

### 2.1.5 Caso Colombia

**Marco jurídico y modelo operativo:** la resolución CREG 074 de 1996 define las actividades y agentes involucrados en la cadena de prestación de servicio público domiciliario de GLP, así:

Figura 2. Marco jurídico y modelo operativo del GLP en Colombia



Fuente: Resolución 066 del 2002

**Gran comercializador:** la empresa de servicios públicos, salvo la excepción prevista en el artículo 15.2 de la ley 142 de 1994, que produce o importa GLP para el suministro al por mayor a comercializadores mayoristas. Si en un Terminal de entrega de un gran comercializador no hubiera sino un solo comercializador mayorista, aquel podrá suministrar GLP a distribuidores directamente.

**Comercializador mayorista:** la empresa de servicios públicos que almacena, maneja y suministra GLP a granel a los distribuidores, y la entrega la efectúa generalmente a través de vehículos –tanques.

**Distribución:** el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de GLP a través de cilindros, tanques estacionarios o redes locales desde un sitio de acopio de grandes volúmenes de GLP hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

**Distribuidor:** la empresa de servicios públicos que maneja, envasa y suministra GLP a usuarios, a través de cilindros y tanques estacionarios en fase líquida, o a través de una red local de fase gaseosa. En este último caso, el distribuidor estará sujeto a las disposiciones previstas en el código de distribución de gas combustibles por redes expedido por la CREG.

**Transporte:** actividad complementaria al servicio público domiciliario de GLP, que se realiza por poliductos, propanoductos, vehículos-tanques y planchones en el caso de que sea transporte fluvial, para el suministro de GLP al por mayor a granel, y llega hasta las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas.

El transporte y almacenamiento, son actividades complementarias al servicio público domiciliario de GLP y por lo tanto son prestados por una empresa de servicios públicos. El transporte es realizado a través de poliductos, propanoductos, vehículos de tanques y en planchones. Este puede ser contratado por grandes comercializadores o envasadores según los requerimientos a que haya lugar, como parte de las condiciones de entrega establecidas en los contratos celebrados entre estos dos últimos. La remuneración al agente transportador, contemplará un cargo por restricciones de transporte, en función de la operación de la infraestructura de transporte utilizada, que es cuantificada en días de almacenamiento.

Por lo tanto la figura de comercializador mayorista será a partir del nuevo marco la de un agente almacenador que es contratado por otros agentes para suplir las posibles restricciones del sistema de transporte y los riesgos asociados con el suministro de GLP.

Finalmente la actividad que en el actual marco tarifario y regulatorio se denomina distribución, será separada en tres etapas a saber: envasado, traslado y entrega del producto al usuario final y manejo y atención de clientela.

Las actividades de envasado y de manejo y atención al cliente pueden ser realizadas por un mismo agente, que para el efecto de entregar el producto a sus clientes deberá celebrar contratos con los agentes que realicen la actividad de traslado y entrega al usuario final. No obstante, la actividad de manejo y atención a clientela podrá ser utilizada directamente por el agente que realiza la actividad de traslado y entrega del producto al usuario final.

Toda relación bilateral entre los agentes deberá ampararse mediante la celebración de contratos escritos entre los agentes, en los que se establezcan claramente las responsabilidades de cada uno y que garanticen la prestación de forma de continua, segura y eficiente. La contratación tanto del suministro del producto, como transporte, almacenamiento, envasado y traslado y entrega deberá realizarse mediante procedimiento que aseguren la transparencia y libre concurrencia de los agentes.

**Reglamentos relacionados con el sector:** las leyes y reglamentos relacionados con el uso e instalación del GLP en Colombia son las siguientes:

- 1996: Resolución CREG 074 de 1996
- 1997: Resoluciones CREG 083, 084, 110, 111 y 144
- 1998: Resolución CREG 035
- 2000: Resoluciones CREG 048 y 052
- 2001: Resoluciones CREG 010, 011, 012 y 044
- 2003: Resoluciones 005, 017, 020 y 021

A continuación se dará una breve explicación sobre que tratan las regulaciones anteriores:

**Resolución 74 de 1996:** dictada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas por la cual se regula el servicio domiciliario de GLP y se dictan otras disposiciones. Debido a que ésta es una de las resoluciones más importantes, los artículos más relevantes con respecto a la medición de GLP de dicha resolución se mencionan a continuación:

**Obligaciones generales de los comercializadores y distribuidores:** además del cumplimiento de la Ley y las Normas establecidas en la Resolución, los comercializadores y distribuidores de GLP deben cumplir las siguientes obligaciones generales:

a) Abstenerse de incurrir en prácticas comerciales que impliquen abusos de posición dominante o competencia desleal.

b) Colaborar con las autoridades encargadas de la regulación, inspección, control y vigilancia, en el cumplimiento de sus funciones.

c) Realizar la entrega de GLP a los comercializadores, distribuidores o a los usuarios, según sea el caso, mediante la utilización de sistemas de medición confiables, que garanticen la corrección volumétrica por temperatura y presión.

d) Mantener debidamente calibrados los medidores de flujo para la correcta entrega de los volúmenes de GLP, y obtener por lo menos una vez al año cuando se distribuya en fase líquida, una certificación de calibración expedida por una empresa especializada en la materia y debidamente acreditada por la Superintendencia de Industria y Comercio. Cuando se distribuya GLP en fase gaseosa, la obligación de calibración se sujetará a lo que dispone sobre el particular el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes expedido por la CREG.

e) Mantener en todo tiempo debidamente calibradas las básculas y las unidades de medición de los equipos para entrega de GLP, y obtener por lo menos cada dos (2) meses, una certificación de calibración expedida por una

empresa especializada en la materia, debidamente acreditada por la Superintendencia de Industria y Comercio.

**Resoluciones CREG 1997:** tratan básicamente de las formulas tarifarias de las actividades de grandes comercializadores, comercializadores mayoristas, distribuidores y otras disposiciones (tiempo de vigencia de loa formulas tarifariás, sanciones, etc.).

**Resoluciones CREG 1998:** trata de la adecuación de ciertos parámetros de las formulas tarifarias establecidas en las resoluciones CREG 083 y 084 de 1997.

**Resoluciones CREG 2000:** se modifica el valor de componente de cargo estampilla base por transporte y el valor del margen para seguridad de la formula tarifaría aplicable al servicio publico domiciliario de GLP.

**Resoluciones CREG 2001:** la Resolución N° 010 modifica la formula tarifaría para determinar el precio al usuario final del servicio publico domiciliario de GLP porque se considera que los factores de corrección para la calidad de GLP son inapropiados.

La Resolución N° 011 considera que económicamente es mas eficiente para la prestación del servicio publico de GLP, utilizar altas concentraciones de propano frente a las de butano y sus derivados, por cuanto estos últimos tienen un valor agregado significativo cuando se utilizan con fines diferentes al combustibles. Las especificaciones técnicas de gran parte de los equipos y recipientes que se utilizan en la actualidad para el servicio público domiciliario no los hacen adecuados para una transición inmediata hacia una mezcla donde la participación del propano sea superior al 55.3%.

La Resolución N° 044 establece que las condiciones estándar para el llenado de cilindros de GLP son 60 °F y 14,7 psi, y con una capacidad de llenado de cilindros de 42% en cilindros de 30 Lb y 80 Lb. También se establece que según los reportes diarios de composición de GLP suministrados por ECOPETROL producidos en sus refinería tienen una densidad relativa media de 0,5613 y peso específico de 4,68 Lb/galón.

**Resoluciones CREG 2003:** en la Resolución N° 005 se establecen los factores de capacidad en galones para cilindros de GLP para la determinación del precio de venta al público, según la procedencia (Barrancabermeja, Cartagena, Apiay).

Las Resoluciones N° 021, 020, 017 tratan de operaciones relacionadas con el mantenimiento y reposición de cilindros (precios).

**Reglamentos técnicos:** con el fin de asegurar las operaciones que involucren manejo de GLP la CREG expidió la **Resolución N° 181788 de diciembre 29 de 2004** por la cual se expide el reglamento técnico para cilindros y tanques estacionarios utilizados en la prestación de servicios públicos domiciliarios del gas licuado del petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento. Éste Reglamento nace por el análisis hecho a los riesgos en la utilización de cilindros y tanques estacionarios para la distribución de Gas Licuado del Petróleo, GLP, determinándose la existencia de riesgos que ameritan ser controlados; y, que dentro de los mecanismos para efectuar este control, el Reglamento Técnico es una herramienta adecuada para minimizar los mismos.

También era necesario que el envasado y traslado de Gas Licuado del Petróleo, GLP, que tiene lugar durante la prestación del servicio público domiciliario de éste combustible se realice utilizando recipientes que garanticen la inexistencia de fugas y la resistencia a la presión a la que se somete el producto en estos procesos.

Otro aspecto relevante del análisis era que la comunidad requiere ser protegida de explosiones y conflagraciones originadas por la explosividad e inflamabilidad del Gas Licuado del Petróleo, GLP, que se transporta y almacena en cilindros y tanques estacionarios en desarrollo de las actividades de prestación del servicio público domiciliario de este gas combustible.

**Normas técnicas :** una de las normas más utilizadas en la cadena del GLP es la norma técnica colombiana **NTC 3853** que tiene el siguiente campo de aplicación:

1. Los requisitos básicos que deben cumplir los componentes individuales, los componentes armados o estructurados, en subconjuntos, recipientes completos o sistemas completos de estos.
2. El trasiego de GLP en estado líquido.
3. El transporte por carretera de GLP.

El capítulo 3 de esta norma llamado “trasiego de GLP en estado líquido” cubre el trasiego de GLP en estado líquido, entre recipientes, siempre que este comprenda las operaciones de conexión y desconexión de los sistemas de trasiego, o de los dispositivos de GLP a la atmósfera. También incluye los

requisitos que tienen en cuenta la seguridad durante las operación y los métodos para determinar la cantidad de líquido que pueden contener los recipientes.

También contienen los requisitos que se deben tener para el control de las fuentes de ignición, en los recintos destinados para el trasiego el cual es una traducción del numeral 3.7 de la NFPA 58, como también lo es la protección contra incendios que debe estar de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.10 de la NFPA 58.

El anexo D de esta norma se incluye con propósitos solamente informativos y explica los métodos de cálculo del volumen de líquido para determinar el contenido máximo permitido de GLP en los tanques de almacenamiento.

Puede evidenciarse que a nivel generalizado, las normas técnicas existentes en el país acerca de manejo de GLP se refieren a los aspectos de seguridad que deben tener en cuenta aquellos que manipulen este combustible y no con la parte de aseguramiento metrológico para controlar y vigilar el proceso de transferencia de custodia entre las partes interesadas.

## **2.2 NORMAS INTERNACIONALES**

Se realizó un barrido de las normas internacionales que aplican a los sistemas de medición estática y dinámica que se encuentran durante toda la cadena de distribución de GLP. Las siguientes normas no solamente tratan de las mediciones directas del GLP, sino que también tratan de los factores que influyen a la hora de realizar las mediciones como es el caso de la medición

de presión ,temperatura, densidad, métodos de calibración, etc. A continuación se hace mención de las diferentes normas que se deben tener en cuenta para la instalación y operación de sistemas de medición de GLP.

**2.2.1 Normas API.** Los siguientes son los capítulos del “Manual of Petroleum Measurement Standards” de API que aplican a los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos:

- API MPMS Capítulo 1, 1994 Vocabulario.
- API MPMS Capítulo 2, sección 2ª, 1995 Calibración de Tanques, Medición y Calibración de Tanques Cilíndricos Verticales por el Método Manual.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 1, 1998 Sistemas Probadores. Introducción.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 2, 1998 Probadores de Tuberías Convencionales.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 3, 1998 Probadores de Volúmenes Pequeños.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 4, 1998 Probadores de Tanques.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 5, 1998 Probador de Medidor Maestro.
- API MPMS Capítulo 4, Sección 6, 1998 Interpolación de Pulsos.

- API MPMS Capítulo 4, Sección 7, 1998 Normas de Campo, Métodos de Prueba.
  
- API MPMS Capítulo 4, Sección 8, 1995 Operación de los Sistemas de Prueba.
  
- API MPMS Capítulo 5, Sección 2, 1997 Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.
  
- API MPMS Capítulo 5, Sección 3, 1995 Medición de Hidrocarburos Líquidos a través de Medidores de Turbina.
  
- API MPMS Capítulo 5, Sección 5, 1997 Fidelidad y Seguridad en la medición de Fluidos del Sistema de Transmisión de Datos Pulsados.
  
- API MPMS Capítulo 7, Sección 1, 1996 Determinación de la temperatura estática utilizando Mercurio en Termómetros de Vidrio.
  
- API MPMS Capítulo 7, Sección 3, 1996 Determinación de la temperatura estática utilizando Termómetros Eléctricos Portátiles.
  
- API MPMS Capítulo 8, Sección 1, 1995 Muestreo Manual de Petróleo y de Productos Derivados.
  
- API MPMS Capítulo 8, Sección 2, 1995 Muestreo Automático de Petróleo y Productos Derivados.

- API MPMS Capítulo 8, Sección 3, 1995 Mezcla y Manipulación de Muestras Líquidas de Petróleo y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 1, 1992 Método de Prueba del Hidrómetro para la Densidad, Densidad Relativa, o la Gravedad del Crudo API y Productos Derivados.
- API MPMS Capítulo 9, Sección 2, 1992 Método de Prueba de Hidrómetro de Presión para la Densidad o la Densidad Relativa.
- API MPMS Capítulo 11 Tablas de Medición de Petróleo.
- API MPMS Capítulo 11, Sección 2.3, 1996 Calibración del Agua de los Probadores Volumétricos (Unidades Inglesas).

### **2.2.2 Normas ISO**

- ISO 91-1:1992 Petroleum measurement tables -- Part 1: Tables based on reference temperatures of 15 degrees C and 60 degrees F
- ISO 91-2:1991 Petroleum measurement tables -- Part 2: Tables based on a reference temperature of 20 degrees C
- ISO 3993:1984 Liquefied petroleum gas and light hydrocarbons -- Determination of density or relative density -- Pressure hydrometer method.

- ISO 4266:1994 Petroleum and liquid petroleum products -- Measurement of temperature and level in storage tanks -- Automatic methods.
  
- ISO 4266 - Part 1: 2002 Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 1: Measurement of level in atmospheric tanks.
  
- ISO 4266 - Part 2: 2002 Petroleum and liquid petroleum products -- Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods -- Part 2: Measurement of level in marine vessels.
  
- ISO 4266 - Part 3:2002 Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods -Part 3: Measurement of level in pressurized storage tanks (non-refrigerated).
  
- ISO 4266 - Part 4:2002 Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 4: Measurement of temperature in atmospheric tanks.
  
- ISO 4266 - Part 6:2002 Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 6: Measurement of temperature in pressurized storage tanks (non-refrigerated).
  
- ISO 4268:2000 Petroleum and liquid petroleum products -- Temperature measurements - Manual methods.

- ISO 5024:1999 Petroleum liquids and liquefied petroleum gases -- Measurement -- Standard reference conditions.
- ISO/TR 7507-6:1997 Petroleum and liquid petroleum products -- Calibration of vertical cylindrical tanks -- Part 6: Recommendations for monitoring, checking and verification of tank calibration and capacity table.
- ISO 8222:1987 Petroleum measurement systems -- Calibration -- Temperature corrections for use with volumetric reference measuring systems.
- ISO 650:1977 Relative density 60/60 degrees F hydrometers for general purposes.
- ISO 1768:1975 Glass hydrometers -- Conventional value for the thermal cubic expansion coefficient (for use in the preparation of measurement tables for liquids).
- ISO 3507:1999 Laboratory glassware – Pyknometers.
- ISO/TR 20461:2000 Determination of uncertainty for volume measurements made using the gravimetric method.
- ISO/TR 7066-1:1997 Assessment of uncertainty in calibration and use of flow measurement devices -- Part 1: Linear calibration relationships

- ISO/TR 3313:1998 Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidelines on the effects of flow pulsations on flow-measurement instruments.
- ISO 4006:1991 Measurement of fluid flow in closed conduits -- Vocabulary and symbols.
- ISO 4185:1980 Measurement of liquid flow in closed conduits -- Weighing method.
- ISO/TR 5168:1998 Measurement of fluid flow -- Evaluation of uncertainties.
- ISO 8316:1987 Measurement of liquid flow in closed conduits -- Method by collection of the liquid in a volumetric tank.
- ISO 9368-1:1990 Measurement of liquid flow in closed conduits by the weighing method -- Procedures for checking installations -- Part 1: Static weighing systems

### **2.2.3 Recomendaciones OIML**

- R 85 - EN Automatic level gauges for measuring the level of liquid in fixed storage tanks (1998).
- R 117 - EN Measuring systems for liquids other than water (1995).
- R 125 - EN Measuring systems for the mass of liquids in tanks (1998).

### **2.3 COMPARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA RESPECTO AL PANORAMA INTERNACIONAL**

Realizando un análisis general a la normatividad colombiana y extranjera expuesta anteriormente, se pueden hacer distinciones e identificar ideas para aplicar en beneficio de nuestro país, en caso de que puedan adecuarse a la política de administración de hidrocarburos líquidos establecida por el Ministerio de Minas y Energía.

El objetivo de esta comparación es conocer como se encuentra Colombia con respecto a otros países y determinar por esta vía el nivel de competitividad, procurando plantear soluciones en pro de mejorar nuestro esquema y facilitar el desarrollo tecnológico y el intercambio de conocimientos.

Una buena estrategia para el desarrollo de un área específica de un país es hacer “apropiación tecnológica”, lo cual consiste en aprender de los países que están un paso mas adelante, en el caso del GLP tenemos a México, Venezuela, USA y España. La apropiación tecnológica disminuye las posibilidades de caer en errores que ya han sido vividos en otras latitudes, pudiendo optimizar los recursos.

Un aspecto esencial es aplicar la estrategia teniendo como referencia países con los cuales se posee una mayor cercanía comercial en el GLP. En los últimos años ha surgido un interés sin precedentes por la metrología, la industria se ha dado cuenta que mantener sistemas de medición confiables es de gran importancia para la comercialización de productos a nivel nacional e internacional, sobretodo cuando se comercializan productos de elevado costo, como el caso de los hidrocarburos líquidos.

Los aspectos a resaltar del caso mexicano se presentan a continuación:

- No se acepta el monopolio en ninguna de las fases de comercialización.
- La operación de envase solo la pueden ejecutar los distribuidores mayoristas.
- Es obligación de la Secretaría de Energía dar información a los distribuidores acerca de las perspectivas que se tengan sobre el mercado de GLP.
- Existe una sección de cómo se deben realizar las reclamaciones en caso de que se llegue a presentar discrepancias entre comercializadores.

Las respectivas sanciones por incumplimientos a los artículos de las normas están claras y se encuentran a disposición de usuarios y terceros interesados.

De la misma forma, resulta interesante detenernos a analizar algunos aspectos del marco regulatorio implementado en la mayoría de los estados de los Estados Unidos de América, los cuales deberían analizarse con detenimiento para examinar la conveniencia de introducir estas ideas a las futuras resoluciones de la CREG. Los entes participantes en el proceso de producción y distribución del GLP se dividen en categorías como las siguientes:

**Comerciante de gas licuado de petróleo de primera categoría:** representa a cualquier persona vendiendo u ofreciendo vender cualquier gas licuado de petróleo para el consumidor final por la entrega o en una ubicación

estacionaria para el uso industrial y comercial; cualquier persona arrendando aparatos para el uso de gas licuado de petróleo; cualquier persona que instala, atiende, arregla, o modifica instrumentos, tubería y equipos para el uso de gas licuado del petróleo; cualquier persona que instala equipos de carburación; o cualquier persona que haga mantenimiento a los cilindros.

**Dosificador de gas licuado de petróleo de II de categoría:** representa las personas que participan en la empresa de operación de distribuir unidades de gas licuado de petróleo para el propósito de desempeñar productos líquidos al consumidor final para el uso industrial y comercial.

**Operador de intercambio de cilindro de gas licuado de petróleo de III de categoría:** quiere decir que cualquier persona que operaba una instalación de almacenamiento de propano con una capacidad en agua de 104 libras para el propósito de guardar cilindros de propano llenados de no más de 43,5 libras mientras aguardaba la venta para el consumidor final, o una instalación usada para el almacenamiento de recipientes vacíos.

En la industria estadounidense también pueden encontrarse manuales dedicados al manejo de GLP como es el caso de Engineered Controls International, Inc., ECII®, el cual ha preparado un manual, para el servicio, instalaciones y otros requerimientos del GLP. Sin embargo, la Empresa aclara que no es intención de éste manual entrar en conflicto con las ordenanzas o regulaciones federales, estatales o locales, siendo éstas las referencias clave siempre.

El gobierno español tiene una legislación para la administración de hidrocarburos líquidos muy parecida a la de nuestro país. La Ley 34 del 7 de

octubre de 1998 del sector de hidrocarburos busca proporcionar un tratamiento integrado a una industria articulada verticalmente. Desde la producción de hidrocarburos en un yacimiento subterráneo hasta su consumo en el motor de un vehículo, en la calefacción de una vivienda o en un proceso industrial; se producen o pueden producirse una serie de transacciones económicas y de procesos físicos de transformación, tratamiento o simplemente de transporte que merecen una consideración global, puesto que forman parte de una actividad económica que, aunque es segmentable, responde a una concepción integrada. Esta integración debe facilitar un tratamiento equilibrado de las diferentes actividades reguladas en esta Ley y permitir mantener una sustancial homogeneidad en la forma de abordar problemas similares.

España al igual que Colombia también establece reglamentos técnicos en los cuales fijan los requisitos técnicos esenciales y las medidas de seguridad mínimas que deben observarse al proyectar, montar, utilizar y mantener las instalaciones de almacenamiento de GLP, mediante depósitos fijos, destinadas al suministro o distribución para su consumo en instalaciones receptoras.

Aún considerando todo lo anterior, se encuentra que el Manual de Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos establecido por el Ministerio de Energía y Minas existente en la República de Venezuela es el fiel ejemplo de la forma como podría implementarse apropiadamente el manual en nuestro país. De la afirmación anterior se pretende deducir que en Colombia es necesario contar con un manual que establezca los criterios para la determinación de puntos de medición para efectos fiscales y transferencia de custodia, la incertidumbre admisible en las mediciones ejecutadas en estos

puntos, los criterios que procuren la integridad de los sistemas y equipos de medición y, el procesamiento, la validación para los sistemas de medición, la auditoria de los sistemas fiscales, la calibración y las certificaciones, acompañadas de la documentación y sanciones aplicables.

### 3. TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN EN LA INDUSTRIA DEL GLP

La cadena comercial del gas licuado del petróleo está formada por una serie de actividades: en primer lugar, la gran comercialización, seguida de la comercialización mayorista y la distribución. Estas tres actividades permiten suministrar el combustible al consumidor final para su consumo, que es la cuarta actividad.

La cadena comercial se inicia con la importación de GLP o con su producción en refinerías, especialmente en plantas de ruptura catalítica o campos petroleros que están a cargo del *gran comercializador*.

Existen en el país 5 plantas de cracking similares a la de la figura 3 donde se pueden obtener gases licuados del petróleo y estas son las siguientes:

#### 1. Complejo gerencial de Barrancabermeja:

- UOP I
- UOP II
- MODELO IV
- ORTHOFLOW

#### 2. Complejo de Cartagena:

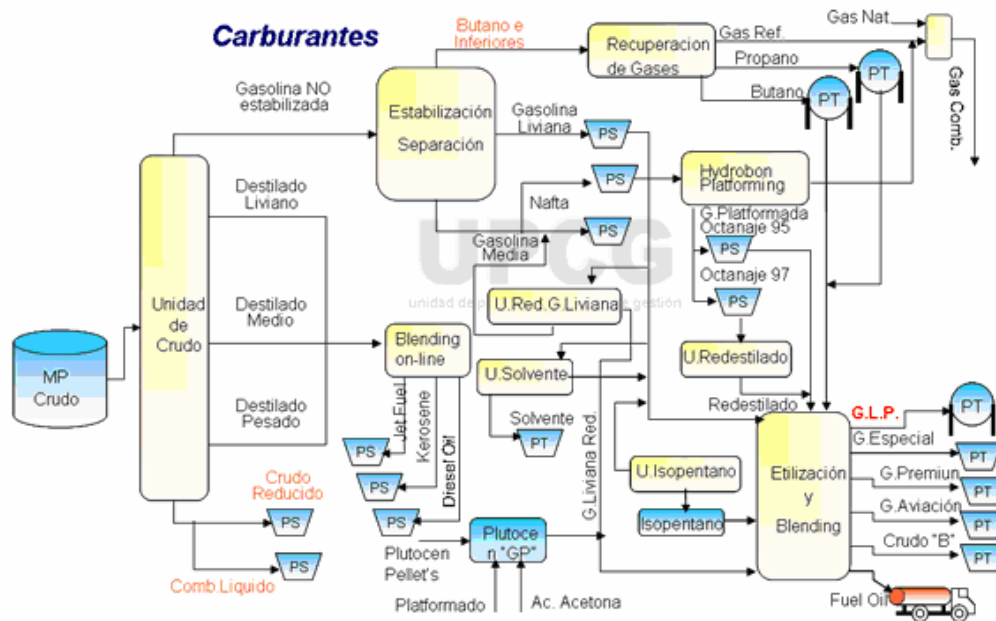
- MODELO IV

De las anteriores, la UOP I y la UOP II son las más recientes y con mayor desarrollo tecnológico, son fundamentalmente plantas de cracking

automatizadas que ha adquirido ECOPETROL. Las demás plantas son versiones antiguas que requieren una elevada inversión en mantenimiento.

El manejo del producto al por mayor, desde el centro de producción o terminal de entrega del gran comercializador hacia la planta de abasto o hacia la almacenadora del comercializador mayorista, se hace mediante tubería (poliducto, propanoducto), carrotanque o vía fluvial. El mayorista realiza el suministro a granel hacia la planta envasadora, depósito o expendio del distribuidor mediante carrotanque. Por último, el distribuidor maneja, envasa y suministra el GLP al usuario final, mediante tanque estacionario, red local o cilindro.

Figura 3. Proceso de obtención del GLP



Fuente: CONFEDERAS

Para conocer de cerca la problemática existente en la industria del GLP colombiana, se hace necesario identificar cuáles son las tecnologías que se

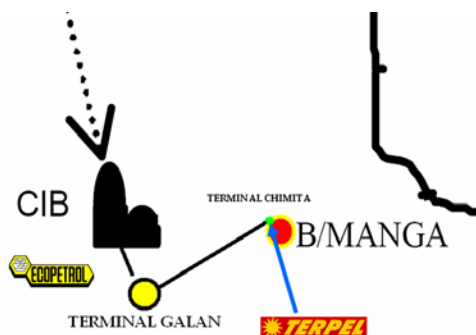
aplican para tal efecto, desde el gran comercializador hasta los usuarios finales.

En este capítulo, se realizará un barrido de los diferentes sistemas de medición a lo largo de toda la cadena de distribución del GLP hecha por ECOPETROL, quien es el único gran comercializador en el país dedicado a esta actividad. Por último se examinarán y analizarán los problemas existentes en estos sistemas.

Tomaremos como referencia la ruta de distribución de GLP que inicia en el Complejo Industrial de Barrancabermeja - ECOPETROL CIB - como se ilustra en la Figura 4, siendo éste a su vez el principal centro de producción de este energético.

En esta etapa del proceso todas las mediciones realizadas en el complejo sólo se efectúan para controlar la cantidad de la producción, por lo tanto es una medida muy general (de proceso). Las medidas obtenidas por estos primeros medidores son utilizadas como una variable de control, para supervisar las variables de entrada del proceso y formar así un tipo de control lazo cerrado.

Figura 4. Mapa de distribución de GLP en Colombia



Fuente: ECOPETROL

Posteriormente el GLP sale del Complejo Industrial de Barrancabermeja y llega al segundo punto de la etapa de distribución, en la Estación Galán, siendo éste el primer punto de transferencia de custodia del energético. Las mediciones realizadas en la Estación de Galán, ubicada dentro de las mismas instalaciones del CIB son tomadas por ECOPETROL como el volumen oficial que sale de la refinería y demás centros de producción.

De la Estación Galán, el GLP es enviado por un poliducto hasta la Estación de Chimitá que se encuentra ubicada al occidente de la ciudad de Bucaramanga, dentro de las instalaciones de la Organización TERPEL. TERPEL comparte con ECOPETROL algunos predios, como son las instalaciones donde se encuentran ubicados equipos de oficina y las centrales de los equipos de monitoreo; los predios donde se encuentran los sistemas de bombeo, almacenamiento y demás sistemas de operación pertenecen a ECOPETROL ocupando un área aproximada de 10 000 m<sup>2</sup>.

### **3.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN EN LAS TERMINALES**

En la siguiente gráfica, se describen brevemente los diferentes sistemas de medición utilizados en las diferentes terminales donde se maneja el GLP.

En la figura 5 pueden observarse las diferentes tecnologías de medición utilizadas en el recorrido que realiza el GLP a través de las diferentes estaciones, en la sección de producción se utilizan medidores másicos (tipo Coriolis).

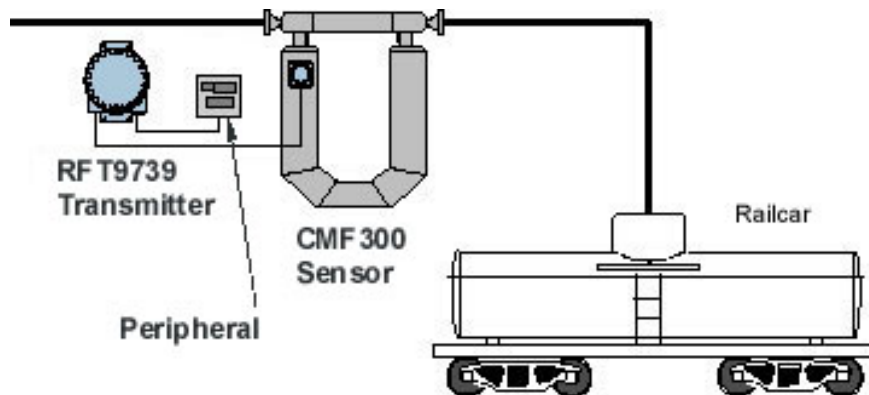
Figura 5. Sistemas de medición en los terminales



Fuente: ECOPETROL

El medidor másico consiste de un sensor, un transmisor, y en algunos casos de algunos mecanismos periféricos que proveen monitoreo, alarma o funciones de monitoreo. La figura 6 es un típico ejemplo.

Figura 6. Elementos de un medidor de coriolis

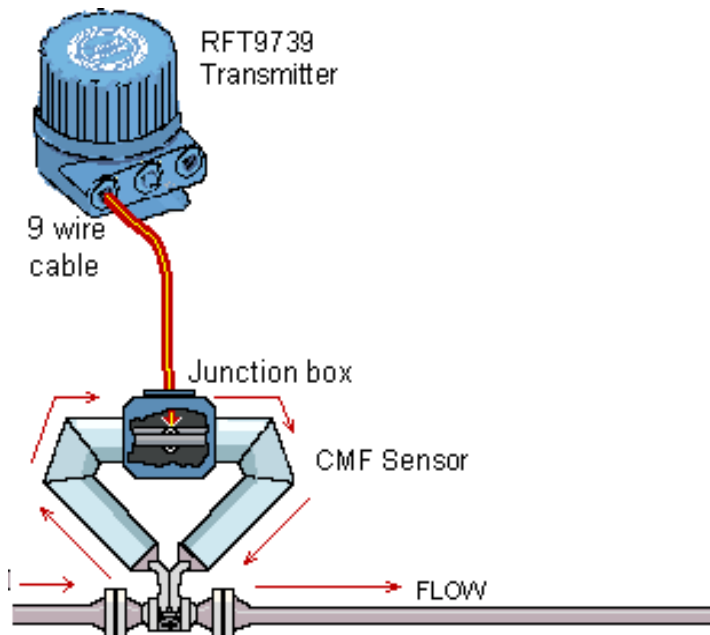


Fuente: Emerson Process Management

El sensor detecta el caudal, la densidad y la temperatura. El transmisor procesa la señal del sensor y provee esta señal en algún tipo de salida. Los mecanismos periféricos proporcionan funciones adicionales como control.

El transmisor es el cerebro del sistema y cumple con tres funciones. La primera es enviar una frecuencia (pulsos) a la bobina conductora del sensor, ocasionando que los conductos a través de los cuales pasa el fluido vibren.

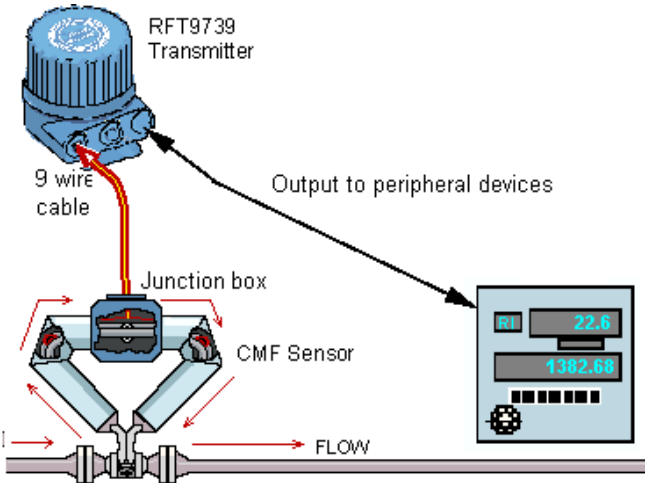
Figura 7. Elementos de un medidor de coriolis (transmisor).



**Fuente:** Emerson Process Management

La segunda es transmitir y procesar la señal de entrada del sensor, realizar los cálculos y enviar las señales de salidas por los mecanismos periféricos.

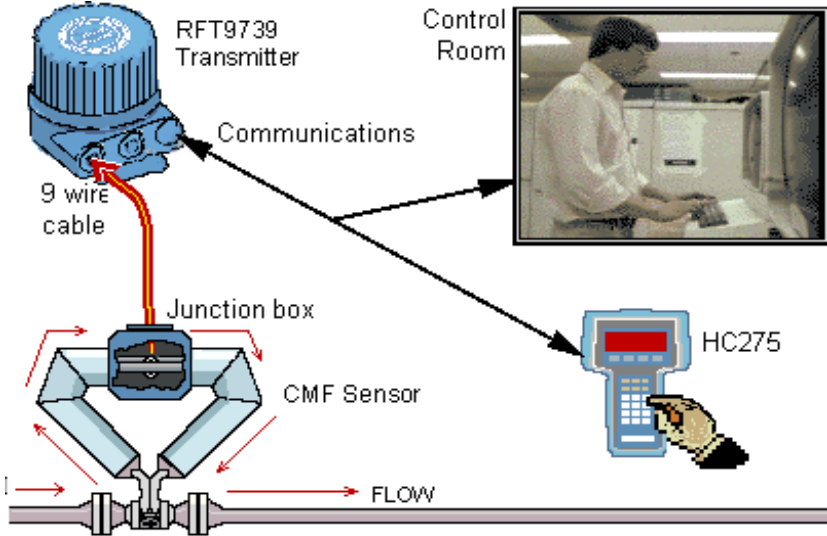
Figura 8. Elementos de un medidor de coriolis (mecanismos periféricos).



Fuente: Emerson Process Management

Y finalmente permite transmitir a un operador o a un sistema de control.

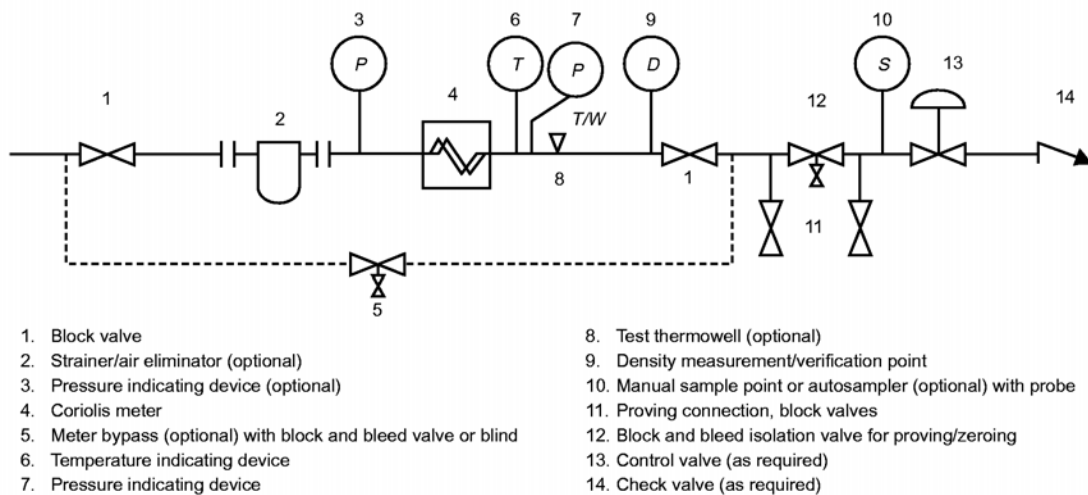
Figura 9. Elementos de un medidor de coriolis (operador y sistemas de control).



Fuente: Emerson Process Management

Este tipo de medidores requieren consideraciones especiales para su normal operación. Algunas de estas consideraciones se encuentran estipuladas en la sección 6 del capítulo 5 del MPMS de la API denominado “Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meter”, como por ejemplo, la calibración y verificación usando métodos máscicos y volumétricos, instalación, operación y mantenimiento de estos equipos.

Figura 10. Instalación típica de un medidor de coriolis



Note: All sections of line that may be blocked in must have provisions for pressure relief.

Fuente: MPMS API

A pesar de que en la refinería se realizó la instalación de los sistemas de medición tipo coriolis siguiendo las recomendaciones hechas por la norma API, se están presentando en la actualidad ciertos inconvenientes a la hora de hacer las mediciones de GLP, debido a que hay instalaciones de medidores en serie o en paralelo muy próximos entre sí, fuentes de vibraciones externas al sistema que influyen en la frecuencia de vibración del medidor, soportes rígidos con un montaje inadecuado, los cuales no sirven como aislante de vibraciones y frecuentes cambios considerables en el sistema de medición, los

cuales en su conjunto consisten en fuentes de incertidumbre, incrementando esta su valor.

Haciendo un análisis de esta situación, se presenta a continuación una serie de recomendaciones generales, aplicables a los sistemas de medición tipo coriolis, orientadas hacia la minimización de los anteriores aspectos.

- Los soportes de las tuberías deben estar tan cerca del proceso como sea posible.
- Las tuberías deben estar sujetadas prolijamente mediante soportes.
- Si se van a instalar múltiples medidores, en serie o en paralelo, la tubería de cada uno debe poseer soportes de separación.
- En lo posible no se deben instalar medidores en las partes altas del sistema, preferiblemente deben instalarse en la partes bajas.
- No usar madera o materiales que puedan variar dimensionalmente (o degradarse rápidamente) como soportes para tuberías.
- No soportar el medidor sobre sus bridas.
- No alinear la tubería empleando el medidor para tal efecto. Debe asegurarse la alineación de las bridas antes de instalar el medidor (por ejemplo usando un carrete).
- Algunas instalaciones requieren soportes con protección que prevendrían la transferencia excesiva de vibración al sensor. Se debe consultar al fabricante para obtener mayor información al respecto.

En la figura 11 se presenta un diagrama con estas recomendaciones y en la tabla 3 las distancias apropiadas que deben existir entre los soportes de un medidor tipo coriolis.

Figura 11. Requerimientos de montaje para un medidor de coriolis

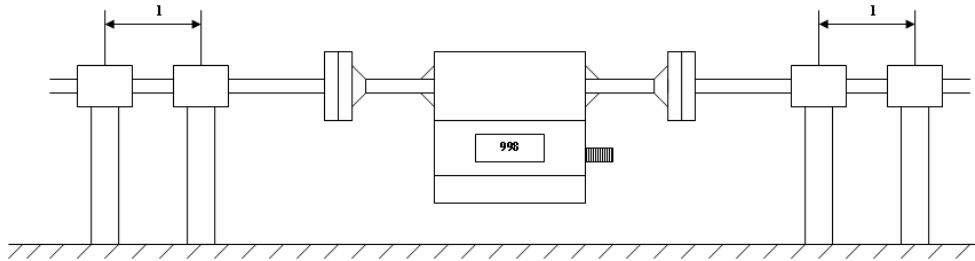


Tabla 3. Distancias entre soportes

Ø tubería (in)	1/8	1/4	3/8	1/2	3/4	1	1 ½	2	3	4	6	8
L (in)	5	10	12	13	15	16	20	22	27	31	36	41

Fuente: Actaris

En la Terminal Galán no se posee almacenamiento de GLP, esto quiere decir que las mediciones se realizan mediante despachos ininterrumpidos de GLP, a menos que haya algún inconveniente en los sistemas de medición o los probadores. Una de las políticas internas de la empresa es no hacer despacho de GLP si no hay seguridad en estos sistemas, ya que la medición hecha en la Estación Galán se considera la medición oficial de GLP que sale de la refinería hacia los otros usuarios. Los sistemas de medición que se utilizan en la Terminal para realizar la medida oficial del volumen del bache que sale de la Terminal son los medidores tipo turbina helicoidal, los cuales, montados en serie con probadores bidireccionales tipo esférico, posibilitan la ejecución de calibraciones. A continuación se hará un barrido de estos sistemas de medición para comprender mejor el proceso:

**3.1.1 Medidores de turbina.** Los mecanismos para la medición de flujo tipo turbina son ampliamente utilizados para la medición y control de productos líquidos en la industria química y petrolera. Los constantes avances en el diseño de estos flujómetros, en comparación con otros principios de medición, hace que a futuro sigan utilizándose e inevitablemente que se incremente su uso.

La construcción básica del flujómetro de turbina incorpora un rotor con álabes, instalado en un conducto a través del cual pasa el flujo. El rotor es suspendido axialmente en la dirección del flujo a través del tubo. El flujómetro de turbina es un transductor el cual censa el momento de la corriente que esta fluyendo. Los álabes del rotor giran a la relación de flujo de líquido a través del tubo. [4]

**Rotación de la turbina:** como el líquido golpea de frente los bordes de los álabes del rotor, un área de baja presión se forma entre el cono aguas arriba y el cubo del rotor. Los álabes del rotor de la turbina tratarán de desplazarse hacia la zona de baja presión como resultado de este diferencial de presión a través de los álabes. La caída de presión constituye el gasto de energía necesario para producir el movimiento del rotor. La tendencia inicial del rotor es desplazarse aguas abajo mediante un empuje axial. Sin embargo, como el rotor posee una restricción para moverse axialmente (aguas abajo), el resultado es un movimiento de rotación.

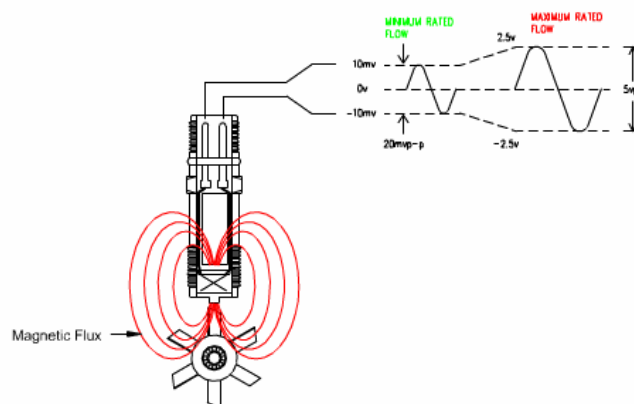
El fluido pasando a través del medidor, le imparte una velocidad angular sobre los álabes del rotor, la cual es directamente proporcional a la velocidad lineal del fluido. La velocidad angular o el número de revoluciones por

minuto del rotor de la turbina está determinada por el ángulo entre los alabes del rotor y la velocidad del flujo de corriente. [4]

**Balance del rotor:** con una fuerza axial empujando al rotor de la turbina aguas abajo, la fricción resultante del rotor de la turbina y el cono de aguas abajo ocasionaría un desgaste excesivo si no hubiese un adecuado balance del rotor de la turbina y la fuerza axial sobre el cono aguas abajo.

Según el teorema de Bernoulli, cuando la velocidad decrece, la presión estática se incrementa. Por lo tanto, si existe un área de alta presión en el lado aguas abajo del rotor de la turbina, habría una fuerza aguas arriba sobre el rotor de la turbina. Como resultado, el rotor de la turbina estaría balanceado hidráulicamente en el eje. [4]

**Señal de salida:** la señal eléctrica de salida utiliza el principio de reluctancia variable. La bobina está envuelta en un imán permanente, instalado en el exterior del cuerpo del medidor, inmediatamente adyacente al perímetro del rotor como se muestra en la Figura 12:



Fuente: [www.SPONSLERINC.com](http://www.SPONSLERINC.com)

El magneto es la fuente del campo magnético a través de la bobina, cada álabe del rotor de la turbina pasa próximo a la punta de la bobina ocasionando una deflexión en el campo magnético existente, alterando la reluctancia magnética del circuito y generando un pulso en la punta del bobina. Cada pulso generado representa una cantidad discreta de paquetes de volumen.

Dividiendo el numero total de pulsos generados por la cantidad especifica de volumen pasado a través de la turbina se determina el factor K. El factor K expresado en pulsos por unidad de volumen será utilizado como un factor totalizador para proporcionar un número dado de paquetes de flujo, directamente en unidades de ingeniería. El totalizador continuamente divide los pulsos que llegan por el factor (K) o multiplica por su inverso, conocido como factor totalización. La frecuencia de la salida de los pulsos, o números de pulso por minuto es directamente proporcional a la velocidad de rotación de la turbina. Por lo tanto, esta frecuencia de salida de los pulsos es proporcional a la velocidad del flujo.

Dividiendo la frecuencia de pulsos por el factor K, puede determinarse el caudal. Contadores de frecuencia o convertidores son comúnmente utilizados para obtener el caudal instantáneo. Graficando la señal eléctrica de salida contra el caudal, se obtienen las curvas características de calibración para los medidores de turbina.

La señal eléctrica de salida también se genera utilizando el principio de inductancia. El pico de la bobina se instala en el exterior o en el tubo de flujo inmediatamente adyacente al perímetro del rotor de la turbina. La fuente del campo magnético en este tipo de salidas, es el mismo rotor o un pequeño

magneto instalado en el rotor. En el caso del rotor, el material del rotor debe ser níquel u otro que produzca fácilmente un flujo de campo magnético. Los resultados son idénticos a los que usan el principio de reluctancia variable. [4]

**Exactitud:** la exactitud de los medidores de turbina se deriva de la señal de salida (eléctrica o mecánica) y es la medida de la desviación de la indicación del medidor, al compararse contra un patrón. La exactitud en los medidores de turbina depende de varios factores.

Uno de los más importantes es la repetibilidad, siendo ésta la habilidad de un medidor de turbina para reproducir la misma salida bajo las mismas condiciones en cualquier punto sobre un intervalo de operación específico. [4]

**Gravedad específica:** la gravedad específica de un líquido es la relación entre su densidad y la densidad del agua a las mismas condiciones de temperatura y presión, es un valor adimensional. Mientras que un cambio en la gravedad específica no afecta el valor del factor K del medidor de turbina, el intervalo de linealidad total del medidor si se ve alterado. El intervalo de linealidad representa el mínimo y máximo caudal entre los cuales el medidor puede operar de manera lineal.

Como hemos visto previamente, el rotor gira debido a la presión diferencial a través de los alabes del rotor. La gravedad específica es uno de los factores que afectan la presión diferencial. A medida que la gravedad específica decrece, la presión diferencial decrece.

En un líquido una baja gravedad específica y un bajo caudal, hacen que la presión diferencial a través de los alabes sea muy baja. Esto deja casi sin energía al rotor para que gire. Consecuentemente, el rotor no puede girar en la misma proporción en que el fluido pasa y en consecuencia el factor K disminuye.

Por lo anterior, el ángulo de los álabes se altera, para ayudar a compensar la baja gravedad específica. [4]

**Viscosidad:** la viscosidad es la medida de la resistencia de un fluido a fluir. La viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad absoluta y la gravedad específica, usualmente se expresa en centistokes, expresándose la medida de la resistencia al flujo en milímetros cuadrados por segundo.

La viscosidad tiene dos efectos diferentes sobre el rotor de los medidores de turbina. El primero, es que el perfil generado por la capa límite se agudiza con el aumento de la viscosidad. Esto significa que la forma y longitud de los alabes del rotor serán importantes para la determinación del factor K ya que el flujo cambia desde la punta de los alabes con respecto a la viscosidad. Esta capa límite ocasiona que el medidor de turbina no sea lineal en la capa límite.

Sustituyendo el rotor de la turbina con otro de diámetro significativamente menor que el diámetro de entrada de flujo en el tubo de flujo, se incrementa el efecto viscoso y se crea un obstáculo. Este obstáculo ayuda a compensar el efecto no lineal de la capa límite.

El segundo efecto de la viscosidad es una fuerza de cizallamiento sobre el rotor y constituye un obstáculo viscoso en los rodamientos. Este efecto actúa

ligeramente sobre el rotor mientras que el efecto de la capa límite (discutido anteriormente), actúa sobre la velocidad del rotor. La magnitud de todas estas fuerzas varía en función del número de Reynolds.

Un aspecto a resaltar es que mientras que la linealidad se ve afectada por la viscosidad, la repetibilidad no muestra el mismo comportamiento.

**Intervalo de medición:** en lo que se refiere a los límites máximo y mínimo del caudal para un tamaño particular de medidor de turbina, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La viscosidad del fluido a ser medido
- El nivel de exactitud requerido
- La caída presión máxima permitida a través del medidor

Si la viscosidad aumenta, y se desea tener un caudal mínimo constante, se debe tener en cuenta un nivel de exactitud mayor al seleccionar el medidor. Como producto del aumento de la viscosidad, el caudal máximo decrece de acuerdo con la caída máxima de presión a través del medidor.

Usando una curva de desempeño para un modelo particular de medidor de turbina, donde se grafiquen los factores de viscosidad, exactitud y caída de presión, pueden determinarse los caudales máximos y mínimos donde el medidor puede operar confiablemente.

Operando los medidores dentro de estos límites se asegura el cumplimiento de los requisitos de operación particulares a cada aplicación. Los fabricantes de medidores ofrecen documentos técnicos para determinar el área de

operación específica para los diferentes modelos y tamaños de medidores de turbina, incluyendo el efecto que tienen los fluidos de diferentes viscosidades.

**Cavitación:** la cavitación en los medidores de turbina podría llegar a ocurrir en el evento de que la presión local del fluido cae cerca o por debajo de su presión de vapor. La formación de burbujas y su inmediato colapso sobre la superficie de los álabes del rotor ocasiona un comportamiento errático en el medidor y un excesivo desgaste por aceleramientos abruptos del rotor. La cavitación se puede evitar manteniendo la presión del sistema por lo menos dos (2) veces por encima del valor de la caída de presión en el medidor más 1,25 veces la presión de vapor del fluido:

$$BP = (2 * \Delta P) + (1.25 * VP)$$

Donde:

BP: Requerimiento de baja presión.[psi]

$\Delta P$ : Caída de presión en el medidor.[psi]

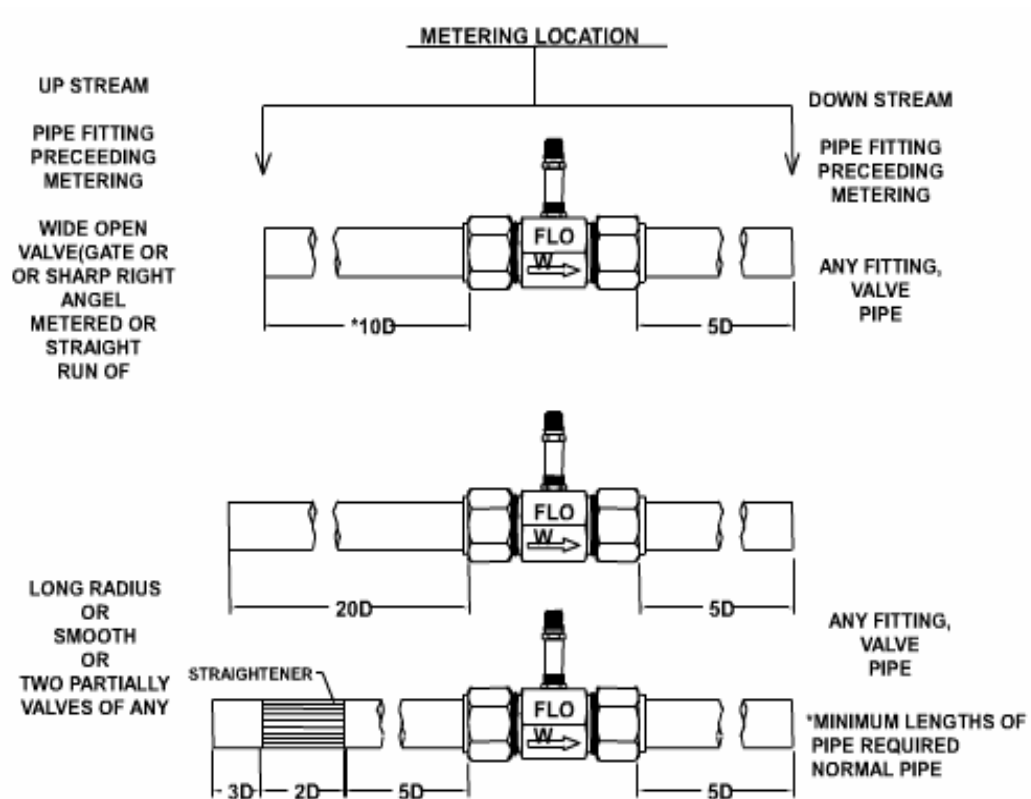
VP: Presión de vapor del fluido.[psi]

La cavitación usualmente causa aumento en la velocidad del rotor y una elevada indicación de caudal debido al incremento del volumen, viéndose seriamente afectada la curva de exactitud del medidor.

**Instalación:** el termino swirl es utilizado para describir la componente rotacional o tangencial de la velocidad de un fluido que circula a través de una tubería. Dependiendo del grado y la dirección del swirl, se afectará el ángulo de ataque entre el fluido y los álabes del rotor de la turbina,

ocasionando velocidades diferentes a las cuales debería operar normalmente el rotor. El swirl y los perfiles de velocidad no uniformes pueden formarse por variaciones en la configuración de la tubería, por proyecciones y por protrusiones dentro de la tubería aguas arriba del medidor de turbina. El swirl puede reducirse o eliminarse mediante la disposición de una longitud de tubería recta lo suficientemente larga para disipar el efecto; por otra parte, es posible usar paletas direccionales instaladas agua arriba del medidor de turbina como se muestra en la Figura 13, o acondicionadores de flujo. [4]

Figura 13. Típicas instalaciones de medidores de turbinas



Fuente: [www.SPONSLERINC.com](http://www.SPONSLERINC.com)

## 3.2 MÉTODOS DE CALIBRACIÓN

Diferentes tipos de medidores requieren diferentes métodos de calibración y equipos de calibración para obtener mejores resultados. Antes de escoger un método de calibración es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Tipo de medidor a calibrar (principio, resolución, tipo de señal de salida, tiempo de integración, etc.).
- Tipo de líquido a medir (viscosidad, densidad, corrosión, temperatura, presión etc.).
- Tipo de operación a la cual va a estar sometido (tiempos de encendido y apagado, volumen normal a medir, instalación, etc.).
- Valores aceptables de incertidumbre.

**3.2.1 Métodos de calibración estática.** Los métodos de calibración estática son los más comúnmente utilizados para medidores de desplazamiento positivo y tanques de almacenamiento. La mayoría de las calibraciones se ejecutan por métodos gravimétricos.

La desventajas de usar probadores estáticos es que todo el volumen del medidor de flujo debe contenerse en el tanque del probador. Para medidores de flujo de pequeño alcance esto no representa ningún inconveniente, pero, cuando el tamaño del medidor aumenta, también debe aumentarse el tamaño del probador. La regla a seguir es que el probador debe ser llenado en menos de un minuto, a la capacidad de flujo máximo del medidor. Aunque existen de gran tamaño (mayores a 4.500 litros), son comunes en la industria los de

2.500 litros. Cuando se necesita calibrar medidores de gran tamaño, es mejor optar por un probador dinámico.

En el caso de los probadores de cielo abierto, como el de la Figura 14, es necesario tener en cuenta que deben realizarse ajustes para considerar el efecto de la temperatura en el tanque.

Figura 14. Probador de cuello abierto



Fuente: [www.APLJakventures.com](http://www.APLJakventures.com)

La corrección por efectos de la temperatura en el tanque puede efectuarse utilizando la siguiente fórmula:

$$CTS = 1 + Em(TP - 15)$$

Donde:

TP= Temperatura del líquido en el probador.[°C]

Em= Coeficiente de expansión cúbica del material con que se construyó el tanque del probador.[°C<sup>-1</sup>]

En el caso de este probador (abierto a la atmósfera), se deben usar únicamente líquidos con baja presión de vapor, para evitar pérdidas por evaporación, las cuales incrementan la incertidumbre de medición al requerir una corrección por presión. [5]

**Probador gravimétrico:** el probador es simplemente una escala instalada sobre un tanque adecuado para almacenar un volumen discreto del líquido a ser medido.

El probador gravimétrico es usualmente usado para calibrar medidores de GLP y  $\text{NH}_3$ . Estos probadores pueden llegar a ser de gran tamaño, un ejemplo se puede apreciar en la Figura 15.

El tanque puede montarse en un camión. Si el medidor es calibrado en unidades de volumen por algún método de cálculo de densidad, la temperatura debe considerarse para establecer el peso del volumen del líquido dentro del tanque. Aunque hay muchos métodos aprovechables, uno de los más adecuados para mantener la presión en un tanque es a través de un hidrómetro flotador como el que se presenta en la Figura 16.

Figura 15. Probador gravimetrico



Fuente: [www.APLJaventures.com](http://www.APLJaventures.com)

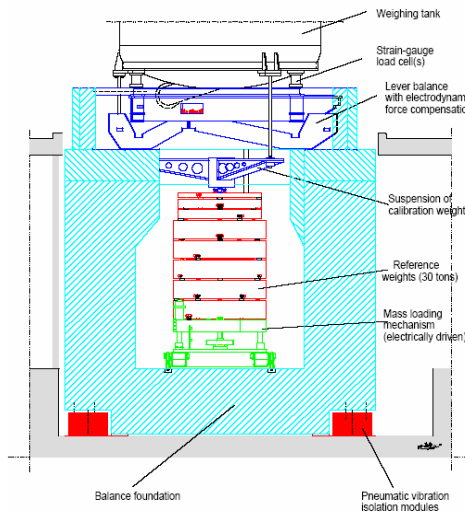
Figura 16. Hidrómetro de presión



Fuente: [www.APLJakventures.com](http://www.APLJakventures.com)

Algunos sistemas de calibración gravimétrica contienen tres sistemas diferentes para lograr gran exactitud en la calibración, comprendiendo dos diferentes mecanismos medidores de masa (tres celdas de carga en adición a una máquina de plataforma de pesado con un sistema de compensación de fuerza electrodinámica) y un sistema automático de calibración con masas patrón para un intervalo total de medida como se muestra en la figura 17.

Figura 17. Sistema dual de balances de pesos con pesos de referencia



Fuente: PTB Braunschweig

Una salida de alta resolución (hasta  $10^6$  pasos incrementales) puede procesarse por un computador para obtener un resultado confiable. Hay que tener cuidado con la ubicación del centro de gravedad, es probable que se encuentre en la misma posición cuando se pese el agua y en el proceso de carga de los pesos estándares.

Este sistema permite determinar el factor de corrección real para el medidor en prueba y detectar la influencia de cualquier error (por ejemplo de naturaleza dinámica) por comparación de la indicación de los dos mecanismos de medición de masa. La desviación estándar relativa (indicador de repetibilidad) esperada debe ser en lo posible inferior a 0,002%, mientras que la inestabilidad admisible entre dos calibraciones (normalmente efectuadas en un mismo día) es de 0,004%, y la incertidumbre estándar (incluyendo los estimados de errores sistemáticos conocidos) no debe superar 0,005%. [6]

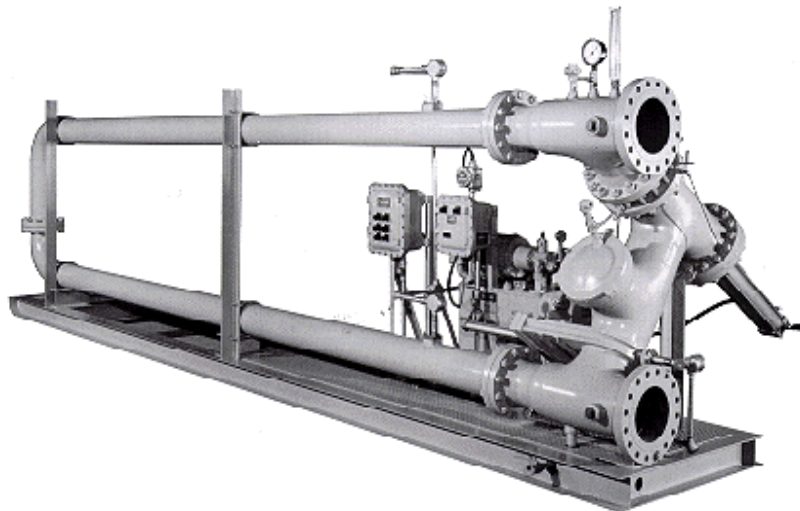
**3.2.2 Métodos de calibración dinámicos.** Los métodos de calibración dinámicos son fundamentalmente tuberías de calibración, probadores de pistón, probadores compactos y medidores maestros. Estos tipos de probadores se conocen como “sistemas cerrados”. Los sistemas cerrados de calibración generalmente requieren de factores de corrección para corregir diferencias de presión y temperatura entre el probador y el medidor en calibración.

Los probadores maestros son raramente usados, ya que pueden tener los mismos errores del medidor que se esta probando. Su uso se limita cuando

ninguno de los otros métodos descritos anteriormente puedan ser aplicados por disponibilidad de espacio u otras razones.

**Tuberías de calibración:** tuberías de calibración es un nombre genérico que se le otorga a una familia de probadores en circuito cerrado como el mostrado en la figura 18, para probar el desempeño de medidores. Generalmente están compuestos de una longitud de tubería constante, en la cual se desplaza un pistón o una esfera, estableciendo el caudal a ser medido por el equipo en prueba. La esfera o pistón pasa a través de detectores de posición (generalmente de arranque y parada). Los pulsos del medidor bajo calibración son contabilizados, totalizándose los mismos al momento en que el pistón o la esfera ejecutan una corrida completa (desplazamiento entre el detector de arranque y parada). Como el volumen entre los dos detectores es conocido, pueden determinarse los pulsos por unidad de volumen del producto desplazado.

Figura 18. Tuberías de calibración



Fuente: [www.APLJakventures.com](http://www.APLJakventures.com)

Los tubos de calibración pueden ser unidireccionales o bidireccionales. La API exige un mínimo de 10 000 pulsos medidos para asegurar la exactitud del medidor. Este valor se basa en la suposición de que puede haber un error de un pulso cada vez que se atraviesa el detector. Por lo tanto, podrían existir hasta dos pulsos de error por cada carrera. 2 partes en 10 000 es igual a un posible error de 0,02%. Una cantidad baja de pulsos totales podría acarrear errores en la medición.

Otro tipo de tuberías de calibración generalmente conocida como probadores compactos pequeños o probadores de pistón, usan el método de interpolación de pulsos para comparar resultados usando un número menor de pulsos. Más adelante se explicará en que consisten los métodos de interpolación.

El tamaño de la tubería debe ser el adecuado para instalar el medidor a calibrar. En adición al requisito de los 10 000 pulsos mínimos, debe calcularse la velocidad a la cual se desplaza el elemento interno:

$$VD = 0.212 * (Fl / Dia^2)$$

Donde:

**VD:** Velocidad del elemento interno desplazado. [m/s]

**Fl:** Caudal en el medidor. [L/min]

**Dia:** Diámetro interno del probador. [cm]

Las velocidades recomendadas son las siguientes:

Probadores unidireccionales : 0,1m/s a 1,5 m/s

Probadores bidireccionales tipo esfera : 0,1 m/s a 3 m/s

Probadores bidireccionales tipo pistón : 0,1 m/s a 1 m/s

Para evaluar el desempeño de los medidores, deben tenerse en cuenta algunos factores de corrección:

- **CTS:** Factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero.

$$CTS = 1 + (T_p - T_r)E_m$$

Donde :

$T_p$ : Temperatura de la carcasa del probador. [°C]

$T_r$ : Temperatura de referencia. [°C]

$E_m$ : Coeficiente de expansión cúbica en grados Celsius del material con el cual fue construida la carcasa del medidor. [°C<sup>-1</sup>]

- **Cps:** Factor de corrección por efecto de la presión en el acero:

$$Cps = (1 + [(P/D) * (E * t)])$$

Donde:

$P$ : Presión interna. [kPa]

$D$ : Diámetro interno del probador. [cm]

$E$ : Módulo de elasticidad del material usado en la construcción de la carcasa del probador.

$t$ : Carrera del probador. [cm]

Por otra parte, para corregir los efectos de la temperatura y la presión sobre el volumen del líquido deben aplicarse otros factores:

- **Ctl:** Factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido.[Tabulados por API (Tabla 54)]
- **Cpl:** Factor de corrección por efecto de la presión en el líquido.

$$Cpl = (1 - [1 - (P - Pe)] * f)$$

Donde:

P: presión interna [kPa]

Pe: presión de vapor en equilibrio. [kPa]

f: factor de compresibilidad para hidrocarburos del capítulo 11.2.2 de la API.

También es común encontrar factores de corrección combinados:

- **Cpv:** Corrección del volumen del probador

$$Cpv = Cts * Ctp * Ctl * Cpl * \text{Volumen del probador}$$

- **CMV:** Corrección del volumen del medidor.

$$CMV = Pp * [(Ctl * Ctp) / Kp]$$

Donde:

Pp: promedio de pulsos

Kp: número de pulsos/rango de visualización del volumen.

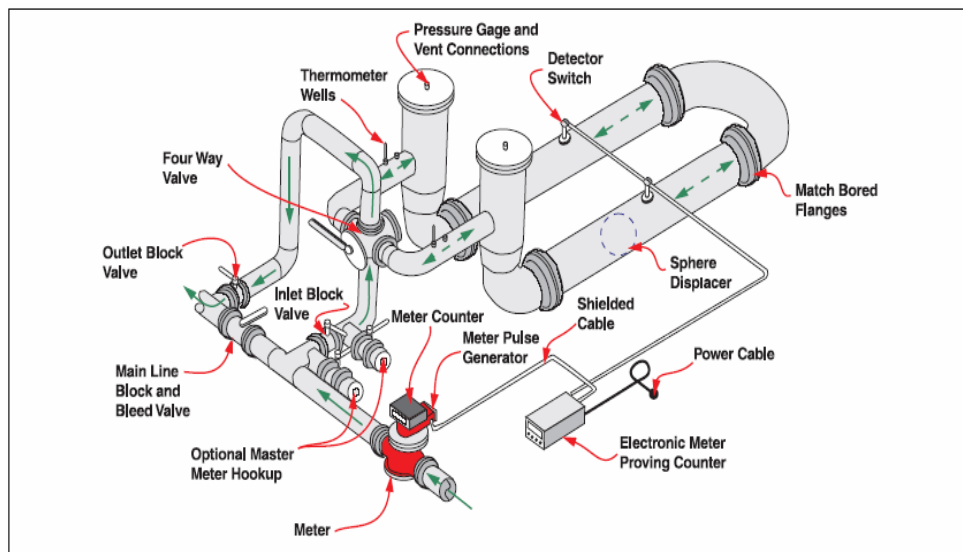
MF: Nuevo factor del medidor.

MF: CPV/CMV. [7]

**Probadores esféricos.** En la Figura 19 se presenta un probador tipo esférico. El producto que fluye a través del medidor pasa por el probador antes de retornar nuevamente a la línea de flujo. Utilizando un arreglo de válvulas, un generador de pulsos y mecanismos detectores, puede realizarse una comparación sobre un volumen conocido desplazado.

Los probadores unidireccionales y bidireccionales son los más comunes en el mercado. Ambos utilizan una esfera para desplazar un volumen de prueba conocido y compararlo con el registrado por el medidor en calibración.

Figura 19. Probador bidireccional esférico

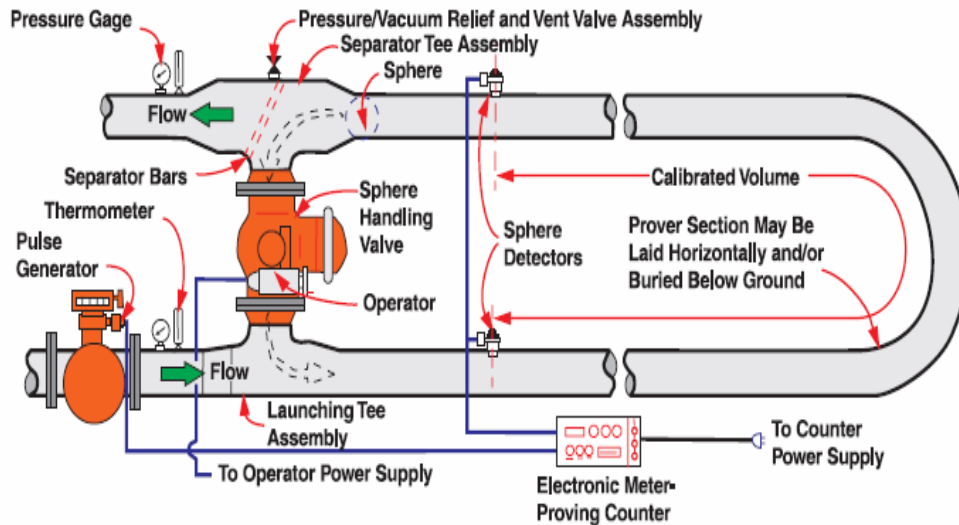


**Fuente:** API MPMS 4.2 Displacement provers

En un probador unidireccional, el desplazamiento se realiza en una sola pasada, viajando en una sola dirección se completa una carrera de prueba. La entrada y la salida del probador se ajustan con una "T" de lanzamiento y una "T" de separación, respectivamente. Estos ensambles se conectan por medio

de una válvula intercambiable con funciones de recibir, llevar y lanzar la esfera a las diferentes fases del ciclo de prueba como se aprecia en la Figura 20.

Figura 20. Probador unidireccional esférico



Fuente: API MPMS 4.2 Displacement provers

En un probador bidireccional, el desplazamiento se hace en dos pasadas, viajando en una dirección y luego en la dirección contraria para completar una carrera completa. Una válvula de cuatro vías es conectada a la cámara de lanzamiento del probador, la cual es colocada al comienzo de la tubería de prueba. El ciclo de operación de la válvula distribuidora, le dan al flujo la dirección a través de la tubería de prueba.

Hay cuatro criterios básicos de diseño que deben considerarse para un probador convencional:

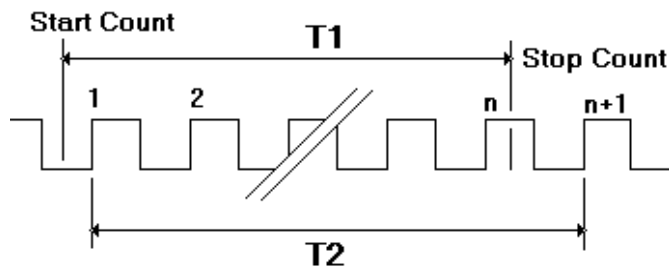
- Velocidad de desplazamiento

- Volumen del probador
- Tamaño de la válvula distribuidora
- Longitud de la tubería de pre-prueba [7]

**3.2.2 Métodos de interpolación.** En la práctica se emplean varios métodos para la interpolar pulsos, sin embargo, el más común es el método de cronometría dual descrito en el Capítulo 6 de API (sistemas de prueba - interpolación de pulsos). Esencialmente este método involucra dos temporizadores (T1 y T2), ambos conducidos por el mismo oscilador (intervalo superior a 1 MHz). La secuencia empleada es la siguiente:

1. Inicio del temporizador 1 (T1) cuando el interruptor del primer detector es activado.
2. Inicio del temporizador 2 (T2) en la punta del siguiente pulso, a partir del inicio del T1 (aquí es donde el contador de pulsos comienza a contar).
3. Parada del temporizador 1 (T1) cuando el detector de final de carrera es activado.
4. Parada del temporizador 2 (T2) en la punta del siguiente pulso, después de que el temporizador 1 (T1) paró (aquí también para el contador de pulsos).

Figura 21. Interpolación de pulsos



Fuente: APL Jak ventures

La fórmula para determinar el número total de pulsos es la siguiente:

$$\text{pulsos actuales} = \text{pulsos contados} * (n+1) * T1/T2$$

$$K = (T1/vol) * (n+1/T2)$$

Donde:

K: Factor del probador.

T1: Tiempo medido por el temporizador 1 (T1) para una carrera.

T2: Tiempo medido por el temporizador 2 (T2) para una carrera.

n+1: Cantidad de pulsos contabilizada durante el tiempo 1.

Vol: Volumen base del probador. [8]

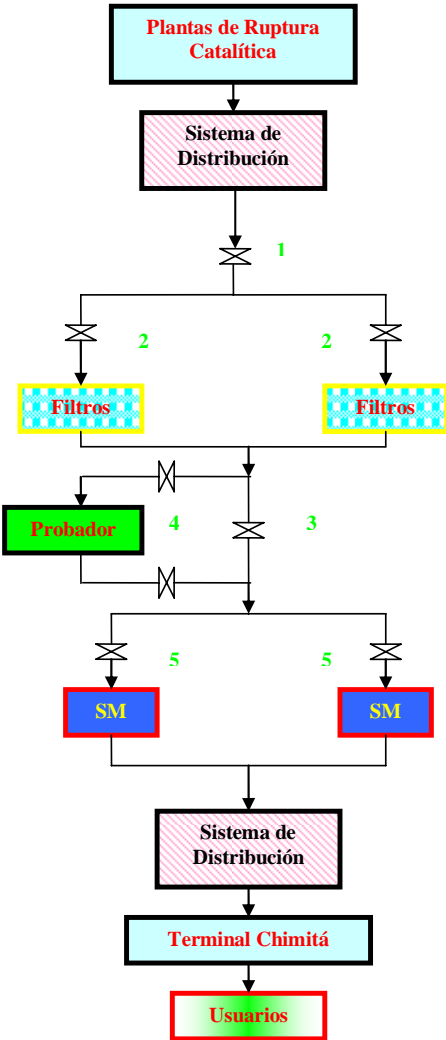
**3.2.3 Probadores maestros.** Los probadores maestros son aquellos medidores que por basarse en una mejor tecnología, presentan un desempeño y cualidades metrológicas como la exactitud, la repetibilidad, resolución, etc., tales que permite su uso como patrones de referencia para calibrar otros medidores de menor calidad metrológica. Luego del barrido de las tecnologías identificadas hasta este punto de la cadena de distribución de GLP en el país; se realizarán algunas consideraciones acerca de los sistemas de medición de la Estación Galán y del trabajo que se realiza en la misma.

En la 0 se presenta un esquema de operación para la Estación Galán. La Estación recibe todo el flujo de GLP producido en las plantas de ruptura catalítica existentes en la refinería de Barrancabermeja por medio de su sistema de bombeo.

Luego de que el GLP llega hasta las instalaciones de la Estación Galán, en la cual no existe ningún sistema de almacenamiento para los productos entregados por la vicepresidencia de transporte de ECOPETROL, el GLP se

hace pasar a través de dos filtros. Estos elementos protegen los sistemas de medición, localizados inmediatamente aguas abajo de la filtración. Una vez que el combustible es filtrado, pasa a través del probador bidireccional tipo esférico montado en línea con el sistema de medición, ejecutándose cinco (5) corridas antes de que el GLP pase a las turbinas del sistema de medición, comprobándose su estado de linealidad y determinando de igual manera si hay que realizar ajustes, liberando el envío del flujo a través del sistema para ser medido.

Figura 22. Estación Galán



\*SM : Sistema de medición

Fuente: ECOPETROL

Después de comprobar el estado del medidor, se abren las válvulas de doble bloqueo y purga que se encuentran aguas arriba del sistema de medición y el GLP es medido en esta sección de la estación. Todos los valores relevantes del sistema son monitoreados por un sistema de transmisión de señales tipo SCADA y enviados a la sala de control de la estación donde se toman las decisiones pertinentes con respecto a las acciones a tomar en cada una de las situaciones que se presenten durante la operación de medición del fluido. Posteriormente a la realización del proceso de medición, el GLP es impulsado por el sistema de bombeo de la estación hasta la terminal de Chimitá en Bucaramanga. En las tablas 4, 5, 6 y 7 se dará información técnica general de los equipos identificados, que cumplen con este propósito en la Estación Galán:

Tabla 4. Sistemas de bombeo

<b>Tipo de bombas</b>	Centrifugas
<b>Presión de operación para el proceso</b>	450-500 psi
<b>Máxima presión para el proceso</b>	500 psi
<b>Caudal</b>	800-1300 bph
<b>Temperaturas de operación para el proceso</b>	90-110 °F
<b>Máxima temperatura de operación para el proceso</b>	110 °F

Fuente: ECOPELROL

Tabla 5. Válvulas

<b>Tipo de válvula</b>	<b>Numero de la válvula que corresponde a la figura 22</b>
Válvulas de bloqueo	3,4
Válvulas de doble sello y purga	2,5
Válvulas de exceso de flujo para evacuación de líquidos, operadas por actuador u otro medio	1

Fuente: ECOPELROL

Tabla 6. Tuberías

<b>Tipo de tuberías</b>	Todas las tuberías son rígidas
<b>Material de las tuberías</b>	Acero al carbono con pintura aislante

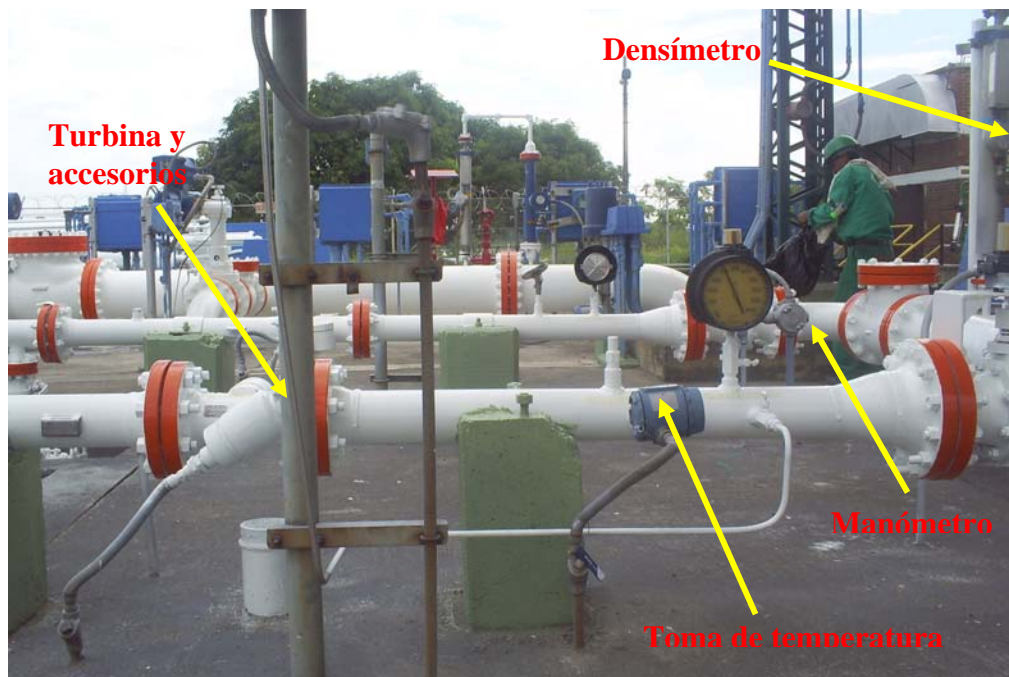
Fuente: ECOPEPETROL

Tabla 7. Sistemas de medición

<b>Tipo de medidor</b>	Turbina
<b>Presiones de operación</b>	450 - 550 psi
<b>Temperaturas de operación</b>	80 - 100°F
<b>Caudal de operación</b>	200 - 1500 bhp
<b>Gravedad específica de operación</b>	0,5 - 0,58
<b>Diámetro de la tubería</b>	4"
<b>Tuberías</b>	ANSI 300

Fuente: ECOPEPETROL

Figura 23. Sistema de medición en estación galán



Fuente: ECOPEPETROL

En la Estación Galán siguen las recomendaciones del Capítulo 4, Sección 2 de API, titulado "Displacement Prover" y el Capítulo 5, Sección 3, denominado "Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meter" del MPMS de API. Considerando la infraestructura instalada y el nivel de formación del personal asociado a la Estación (capacitado para operar las tecnologías de medición), la Vicepresidencia de Transporte y la Gerencia de Poliductos de ECOPETROL ha considerado que las mediciones que se efectúan en la Estación Galán son apropiadas para considerarse "oficiales" en cuanto al volumen de productos comercializados por la compañía, otorgando una enorme confianza a los sistemas de medición.

Pese a todo esto, y como es de esperar en cualquier instalación, en ocasiones la estación sufre problemas en los sistemas, los cuales deben solucionarse en el menor tiempo posible (corto plazo), porque ante cualquier inconveniente de los sistemas se origina una parada inmediata en el suministro de productos hacia las diferentes terminales. Situación lógica puesto que si no se cuenta con medición, no puede haber despacho de productos hacia las diferentes terminales que lo requieran a lo largo del país.

A continuación se hará una breve mención de algunos de los problemas, con el ánimo de plantear sus posibles soluciones, buscando solventar estos inconvenientes.

Como se mencionó en un comienzo, las propiedades físicas y químicas del GLP son susceptibles a cambios si los parámetros de presión y temperatura lo hacen, por esta razón y debido a que el GLP es un combustible con cierto nivel de corrosividad, el flujo de este energético a altas presiones tiende a

erosionar las paredes de las tuberías por donde es transportado, incluso si las paredes de estas tuberías están protegidas con recubrimientos para este efecto. La investigación en recubrimientos es constante, día a día se investigan y se prueban diferentes sustancias, buscando mejorar el desempeño de las actuales.

Figura 24. Probador bidireccional para GLP estación galán



**Fuente:** ECOPETROL

Si consideramos el estado actual del probador bidireccional instalado en la estación para realizar las calibraciones (Figura 24), nos podemos dar cuenta que los aislamientos externos de la tubería de calibración no se encuentran en muy buen estado para prestar su función influyendo esto en el cambio de los parámetros de presión y temperatura de la prueba. Debido al estado en el que se encuentra el probador pueden ocurrir deformaciones en la tubería de medición cambiando así el volumen de prueba y generar obstáculos a la esfera que barre este volumen.

Este probador también presenta problemas de hermeticidad en su válvula 4 vías; posee fugas internas considerables que permiten la comunicación de los 4 puertos de la válvula en todo momento, teniendo como consecuencia que el volumen de prueba varié de valor constantemente.

Figura 25. Válvula 4 vías del probador bidireccional de la estación galán



**Fuente:** ECOPETROL

Una solución a este problema está dada por la realización de un proceso de vulcanización a los sellos de la válvula, haciéndolos más resistentes a la corrosión generada por las corrientes de GLP que pasan a través de la válvula de 4 vías, de esta forma no existiría comunicación entre las cámaras de las válvulas, manteniéndose constante el volumen del probador a lo largo del tiempo de mantenimiento programado por los operadores del sistema de medición.

Figura 26. Asientos de la válvula 4 vías.



**Fuente:** ECOPETROL

Otro de los problemas graves que se presentan en los sistemas de medición de la Estación Galán es la presurización del sistema, aún estando cerradas las válvulas 1, 2 y 3 del esquema de la 0. Estas presiones alcanzan valores hasta de 300 psi, situación indeseable para el sistema ya que contribuye al deterioro de los instrumentos instalados (sensores de presión, temperatura y densidad).

Figura 27. Válvula de bloqueo para el sistema de medición



**Fuente:** ECOPETROL

Este problema, sumado al hecho de que el sistema de bombeo utilizado en las plantas de proceso para enviar el producto hasta la estación no posee un método de control fino que regule las presiones a niveles apropiados para la operación del sistema, resulta en un aspecto prioritario a solucionar.

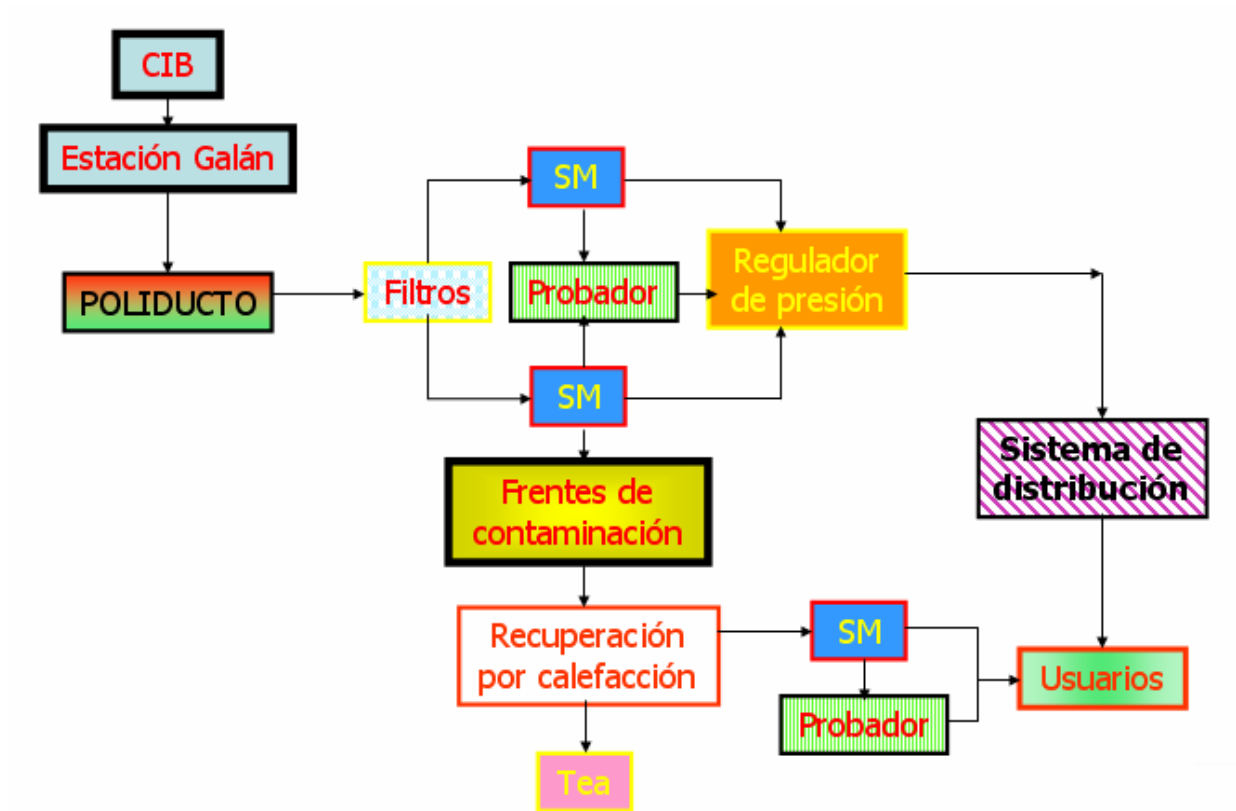
Es necesario revisar y diagnosticar todas las válvulas de bloqueo aguas arriba del sistema, efectuando mantenimientos o cambiándolas (si es el caso) por válvulas de doble bloqueo y purga como lo recomienda el Capítulo 4, Sección 2 de API, titulado “Displacement Prover. Otra consideración a tener en cuenta es la de instalar una válvula reguladora de presión; siendo cuidadosos en su selección (en el Anexo 1 se presentan las pautas básicas al momento de realizar una selección).

Hasta aquí se presenta el análisis hecho a la problemática que presenta la Estación Galán; luego el GLP, que pasó a través de esta estación es enviado a las diferentes terminales del país que requieran de este combustible. Con el propósito de generalizar las operaciones hechas en las demás terminales a las que abastece la Vicepresidencia de Transporte de ECOPETROL, trataremos el caso de la Terminal Chimitá ubicada cerca de la ciudad de Bucaramanga, en la zona industrial. Las operaciones realizadas allí son las mismas que se realizan en las demás terminales, por lo tanto, el análisis de ésta puede extenderse a las demás terminales asociadas al proceso de distribución del GLP en el país. La figura 28 es un esquema simplificado de la terminal.

El trabajo que se realiza en la Terminal Chimitá, consiste simplemente en recibir los productos que salen de la estación Galán y distribuirlos a los diferentes clientes en la zona, entre los que están UNDIGAS, GASAN, NORGAS y SHELL. Vale la pena resaltar que los productos no sufren ningún

proceso químico; los productos refinados se entregan con las mismas propiedades químicas y físicas respecto a las despachadas desde la Estación Galán.

Figura 28. Terminal Chimitá ECOPEPETROL



\*SM: sistema de medición

\*\*CIB: complejo industrial de Barrancabermeja

Fuente: ECOPEPETROL

El poliducto que une la Estación Galán con la Estación Chimitá tiene una longitud aproximada de 96 kilómetros, sufriendo reducciones progresivas en el diámetro de la tubería, iniciando en 12", pasando por 8" y 6", para terminar en 4". Como su nombre lo indica, por el poliducto se transportan diferentes productos, como por ejemplo gasolina regular, GLP, Jet A1,

queroseno, los cuales vienen separados por una cuña conformada por una mezcla de virginal-nafta, que no se utiliza para fines comerciales, simplemente cumple la función de separar los productos que son transportados en el poliducto. La separación se realiza por medio de las diferencias en densidad de los productos.

En la Terminal de Chimitá, las mediciones se realizan mediante medidores tipo turbinas helicoidal, instalados en serie con probadores bidireccionales tipo esférico, a diferencia de la Terminal Galán, en este punto sí existe almacenamiento de GLP (tanques de almacenamiento), en los tanques las medidas de volumen se realizan por medio de medidores automáticos de nivel.

Los usuarios o clientes finales de este proceso están utilizando medidores másicos (tipo Coriolis) o balanzas electrónicas para realizar las mediciones del GLP que reciben de la Terminal de Chimitá. Sin embargo, en esta etapa del proceso, los usuarios no utilizan ningún sistema de medición para realizar calibración a sus medidores. Existen sistemas de almacenamiento como los tanques de almacenamiento cilíndricos, horizontales y esféricos, en los cuales las mediciones se obtienen mediante medidores automáticos de nivel, medidores rotativos y medidores de tubo deslizante.

### **3.3 TRAZABILIDAD DE LAS MEDICIONES**

En el la Figura 29 se describe la cadena de trazabilidad existente hasta ahora en la industria del GLP en Colombia.

Figura 29. Trazabilidad de las mediciones



Fuente: ECOPEPETROL

Los medidores a los cuales hace referencia esta cadena en el último nivel son los medidores de turbina, desplazamiento positivo y coriolis utilizados en las diferentes etapas del proceso de distribución del energético, en sus diferentes terminales.

Los probadores bidireccionales utilizados en línea con los medidores se calibran con tanques aforados, propiedad de cada empresa. ECOPEPETROL los envía a calibrar cada cinco (5) años en la División de Metrología de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), donde se emplean patrones volumétricos. En el Anexo 2 se puede apreciar un modelo de tiquete de verificación del probador asociado al sistema de medición de la Estación Galán; se observan las características más relevantes que el metrólogo debe considerar para ejercer un control sobre las variables que influyen en la incertidumbre de medición, como por ejemplo los pulsos por corrida, la temperatura del medidor, la temperatura del probador, la presión del probador, la densidad, los caudales, etc.

Los tanques aforados para la calibración de probadores bidireccionales pueden ser cerrados o abiertos; los utilizados por ECOPETROL son de tipo cerrado y tienen las características dadas en la tabla 8:

Tabla 8. Características de los tanques aforados

<b>Fabricante</b>	Seraphin test M
<b>Rango de medición</b>	10 gal $\pm$ 25 in <sup>3</sup>
<b>Material de construcción</b>	Acero inoxidable
<b>División de escala</b>	1 in <sup>3</sup>
<b>Tipo de vista</b>	Tubo de vidrio
<b>Sistema de nivelación</b>	Patas graduables
<b>Incertidumbre de medición</b>	$\pm$ 8 in <sup>3</sup>

**Fuente:** ECOPETROL

### 3.4 EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS Y PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN

Existen muchos factores que técnicamente pueden afectar los balances en los puntos de transferencia de custodia de GLP a lo largo de toda la cadena de distribución . Sin embargo, un aspecto ajeno a la técnica y que puede afirmarse que es el principal causante de pérdidas de GLP en todo el proceso de distribución de este energético es el hurto del combustible. Los volúmenes de GLP que se pierden por esta causa no son constantes, pudiendo variar de 100 a 300 barriles por mes. Desafortunadamente, las autoridades y el Gobierno Nacional no han logrado controlar eficazmente este tipo de acciones a lo largo del trayecto desde el Complejo Industrial de Barrancabermeja hasta los usuarios finales.

Otras posibles fuentes de desbalance se comentan a continuación:

**3.4.1 Frentes de contaminación altas.** Durante el transporte del GLP en los poliductos, los baches de GLP son separados de los demás hidrocarburos transportados, por medio de unas “cuñas” de fluido como se mencionó anteriormente. Estas cuñas que llegan a las terminales de distribución, como la de Chimitá, se seleccionan de acuerdo a la densidad de los fluidos a separar, en el caso del GLP 0,7. En el momento de la separación de estos productos, denominados frentes de contaminación, hay una mezcla bastante alta de GLP con los demás productos enviados por el poliducto (aproximadamente de 700 barriles por bache), que son almacenados en tanques cilíndricos horizontales.

Estos sistemas de almacenamiento son puestos en línea con medidores de turbina y con un probador bidireccional para controlar el proceso de medición. De lo anterior se desprende la dificultad relacionada con el control del volumen de frentes de contaminación enviado por la Terminal Galán.

**3.4.2 Calidad del GLP.** Debido a que el GLP es una mezcla de hidrocarburos, sus propiedades físicas y químicas varían fácilmente con respecto a cambios en su presión y temperatura, situaciones normales durante el transporte, lo cual puede generar condiciones que permitan la presencia de estado líquido y gaseoso.

La mayoría de los medidores están diseñados para operar en una sola fase, por lo tanto, en el evento en que los medidores tipo turbina y de

desplazamiento positivo reciban fluido en dos fases, esto representaría un gran inconveniente para las mediciones.

Este tipo de situaciones se pueden evitar asegurando que el transporte del producto se realiza siempre por encima de su presión de vapor; esto significa que se debe llevar el GLP a presiones elevadas, incrementando la posibilidad de corrosión, y formar depósitos en el interior de las tuberías. Los depósitos obstruyen el paso del GLP debido a que se generan zonas de baja presión a lo largo de la tubería, adicionalmente, puede formarse material particulado que afecta los medidores de flujo.

**3.4.3 Medición de los productos enviados a tea.** Al efectuar el proceso de recuperación en los frentes de contaminación por medio de calentamiento en intercambiadores de calor, los residuos de este proceso son quemados en una tea. No existe un sistema de medición que determine directamente el volumen de productos quemados en la tea, así como tampoco el de los productos recuperados. Se estima que los residuos son de unos 100 barriles por cada bache de GLP transportado.

**3.4.4 Válvulas e instalaciones de los sistemas de medición.** Con respecto al arreglo de los sistemas de medición en las diferentes terminales del proceso de distribución de GLP, y en general en muchos sistemas de medición de hidrocarburos y gas, no se ha tenido en cuenta la adecuada distribución de accesorios y tubería recta aguas arriba de los medidores; es decir, los diseñadores e instaladores no han tenido en cuenta el efecto que puede tener la mala ubicación de los elementos del sistema de medición en la estimación del mesurando.

Un ejemplo de esto es el uso de válvulas tipo globo en el sistema de medición cuando la norma API 5.3 del MPMS recomienda la utilización de válvulas tipo doble bloque y venteo al instalar medidores de tipo turbina o de desplazamiento positivo.

**3.4.5 Condiciones de presión, temperatura y caudal.** Respecto al monitoreo, no existe un control permanente de las condiciones de presión, temperatura y caudales máximos y mínimos en el sistema de medición. Esta situación puede ocasionar errores de medición debido a que sus propiedades químicas y físicas son muy sensibles a un cambio en las condiciones anteriores, sumado a que el desempeño del medidor es función del caudal de operación.

**3.4.6 Frecuencia de mantenimiento.** El tipo de mantenimiento que aplican los clientes de ECOPETROL a los sistemas de medición es el mantenimiento correctivo; este tipo de mantenimiento no es recomendado por el MPMS del API, en el cual se establece que el mantenimiento de estos sistemas se haga de acuerdo a recomendaciones del fabricante y de forma continua según el tipo de tecnología que se posea.

**3.4.7 Capacitación del personal de las gaseras.** Los clientes de ECOPETROL no poseen el personal idóneo para realizar las mediciones del GLP. Este personal debe ser capacitado constantemente en el aseguramiento metrologico y en temas afines a ellos por la SIC o entidades que presten este servicio para poder brindar una mayor seguridad en las mediciones.

#### 4. CARTA DE TRAZABILIDAD PARA LAS MEDICIONES DE FLUJO DE GLP EN FORMA DINÁMICA EN COLOMBIA

El concepto de trazabilidad es quizá uno de los conceptos más polémicos, y posiblemente mal interpretados en el ámbito de la metrología. En la información publicitaria de servicios de calibración o medición es común encontrar con expresiones como “...nuestros sistemas de medición son trazables al INM” o peor aún “...nuestra empresa es trazable al INM”. En realidad el concepto de trazabilidad va mucho más allá de lo que las expresiones anteriores intentan comunicar.

De acuerdo con el vocabulario internacional de metrología (VIM), la trazabilidad se define de la siguiente forma, “*trazabilidad: propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpidas de comparaciones, teniendo todas, incertidumbres determinadas*”. [9]

De la definición anterior se observa que la trazabilidad es una propiedad o atributo del resultado que entrega un instrumento o un sistema de medición. Esto significa que la trazabilidad no es atribuido al instrumento sino de la respuesta que se obtiene al emplearse aquel.

La segunda idea de interés en la definición del concepto se relaciona con el hecho de que cualquier eslabón de calibración (en la cadena que conecta a los patrones nacionales con el instrumento en cuestión) debe incluir la declaración de la incertidumbre del proceso de calibración.

El tercer concepto de importancia en la definición de trazabilidad se refiere a que un resultado de medición, o el valor de un material de referencia, con trazabilidad es comparable al que se obtendría si hipotéticamente el patrón nacional fuera empleado para realizar la misma medición; por supuesto, tomando en consideración las declaraciones de incertidumbres respectivas.

En suma, se puede garantizar que una medición cumple con los requisitos de exactitud preestablecidos, no basta con disponer de un certificado o informe de calibración, sino también:

- Interpretar y usar adecuadamente los datos suministrados en el certificado de calibración.
- Usar el equipo de medición de acuerdo a las recomendaciones establecidas en el certificado de calibración.
- Mantener el instrumento o el sistema de medición bajo condiciones de operación comparables a las que prevalecieron durante su calibración.

Para proponer una carta de trazabilidad que se ajuste a los requerimientos de la industria, primero debemos revisar con que infraestructura cuenta el país para realizar las calibraciones de los distintos sistemas de medición utilizados en las terminales de medición del GLP.

La División de Metrología de la Superintendencia de Industria y Comercio es el encargado en Colombia de guardar los patrones nacionales, diseminando trazabilidad a las mediciones que se ejecuten en la Nación. En el caso del GLP, la SIC cuenta con un patrón volumétrico de las siguientes características:

Tabla 9. Patrón nacional de volumen

Servicio de calibración			Rango de medición			Incertidumbre expandida		Patrón de referencia utilizado en la calibración	
Magnitud	instrumento	Método	Valor mínimo	Valor máximo	Unidad	Valor	Unidades	patrón	Fuente de trazabilidad
volumen	Recipiente volumétrico metálico	Gravimétrico	5	50	L	1.2,,2.6	mL	Balanzas Termómetros picnómetros	SIC
		Volumétrico	50	500		3.3,,,33		Pipeta de 50 L	

**Fuente:** SIC

Para realizar las calibraciones, la SIC exige unos requisitos mínimos para el usuario y el sistema de medición:

Requisitos que debe cumplir el medidor:

- Solo se calibran medidores de caudal, o contadores de líquidos.
- La calibración se realiza únicamente "en sitio", es decir, donde se encuentre instalado el instrumento.

La empresa solicitante debe disponer de:

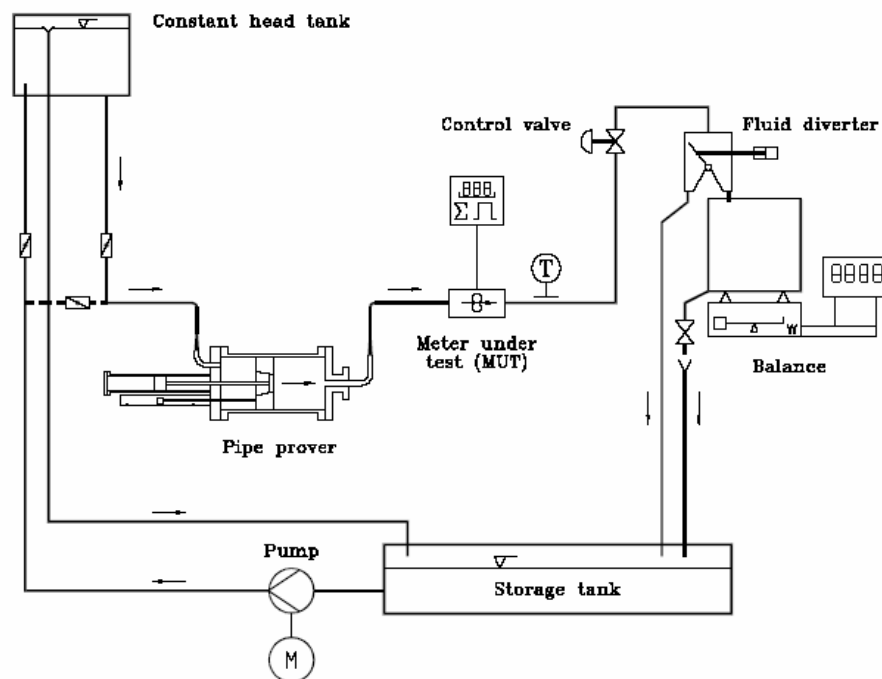
- Un patrón volumétrico debidamente calibrado, cuya capacidad sea tal que se llene, como mínimo, en un minuto a caudal máximo.
- Un patrón volumétrico, debidamente calibrado, cuya capacidad sea tal que se llene, como máximo en 30 minutos a flujo mínimo.
- La infraestructura, y el montaje adecuados para llevar a cabo la calibración sin contratiempos.
- Una persona de apoyo durante todo el proceso de calibración.

- Manual de funcionamiento del equipo, cuando aplique.
- La empresa solicitante proveerá al (los) funcionario(s) de la Superintendencia de Industria y Comercio, de los elementos de seguridad que sean requeridos para realizar el trabajo.

A continuación se realizará una revisión de los patrones volumétricos de los laboratorios de otros países.

En Alemania, PTB utiliza un patrón de alta exactitud como el descrito en la siguiente figura:

Figura 30. Patrón volumétrico de la PIB Braushweig.



Fuente: PIB Braushweig.

En esencia es una plataforma que combina los métodos volumétrico y gravimétrico, cuenta también cuenta con un sistema de pesado con válvula “diverter” y un pipe prover el cual puede ser utilizado separada o conjuntamente para propósitos de comparación.

Para el establecimiento del flujo desde  $0,3 \text{ m}^3/\text{h}$  hasta  $2100 \text{ m}^3/\text{h}$  posee un sistema de bombeo compuesto por ocho bombas, todas con variadores de frecuencia. Un tanque de almacenamiento (bajo el nivel del suelo) de  $200 \text{ m}^3$ , un tanque de  $30 \text{ m}^3$  a  $30 \text{ m}$  de altura y cabeza de presión constante y dos secciones de medición (una línea para medidores con diámetros nominales de  $40 \text{ mm}$  a  $200 \text{ mm}$  y otra para medidores nominales de  $20$  a  $150 \text{ mm}$ ), posee todas las válvulas en acero inoxidable. La presión en la sección de medición puede variarse entre  $1,5$  y  $3 \text{ bar}$  cuando se utiliza la cabeza de presión constante. Cuando se utiliza el sistema de bombeo la presión puede estar por encima de los  $5 \text{ bar}$ . Para mantener la temperatura del fluido constante, en este caso agua, se utiliza un sistema de intercambiadores de calor. [10]

En otras latitudes, el patrón nacional de flujos de líquidos mexicano, ubicado en el CENAM se fundamenta en el pesaje estático de la masa colectada de líquido. La cantidad de líquido recolectada por unidad de tiempo se determina por medios gravimétricos, definiendo el caudal másico. El caudal volumétrico que pasa a través de un área de sección transversal en un intervalo de tiempo definido se determina mediante la densidad del líquido.

Características del patrón nacional Mexicano de Flujo de Líquidos:

- La incertidumbre relativa del sistema es  $\pm 0,05\%$  para caudal másico y  $\pm 0,1\%$  para caudal volumétrico, con un nivel de confianza aproximado del 95%.
- El patrón nacional para flujo de líquidos cubre un alcance de 40 L/min a 12 000 L/min.
- Líquido de trabajo: Agua.
- Alcance de presión de trabajo de 0,16 MPa a 1 MPa.
- Material en contacto con el fluido: Acero inoxidable para evitar la corrosión.
- El patrón está constituido por los siguientes subsistemas:
  1. Sistema de bombeo formado por dos bombas verticales tipo turbina de 260 kW y 45 kW que son controladas por un variador de frecuencia que permite obtener los flujos deseados a la máxima eficiencia de las bombas.
  2. Secciones de prueba de 41 m de largo con el objeto de lograr flujos turbulentos completamente desarrollados, con tamaños de tubería desde 25 mm hasta 200 mm.
  3. Un sistema de medición de flujo constituido por dos tanques de pesado montados sobre celdas de carga con capacidad de 1 500 kg y 10 000 kg.
  4. Sistema de conducción de flujo formado por el múltiple de descarga, by pass, amortiguador de pulsaciones, sistema de control de flujo, toberas de descarga y válvulas desviadoras de flujo.

5. Sistema de referencia formado por medidores de flujo tipo turbina y electromagnéticos.
6. Sistema de medición de la presión y temperatura del flujo, así como la determinación de las condiciones ambientales.
7. Sistema de adquisición de datos, monitoreo y control completamente automatizado.
8. Sistema para la caracterización del perfil de velocidades en la zona de pruebas formado por tubos Pitot y medidores de presión diferencial. [11]

Figura 31. Patrón mexicano de flujo de líquidos



**Fuente:** CENAM

De lo observado hasta el momento, puede derivarse que en Colombia se carece de la infraestructura necesaria para asegurar las mediciones de líquidos. En este sentido, está claro que se requiere una inversión por parte del Estado para adquirir los equipos y capacitar al personal necesario en la consolidación del Laboratorio Nacional de Flujo de Líquidos.

Una vez que se cuente con un laboratorio dotado con los equipos y personal necesario para asegurar las mediciones existentes en el país, es claro que se iniciaría un proceso de renovación a nivel nacional en cuanto a la forma de pensar de la industria, las metodologías de calibración y los propios sistemas de medición de hidrocarburos líquidos.

A continuación se propone una carta de trazabilidad para las mediciones dinámicas de GLP y un bosquejo acerca de la forma de estimar la incertidumbre en cada una de las etapas de comparaciones de la cadena. Cabe destacar que se hizo mucha relación a patrones internacionales en el evento de que no se cuente en el país con los equipos necesarios.

#### **4.1 INCERTIDUMBRE DE LOS MEDIDORES TIPO TURBINA Y DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

Todos los sistemas de medición utilizados para efectos fiscales o comerciales, deben ajustarse a normas internacionales, las cuales deben ser aceptadas por los organismos gubernamentales. Las normas de medición de flujo de fluidos han sido desarrolladas a través de muchos años, la revisión de las normas para introducir nuevas tecnologías de medición es un proceso rígido y lento.

Tomando en cuenta el campo de aplicación la OIML en la norma R117 denominada "Measuring Systems for Liquids Other than Water" ha clasificado los sistemas de medición en cinco categorías como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 10. Clasificación de los sistemas de medición

CLASE	CAMPO DE APLICACIÓN
0.3	Sistemas de medición instalados en tuberías
0.5	Bombas despacho de gasolina Sistemas de medición instalados en autotanques Sistemas de medición para leche Sistemas de medición para buque-tanques
1.0	Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los GLP), sujetos a presión y temperaturas mayores a -10 °C. Sistemas de medición de GLP para carga de vehículos. Sistemas de medición clasificados como clase 0.3 o 0.5 bajo las siguientes condiciones: Con temperaturas menores a -10°C o mayores que 50°C Con fluidos cuya viscosidad dinámica sea mayor que 1000 mPas Con flujo menor que 20 L/h
1.5	Sistemas de medición para dióxido de carbono licuado Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los GLP), sujetos a presiones y temperaturas menores a -10 °C
2.5	Sistemas de medición para líquidos criogénicos

**Fuente:** OIML R117 “Measuring Systems for Liquids Other than Water”

La Tabla 11, a continuación se muestran los valores de incertidumbres tomando en consideración la aplicación del sistema de medición, dividiéndose en cinco (5) clases.

Tabla 11. Valores de incertidumbre según clase

CLASES SEGÚN LA EXACTITUD					
	0.3	0.5	1.0	1.5	2.5
<b>A</b>	± 0.3 %	± 0.5 %	± 1.0 %	± 1.5 %	± 2.5 %
<b>B</b>	± 0.2 %	± 0.3 %	± 0.6 %	± 1.0 %	± 1.5 %

**Fuente:** OIML R117 “Measuring Systems for Liquids Other than Water”

En la Tabla 11, la línea A muestra los valores de incertidumbre máximos permisibles aplicables a sistemas de medición completos, para todos los

líquidos, temperaturas, presiones y caudales a los cuales operará el sistema sin llevar a cabo ningún ajuste durante las pruebas (OIML R 117).

La Tabla 11, línea B muestra los valores de incertidumbre máximos permisibles, aplicables a la aprobación de modelo y/o verificación inicial del medidor (OIML R 117).

Para el diseño de la carta de trazabilidad se consideró que los medidores tipo turbina y de desplazamiento positivo entran en la clase 0.3, “sistemas de medición instalados en tubería”, para los cuales según esta misma norma, la incertidumbre máxima asociada para esta clasificación es de  $\pm 0.3\%$ . Se ha ubicado a estos medidores en esta categoría ya que la OIML hace mucho énfasis en el cuidado que se debe tener el manejo y mediciones de GLP puesto que las propiedades de este combustible varían demasiado respecto a un cambio mínimo de las condiciones de operación en las que se encuentra.

Haciendo una comparación de estas recomendaciones con las hechas por NIST en el Handbook 105-4 “Specifications and Tolerances for Liquid Petroleum Gas and Anhydrous Ammonia Liquid Volumetric Prover”, en su numeral 8 expresa de forma explícita que para la calibración de los medidores de flujo la máxima incertidumbre debe ser de  $\pm 0.2\%$ .

Aunque no se puede hacer una comparación entre estos dos valores de incertidumbre recomendados ya que ambos se refieren a dos niveles diferentes de la cadena de trazabilidad, se puede ver la dificultad que existe en las estimaciones del flujo de GLP en los sistemas de medición.

El CENAM en su carta de trazabilidad para las mediciones de hidrocarburos líquidos en forma dinámica sugieren 0.1% de incertidumbre en la medición en estos medidores.

Basados en los datos anteriores, lo que se debe tener en cuenta a la hora de estimar la incertidumbre asociada con un sistema de medición es la tecnología con que se cuenta para evaluar los parámetros que puedan llegar a afectar dicha estimación, es decir, la calidad del medidor, sensores, accesorios de tuberías y control de agentes externos en el lugar de la medición; es decir la inversión que hay que hacer para satisfacer las recomendaciones hechas por estos organismos. Ahora bien, surge el razonamiento sobre si esa inversión en tecnología de punta realmente se justifica en el momento de plantear un modelo de estimación de incertidumbre de estos modelos en la industria del GLP en Colombia, la respuesta a esto es: “depende de donde estemos ubicados en la cadena de distribución del energético y el tipo de operación que se este ejecutando (transferencia de custodia, revisión fiscal, etc.)”.

Considerando que el país no cuenta con políticas claras y definidas (resoluciones, reglamentos técnicos, etc.), para el aseguramiento metrológico de mediciones de flujo en la industria del GLP, se tomará como un valor que se ajusta a estas condiciones de nuestro ámbito el valor recomendado por la norma OIML R117 de una incertidumbre del  $\pm 0.3\%$  en los medidores tipo turbina y tipo desplazamiento positivo utilizados para las mediciones de GLP en estado líquido en Colombia.

#### 4.1.1 Estimación de la incertidumbre para los medidores tipo turbina

**Modelo matemático:** el valor del mesurando se calcula como[3]:

$$V_r = \frac{N * FM * P_m * T_r * Z_r}{K * P_r * T_m * Z_m} * [1 + \alpha * (T_m - T_{cal})]$$

En donde:

N: Numero total de pulsos.

K: Constante de la turbina.

MF: Factor de la calibración.

T<sub>m</sub>: Temperatura medida.[°C]

P<sub>m</sub>: Presión medida.[KPa]

T<sub>r</sub>: Temperatura de referencia.[°C]

P<sub>r</sub>: Presión de referencia.[KPa]

Z<sub>r</sub>: Factor de compresibilidad de referencia.

Z<sub>m</sub>: Factor de compresibilidad calculado.

α : Coeficiente de expansión térmica del fluido. [°C<sup>-1</sup>]

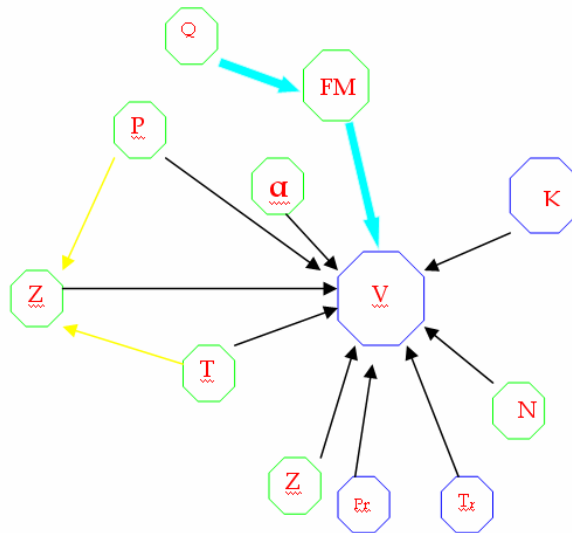
#### **Fuentes de incertidumbre:**

- **Temperatura:** los parámetros asociados con esta fuente serán la calibración del sensor, resolución, linealidad y reproducibilidad.
- **Presión:** los parámetros asociados con esta fuente serán la calibración del sensor, resolución, linealidad y reproducibilidad.
- **Pulsos:** los parámetros asociados con esta fuente serán la calidad del contador y resolución.

- **Coefficiente de expansión térmica:** incertidumbre estándar tipo B.
- **Factor de calibración:** consistirá en la variación de pulsos de FM con respecto de el flujo de liquido; generalmente se representa en forma de graficas FM Vs flujo volumétrico.
- **Factor de compresibilidad:** dependerá de los valores de incertidumbre estimados para los elementos sensores de presión y temperatura. [3]

#### 4.1.2 Diagrama de árbol que muestra la relación entre las variables que definen al volumen base de un medidor de turbina.

Figura 32. Diagrama de árbol para la estimación de incertidumbre de un medidor tipo turbina



Fuente: CENAM

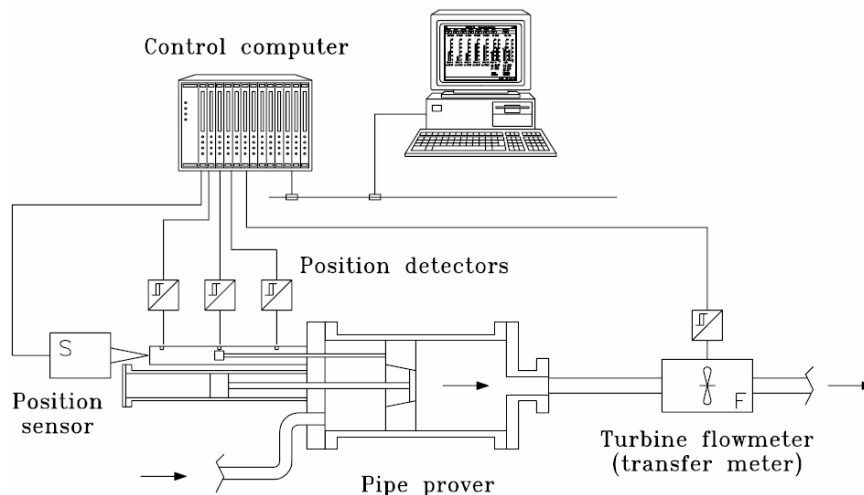
**Incertidumbre estándar combinada:** la expresión matemática para el cálculo de la incertidumbre estándar combinada, a partir de los datos propuestos, tomando como referencia el modelos matemático indicado anteriormente es:[12]

$$u_c(V_r) = \sqrt{\left[ \frac{\partial V_r}{\partial FM} * u(FM) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial Q} * u(Q) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial \alpha} * u(\alpha) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial P_m} * u(P_m) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial T_m} * u(T_m) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial Z_m} * u(Z_m) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial Z_r} * u(Z_r) \right]^2 + \left[ \frac{\partial V_r}{\partial N} * u(N) \right]^2}$$

## 4.2 INCERTIDUMBRE ASOCIADA CON LOS PROBADORES BIDIRECCIONALES

Es común ver en la práctica que en los laboratorios nacionales se usan probadores volumétricos pequeños para la calibración de medidores de hidrocarburos líquidos, como es el caso de PIB en Braunschweig, donde se utiliza un probador de tipo pistón como el que se muestra en la Figura 33. Estos pueden ser calibrados por métodos gravimétricos o volumétricos y en ambos métodos la incertidumbre expandida esperada es de 0,05%.

Figura 33. Small volume prover en la PTB Braunschweig



Fuente: PTB Braunschweig

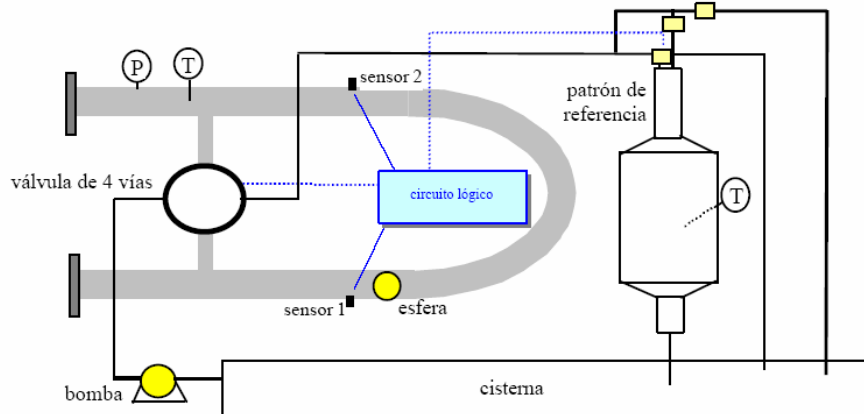
El CENAM también utiliza este tipo de calibradores, donde la incertidumbre en los valores K obtenidos oscilan entre un 0,1% y 0,06%, la repetibilidad es menor a 0.07% y la reproducibilidad menor a  $\leq 0,3\%$ .

Se puede observar que con este tipo de calibradores se obtienen valores bajos de incertidumbre, pero solo si se tienen los componentes adecuados y las instalaciones propicias en laboratorio. En Colombia el tipo más común de patrones para calibración de medidores en campo, en la industria del GLP, es el probador bidireccional; estos valores se tomarán como referencia como un valor óptimo si se tienen todas las condiciones idóneas para realizar las pruebas. Detallaremos a continuación la incertidumbre asociada con la calibración de un probador volumétrico bidireccional.

**4.2.1 Principio de medición y mesurando.** Los probadores bidireccionales son equipos de medición que se usan para llevar a cabo la calibración de medidores de flujo, sean de tipo turbina o de desplazamiento positivo. Una práctica común es instalar estos equipos en forma permanente en las estaciones de medición en poliductos para llevar a cabo la calibración de los equipos de medición de volumen de hidrocarburos con la periodicidad requerida para mantener trazabilidad al patrón nacional y lograr un nivel de incertidumbre adecuado en las mediciones de volumen.

Estos equipos consisten de una porción de tubería en donde se instalan los sensores que determinan el volumen del probador; el espacio interior definido entre los sensores es conocido como volumen calibrado. A lo largo del probador, se desliza la esfera que acciona los sensores de inicio y paro que determinan el volumen del probador. Así, la calibración del probador se

refiere a la determinación del volumen contenido entre los sensores por lo cual éste constituye el mensurando. El volumen se expresa a condiciones de referencia de 20 °C de temperatura y la presión manométrica. En la figura 34 se muestra el diagrama esquemático de una instalación para llevar a cabo la calibración de un probador bidireccional. El ejemplo de cálculo que se presenta en páginas posteriores se refiere a un probador bidireccional para el cual un solo patrón volumétrico es suficiente para coleccionar y medir el volumen de ida y vuelta de la esfera. [13]



Fuente: CENAM

Figura 34. Probador bidireccional

#### 4.2.2 Modelo matemático:

El valor del mensurando se calcula como

$$V_{20} = V_t * C_{tst} * CTL * CPL * C_{tsp} * C_{psp}$$

en la cual

$$C_{tst} = 1 + \alpha_t (T_i - 20)$$

$$CTL = 1 + \beta (T_p - T_i) \therefore \beta = f(T)$$

$$CPL = 1 - (P_p * F) \therefore F = (T)$$

$$C_{tsp} = 1 + \alpha_p (20 - T_p)$$

$$C_{psp} = 1 - \frac{P_p * D}{E * e}$$

En donde:

- **V20,0:** Volumen base del probador, a condiciones de referencia, 20 °C y presión manométrica de 0 Pa.
- **CTSt:** Factor de corrección por diferencia entre la temperatura del agua en el tanque Tt, y la temperatura de referencia a la cual se expresa el volumen del patrón volumétrico (20 °C), [adimensional]
- **CTL:** Factor de corrección por diferencia de temperatura del agua entre el patrón volumétrico y el probador, [adimensional]
- **CPL:** Factor de corrección por diferencia de presión del agua entre el patrón volumétrico y el probador, [adimensional]
- **CTSp:** Factor de corrección por diferencia entre la temperatura del probador y la temperatura de referencia a la cual se expresa el volumen del probador (20 °C), [adimensional]
- **CPSp:** Factor de corrección por diferencia entre la presión en el probador respecto de la presión a la cual se expresa el volumen del mismo, [adimensional]
- **Vt:** Volumen medido en el patrón volumétrico a la temperatura Tt, [L]

- $\alpha_t$ : Coeficiente de dilatación del patrón volumétrico, [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]
- $T_t$ : Temperatura del agua en el patrón volumétrico, [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- $\beta$ : Coeficiente de expansión volumétrico del agua, [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]
- $T_p$ : Temperatura del agua en el probador, [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- $P$ : Presión en el interior del probador, [MPa]
- $F$ : Factor de compresibilidad isotérmico del agua, [MPa $^{-1}$ ]
- $\alpha_p$ : Coeficiente de dilatación del probador, [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ] [13]

**4.2.3 Hipótesis.** A continuación se dan las hipótesis del modelo para la aplicación del modelo matemático:

- Es suficiente la aproximación lineal en los factores de corrección por efectos de presión y temperatura.
- Las pérdidas de agua por evaporación son despreciables y no existen fugas entre la pared del cilindro y la esfera, y en ningún punto localizado entre el probador y el patrón volumétrico.
- La temperatura del agua contenida en el patrón volumétrico es igual que la temperatura del cuerpo del patrón volumétrico.

- La temperatura del agua en el probador es igual que la temperatura del cuerpo del probador.
- La transferencia del agua desde el probador hasta el patrón volumétrico se realiza a presión constante (se desprecian los cambios de presión en el interior del probador).
- Las propiedades termodinámicas del agua pura son aplicables.
- La relación de diámetro externo contra el diámetro interno del probador es del orden de 1.15, de lo cual se puede aplicar la teoría de los cilindros de pared delgada para estimar la deformación del probador por efecto de la presión estática.

**4.2.4 Fuentes de incertidumbre. Las fuentes para la estimación de la incertidumbre son las siguientes:**

- Volumen indicado por el patrón volumétrico  $V_t$
- Coeficiente de expansión térmica del patrón volumétrico,  $\alpha_t$
- Temperatura del agua en el patrón volumétrico,  $T_t$
- Temperatura del agua en el probador,  $T_p$
- Presión en el interior del probador,  $P$ :
- Coeficiente de dilatación del probador,  $\alpha_p$ :
- Diámetro interior del probador,  $D$ :
- Módulo de elasticidad del material de fabricación del probador,  $E$
- Espesor de pared del probador,  $e$
- Repetibilidad para el volumen base.

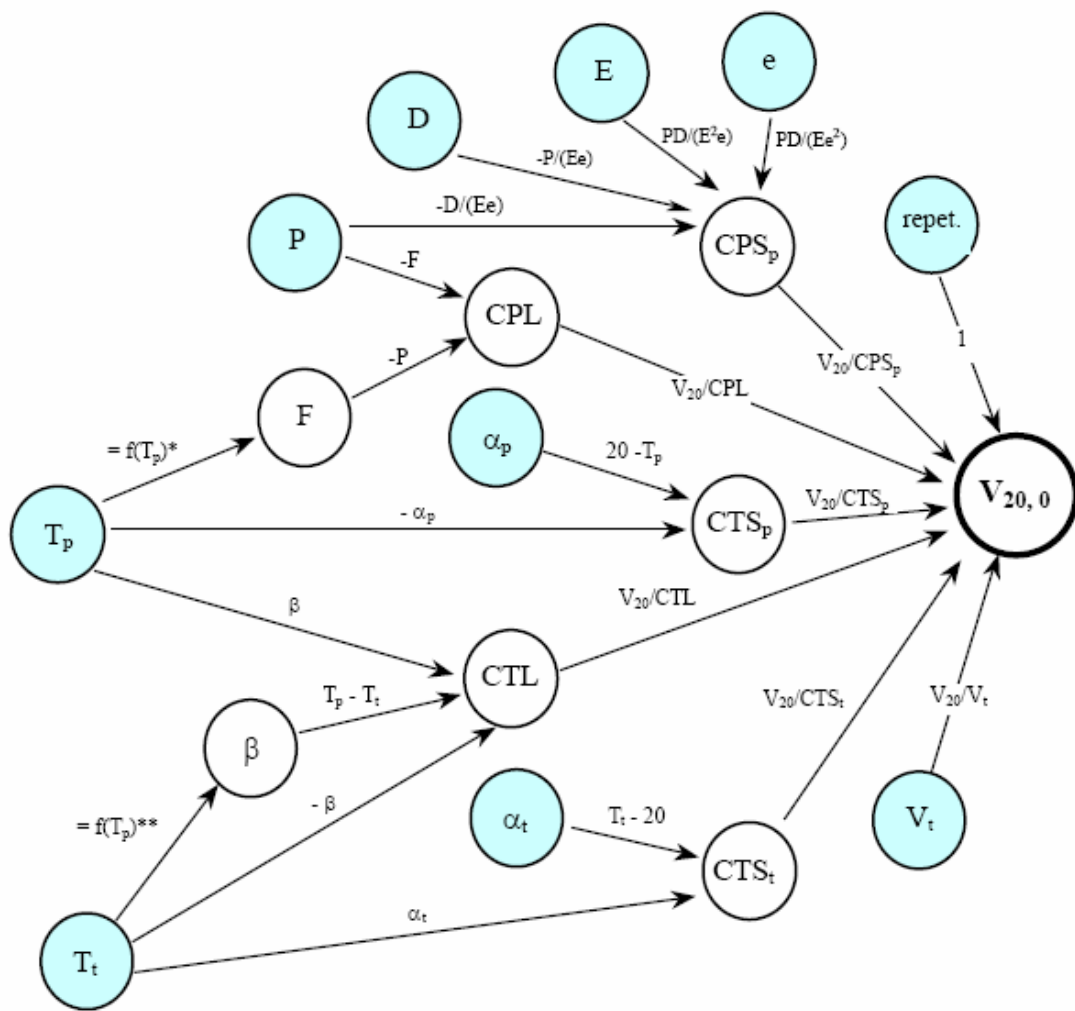
**4.2.5 Incertidumbre estándar combinada.** La expresión matemática para el cálculo de la incertidumbre estándar combinada, a partir de los datos propuestos, tomando como referencia los modelos matemáticos indicados en este documento se muestra a continuación: [14]

$$\begin{aligned}
 u_c^2(V_{20}) = & \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPS}_p} \frac{\partial \text{CPS}_p}{\partial e} \right]^2 u^2(e) + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPS}_p} \frac{\partial \text{CPS}_p}{\partial E} \right]^2 u^2(E) + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPS}_p} \frac{\partial \text{CPS}_p}{\partial D} \right]^2 u^2(D) + \\
 & + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPS}_p} \frac{\partial \text{CPS}_p}{\partial P} + \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPL}} \frac{\partial \text{CPL}}{\partial P_p} \right]^2 u^2(P) + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTS}_p} \frac{\partial \text{CTS}_p}{\partial \alpha_p} \right]^2 u^2(\alpha_p) + \\
 & + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTS}_p} \frac{\partial \text{CTS}_p}{\partial T_p} + \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CPL}} \frac{\partial \text{CPL}}{\partial F} \frac{\partial F}{\partial T_p} + \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTL}} \frac{\partial \text{CTL}}{\partial T_p} \right]^2 u^2(T_p) + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial V_t} \right]^2 u^2(V_t) + \\
 & + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTS}_t} \frac{\partial \text{CTS}_t}{\partial \alpha_t} \right]^2 u^2(\alpha_t) + \left[ \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTS}_t} \frac{\partial \text{CTS}_t}{\partial T_t} + \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTL}} \frac{\partial \text{CTL}}{\partial \beta} \frac{\partial \beta}{\partial T_t} + \frac{\partial V_{20}}{\partial \text{CTL}} \frac{\partial \text{CTL}}{\partial T_t} \right]^2 u^2(T_t) + \\
 & + \frac{s_{V_{20}}^2}{n} + 2 \frac{\partial V_{20}}{\partial T_t} \frac{\partial V_{20}}{\partial T_p} u(T_t) u(T_p) r(T_t, T_p)
 \end{aligned}$$

Entre las variables que definen al volumen base del probador, se toma en cuenta la correlación que existe entre la temperatura del agua en el probador y la temperatura del agua en el patrón volumétrico.

**4.2.6 Diagrama de árbol que muestra la relación entre las variables que definen al volumen base de un probador volumétrico bidireccional**

Figura 35. Diagrama de árbol para la estimación de incertidumbre de un probador bidireccional



Fuente: CENAM

- El coeficiente de sensibilidad para b se calcula a partir de la ecuación que relaciona la densidad del agua con la temperatura (ecuación desarrollada en PTB), de la que se obtiene la relación funcional de b respecto de T.
- El coeficiente de sensibilidad para F se obtiene a partir de la relación funcional de F respecto de T. En el capítulo 14.6 del MPMS de API se detalla dicha relación.
- Las variables que se muestran en los círculos sombreados son las variables independientes en este ejercicio.
- Existe correlación entre la temperatura en el probador y la temperatura en el patrón volumétrico; de acuerdo con los datos de calibración, el coeficiente de correlación entre ambas variables es igual a uno. [14]

$$** \partial b / \partial T_t | T=28 = 9,093\ 411E-06\ ^\circ\text{C}^{-2}$$

$$* \partial F / \partial T_p | T=27,7 = 6,472\ 714E-09\ \text{MPa}^{-1}\ ^\circ\text{C}^{-1}$$

### 4.3 CALIBRACIÓN POR EL MÉTODO WATER DRAW

Para el siguiente escalón en nuestra cadena de trazabilidad, para no hacer la comparación directa entre los probadores bidireccionales y el patrón nacional de volumen, que debe ser al mismo tiempo el de menor valor de incertidumbre entre todos los tipos de probadores utilizados en la cadena, se ha introducido un patrón de referencia entre estos.

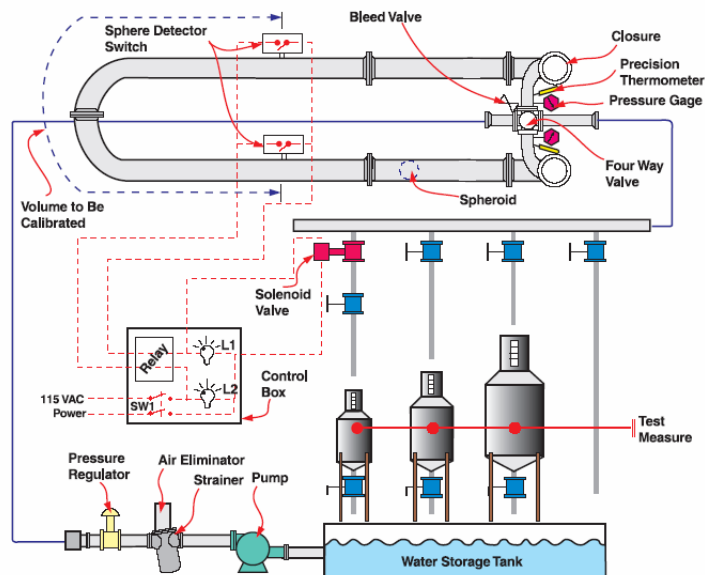
Los laboratorios de CENAM y PIB Braushweig cuentan con sistemas que permiten hacer la comparación directa de los small prover con un sistema de calibración gravimétrico en cual se obtiene valores de incertidumbre

expandida no mayores de 0,03% para el CENAM y 0,005% en el PIB Braushweig.

El método que se propone en esta parte de la carta de trazabilidad es utilizar el método “Water Draw” o desplazamiento de líquido para la calibración de los probadores bidireccionales como el mostrado en la Figura 36. Los valores de incertidumbre de los tanques de recolección donde se registra el volumen de prueba del calibrador bidireccional (test measure) al ser comparados con el patrón volumétrico nacional no debe ser mayor a 0.01%.

El modelo matemático para este test y la estimación de las fuentes de incertidumbre se describen a continuación.

Figura 36. Método de calibración Water Draw



Fuente: Brendan S Ryan, Smith Meter Inc.

#### 4.3.1 Modelo matemático para la calibración de tanques de recolección empleando el patrón de medida volumétrica

$$MF = \frac{V_{p_{20}}(1 + 3\alpha(T - T_{20})) + (L_{p_i} * k_p)CTL_p}{(L_f - L_i) * CTL_m}$$

**L<sub>pi</sub>** - Lectura de la escala en el cuello de la medida volumétrica patrón, en el evento i [L]

**k<sub>p</sub>** - Factor de corrección de la escala del cuello en la medida volumétrica patrón [adimensional]

**L<sub>i</sub>** - Lectura inicial del medidor bajo calibración [L]

**L<sub>f</sub>** - Lectura final del medidor bajo calibración [L] [15]

#### 4.3.2 Hipótesis particulares para la validez del modelo matemático anterior.

- La presión del fluido entre el patrón de referencia prueba y la medida volumétrica no es mayor a 100 000 Pa, por lo que no se toma en cuenta la corrección por efectos de la presión en el fluido. Si la diferencia de presiones es mayor deben efectuarse las correcciones por presión.
- La densidad del fluido en la medida volumétrica se calcula como función de la temperatura, a la presión barométrica del lugar.

### 4.3.3 Listado y descripción de las fuentes de incertidumbre

**Volumen del patrón volumétrico, a condiciones de referencia, V20:**

Volumen certificado de calibración del patrón volumétrico, se le asigna una distribución normal.

**La lectura del volumen del medidor (Lf-Li), Vm:** Para estimar la incertidumbre estándar se asume una distribución de probabilidad del tipo uniforme. Así, si el patrón de referencia posee una resolución de 0,1 L, entonces la incertidumbre estándar es igual a  $0,1/\sqrt{12}$  ( $\pm 0,029$  L).

**La medición de temperatura, T:** Esta fuente de incertidumbre resulta de la combinación del gradiente del campo de temperaturas del líquido, se propone una distribución de probabilidad uniforme con una variación de temperatura de acuerdo a la prueba, la debida a la calibración del sistema de medición de temperatura a la cual se le asigna una distribución normal y la resolución del instrumento con una distribución de probabilidad uniforme.

**Densidad del fluido,  $\rho$ :** La densidad se determina en función de la temperatura del fluido en el patrón volumétrico y el patrón de referencia.

**Coefficiente cúbico de expansión térmica del acero inoxidable,  $\alpha$ :** Depende del material de fabricación de la medida volumétrica (acero inoxidable tipo 304, 316 o acero al carbón) del cual se desconoce su composición química particular. En este caso, se le asigna al valor del coeficiente cúbico de expansión del material una distribución uniforme.

**Lectura en el patrón volumétrico,  $L_p$ :** Además de la incertidumbre expresada en el certificado de calibración de la medida volumétrica, se considera una contribución al realizar la lectura en el cuello graduado de la medida volumétrica, se le atribuye una distribución de probabilidad rectangular con un intervalo de variación de acuerdo a la resolución de la escala del cuello. de la medida volumétrica.

**Repetibilidad del FM patrón de referencia,  $s$ :** Incertidumbre tipo A de mediciones consecutivas a un gasto estable para el factor de corrección, FM, se le asigna una distribución de probabilidad normal.

**Incertidumbre estándar combinada ( $u_c$ ):** De acuerdo con los modelos matemáticos y aplicando la metodología propuesta en la GUM, se estima la incertidumbre estándar combinada del factor de corrección del patrón de referencia, MF, a partir de la siguiente expresión: [15]

$$u_c^2 = \sum_i^n \left( \frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u_{xi}^2 = \left( \frac{\partial f}{\partial V_{20}} \right)^2 u_{V_{20}}^2 + \left( \frac{\partial f}{\partial L_p} \right)^2 u_{L_p}^2 + \left( \frac{\partial f}{\partial V_M} \right)^2 u_{V_M}^2 + \left( \frac{\partial f}{\partial T} \right)^2 u_T^2 + \left( \frac{\partial f}{\partial T_M} \right)^2 u_{T_M}^2 + \left( \frac{\partial f}{\partial \alpha} \right)^2 u_\alpha^2 + \frac{S^2}{n}$$

#### 4.4 PATRÓN NACIONAL DE VOLUMEN

En esencia la calibración de un patrón volumétrico consiste en la determinación del volumen que contiene, si su diseño es para contener, o bien del volumen del líquido que el patrón es capaz de entregar después de un cierto tiempo de escurrimiento. Cualquiera que sea el diseño del patrón, siempre será indispensable llevar el resultado del volumen a una temperatura

de referencia, para lo cual es indispensable conocer el coeficiente de expansión térmica del material de fabricación del patrón.

La determinación de volúmenes por métodos gravimétricos requiere de la medición de masa de agua que el recipiente contiene o entrega, además de la determinación tanto de la densidad del agua pura a la temperatura de trabajo como la densidad del aire de las condiciones atmosféricas que prevalecieron durante la calibración. Así, las mediciones de volúmenes por método gravimétrico implican finalmente trazabilidad a los patrones nacionales de masa, densidad, temperatura, presión y humedad.

Colombia posee patrones primarios nacionales de masa, presión, temperatura y densidad a los cuales puede darse trazabilidad a los resultados que se obtengan por cualquiera de los dos métodos anteriormente mencionados para la calibración del patrón volumétrico nacional.

Durante el año de 1997, se llevo a cabo una intercomparación en medición de volumen a 50 L, por método gravimétrico, empleando como referencia una pipeta de acero inoxidable diseñada para entregar 50 L, a una temperatura de referencia de 20 °C . Los laboratorios que participaron en este proyecto de comparación fueron: National Institute Of Standard And Technology (NIST-USA), National Research Council/Industry Canadá (NRC-Canada), Physikalish Technische Bundesanstalt (PTB-Alemania) y el Centro Nacional de Metrologia (CENAM- México).

En la Tabla 12 y Figura 37 se muestran los resultados obtenidos durante esta comparación, se incluyen la mejor estimación así como el valor de incertidumbre de volumen que entrega la pipeta de 50 L. En todos los

laboratorios, las mediciones se realizaron al menos en dos días de trabajo, por lo que la declaración de incertidumbre incluye cierta aportación por reproducibilidad. La incertidumbre que se declara es expandida con un factor de cobertura de  $k=2$ , en todos los casos y fue estimada de acuerdo con la GUM 1995. [16]

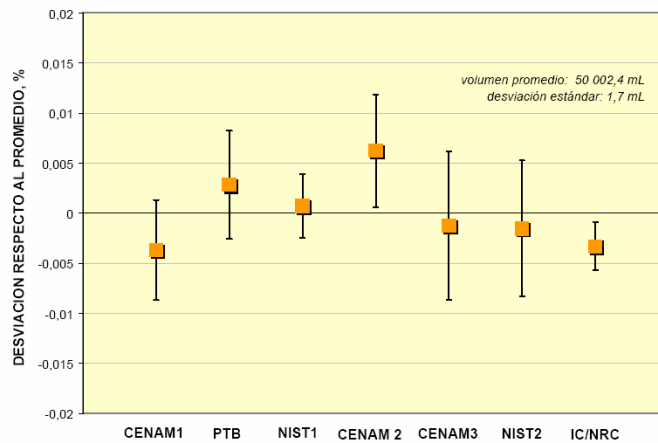
En la Figura 37 se aprecia que todos los resultados están comprendidos en el intervalo de  $-0.003\%$  hasta  $+0.006\%$  respecto al valor promedio

Tabla 12. Comparación del patrón volumétrico de 50 L

LABORATORIO	FECHA	VOLUMEN	MEDICIONES
CENAM 1	Octubre 1997	50 000, 6 ± 3,6	9
PTB	Noviembre 1997	50 003,6 ± 1,7	8
NIST 1	Diciembre 1997	50 002,8 ± 0,8	10
CENAM 2	Marzo 1998	50 005,5 ± 3,6	22
CENAM 3	Agosto 1998	50 001,8 ± 3,7	11
NIST 2	Septiembre 1998	50 001,7 ± 1,2	12
IC/NRC	Septiembre 1998	50 000,8 ± 1,2	3

Fuente: CENAM

Figura 37. Resultados en la comparación en medición de volumen a 50L



Fuente: CENAM

Lo importante a resaltar es que una vez adquirida la infraestructura nacional y consolidado el laboratorio, no ha finalizado la tarea, debe comprobarse que el mismo esta al mismo nivel de los grandes laboratorios internacionales, de forma que a pesar de que las mediciones se realicen en lugares diferentes, con equipos y personal diversos, las mediciones deben ser trazables dentro de sus respectivas incertidumbres.

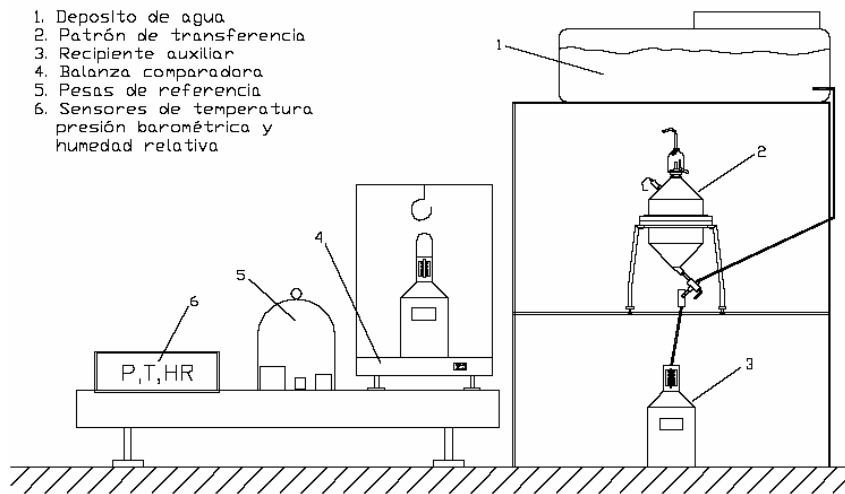
El cumplimiento de lo anterior es de vital importancia ya que nuestro país por ser procesador de productos derivados del petróleo tiene relaciones comerciales con otras naciones, debiendo asegurar y demostrar que la medida (con su incertidumbre declarada) realizada es comparable con las medidas realizadas en los países con los cuales comercia.

**4.4.1 Estimación de la incertidumbre de medición del volumen de patrones volumétricos, determinado a partir del método de pesado de doble sustitución.** La estimación de la incertidumbre del volumen que contiene o entrega un patrón volumétrico requiere de la consideración de fuentes de incertidumbres como:

- Masas de referencia.
- Cualidades metrológicas del instrumento para pesar.
- Repetibilidad de las mediciones.
- Variaciones de la temperatura ambiente.
- Presión barométrica.
- Humedad relativa
- Resolución del dispositivo indicador del instrumento bajo calibración.
- Propiedades físicas del material de fabricación del patrón volumétrico.

**4.4.2 Descripción del procedimiento de calibración.** Unas de las técnicas que pueden aplicarse para la calibración de patrones volumétricos diseñado para entregar requiere del uso de un recipiente auxiliar para almacenar el agua de drenaje desde el instrumento bajo calibración; por lo que el volumen entregado por el patrón volumétrico se determina a partir de la diferencia del masa del recipiente auxiliar vacío y la masa del recipiente auxiliar lleno con agua (ver Figura 38).

Figura 38. Diagrama esquemático de la instalación para la calibración del patrón volumétrico



**Fuente:** CENAM

Una determinación del volumen mediante la técnica de pesado de doble sustitución (conocido también como método borda) requiere la aplicación de una secuencia como la que a continuación se describe:

1. Cargar la pesa de referencia  $m_i$ , nominalmente equivalente a la masa del recipiente vacío y registrar la lectura como  $L_{i1}$ .

2. Quitar la pesa de referencia y colocar sobre la balanza el recipiente auxiliar vacío y registrar la lectura como  $L_{i2}$ .
3. Agregar la pesa de sensibilidad  $m_s$ , a la balanza y registrar la lectura como  $L_{i3}$ .
4. Quitar el recipiente auxiliar y volver a cargar la pesa de referencia  $m_i$ , junto con la pesa de sensibilidad  $m_s$ , y registrar la lectura como  $L_{i4}$ .
5. Llenar el patrón volumétrico con agua pura (bidestilada o desionizada).
6. Registrar los valores de temperatura ambiente, presión barométrica, humedad relativa y temperatura del agua  $t_a$ ,  $p_a$ , HR y  $t_{ag}$ .
7. Vaciar el patrón volumétrico hacia el recipiente auxiliar, permitiendo un tiempo de escurrimiento (normalmente 30s).
8. Cargar la pesa de referencia  $m_f$ , nominalmente equivalente a la masa del recipiente auxiliar lleno con agua, registrar esta lectura como  $L_{f1}$ .
9. Retirar la pesa de referencia  $m_f$ , y colocar el recipiente auxiliar lleno de agua, registrar la lectura de la balanza como  $L_{f2}$ .
10. Agregar la pesa de sensibilidad  $m_{s1}$  y registrar la lectura de la balanza como  $L_{f3}$

Quitar el recipiente auxiliar y colocar nuevamente la pesa de referencia  $m_{f1}$ , registrar la indicación de la balanza como  $L_{f4}$ . [16]

**Modelo matemático para la calibración de patrones volumétricos.** El volumen a la temperatura de referencia se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V_{20^{\circ}\text{C}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^N m_f - \sum_{i=1}^n m_i\right) * \left(1 - \frac{\rho_a}{\rho_m}\right) + A_f - A_i}{\rho_{ag} - \rho_a} * [1 - \beta * (t_{ag} - 20)]$$

Donde  $A_f$  representa la diferencia de masa entre las pesas de referencias y el recipiente auxiliar lleno para el ciclo de pesado final y se calcula de la siguiente forma:

**Ecuación 1:**

$$A_f = \frac{L_{f2} + L_{f3} - L_{f1} - L_{f4}}{2} * \frac{m_s \left(1 - \frac{\rho_a}{\rho_{ms}}\right)}{L_{f3} - L_{f2}}$$

De igual forma,  $A_i$  representa la diferencia de masas entre las pesas de referencias y el recipiente auxiliar vacío para el ciclo de pesado inicial y se calcula de la siguiente forma:

**Ecuación 2:**

$$A_i = \frac{L_{i2} + L_{i3} - L_{i1} - L_{i4}}{2} * \frac{m_s \left(1 - \frac{\rho_a}{\rho_{ms}}\right)}{L_{i3} - L_{i2}}$$

En la ecuación (1),  $\rho_m$  representa la densidad de la pesas de referencia empleada durante los ciclos de pesado, y  $\beta$  el coeficiente de expansión térmica del material de fabricación del recipiente, mientras que en las ecuaciones (1) y (2),  $\rho_{ms}$  representa la densidad e la pesa de sensibilidad.

Nótese que la pesa de sensibilidad utilizada para los ciclos de pesado inicial y final es la misma, sin embargo, esta situación no siempre es posible y los valores para la pesa de sensibilidad deben escogerse tomando en cuenta las diferencias  $L_{f1} - L_{f2}$  y  $L_{i1} - L_{i2}$  respectivamente.

La densidad del aire húmedo puede ser calculada a partir de las mediciones de temperatura ambiente, presión barométrica y humedad relativa. Para propósitos de este trabajo, los valores de la constante universal de los gases  $R_u$ , de la masa molecular del aire  $M_a$  y del factor de compresibilidad  $Z$  se consideran como constantes, es decir, se desprecian su contribución en la incertidumbre en la densidad del aire. [16]

## **4.5 PATRONES NACIONALES DE MASA, DENSIDAD Y TEMPERATURA**

**4.5.1 Patrón nacional de masa.** La Superintendencia de Industria y Comercio es la encargada en Colombia de mantener este y otros patrones primarios que se necesitan para realizar la carta de trazabilidad (magnitudes como: densidad, temperatura, presión y tiempo).

Para el patrón de masa se cuenta con varios tipos de pesas con el propósito de prestar el servicio de calibración de balanzas donde prima una incertidumbre estándar expandida de  $2.9 * 10^{-9}$  Kg trazable a la PTB Braunschweig. Este tipo de incertidumbre para el patrón de masa representa una gran ventaja para la industria, ya que en este escalón de nuestra cadena de trazabilidad estamos a la par de otros grandes laboratorios internacionales expertos en la materia, lo que representa un ahorro económico ya que no debemos calibrar nuestros patrones de referencias en otros países

Tabla 13. Patrón colombiano de masa

SERVICIO DE CALIBRACIÓN			RANGO DE MEDICIÓN			INCERTIDUMBRE EXPANDIDA		PATRÓN DE REFERENCIA USADO EN LA CALIBRACIÓN	
Magnitud	Instrumento	Método	Valor mínimo	Valor máximo	unidades	Valor	Unidades	Patrón	Fuente de trazabilidad
Masa	Pesa	Borda-Gauss	5	5	Mg	0.002	mg	Pesa E1	PTB
			2	2		0.002			
			1	1		0.002			
	Balanza	Comparación	1E-06	20	Kg	Clase I		Pesa E1-E2	
			1E-06	50		Clase II		Pesa E2	
			1E-06	1000		Clase III		Pesa F1-F2	
	Comparador de masa	AT-MASS	10	1010	G	0.16		PTB-DKD K	

**Fuente:** Superintendencia de industria y comercio

Dado que la superintendencia de industria y comercio da trazabilidad de todos los patrones primarios nacionales a la PTB Braunschweig se aceptaran los valores de incertidumbre expuestos para ellos por la SIC y se utilizaran como base de la tabla de trazabilidad para la industria de GLP. las características de esto patrones son las siguientes:

**4.5.2 Patrón de densidad.** El patrón nacional de densidad será la densidad del agua bidestilada, pero las comparaciones al cual se hará trazable las mediciones de flujo de GLP será el que se encuentra en la tabla siguiente:

Tabla 14. Patrón de densidad colombiano

SERVICIO DE CALIBRACIÓN			RANGO DE MEDICIÓN			INCERTIDUMBRE EXPANDIDA		PATRÓN DE REFERENCIA	
Magnitud	Instrumento	método	Valor mínimo	Valor máximo	Unidades	Valor	Unidades	Patrón	Fuente de trazabilidad
Densidad	liquido	Gravimetrico	600	3000	Kg/m <sup>3</sup>	0.05	Kg/m <sup>3</sup>	Cuerpos de inmersión, balanzas y termómetros	PTB-SIC

**Fuente:** Superintendencia de industria y comercio

**4.5.3 Patrón de temperatural.** El patrón nacional de temperatura al cual se hará trazable las mediciones dinámicas de GLP según el equipo tecnológico que ofrece la SIC tendrá un valor de incertidumbre expandida de  $\pm 0.005$  °C usando el método de comparación SPRT 25 .

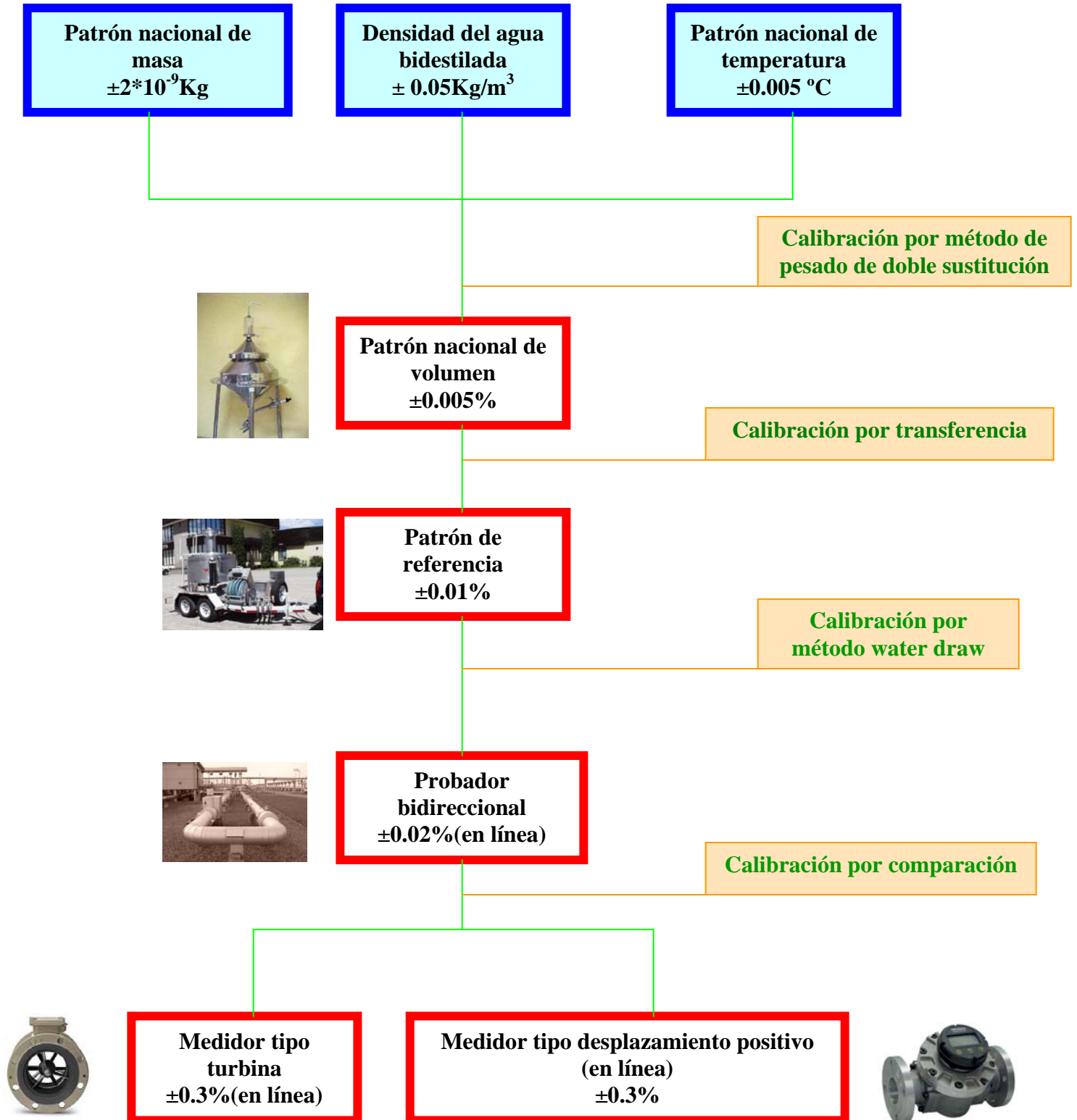
Tabla 15. Patrón de temperatura colombiano

SERVICIO DE CALIBRACIÓN			RANGO DE MEDICIÓN			INCERTIDUMBRE EXPANDIDA		PATRÓN DE REFERENCIA	
Magnitud	Instrumento	método	Valor mínimo	Valor máximo	unidades	Valor	Unidades	Patrón	Fuente de trazabilidad
Temperatura	termómetros de inmersión y superficie	Comparación	-15	110	°C	0.005	°C	SPRT 25,5	PTB

**Fuente:** Superintendencia de industria y comercio

Estos valores se encuentran adecuados para la industria del GLP ya que para obtener valores de incertidumbres bajos para un patrón de temperatura necesita una tecnología de punta como con el cuenta el CENAM el cual utiliza la EIT-90, esta asigna valores de temperatura a 17 estados de equilibrio de 15 sustancias puras, denominados puntos fijos, especifica los termómetros patrón y define las ecuaciones de interpolación. La EIT-90 comprende el intervalo de 0,65 K hasta la temperatura más alta que pueda obtenerse. Los termómetros usados para interpolación son: de gas en el intervalo de 0,65 K a 13,8033 K; de resistencia de platino, en el intervalo de 13,8033 K hasta 1234,93 K; y de radiación, para medir temperaturas mayores a 1234,93 K.

#### 4.6 CARTA DE TRAZABILIDAD PARA LAS MEDICIONES DE VOLUMEN DE GLP EN FORMA DINÁMICA



## **5. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EN CAMPO PARA EL ASEGURAMIENTO METROLOGICO DE LA INDUSTRIA DEL GLP**

Ante los problemas identificados y considerando las mejoras propuestas relacionadas con el tema de las mediciones de flujo en la industria del gas licuado del petróleo en Colombia, resulta conveniente contar con documentación de referencia que aluda a los requisitos metrológicos que deben cumplirse para asegurar la confiabilidad en las mediciones de GLP.

Puesto que las disposiciones expedidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas “CREG” y por el Ministerio de Minas y Energía solo hacen referencia al cuidado que se debe tener con el almacenamiento de recipientes que contienen GLP y a sus instalaciones; se hace imperiosa la necesidad de que exista un documento que haga referencia en materia de metrología.

Para tal efecto se compuso un manual técnico, teniendo en cuenta las normas API, ISO, ASME, ASTM Y OIML, aplicables al tema. Adicionalmente, se consideró la información recopilada en campo, asimilando las recomendaciones y observaciones hechas por los operarios de sistemas de medición, tanto de ECOPETROL como de los demás agentes de la cadena.

El Manual contiene el planteamiento matemático para estimar valores de incertidumbre, procedimientos de calibración. En otro documento anexo complementario a este manual, se realizan las recomendaciones necesarias para el aseguramiento metrológico de los diferentes sistemas medición de

GLP; el cual contiene planos y despieces de los diferentes modelos de medidores, diagramas de montajes para los sistemas de calibración y recomendaciones a seguir, tanto a nivel general como para reducir el nivel de incertidumbre de acuerdo con el sistema de medición utilizado.

Todos los capítulos del manual describen métodos para garantizar una exactitud adecuada en las medidas y propender por maximizar el tiempo de vida útil de los distintos sistemas de medición usados para medir GLP.

El manual se anexará en formato magnético una mayor facilidad en su manejo y distribución.

## CONCLUSIONES

- Luego del análisis de los aspectos técnicos y legales relacionados con la medición del GLP existentes en el país, se puede evidenciar una deficiencia en esta materia y en el tema del aseguramiento metrológico. Con respecto a los demás países, hay una marcada diferencia puesto que en Colombia no existen políticas claras y técnicamente concretas en cuanto al control de estos procesos de medición.
- En Colombia, existen sistemas de medición de GLP que cuentan con tecnologías de vanguardia, sin embargo hay evidencias de que existen inconvenientes en las mediciones obtenidas. No basta con adquirir el medidor más costoso sino que deben tenerse en cuenta innumerables factores que al final influyen sobre la posibilidad de obtener un resultado confiable, como por ejemplo: adoptar normas internacionales, contar con personal idóneo, poseer procedimientos de medición, estimar la incertidumbre, realizar calibraciones e inspecciones periódicas y, formular un programa de aseguramiento metrológico que garantice la robustez de los procesos de medición.
- Como resultado del presente trabajo de grado y concientes de que en Colombia se requiere contar con una cadena de trazabilidad definida para las mediciones de GLP en Colombia, se formuló una alternativa viable técnicamente y reproducible en la medida en que los actores (desde el gobierno hasta los comercializadores) tengan la disposición de invertir para mejorar.

- La realización de tesis e investigaciones en el área de la metrología de fluidos es importante para el avance y el desarrollo de este campo. A lo largo del presente trabajo de grado, se hizo evidente que la posibilidad de contar con acceso libre a documentos y fuentes de información confiables, particularmente en el caso de la industria del GLP, tiene un impacto positivo sobre el sector.

## RECOMENDACIONES

- Deben buscarse los mecanismos necesarios para que el Estado invierta en nuevas tecnologías, patrones, infraestructura y por supuesto en la formación de personal especializado en metrología de fluidos. Estas iniciativas facilitarían las operaciones en la industria GLP, ahorrando inconvenientes como los que se poseen en la actualidad.
- Una vez cumplido lo anterior, se deben establecer exigencias claras, concretas y plausibles (P.Ej. requisitos mínimos a cumplir en los sistemas de medición), de forma que al ser emitidos por instituciones como el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, fijen los criterios fundamentales para asegurar la fiscalización y transferencia de custodia, no sólo de GLP, sino de todos los demás hidrocarburos y combustibles gaseosos que hacen parte de la canasta energética de los colombianos.
- En la medida en que se dinamice el sector, a partir de las iniciativas mencionadas en las anteriores recomendaciones, las tecnologías obsoletas e inapropiadas se actualizarán progresivamente. Al aumentar el nivel de exigencia y contar con los medios para evaluarlo, se espera un crecimiento como el observado en los países más desarrollados, donde la exactitud en las mediciones se demuestra no solamente en forma documental sino a través de un enfoque técnico soportado.
- Es de vital importancia que los actores de la cadena del GLP conozcan, asimilen y apliquen el concepto de “incertidumbre de medición”, conforme la

Guía ISO (GUM). El uso apropiado de este concepto permite incrementar el nivel de conocimiento sobre los sistemas de medición y lo constituye como una herramienta clave al momento de controlar los mismos. Todos los detalles de la estimación se deben registrar y actualizar permanentemente, para servir como evidencia durante la ejecución de inspecciones o auditorías, tanto internas como aquellas realizadas por los Organismos de Control.

- La determinación de las frecuencias de calibración, inspección y mantenimiento deben evaluarse desde una óptica objetiva, basándose en registros históricos y tendencias estadísticas de los sistemas. Es imprescindible la realización de inspecciones periódicas a los sistemas, en especial en los puntos de transferencia de custodia, con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de operación establecidas en las políticas de calidad.
- Los sistemas de medición deberán ser auditados por lo menos una vez cada año, independientemente del programa de mantenimiento que tenga establecido cada empresa. Lo anterior está consignado en las normas API.

## BIBLIOGRAFÍA

1. EQUIPO, ACCESORIOS, MANEJO Y TRANSPORTE DE GLP. NTC 3853. Bogota: INCONTEC. 1996. 120 p.
2. J.L. BECCO, Lorenzo. Los GLP, Gases Licuados del Petróleo. Madrid: Repsol-Butano. 1989. 618p.
3. Compendio. Papers, documentos y otros trabajos de grado. Centro de desarrollo tecnologico del gas "CDT de GAS". Bucaramanga, 2006.
4. D.W. SPITZER, editor Flow measurement. ISA - the instrumentation, systems, and automation society. 2001.
5. G. E. Mattingly, "*Dynamic Traceability of Flow Measurements*", FLOMEKO 1979, Tokyo (Japan), Proceedings pp. 401-411.
6. MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS. Chapter 4 - Section 2. Operation of proving systems. API. Noviembre. 1995. 44 p.
7. MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARD S. Chapter 4 - Section 8. Field standard test measures. API. Diciembre 1998. 47 p.
8. MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS. Chapter 4 - Section 2. Displacement Prover. API. Septiembre 1997. 58 p.

9. ARIAS Roberto. Trazabilidad e incertidumbres en las mediciones de flujo de hidrocarburos. El Marqués, Qro., México. 2002. 6p. 2002. p 18.
10. Walter Pöschel and Rainer Ángel. The Concept of a New Primary Standard for Liquid Flow Measurement at PTB Braunschweig. Physikalisch-Technische Bundesanstalt Braunschweig, Germany. 1998. p 6.
11. LOZA A. Darío. La Metrología de Flujo de Líquidos en México. El Marqués, Qro., México. 1999. p 8.
12. MALDONADO. J. Manuel. Determinación de la incertidumbre de medición del volumen de patrones volumétricos, determinados a partir del método de pesado de doble sustitución. El Marqués, Qro., México. 2002. p 6.
13. ARIAS Roberto. CALIBRACIÓN DINÁMICA DE UN PROBADOR BIDIRECCIONAL. El Marqués, Qro., México. 2002. p 9.
14. ARIAS Roberto. INCERTIDUMBRE EN LA CALIBRACIÓN DE UN PROBADOR VOLUMÉTRICO BIDIRECCIONAL. El Marqués, Qro., México. 2000. p14.
15. ISE, CENAM. Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico. México, Agosto de 2004. p 46.
16. MALDONADO. J. Manuel. RESULTADO DE LAS INTERCOMPARACIONES A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL EN MEDICIÓN DE VOLUMEN. El Marqués, Qro., México. 2000. p 9.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1. SELECCIÓN DE LA VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN.

El flujo máximo que puede haber a través de una válvula determinada, ósea el flujo a 100% de abertura depende de la diferencia que haya entre la presión de entrada y la presión de salida, y de las características del fluido que esta circulando. Así pues, para tener una idea de la capacidad de la válvula, es necesario considerar como referencia cierta diferencia de presiones y un fluido determinado. Cuando la diferencia de presiones es de 1psi y el fluido que circula es agua, se acostumbra a considerar el flujo obtenido, expresado en galones por minuto, como una indicación de la capacidad de la válvula. El valor de dicho flujo constituye el factor Cv de la válvula.

Cuando se conoce el factor CV de una válvula se puede predecir el flujo que habría cuando las condiciones fueran diferentes de las mencionadas. O bien, conociendo estas condiciones, determinar el valor Cv adecuado. Entonces:

$$Cv = V \sqrt{\frac{G}{\Delta p}}$$

Donde;

Cv: coeficiente de la válvula

V: flujo máximo, (galones/minuto)

$\Delta P$ : caída de presión a flujo máximo (psi)

G: peso específico.

Los valores de las variables para nuestro caso son las siguientes:

V: 1050 gal/min

G: 0.85

$\Delta P$ : 250 psi

Reemplazando los valores en la formula:

$$Cv = 1050 \sqrt{\frac{0.58}{250}} = 50.6$$

De acuerdo al catalogo 501 de la FISHER, se selecciona una válvula model HS 3X900 con actuador tipo 657

