



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Auditoria de medición de  
hidrocarburos a un operador  
petrolero**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Rodrigo Calderón Benítez

**ASESOR(A) DE INFORME**

M.I César Guillermo Nájera Martell



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021**



## **Agradecimientos**

Agradezco a la **Universidad Nacional Autónoma de México** por brindarme la oportunidad de ser parte de esta máxima casa de estudios, así como a la **Facultad de Ingeniería** por formarme como ingeniero dándome una preparación de calidad gracias al esfuerzo de cada uno de los **profesores** que en estos cinco años con su entusiasmo y que día con día me fueron dando sus conocimientos para concluir con éxito esta etapa de mi vida.

A mis **sinodales** por la admiración que les tengo y el apoyo brindado en la participación en mi examen profesional, ya que ellos representan una parte importante de mi formación.

Agradezco a mis **amigos y compañeros** que formaron parte de mi formación académica con los cuales compartí y viví grandes momentos en el transcurso de mi preparación como ingeniero y como persona.

Agradezco a toda mi **familia** por todo lo que han hecho por mí por seguir haciéndolo y en especial quiero agradecer a la mujer que siempre ha estado conmigo y siempre lo estará a mi madre **María del Pilar** que sin su ayuda no llegaría hasta donde estoy, gracias mamá.

Quiero agradecer en especial al **M.I César Guillermo Nájera Martell** por darme la oportunidad de trabajar junto a él en la empresa CALPRO S.A de C.V así como también le agradezco infinitamente su entusiasmo, su apoyo, dedicación y asesoramiento impartido en este proceso de trabajo profesional.

# Dedicatoria

A mi madre **María del Pilar** por todo el tiempo, la dedicación la paciencia y apoyo constante y por seguir haciéndolo y que nunca lo dejara de hacer, le agradezco infinitamente y siempre estaré agradecido con ella por ser una gran mujer que siempre me ha dado su cariño y amor incondicional.

A mi padre **Rubén** que me ha apoyado y ha estado conmigo siempre por esos bueno o malos momentos pero nunca me dejó solo siempre estuvo ahí conmigo.

A mis hermanos **Tania Rubí, Carlos** e **Iván** por siempre apoyarme en todo momento, por darme la oportunidad de seguir estudiando, ustedes son una parte importante de este proceso.

A toda mi **familia** por apoyarme, darme consejos y ayudarme en mi formación; a mi hermano **David Humberto** por tenerme paciencia brindarme su hospitalidad y darme su apoyo, y enseñarme día con día a ser una persona de bien; a mi hermana **Connie** que incondicionalmente siempre estuvo para apoyarme; a mis hermanos **Ana Laura** y **Rubén Darío** por todos los consejos que me dieron, por darme su apoyo cada vez que lo necesite y por ser parte esencial de mi formación. Gracias a ustedes por ayudarme a crecer, madurar y seguir haciéndolo.

A mis amigos **Israel, Luis Arturo, Ángel, Alexis** y **Fernando** por hacer esta etapa estudiantil placentera, por el apoyo incondicional que me dieron, por todos los momentos que compartimos juntos y que siempre será así, gracias por formar parte de mi familia.

A **mí** por supuesto por tener la constancia de no rendirme de seguir adelante logrando concluir con éxito mi etapa profesional.

Esto es dedicado a **todos ustedes** que han estado conmigo y han hecho que esto sea posible, son parte importante de mi vida, así como de mi formación académica, gracias por ser lo más importante que tengo y por todo lo que me han dado para lograr lo que soy hoy en día.

## INDICE

OBJETIVO .....	1
ALCANCE.....	1
INTRODUCCIÓN.....	2
Antecedentes .....	4
Contexto de la participación en la industria .....	5
1. Desarrollo de actividades dentro de la auditoría .....	7
1.1. Suspensión de la Auditoría .....	8
1.2. Previo.....	8
1.3. Reunión de Apertura .....	9
1.4. Verificación / Inspección.....	10
1.5. Reunión de Cierre .....	19
2. REPORTE DE AUDITORÍA.....	21
3. Recomendaciones al operador petrolero posterior a la auditoria .....	22
4. CONCLUSIONES.....	24
5. Bibliografía y Referencias en esta Práctica .....	25
6. Anexos .....	40
6.1. Anexo A Plan de Auditoría .....	40
6.2. Anexo B Listas de Verificación (Confidencial) .....	45
6.3. Anexo C Formato de Hallazgos .....	47
6.4. Anexo D Fórmulas de calibración y ejemplos de hojas del computador.....	49
6.5. Anexo E Informe de Verificación de control volumétrico .....	57

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Representación de documento de plan de auditoria parte 1. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....</i>	<i>41</i>
Figura 2. Representación de documento de plan de auditoria parte 2. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....	42
Figura 3. Representación de documento de plan de auditoria parte 3. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....	43
Figura 4. Representación de documento de plan de auditoria parte 4. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....	44
Figura 5. Representación de documento de lista de normas del plan de auditoria. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....	46
Figura 6. Documento de representación de hallazgos de auditoria. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría. ....	48
Figura 7. Representación de hoja de resultados del computador de flujo. ....	55
Figura 8. Representación de documento certificación. ....	56

## **OBJETIVO**

Apoyar dentro de CALPRO la cual es una empresa auditora acreditada ante la entidad mexicana de acreditación (EMA) y aprobada por la comisión nacional de hidrocarburos (CNH), en las actividades de Auditorías de Medición de Hidrocarburos a los sistemas de medición de hidrocarburos gaseosos y líquidos, evaluando si el Mecanismo de Medición es confiable.

## **ALCANCE**

Apoyar al personal de la unidad de inspección de CALPRO en la verificación y constatar la correcta instalación, funcionamiento, mantenimiento, calibración y competencia técnica de los operadores del sistema de medición de hidrocarburos, a través de registros, evaluaciones, procedimientos y supervisión, con los lineamientos técnicos de medición en materia de hidrocarburos (LTMMH), así como la normatividad aplicable según el anexo 2 de los mismos.

## INTRODUCCIÓN

Que con la finalidad de promover el desarrollo del sector energético, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), se encuentra facultada para emitir y supervisar el cumplimiento de la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, de conformidad con el artículo 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, así como los artículos 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Que es obligación de los Operadores petroleros (Asignatarios y Contratistas), en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo el Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral y producido por la misma, contar con Mecanismos de Medición en los términos de la regulación que la Comisión emita.

De manera particular, el artículo 44, fracción II, segundo párrafo, de la Ley de Hidrocarburos establece la facultad de CNH para emitir un dictamen técnico respecto a los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción que le sean presentados por los Asignatarios o Contratistas, según corresponda, el cual comprenderá, entre otros, la evaluación y, en su caso, la aprobación de los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.

Que con el objeto de brindar certeza jurídica a los Operadores petroleros en relación con la evaluación de los Mecanismos de Medición, en términos de lo dispuesto, resulta indispensable establecer los estándares y requerimientos para la Medición de Hidrocarburos, así como los criterios de evaluación.

La Auditoría de Medición para Hidrocarburos es un proceso sistemático donde se documenta, examina, investiga y verifica que se lleven a cabo los procesos necesarios para obtener evidencias objetivas del desempeño de las etapas generales de gestión de la medición de hidrocarburos con la finalidad de evaluar y determinar el grado en que se cumplen los estándares y requisitos establecidos (Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos de la CNH) asegurando que los datos generados por los sistemas de medición sobre la cantidad y calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos sean los correctos y que los valores estén dentro de los límites de incertidumbre aceptables.

La Evaluación de Conformidad, además de proporcionar la confianza de garantizar que la medición ofrezca seguridad del consumidor, es un instrumento estratégico importante para el desarrollo económico del país.

Al verificar que todos los factores que influyen en la Medición de Hidrocarburos, tales como la instrumentación, información, personal operativo y administrativo, técnica de validación y medición que usen ellos, estén dentro de los parámetros estandarizados, no solo tendremos la calidad que buscamos, también cumplirá con las normas particulares haciendo que se tenga una confirmación del volumen de hidrocarburo que se tiene y transporta, protegiendo así los intereses de la nación y de la empresa que es auditada.

La Auditoría de Medición debe revelar las fortalezas y debilidades se podrán localizar posibles fallas, observaciones, hallazgos relacionados con el cumplimiento de los requisitos establecidos y aportar información confiable que sirva de base para la mejora continua y para la eliminación efectiva de las causas raíz de las no conformidades detectadas.

Las unidades de inspección como CALPRO aseguran que los auditores cuentan con el conjunto de habilidades correctas y la responsabilidad del auditor individual de tomar medidas para mejorar su competencia profesional, ya sea a través de la adquisición de experiencia en una amplia gama de tipos de auditoría o a través de cursos y seminarios, por miembros de los organismos profesionales. Asimismo las personas que formen él o los grupos de auditoría deben tener claro que el cuerpo auditor es creado como un órgano independiente separado para proporcionar servicios de auditoría a la comunidad de la medición y no deberá estar supeditado a algún parentesco o afiliación por parte del auditor que pudiera poner en riesgo esta independencia.

## **Antecedentes**

La regulación establecida por la nación da la facultad técnica a CNH para la evaluación y aprobación de los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos tanto de asignatarios como de contratistas. Es por ello que la supervisión, no solo de los mecanismos de medición sino también de sus cálculos para la determinación de calidad y cantidad como lo establecen algunas normas, deben de cumplir con este tipo de procesos en los cuales yo participé y desarrollé mis habilidades como auditor en entrenamiento.

Con el fin de proteger los intereses de la nación y dada la complejidad de los sistemas de medición con los que cuenta el país y empresas privadas es necesario que un tercero como CALPRO S.A de C.V. junto a CNH den certeza, fe y legalidad a la cuantificación que obtienen y reportan en sus declaraciones ante el gobierno. A través de una auditoría para la verificación del cumplimiento de las normas que se implementan internacionalmente. Con el objetivo de tener un procedimiento correcto de operación y tener sistemas de medición con mayor certidumbre y mejores prácticas ingenieriles.

A su vez la comprobación de la composición que contiene el fluido (por medio de métodos teóricos y prácticos) en los procesos de medición y entrega de hidrocarburos, servirá para la formación y transferencia de un mejor producto salvaguardando la seguridad energética.

## Contexto de la participación en la industria

La práctica profesional es esencial para que nosotros los estudiantes podamos desarrollar las habilidades obtenidas en el aula, en un trabajo. Estas permiten aplicar los conocimientos y aprender más sobre el área, que en este caso es la auditoría en los sistemas de hidrocarburos.

La práctica profesional suele constituirse como el primer paso en el sector industrial, y trata de combinar la necesidad de alcanzar un cierto grado de productividad, obligación de acatar las órdenes de un superior, con elementos más vinculados a la formación y al aprendizaje.

Para la empresa constituye la oportunidad de formar empleados que luego se incorporarán a la plantilla. Esto permite ampliar sus conocimientos multidisciplinarios.

La importancia de la metrología radica en que ambas partes, operadores petroleros y consumidor necesitan saber cuál es el contenido, pureza y cantidad exacta. En este sentido, las empresas deben contar con los instrumentos de medición adecuados y vitales (balanzas, termómetros, densímetros, indicadores de presión, etc.), para obtener medidas confiables y garantizar buenos resultados en el consumo y venta. Por otro lado, es necesario acatar y reportar las unidades de medida en todo lo medido de acuerdo a las organizaciones que rigen la metrología y auditorías. Por ejemplo, un litro de hidrocarburo en Tabasco debe contener la misma cantidad de volumen que un litro de hidrocarburo en cualquier parte del país. La Metrología comprende todos los aspectos, tanto teóricos como prácticos, que se refieren a las mediciones, sus incertidumbres, y en los campos de la ciencia y de la tecnología en que tengan lugar.

Cubre tres actividades principales:

- La definición de las unidades de medida internacionalmente aceptadas.
- La comprobación de las unidades de medida por métodos científicos.
- La obtención de las cadenas de trazabilidad, determinando y documentando el valor y exactitud de una medición y esparciendo dicho conocimiento.

Debido a la importancia de la medición que adicionalmente es regulada por la nación, algunos operadores petroleros agendaron citas con CALPRO para solicitar una auditoría en su sistema de medición de aceite y gas, en donde participé como auditor en entrenamiento realizando diversas actividades para determinar si el Mecanismo de Medición evaluado es confiable o presenta inconformidades. Debido al tiempo en el

que fueron solicitadas, la pandemia nos obligó a trabajar a distancia en algunas ocasiones y aplazar las visitas que se tenían programadas.

Sin embargo durante ese lapso de tiempo realicé diversas actividades administrativas en casa, enfocadas a la evaluación de los mecanismos de los sistemas de medición con la finalidad de completar una adecuada auditoria en campo.

Dentro de las actividades que desempeñé me aseguré que los equipos de medición junto con el personal operativo estuvieran en correcto funcionamiento y den un resultado confiable en la medición ya que en caso contrario podrían enfrentar problemas legales, ser despojados de las licitaciones ganadas y hasta ser multados por cantidades millonarias.

Esta fue para mí una fuente de inspiración y representa una oportunidad para enfrentar desafíos, trabajar en equipo y demostrar mis aptitudes.

## 1. Desarrollo de actividades dentro de la auditoría

Una vez realizada la negociación entre el cliente y CALPRO, el grupo verificador acreditado se reúne para revisar el servicio y seleccionar la documentación de acuerdo del Sistema de Medición del Contribuyente, y genera el Plan de Verificación.

Puede incluir los siguientes aspectos generales:

- a) Datos Generales del Sistema de Medición
- b) Fechas y horarios de evaluación
- c) Datos del Cliente
- d) Lugar de verificación
- e) Datos del grupo evaluador
- f) Objetivo y alcance
- g) Criterios de Verificación
- h) Agenda de Trabajo para la Verificación

En apego a la información del cliente, Ya cuenta con verificación previa de CNH con sus LTMMH por una unidad de inspección acreditada; ahí apoyé en la elaboración del plan de verificación definiendo el programa y calendarización de la auditoría donde fungí como auditor en entrenamiento; en el plan de verificación se plasmó la siguiente información la cual se encuentra detallada en el Anexo A “Plan de Auditoría”:

- **Objetivo y alcance.**

De acuerdo a lo solicitado por el operador petrolero se evaluarán los sistemas de medición requeridos en apego al total o algunos de numerales de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

- **Cronograma con fechas y responsables.**

Apoye en el programa y calendarización de actividades de la auditoría. Se plantean las fechas tentativas para realizar la auditoría, la empresa operadora una vez que acepta se realiza el cronograma de actividades a realizar dentro del plazo que se estipuló.

- **Criterios de auditoría en apego a la tecnología de medición:**

En este punto utilice el procedimiento interno de la unidad de inspección para indicar al cliente los estándares utilizados como criterios de auditoría.

- **Tipo de hallazgos (no conformidades):**

Los hallazgos encontrados son reportados y especificados de acuerdo a los estándares que se acatan. Este tipo de no conformidades son ejemplificadas en el Anexo C.

Una vez que el operador petrolero (cliente) aceptó el plan fui a campo y donde realice las siguientes actividades:

### **1.1. Suspensión de la Auditoría**

El auditor líder tiene la facultad de suspender o dar por terminada la auditoria cuando:

- 1.1.1. Si no se proporciona la documentación adecuada por parte del auditado, y dicha documentación afecta el objetivo y/o el alcance de la auditoría.
- 1.1.2. Si las evidencias de auditoría disponibles indican que los objetivos de la misma no son alcanzables.
- 1.1.3. No se brindan las facilidades para tener acceso a la información solicitada y/o a las instalaciones referentes y acordes al alcance de la auditoría.
- 1.1.4. La actitud del auditado agrede la dignidad o integridad de cualquiera de los miembros del grupo auditor o encuentre una actitud negativa a las observaciones o no conformidades detectadas durante la auditoría.
- 1.1.5. Si durante la auditoría, no se cuenta con personal clave por parte del auditado para atender la auditoría.
- 1.1.6. Si un consultor, asesor o cualquier figura externa al personal auditado de la organización está participando durante la auditoría.
- 1.1.7. Cuando en las instalaciones surja alguna situación o contingencia que ponga en riesgo la seguridad del grupo auditor.

### **1.2. Previo**

Antes de empezar con el proceso de auditoria se tiene ciertas acciones que se realizan para proceder con el trabajo a implementar:

Se llega al punto de trabajo en campo, se da aviso al supervisor por medio del vigilante, se hace registro del personal que participará en la auditoría, se hace revisión del EPP, se hace registro del equipo de cómputo para proseguir con el ingreso a las instalaciones.

Previamente el operador petrolero gestionó una plática de seguridad para todo el equipo auditor, una vez finalizada la instrucción de seguridad, se procede a presentarse con el superintendente y el convoca la reunión de apertura.

### 1.3. Reunión de Apertura

El auditor líder realizó una reunión en la que participé formando parte de su equipo de trabajo, la reunión se llevó a cabo en las instalaciones del operador petrolero en esta reunión se presentó:

- Al equipo de trabajo y sus responsabilidades
- Logística
- Canal de comunicación entre el equipo verificador y el auditado
- Alcance, objetivo de la auditoría
- Normatividad y referencias técnicas como criterios a seguir Establecidas en el Anexo B “Lista de verificación”.
- Se preguntó y estableció cuál era la vía de comunicación por parte del cliente y operador petrolero.
- Los hallazgos encontrado establecido en el Anexo C “Formato de Hallazgos” donde se utilizó la siguiente ponderación a partir de lo observado y verificado en campo:
  - No conformidad crítica = 15 puntos.
  - No conformidad mayor = 5 puntos.
  - No conformidad menor = 1 punto.
  - Observaciones = 0 puntos (ya que estos son solo comentarios del auditor).
- El resultado final del mecanismo de medición, se estableció la siguiente ponderación a partir de las no conformidades encontradas
  - Bueno = 0-19 puntos.
  - Regular = 20-29 puntos.
  - Insatisfactorio = 30-39 puntos.
  - Inaceptable = Mayor de 40 puntos.
- Por último se leyó el plan de auditoría a seguir que previamente se acordó con el operador petrolero y el cual se encuentra un ejemplo en el anexo A “Plan de auditoría”

Todos los detalles tratados en el desarrollo de esta reunión de apertura fueron registrados en un acta de reunión la cual fue firmada por los asistentes. Recalcando la estricta confidencialidad.

Para la comprensión de este trabajo se tiene las siguientes especificaciones de las no conformidades:

La No conformidad crítica es un Incumplimiento a un requisito especificado el cual afecta directamente a la cuantificación y calidad del hidrocarburo.

La No conformidad mayor es un Incumplimiento a un requisito especificado el cual no afecta directamente a la cuantificación y calidad del hidrocarburo, pero si al sistema de gestión de la medición.

La No conformidad menor es un Incumplimiento a un requisito especificado el cual se presenta de forma aislada, y el cual no afecta a la cuantificación y calidad del hidrocarburo, pero si al sistema de gestión de la medición.

#### **1.4. Verificación / Inspección**

La verificación se realiza solicitando la evidencia objetiva en apego a las listas de verificación correspondientes. (Para el ejemplo ya fue evaluado por los LTMMH solo resta lo informático)

- Lista de verificación del Anexo 30 conforme al anexo 31 y 32
- Listas de verificación de la ISO 10012 “Confirmación Metrológica”.

La auditoría de medición de hidrocarburos llevada a cabo por CALPRO en donde apoye en forma general en los siguientes puntos:

- **Verifiqué principio de medición y tipo de medidor, adecuados para el uso requerido.**

La evaluación consiste en visualizar e inspeccionar el funcionamiento y operación adecuada del tipo de medidor usado por el operador petrolero. Se analiza/verifica desde su instalación, correcta transmisión de pulsos y su comprobación de medición de volumen a partir del principio de medición que utilice el medidor.

De acuerdo a lo mencionado, mediante las observaciones que se realizaron en el campo, se van registrando en la evaluación de la auditoría y se hace una ponderación para comprobar que cumpla con los estándares requerido.

- **Verifiqué las características y requisitos metrológicos.**

Se verificó los requisitos metrológicos del cliente y de la regulación (incertidumbre de medición) que cumplan los estándares que se están revisando. Que los sistemas de medición cumplan con las operaciones conforme a los requisitos de uso.

- **Verifiqué las variables de control.**

Se verificó en el computador de flujo las señales de temperatura presión y densidad no fueran fijas. Esto para tomar en cuenta que las mediciones no estuvieran alteradas y evitar levantar un hallazgo.

- **Inspeccioné y verifiqué el mantenimiento del sistema de medición.**

A partir del registro e inspección visual se determinará si se han implementado medidas para el mantenimiento (limpieza, calibración y reparaciones preventivas) de los equipos de medición para que estos operen de manera óptima y no influya en cuantificación de la medición y afecte la evaluación de la auditoría.

Verificar que cuenten con un programa de mantenimiento así como los certificados que avalen el mismo en caso de no tener se levantarán y notificara el hallazgo correspondiente.

Se verifica la calibración de los equipos o sistemas de medición por medio de hojas de cálculo arrojadas por el computador de flujo y las hojas de Excel de los cálculos realizados para los métodos de calibración dependiendo del caso de estudios:

- Calibración de medidores de flujo empleando una medida volumétrica.
- Calibración de medidores de flujo empleando como patrón de referencia un probador compacto de desplazamiento positivo.
- Calibración de medidores de flujo másico por comparación con un medidor de flujo másico de referencia.

En el anexo D se encuentran las fórmulas empleadas para la hoja de cálculo de Excel que se utiliza para las calibraciones de los diferentes métodos de

calibración como un ejemplo de la hoja que arroja el computador de flujo para la verificación de las calibraciones.

- **Realicé una inspección del volumen cuantificado de hidrocarburos: Algoritmos de cálculo**

A partir de las mediciones de operación se cotejará la cuantificación de volumen por medio de análisis matemático, computacional, factores de corrección y cualquier otra propiedad del sistema que intervenga en el resultado.

- Inspección de bitácoras de calibración y verificación con hojas de cálculo: Se debe revisar cada bitácora de calibración y verificación entregada por la empresa auditada cotejando que sus datos sean correctos y compatibles con las hojas de cálculo previamente usadas para hacer los cálculos de forma personal sin el computador de flujo. Los resultados del computador de flujo y de la hoja de cálculo deben ser iguales o tener una diferencia insignificante.
- Proceso cantidad, calidad y muestreo: La auditoría de los sistemas de medición administrado a través de un mecanismo de medición para hidrocarburos líquidos o gaseosos, se ejecuta con base a los estándares internacionales, en la cual se especifica los requisitos regulatorios Calidad de Líquidos, Se verifica los elementos de medición de calidad en línea, se saca el estándar que utilice en operador petrolero y se verifica que lo hagan en apego a él o bien que lo hagan por medio de un laboratorio de ensayo además del artículo 28 de los LTMMH.

- **Verifiqué el proceso de la estimación de incertidumbre.**

A partir de la información de mediciones de operación se cotejará y revisará la incertidumbre de medición del volumen medido con las fuentes mínimas de incertidumbre.

En este punto se determina las fuentes que pueden generar incertidumbre en el sistema de gestión de medición, las fuentes de incertidumbre pueden provenir desde el responsable del sistema, el medidor de flujo, el computador de flujo y todas aquellas interacciones que causan una variación en los resultados de medición.

Se debe de verificar la metodología utilizada para la estimación de la incertidumbre de acuerdo al CENAM la cual es la siguiente:

– Definición del mensurando

Como primera etapa se define el mensurando, la magnitud a medir, una mala definición provocará una mala repetibilidad y las magnitudes de entrada.

– Organización de las fuentes de incertidumbre

Identificar la relación que hay dentro de las magnitudes de entrada y el mensurando; ocupando un modelo matemático donde se encuentre la relación entre mensurando y variables de entrada:

La identificación de las fuentes depende de cuánto conocimiento tienes del procedimiento de medición y su entorno.

– Cuantificación de la fuentes de incertidumbre

Las variables de entrada por ser variables aleatorias toman diferentes valores por lo que se debe de medir la variación de cada una de las fuentes de incertidumbre, tomando a consideración la experiencia de los operadores del equipo para saber el comportamiento de la sensibilidad de la variación de los componentes del sistema de medición.

– Reducción a incertidumbre estándar

Lo que requiere la ley de la propagación de incertidumbres sin importar cómo sea la cuantificación de la incertidumbre de la variable de entrada que debe de ser una evaluada como una desviación estándar, de acuerdo al CENAM se propone métodos de evaluación:

- Evaluación tipo A (análisis estadístico)

Se determina a partir de una serie de mediciones independientes en un tiempo determinado.

- Evaluación tipo B (utilizando información relevante disponible basada en el juicio del metrologo) estas dependen de la función de probabilidad que les aplique.

– Combinación de las fuentes de incertidumbres

Para la incertidumbre estándar del mensurando se obtiene mezclando la incertidumbre estándar de las estimaciones de las magnitudes de entrada, utilizando una aproximación en series de Taylor de primer orden

de la función que define al mensurando conocida como la ley de propagación de incertidumbre. Para aplicar la ley es necesario conocer el impacto o efecto de la variación de las variables de entrada utilizando el coeficiente de sensibilidad.

– Informe de resultados

Para mostrar los resultados obtenidos de la estimación de la incertidumbre es conveniente utilizar una tabla en la que se anota toda la información relevante del cálculo la cual es llamada presupuesto de incertidumbre donde se agregan las estimaciones de variables de entrada y reducción a incertidumbre estándar de cada fuente, los coeficientes de sensibilidad, los grados de libertad y resultado de la incertidumbre.

– Interpretación de los resultados

Como resultado final se toma en consideración todos los cálculos realizados para el cálculo del mensurando y el resultado de la estimación de la incertidumbre se debe expresar el mensurando de acuerdo a un intervalo de valores según corresponda la estimación de la incertidumbre con el fin de garantizar una confianza en la medición.

Se verifica que se cumpla con el procedimiento de acuerdo a lo descrito para tener en cuenta que se cumpla con los estándares.

● **Inspeccioné el control documental del sistema de gerencia y gestión del mecanismo de medición:**

Verificar que el operador petrolero tenga como mínimo en su sistema de gestión y gerencia:

- Manual de gestión
- Revisión de no conformidades anteriores.
- Procedimientos técnicos y administrativos
- Formatos y registros
- Programas de mantenimiento
- Programas de calibración
- Reportes diarios de operación
- Confirmaciones metrológicas de los equipos
- Gráficas de control
- Registros de eventos anormales
- Certificados de calibración
- Calidad del fluido.

- **Verifiqué la concordancia de la norma con el sistema de medición en cuanto a diseño, instalación desde la válvula inicial a la final.**

Es importante revisar la ubicación de cada equipo, esto debido a que tendrá que tener fácil acceso y espacio amplio para posibles reparaciones, cambios de equipo, limpieza y manejo de piezas para un correcto uso del medidor. Dependiendo del equipo, no se deberá tener cerca de lugares/dispositivos que afecten los registros que dé.

En este punto lo que se realiza es verificar e inspeccionar el tipo de medidor y usar la norma API vigentes de acuerdo al tipo de tecnología de medición que aplica para el diseño, instalación del medidor.

A partir de estos estándares se identificaron las no conformidades en el sistema de medición, evaluando en todo momento el diseño, operación, la instalación y notificando al operador petrolero estos hallazgos.

Las no conformidades detectadas y oportunidades de mejora se documentaron y se anexará al informe de auditoría final.

- **Verifiqué la concordancia de la norma en funcionalidad técnica y operativa.**

Siguiendo la revisión de los estándares vigentes y según su tecnología de medición sobre el funcionamiento y operatividad del sistema de medición, las no conformidades detectadas y oportunidades de mejora se documentaron y se anexará al informe de auditoría final.

Se observó al personal operativo con el fin de evaluar su conocimiento y habilidad técnica.

- **Verifiqué los registros de los certificados de calibración que fueran vigentes de todos los equipos de medición que intervienen en el sistema de medición.**

Cada equipo de medición deberá tener su certificado vigente en apego a sus gráficas de control que se tenga establecido en los estándares para un correcto funcionamiento, en caso de no tener trazabilidad en la medición se levantara el hallazgo.

El operador del sistema de medición debe mostrar los siguientes documentos:

- Certificado de calibración por un laboratorio acreditado
- Carta de trazabilidad por parte de laboratorio acreditado
- Evidencia del antes y después del ajuste en el computador de flujo por el certificado de calibración

Para verificar que la medición cumple con los estándares establecidos de exactitud en la medición no es suficiente con tener un certificado o informe de calibración, también se debe de:

- Saber interpretar y usar de manera correcta los datos proporcionados en el certificado de calibración (CC).
  - Usar el equipo del sistema de medición de acuerdo a las sugerencias del CC.
  - Tener el equipo o sistema de medición bajo las condiciones de operación comparables a las que prevalecieron durante la calibración de dicho instrumento.
- **Verifiqué los documentos que avalan al operador su destreza técnica.**

De acuerdo a la documentación de los responsables se hace una verificación minuciosa de la experticia de cada uno para asegurar que el trabajo desempeñado por los mismo sea el adecuado y que cumplan con las aptitudes para su desarrollo y evitar que el sistema de gestión de la medición presente fallas en su operación y bajar su calificación por tener una no conformidad por falta de aptitudes.

Revisar y calificar de acuerdo a lo visto en campo sobre la experiencia, habilidad y conocimiento mostrado por cada trabajador y supervisor para el manejo de cada mecanismo de operación que se haya evaluado y manejado en campo. Así como la información de seguridad y prevención de riesgos.

El operador del sistema de medición debe mostrar los siguientes documentos:

- Programa de capacitación
  - Formato de detección de necesidades
  - Constancias de capacitación
  - Evaluación de la eficacia de la capacitación
- **Verifiqué que las bitácoras de registro relacionados con la medición y su operación se estuvieran llenando.**

Para tener un mayor control en caso de tener errores, las bitácoras tendrán que estar al día y en correcto orden para poder visualizar de forma más fácil cualquier irregularidad. También se tendrá que tener la firma del supervisor y el sello de aprobado para tener en cuenta el encargado de dicha tarea.

El operador del sistema de medición debe mostrar los siguientes documentos del computador de flujo:

- Instantáneos del volumen, el caudal y variables de entrada (temperatura presión densidad)
  - Eventos de auditoría
  - Eventos anormales
  - Registros de volumen, caudal y variables de entrada, dos registros al azar por mes del último año
- 
- **Verifiqué que el Sistema de medición no tuviera derivaciones (desviación del fluido a medir)**  
En este punto cercioré que en el sistema de medición no presentará desviaciones de flujo antes de la medición y detenerlas, que cuenten con brida ciega.
  
  - **Verifiqué que el sistema de medición tuviera la metodología adecuada según la norma respecto a la medición de calidad del hidrocarburo (muestreador y/o cromatógrafo)**  
Usamos las listas de verificación de calidad de hidrocarburos y cotejar con las especificaciones del artículo 28 de los lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos (LTMMH).  
  
Se revisa la calidad de la muestra con el estudio previamente realizado revisando que se cumpla con los estándares de no ser el caso levantar un hallazgo e informar al operador petrolero.
  
  - **En el caso de hidrocarburos líquidos verifiqué que el probador estuviera en funcionamiento y con su norma respectiva.**  
Comprobé con la lista de verificación API MPMS capítulo 4 las no conformidades detectadas y oportunidades de mejora se documentaron y se anexará al informe de auditoría final.
  
  - **Finalmente elaboré el borrador del informe de la Auditoría plasmando los hallazgos positivos y negativos encontrados.**

De acuerdo con la auditoría que se llevó a cabo, se prosiguió a la elaboración del primer borrador del informe de auditoría verificando que se cumpliera en su totalidad de alcance y objetivos así como la documentación de los hallazgos positivos y negativos detectados a partir de las no conformidades identificadas.

El resultado final de la Auditoría de Medición, es un informe exhaustivo que se entrega al contribuyente. El informe completo debe incluir entre otros:

- Acta de registro firmado de inicio y cierre.
- El objetivo y alcance.
- La identificación del Sistema de Medición y su entorno operativo.
- Las fechas y los lugares donde se realizaron las actividades de la Auditoría.
- Criterios de la Auditoría
- Control documental
- Sistema de Medición (Elemento primario (medidor), secundarios (Presión estática, Temperatura, Sistema de muestreo, Analizador de densidad o cromatógrafo) y elemento terciario (computador de flujo)
- Mantenimiento del Sistema de Medición
- Volumen de hidrocarburos
- Unidades de medida
- Estimación de incertidumbre
- Competencia de personal
- Nombre, denominación o razón social y clave en el RFC del contribuyente
- Denominación o razón social y clave en el RFC del proveedor autorizado por el SAT para prestar el servicio de verificación de la correcta operación y funcionamiento de los equipos y programas informáticos;
- Denominación o razón social y clave en el RFC del proveedor autorizado por el SAT que haya vendido o instalado los equipos y programas informáticos objeto de la verificación;
- Domicilio en el que se prestó el servicio de verificación;
- Nombre y firma del personal del proveedor autorizado que emite el certificado
- Nombre y firma del representante legal del proveedor autorizado por el SAT
- Número de folio del certificado
- Fecha de emisión del certificado
- Fecha de inicio y de término de la verificación
- Identificación de cada uno de los equipos y programas verificados

- En su caso, información de la última verificación realizada a los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos
- Normatividad aplicada
- Tabla de cumplimiento de los requisitos verificados, que refieran la especificación o requerimiento del equipo o programa informático, así como si se cumple o no con el mismo; debiendo señalarse, en su caso, el detalle del incumplimiento, conforme a lo siguiente (mostrada en anexo E)

Estas actividades generalmente nos llevaron un promedio de tres días en campo y tres días en la oficina analizando y elaborando el informe de auditoría.

El trabajo en oficina consistió:

- Revisión de las listas de verificación
- Elaboración de memoria fotográfica
- Elaboración de carpeta de entrega al cliente:
  - Informe de auditoría
  - Listas de verificación
  - Hallazgos
  - Evidencias del cliente

### **1.5. Reunión de Cierre**

El Auditor Líder preside esta reunión en donde presentará a los máximos responsables de las operaciones e instalaciones de la compañía Operadora Petrolera los hallazgos, observaciones y no conformidades encontradas en el proceso de Auditoría / Verificación un ejemplo general se puede ver en el Anexo C. Se podrá incluir en la citada reunión si así se requiere la participación de los operarios y técnicos de medición auditados y personal de otras áreas relacionadas con el proceso.

Todos los detalles tratados en el desarrollo de esta reunión deberán ser documentados en un acta de reunión de cierre que incluya las firmas de los participantes

Esto se realiza con la finalidad de analizar las no conformidades detectadas en conjunto para lograr un consenso sobre las causas que las generaron y poder definir posteriormente las acciones correctivas y preventivas que tendrán que llevarse a cabo para su eliminación. Es importante recalcar que será necesario dar todos los detalles y no dejar sin explicar cada punto mostrado, esto debido a que ellos tendrán que

presentar su informe a la CNH junto a su plan de seguimiento para cumplir con la regulación y evitar futuras penalizaciones.

Como actividad final fungiendo como auditor en entrenamiento realice lo siguiente:

- Leí los hallazgos encontrados al operador petrolero con el soporte del auditor líder.
- Le presenté los hallazgos con su descripción al operador petrolero. Así como se tiene en el anexo C, esto para que los tenga a consideración y pueda emplear una forma de trabajo para corregirlos.
- Expliqué las normas que dictan las buenas prácticas de cada escenario.

## 2. REPORTE DE AUDITORÍA

Este informe tiene como finalidad mostrar todo el proceso de auditoría previamente dicho, así como el registro de los hallazgos y no conformidades detectadas en todo el proceso de la auditoría, este documento es de carácter oficial y es enviado al operador petrolero.

Este informe se entregó a la entidad auditada un reporte completo el cual incluía, o hacía referencia a los siguientes puntos:

Nota: por motivos de confidencialidad no se discutirán los hallazgos y no conformidades encontradas y solo se mostraran ejemplos sin ninguna relación con las auditorías realizadas al operador petrolero.

- Actas de inicio y cierre firmadas por la unidad de inspección y por el operador petróleo
- El objetivo de la Auditoría
- El alcance de la Auditoría
- La identificación del Sistema de Medición y su entorno operativo
- Las fechas y los lugares donde se realizaron las actividades de la Auditoría
- Los Criterios de la Auditoría
- Condiciones operativas:
  - Medidor de flujo
  - Presión
  - Temperatura
  - Densidad: Sistema de muestreo, Analizador de densidad o cromatógrafo.
  
- Conformidad con la norma
- Características metrológicas y Requisitos metrológicos
- Límites de control
- Computador de flujo
- Unidades de medida
- Estimación de incertidumbre
- Competencia del personal
- Hallazgos de la Auditoría
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Anexos
- Referencias

### 3. Recomendaciones al operador petrolero posterior a la auditoria

Finalmente el operador petrolero teniendo en cuenta la aceptación de los hallazgos, debe conformar un equipo multidisciplinario entre el responsable del área auditada y el personal operativo de medición para elaborar en conjunto con la empresa auditora un Plan de Acción para dar atención a las no conformidades, observaciones, hallazgos y recomendaciones derivados de la Auditoría. Todo con la finalidad de tener una pronta respuesta y acción.

La Unidad de inspección de CALPRO apoya en la elaboración del plan acción y no en la solución de las no conformidades, debido a que no entra dentro del plan de trabajo y obligaciones del programa mostrado. A pesar de esto, se tendrá que mandar los datos solicitados a la CNH para una corroboración correcta y respaldar lo mostrado por la empresa auditada.

Este Plan deberá contener como mínimo con las siguientes recomendaciones que deberá realizar el operador petrolero:

- Cronograma de actividades  
La CNH determina los tiempos y horarios exactos en los que se implementarán las soluciones ya planteadas por el equipo de trabajo Y así dar solución a los problemas encontrados reportados en la auditoría el cual realiza una secuencia de actividades a implementar por parte del operador petrolero para darle seguimiento y solución.
- Actividades generales y específicas a implementar  
Toda operación que se haya acordado para la pronta solución y corrección de los hallazgos y no conformidades declaradas previamente. Siempre dentro del cronograma ya plasmado.
- Presupuestos de gastos y/o inversión preliminar  
A Partir de los resultados que se obtuvieron en la auditoría será necesario tomar medidas para erradicar las no conformidades detectadas, tomar acciones preventivas e impulsar las áreas de mejora, para tales motivos y cumplir con el ámbito regulatorio el operador petrolero deberá estimar y destinar recursos para tener un sistema de gestión de la medición acorde con las normas y estándares internacionales y proteger los intereses de la nación..
- Fechas de seguimiento

Calendario que nos va a mostrar cuando inicia cada actividad, su fin y la entrega final del reporte mostrando los resultados de cada solución hecha para los hallazgos reportados.

- Responsables de estas acciones

La empresa operadora asignará responsables de las acciones de seguimiento posterior a la auditoría para dar solución a las posibles observaciones hechas por la empresa auditora con el fin de dar una respuesta satisfactoria y cumplir con lo solicitado por la CNH para no infringir en ningún lineamiento. Los responsables deberán contar con la capacidad y aptitudes acordes al trabajo que se va a desempeñar.

#### 4. CONCLUSIONES

Aprendí a desarrollarme como profesional en la auditoría en apego a la ISO 19011 (directrices de auditorías internas); adicionalmente visualicé que todos los factores que influyen en la Medición de Hidrocarburos, tales como la instrumentación, información, personal operativo y administrativo, técnica de validación y medición que usen ellos, estén dentro de los parámetros estandarizados, no solo tendremos la calidad que buscamos, también cumplirá con las normas particulares haciendo que se tenga una confirmación del volumen de hidrocarburo que se tiene y transporta, protegiendo así los intereses de la nación y de la empresa que es auditada. Todo con el fin de cumplir y obtener los resultados esperados en mi práctica profesional.

La Auditoría de Medición debe revelar las fortalezas y debilidades se podrán localizar posibles fallas, observaciones, hallazgos relacionados con el cumplimiento de los requisitos establecidos y aportar información confiable que sirva de base para la mejora continua y para la eliminación efectiva de las causas raíz de las no conformidades detectadas. Nos ayuda también a:

- Asegurar la utilización de la normatividad internacional
- Ser competitivo
- Estimular las buenas prácticas
- Tener resultados consistentes en el tiempo
- Disminución de errores
- Mayor certidumbre Disminuir Riesgos

El regulador debe Asegurar que las normas y prácticas aplicadas faciliten las transferencias de custodia y la aplicación de regalías. Y Asegurar que las expectativas de las partes (incluyendo el gobierno) sean prácticas y razonables tomando en cuenta los procesos de producción, composición de los fluidos.

## 5. Bibliografía y Referencias en esta Práctica

- Arias Romero Roberto (2002), Trazabilidad e Incertidumbre en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos. CENAM.
- Maldonado Razo José Manuel (2008), Desempeño del Medidor Másico Tipo Coriolis Como Patrón de Referencia en la Verificación de los Sistemas de Medición del GLP Residencial en Estado Líquido. CENAM.
- Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4—Proving Systems (2013), American Petroleum Institute, New York.
- Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5—Metering (2005), American Petroleum Institute, USA
- Libreta de trabajo CALPRO (2020), CALPRO S.A de C.V, Estado de México, México.

### 5.1. Normas generales en el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medida

NMX-CH-140-IMNC	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones <i>Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement</i>
NMX-Z055-IMNC-2009	Vocabulario internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM) <i>International vocabulary of basic and general - Concepts metrology, associated terms (VIM)</i>
ISO GUM	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones <i>Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement</i>
ISO 5168-2006	Medición de flujo de fluidos â Procedimientos para la evaluación de incertidumbres <i>Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties</i>
NIST- 2008	Guía para el uso del Sistema Internacional de Unidades (SI) <i>Guide for the Use of the International System of Units (SI)</i>
ISO 5168-2006	Medición de flujo de fluidos â Procedimientos para la evaluación de incertidumbres <i>Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties</i>
OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámicos para líquidos distintos del agua <i>Dynamic measuring systems for liquids other than water</i>

### 5.2. Normas y estándares relacionadas a la medición estática de hidrocarburos (en tanques)

API MPMS 2.2 <sup>a</sup>	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual utilizando cintas <i>Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method</i>
API MPMS 2.2D	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método interno Electro-óptico para la determinación de la distancia interna <i>Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks using the Internal Electro-Optical Distance Ranging Method</i>
API MPMS 2.7	Calibración de tanques de medición <i>Calibration of Gauge Tanks</i>
API MPMS 3.1B	Práctica estándar para medición automática del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios <i>Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging</i>
API MPMS 3.3	Aforo de Tanque: Práctica estándar para la Medición del Nivel Automatizado de Hidrocarburos Líquidos en tanques estacionarios de almacenamiento a presión <i>Tank gauging: Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Gauging</i>
API MPMS 3.6	Medición de Hidrocarburos Líquidos por sistemas de medición de tanques híbridos <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement Systems</i>
API MPMS 7	Determinación de Temperatura <i>Temperature Determination</i>
API MPMS 12.1.1	Sección 1: Cálculo de Cantidades estáticas de petróleo Parte 1: Tanques cilíndricos verticales y embarcaciones marinas <i>Section 1: Calculation of Static Petroleum Quantities Part 1: Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels</i>
API MPMS 14.4	Convirtiendo masa de líquidos y vapores de gas natural a volúmenes de líquido equivalentes <i>Converting Mass of Natural Gas Liquids and Vapors to Equivalent Liquid Volumes</i>
API MPMS 19.1	Pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo <i>Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks</i>
API MPMS 19.2	Pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante <i>Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks</i>

API MPMS 19.4	Práctica Recomendada para la especificación de pérdidas por evaporación <i>Recommended Practice for the Specification of Evaporative Losses</i>
ISO 4266-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de nivel en tanques atmosféricos <i>Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 5: Measurement of level in atmospheric tanks</i>
ISO 4266-3	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de nivel en tanques de almacenamiento a presión <i>Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 5: Measurement of level in pressurized storage tanks</i>
ISO 4266-4	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de la temperatura en los tanques atmosféricos <i>Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods - Part 5: Measurement of temperature in atmospheric tanks</i>
ISO 4266-6	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de temperatura en tanques de almacenamiento a presión <i>Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of temperature and level in storage tanks by automatic methods: Measurement of temperature in pressurized storage tanks</i>
ISO 4269	Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos <i>Petroleum and liquid petroleum products - Tank calibration by liquid measurement - Incremental method using volumetric meters</i>
ISO 6578	Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos <i>Refrigerated hydrocarbon liquids - Static measurement - Calculation procedure</i>

ISO 7507-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 1: Método de cintas <i>Petroleum and liquid petroleum products â Calibration of vertical cylindrical tanks â Part 1: Strapping method</i>
ISO 7507-2	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 2: Método de línea óptica de referencia. <i>Petroleum and liquid petroleum products â Calibration of vertical cylindrical tanks - Part 2: Optical-reference-line method</i>
ISO 7507-3	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de Tanques Verticales cilíndricos - Parte 3: Método de triangulación Óptica <i>Petroleum and Liquid Petroleum Products â Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 3: Optical-Triangulation Method</i>
ISO 7507-4	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 4: Método interno electro-óptico para la determinación de la distancia <i>Petroleum and liquid petroleum products â Calibration of vertical cylindrical tanks - Part 4: Internal electro-optical distance-ranging method</i>
ISO 7507-5	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 5: Método externo electro-óptico para la determinación de la distancia <i>Petroleum and liquid petroleum products â Calibration of vertical cylindrical tanks â Part 5: External electro-optical distance-ranging method</i>
ISO 8022	Sistemas de medición de Petróleo - Calibración - correcciones de temperatura para el uso al calibrar tanques probadores volumétricos. <i>Petroleum measurement systems â Calibration â Temperature corrections for use when calibrating volumetric proving tanks</i>
ISO 8310	Hidrocarburos ligeros refrigerados - Los termopares y termómetros de resistencia - La medición de la temperatura en los tanques que contengan gases liquificados <i>Refrigerated light hydrocarbon fluids â Measurement of temperatures in tanks containing liquefied gases â Thermocouples and resistance thermometers</i>
ISO 10574	Hidrocarburos ligeros refrigerados - Medición de niveles de líquidos en tanques que contienen gases liquificados <i>Refrigerated light hydrocarbon fluids â Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gasses</i>
ISO 12917-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 1: Los métodos manuales <i>Petroleum and liquid petroleum products â Calibration of horizontal cylindrical tanks - Part 1: Manual methods</i>

ISO 12917-2

Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 2: Método Electro-óptico para la determinación de la distancia interno  
*Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of horizontal cylindrical tanks - Part 2: Internal electro-optical distance-ranging method*

### 5.3. Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos

#### 5.3.1. Aplicación en diseño

API MPMS 5.1	Consideraciones Generales para la Medición por medio de Medidores <i>General Considerations for Measurement by Meters</i>
API MPMS 5.4	Accesorios para Medidores de Líquidos <i>Accessory Equipment for Liquid Meters</i>
API MPMS 5.5	Fidelidad y Seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo <i>Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems</i>

#### 5.3.2. Tipos de medidor de volumen o caudal

API MPMS 5.2	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de Desplazamiento positivo <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters</i>
API MPMS 5.3	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de tipo Turbina <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters</i>
API MPMS 5.6	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de tipo Coriolis <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters</i>
API MPMS 5.8	Medición de Hidrocarburos líquidos por medidores de flujo ultrasónico utilizando la tecnología de tiempo de tránsito <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology</i>
API MPMS 21.2	Medición Electrónico de Volumen Líquido utilizando medidores de tipo desplazamiento positivo y medidores de turbina <i>Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>
API MPMS 21.2-A1	Adenda 1 a Medición de Flujo utilizando Sistemas de medición electrónica, de masa inferida <i>Addendum 1 to Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Inferred Mass</i>
ISO 2714	Hidrocarburos líquidos - medición volumétrica por medidor de

	desplazamiento positivo <i>Liquid hydrocarbons â Volumetric measurement by positive displacement meter</i>
ISO 2715	Hidrocarburos líquidos - medición volumétrica por medidor de turbina <i>Liquid hydrocarbons â Volumetric measurement by turbine meter</i>
ISO 4124	Hidrocarburos líquidos â Medición Dinámica â Control estadístico de los sistemas de medición volumétricos <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement â Statistical Control of Volumetric Metering Systems</i>
ISO 6551	Petróleo Líquido/Gas â fidelidad y seguridad de la medición dinámica <i>Petroleum liquids/gases - fidelity and security of dynamic measurement</i>
ISO 10790	Medición del fluido del flujo en conductos cerrados - Orientación a la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (flujo de masa, medidas de densidad de flujo y volumen) <i>Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)</i>
ISO 12242	Medición del flujo de fluido en conductos cerrados â medidores ultrasónicos líquidos de tipo tiempo de tránsito para líquidos <i>Measurement of fluid flow in closed conduits â Ultrasonic transit-time meters for liquid</i>

### 5.3.3. Probadores

API MPMS 4.1	Introducción (Probadores) <i>Introduction [proving systems]</i>
API MPMS 4.2	Probadores de Desplazamiento <i>Displacement Provers</i>
API MPMS 4.4	Probadores de Tanques <i>Tank Provers</i>
API MPMS 4.5	Probadores del medidor maestro <i>Master-Meter Provers</i>
API MPMS 4.6	Interpolación de Pulso <i>Pulse Interpolation</i>
API MPMS 4.7	Métodos de prueba estándar en Campo <i>Field Standard Test Measures</i>
API MPMS 4.8	Operación de Sistemas de probadores <i>Operation of Proving Systems</i>
API MPMS 4.9 .1	Introducción a la determinación del volumen de los probadores de desplazamiento y de Tanque <i>Introduction to the Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers</i>

API MPMS 4.9.2	Determinación del volumen del probador de desplazamiento y tanque, por el método de calibración "Waterdraw" <i>Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Waterdraw Method of Calibration</i>
API MPMS 4.9.3	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento por el método de calibración del medidor maestro <i>Determination of the Volume of Displacement Provers by the Master Meter Method of Calibration</i>
API MPMS 4.9.4	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento y de tanques por el método de calibración gravimétrico <i>Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Gravimetric Method of Calibration</i>
API MPMS 13.2	Métodos estadísticos de evaluación de los datos de probadores de medidores <i>Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data</i>
ISO 7278-1	Hidrocarburos líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 1: Principios generales <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement &amp; Proving Systems for Volumetric Meters - Part 1: General Principles</i>
ISO 7278-2	Hidrocarburos líquidos - sistemas para probar contadores volumétricos - - medición dinámica Parte 2: Probadores de tipo tubería <i>Liquid hydrocarbons - Dynamic measurement &amp; proving systems for volumetric meters - Part 2: Pipe Provers</i>
ISO 7278-3	Hidrocarburos Líquidos - Medición Dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 3: Técnicas de interpolación de pulso <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement &amp; Proving Systems for Volumetric Meters - Part 3: Pulse Interpolation Techniques</i>
ISO 7278-4	Hidrocarburos Líquidos - Medición Dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 4: Guía para operadores de probadores de tipo tubería <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement &amp; Proving Systems for Volumetric Meters - Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers</i>

#### 5.3.4. Cálculos

API MPMS 11.4.1	Propiedades de los Materiales de Referencia Parte 1- Densidad del Agua y factores de corrección del volumen del agua para la calibración de probadores volumétricos <i>Properties of Reference Materials Part 1-Density of Water and Water Volume Correction Factors for Calibration of Volumetric Provers</i>
API MPMS 12.2.3	Cálculo de cantidades de Petróleo utilizando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 3 â Reporte de Probadores

API MPMS 12.2.4	<p><i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3-Proving Reports</i></p> <p>Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 4 - Cálculo de Volúmenes Base de los probadores por el método "Waterdraw" <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 4-Calculation of Base Prover Volumes by Waterdraw Method</i></p>
API MPMS 12.2.5	<p>Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 5 a el volumen base del probador usando el método del medidor maestro</p> <p><i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 5-Base Prover Volume Using Master Meter Method</i></p>
5.3.5. Computación de Flujo y Volumen	
API MPMS 5.5	<p>Fidelidad y Seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo</p> <p><i>Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems</i></p>
API MPMS 11.1	<p>Datos de Propiedades físicas (factores de corrección de Volumen) (todas las secciones y mesas pertinentes, incluyendo rutinas de computación)</p> <p><i>Physical Properties Data (Volume Correction Factors) (all relevant sections and tables, including computational routines)</i></p>
API MPMS 11.2.2	<p>Factores de compresibilidad de hidrocarburos: 0,350 a 0,637 de densidad relativa (60 °F / 60 °F) y -50 °F a 140 ° F de temperatura de medidor</p> <p><i>Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350 to 0.637 Relative Density (60 °F/60 °F) and -50 °F to 140 °F Metering Temperature</i></p>
API MPMS 11.2.2M	<p>Factores de compresibilidad para Hidrocarburos: 350-637 kilogramos por metro cúbico Densidad (15 °C) y -46 °C a 60 °C temperatura de medidor</p> <p><i>Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350 to 637 Kilograms per Cubic Meter Density (15 °C) and -46 °C to 60 °C Metering Temperature</i></p>
API MPMS 11.2.4	<p>Corrección de temperatura para los volúmenes de LNG y Tablas GLP 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E</p> <p><i>Temperature Correction for the Volumes of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E</i></p>
API MPMS 11.2.5	<p>Correlación de presión de vapor simplificada para uso NGL comerciales</p> <p><i>8A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs</i></p>

API MPMS 11.3.2.1	Densidad de Etileno <i>Ethylene Density</i>
API MPMS 11.3.3.2	Compresibilidad de polipropileno <i>Propylene Compressibility</i>
API MPMS 11.5	Intraconversión de Densidad / Peso / Volumen <i>Density/Weight/Volume Intraconversion</i>
API MPMS 12.2.1	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 1 à Introducción <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 1-Introduction</i>
API MPMS 12.2.2	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 2 à Tickets de Medición <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 2-Measurement Tickets</i>
API MPMS 12.2.3	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 3 à Reportes de Probador <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3-Proving Reports</i>
API MPMS 12.3	Cálculo de Contracción Volumétrica por fusión de Hidrocarburos livianos con Petróleo Crudo <i>Calculation of Volumetric Shrinkage From Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil</i>
API MPMS 21.2	Medición Electrónico de Volumen Líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y medidores de turbina <i>Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>

#### 5.4. Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos gaseosos

AGA Report No. 3	Medición del Gas Natural por Placa Orificio <i>Orifice Metering of natural gas</i>
AGA Report No. 5	Medición de Energía del Gas combustible <i>Fuel Gas Energy Metering</i>
AGA Report No. 7	Medición del Gas Natural con Medidor de Turbina <i>Measurement of Natural Gas by Turbine Meter</i>
AGA Report No. 8	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases
AGA Report No. 9	Medición de Gas por Medidores ultrasónicos de múltiples aces <i>Measurement of Gas By Multipath Ultrasonic Meters</i>
AGA Report No. 10	Velocidad del sonido en el Gas Natural y otros Gases

	<p>hidrocarburos asociados</p> <p><i>Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases</i></p>
AGA Report No. 11	<p>Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis</p> <p><i>Measurement of Natural gas by Coriolis Meter</i></p>
API MPMS Chapter 14.9	<p>Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis (AGA Reporte No. 11-2003)</p> <p><i>Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter (AGA Report No. 11-2003)</i></p>
API MPMS Chapter 14.3.1	<p>Medidores de Orificio Concéntrico, de borde cuadrado</p> <p>Parte 1 â Ecuaciones Generales y Guías de Incertidumbre (ANSI/API MPMS 14.3.1-2013)</p> <p>(AGA Reporte No. 3, Parte 1) (GPA 8185-90, Parte 1)</p> <p><i>Concentric, Square-Edged Orifice Meters</i></p> <p><i>Part 1-General Equations and Uncertainty Guidelines (ANSI/API MPMS 14.3.1-2003)</i></p> <p><i>(AGA Report No. 3, Part 1) (GPA 8185-90, Part 1)</i></p>
API MPMS Chapter 14.3.2	<p>Medidores de orificio concéntrico, de borde cuadrado</p> <p>Parte 2 â Especificación y Requerimientos de instalación (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000) (AGA Report No. 3, Part 2) (GPA 8185-00, Part 2)</p> <p><i>Concentric, Square-Edged Orifice Meters Part 2-Specification and Installation Requirements (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000)</i></p> <p><i>(AGA Report No. 3, Part 2) (GPA 8185-00, Part 2)</i></p>
API MPMS Chapter 21.1	<p>Medición Electrónica del Gas</p> <p><i>Electronic Gas Measurement</i></p>
Energy Institute HM 8.	<p>Densidad, sedimento y agua. Sección 2: Medición continua de la densidad (anteriormente PMM Parte VII, S2)</p> <p><i>Density, sediment and water. Section 2: Continuous density measurement (formerly PMM Part VII, S2)</i></p>
ISO 15970	<p>Gas Natural â Propiedades de Medición â Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión</p> <p><i>Natural gas âMeasurement of properties âvolumetric properties: density, temperature, pressure and compression factor</i></p>
ISO 5167-2	<p>Medición del flujo del fluido por medio de dispositivos diferenciales insertados en secciones de conductos de circulares â operando a plena capacidad parte 2: Placas de orificio</p> <p><i>Measurement of fluid flow by means of differential devices inserted in circular cross âsection conduits running full part 2: Orifice plates</i></p>
ISO 9951	<p>Medición del flujo del gas en conductos cerrados â Medidores de Turbina</p> <p><i>Measurement of Gas Flow in Closed Conduits - Turbine Meters</i></p>
ISO 10790	<p>Medición del flujo del fluido en conductos cerrados â Guía de la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (Medida</p>

	del flujo de la masa, densidad y volumen del flujo) <i>Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)</i>
ISO 17089 -1	Medición del flujo del fluido en conductos cerrados â Medidores ultrasónicos para gas â parte 1 medidores para transferencia de custodia y medición de apropiación <i>Measurement of fluid flow in closed conduits â ultrasonic meters for gas â part 1 meters for custody transfer and allocation measurement</i>
NMX-CH-5167-1-IMNC-2009	Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular en ductos llenos -Parte 1: Principios generales y requisitos.
NMX-CH-5167-2-IMNC-2010	Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular de ductos llenos-parte 2: placas de orificio

## 5.5. Normas y estándares para la determinación de la calidad

### 5.5.1. Para Hidrocarburos líquidos

API MPMS 8.1	Muestreo: Practica estándar para muestreo manual del Petróleo y Productos del Petróleo <i>Sampling: Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 8.2	Muestreo: Practica estándar para el muestreo automático del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo <i>Sampling: Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 8.3	Práctica estándar para la mezcla y manejo de muestras del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo <i>Standard Practice for Mixing and handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 7.0	Determinación de la Temperatura <i>Temperature Determination</i>
ISO 3170	Líquidos de Petróleo: Muestreo Manual (BS EN ISO 3170) <i>Petroleum Liquids: Manual Sampling (BS EN ISO 3170)</i>
ISO 3171	Líquidos de Petróleo: Muestreo Automático en Ductos (BS EN ISO 3171) <i>Petroleum Liquids: Automatic Pipeline Sampling (BS EN ISO 3171)</i>

### 5.5.2. Para Hidrocarburos gaseosos

API MPMS 14.1	Manual de los estándares de Medición del Petróleo Capítulo 14 â Medición de los Fluidos del Gas Natural Sección 1 â Recopilación y Manejo de las muestras del Gas Natural para la transferencia de custodia
---------------	---

API MPMS 14.6	<p><i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer</i></p> <p>Medición de la Densidad Continua <i>Continuous density measurement</i></p>
API MPMS 14.7	<p>Manual de los estándares de Medición del Petróleo Capítulo 14 â Medición de los Fluidos del Gas Natural Sección 7 â Medición de la Masa de los Líquidos del Gas Natural - GPA STD 8182</p> <p><i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 7 - Mass Measurement of Natural Gas Liquids-GPA STD 8182</i></p>
API MPMS 14.8	<p>Manual de los estándares de Medición del Petróleo Capítulo 14 â Medición de los Fluidos del Gas Natural Sección 8 â Medición del Gas del Petróleo Medición de Gas Natural Liqueficado-GPA STD 8182</p> <p><i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 8 - Liquefied Petroleum Gas Measurement</i></p>
ISO 4257	<p>Gases Natural Liquefidos â Método de Muestreo (BS EN ISO 4257)</p> <p><i>Liquefied Petroleum Gases - Method of Sampling (BS EN ISO 4257)</i></p>
ISO 6974	<p>Gas Natural â Determinación de la composición por cromatografía de gases con incertidumbre definida</p> <p><i>Natural Gas â Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography</i></p>
ISO 8943	<p>Refrigeración de los fluidos del hidrocarburo â Muestro del gas natural liquefido â Método continuo (BS 7576)</p> <p><i>Refrigerated hydrocarbon fluids - Sampling of liquefied natural gas - Continuous method (BS 7576)</i></p>
ISO 10715	<p>Gas Natural â Guía para el Muestreo</p> <p><i>Natural Gas â Sampling Guidelines</i></p>
ISO 10723	<p>Gas Natural â Evaluación del rendimiento de sistemas analíticos en-línea</p> <p><i>Natural Gas â Performance evaluation for on-line analytical systems</i></p>
ISO 6976-1995	<p>Cálculo de los valores caloríficos, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe desde la composición</p> <p><i>Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition</i></p>
GPA 2145-09	<p>Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otros composiciones de interés para la Industria del Gas Natural</p> <p><i>Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry</i></p>
GPA 2261-13	<p>Análisis de Gas Natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gases</p> <p><i>Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography</i></p>

GPA 2166-05	Obtención de muestras de gas natural para el análisis por cromatografía de gases <i>Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography</i>
ASME B31.8-2014	Transmisión y Distribución de Gas en sistemas de ductos <i>Gas Transmission and Distribution Piping Systems</i>

### 5.5.3. Otros procedimientos de referencia

Medición de la Densidad API	Normas de referencia API MPMS 9.0; ASTM D-287 & D-1298
Determinación del contenido de agua	Normas de referencia API MPMS 10.0; ASTM D-4377, D-4006 & D-4007
Determinación del contenido de sedimentos	Norma de referencia ASTM D-473
Determinación del contenido de viscosidad	Norma de referencia ASTM D-445
Determinación del contenido de sal	Norma de referencia ASTM D-32305
Determinación del contenido de azufre	Norma de referencia ASTM D-4294

### 5.6. Recepción y entrega de los Hidrocarburos.

Capítulo 11 de la versión más reciente del Manual de Normas de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)

### 5.7. Prorratio

API MPMS Chapter 20.

### 5.8. Gestión y Gerencia de la medición

NMX-EC-17020-IMNC	Criterios generales para la operación de varios tipos de unidades (organismos) que desarrollan la verificación (inspección).
NMX-EC-17025-IMNC	Evaluación de la conformidad - Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.
NMX-CC-19011-IMNC	Directrices para la Auditoría de los Sistemas de Gestión
ISO 10012-2003	Measurement management systems - Requirements for measurement processes and measuring equipment (ISO 19011:2011)
NMX-CC-9001-IMNC	Sistemas de Gestión de la Calidad â Requisitos (ISO 9001:2008)
API MPMS 20.0	Medición Asignación de Petróleo y Gas Natural <i>Allocation Measurement of Oil and Natural Gas.</i>
API MPMS 20.3	Medición del Flujo Multifásico <i>Measurement of Multiphase Flow</i>

## 5.9. Normas para la construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y sistemas de medición

API 12B	Especificación para Tanques atornillados para almacenamiento de líquidos de producción <i>Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids</i>
API RP 14E	Práctica recomendada para el diseño e instalación de sistemas de tubería en plataformas de productos offshore <i>Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Products Platform Piping Systems</i>
API RP 551	Instrumentos de medición de proceso <i>Process measurement instrumentation</i>
API RP 555	Analizadores de proceso <i>Process Analyzers</i>
API 620	Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión <i>Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks</i>
API 650	Tanques de acero soldados para almacenamiento de combustible <i>Welded Steel Tanks for Fuel Storage</i>
ISO 12242	Medición del flujo de fluidos en conductos cerrados a medidores tipo ultrasónicos para líquidos de principio de funcionamiento tiempo de tránsito <i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic transit-time meters for liquid</i>
ISO 2186	Flujo de fluido en conductos cerrados - Conexiones para la transmisión de señales de presión entre los elementos primarios y secundarios <i>Fluid flow in closed conduits - Connections for pressure signal transmissions between primary and secondary elements</i>
ISO 4006	Medición del flujo de fluido en conductos cerrados <i>Measurement of fluid flow in closed conduits</i>
ISO 6551	Líquidos de petróleo y gas, fidelidad y seguridad de la medición dinámica, con cable de transmisión de data de pulsos tipo eléctrico y/o electrónico <i>Petroleum liquids and gases, Fidelity and security of dynamic measurement, Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data</i>
ISO 10790	Medición del flujo de fluido en conductos cerrados - Guía para la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (Medición de flujo de masa, densidad y flujo de volumen) <i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)</i>
ISO 15156	Industrias del petróleo y gas natural - Materiales a usar en ambientes que contienen H <sub>2</sub> S en la producción de petróleo y gas <i>Petroleum and natural gas industries - Materials for use in</i>

ASME/ANSI B 16.5	<i>H2S-containing environments in oil and gas production</i> Bridas de conexión y accesorios bridadas <i>Pipe Flanges and Flanged Fittings</i>
ASME/ANSI B 31.3	Tubería de Proceso <i>Process Piping</i>
ASME B 31.4	Sistemas de transporte por ductos para líquidos y sólidos <i>Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries</i>
NMX-CH-4006-IMCN-2009	Medición de Flujo de fluidos en conductos cerrados à Vocabulario y símbolos
ASME/ANSI B 36.10	Tamaños de ductos sin costura <i>Seamless Pipe Sizes</i>
ASTM D1250	Desarrollo del Cálculo para la Corrección del factor de volumen en el Instituto Americano del Petróleo <i>Volume Correction Factor Calculation Development in American Petroleum Institute</i>
IEC PAS 62382	Chequeo de lazo eléctrico y de instrumentación <i>Electrical and instrumentation loop check</i>
ISA TR 20.00.01	Formatos de Especificaciones para los instrumentos de medición de procesos y de control, Consideraciones Generales <i>Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, General Considerations</i>
OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámica de líquidos distintos del agua <i>Dynamic measuring systems for liquids other than water</i>

## 6. Anexos

### 6.1. Anexo A Plan de Auditoría

Este documento debe contener en primera instancia el nombre de la persona que solicita el plan de auditoría junto con la fecha de elaboración de dicho documento, se debe anexar la fecha y la hora exacta en la que se va a ejecutar la auditoría. Es necesario especificar algunos datos generales del operador petrolero como son:

- Razón social
- Dirección
- Nombre y puesto del responsable
- Correo electrónico

Es importante describir y mencionar información referente al lugar donde se va a realizar la auditoría, algunos datos importantes son:

- Dirección
- Teléfono
- Nombre y puesto del responsable
- Correo electrónico

Es necesario describir el sistema de medición a evaluar. Se deberá tener a la mano o saber:

- El principio de medición,
- TAG o Id,
- Ubicación
- Tipo de fluido que entra al sistema de medición
- Nombre y puesto del responsable y su correo electrónico

Se deben anexar nuestros datos como grupo auditor estos son:

- Los nombres de los auditores
  - auditor líder,
  - auditor especializado en cantidad
  - auditor en entrenamiento (yo)

Será importante especificar y aclarar el objetivo, alcance así como los requerimientos y los puntos mínimos a evaluar y documentar de la auditoría.

A continuación se maneja un ejemplo de la elaboración del plan de auditoria mostrado en las figuras 1-4.

**Plan de Auditoría para:**   
**Solicitante:**   
**Fecha de Elaboración:** 

Fecha(s) de la Auditoría	Horario de la Auditoría
	

**1. Datos Generales del Operador Petrolero**

Razón Social:	
Dirección:	
Nombre y Puesto del Responsable:	
Correo Electrónico:	

**2. Lugar para Realizar la Auditoría**

Dirección:	
Teléfono:	
Nombre y Puesto del Responsable:	
Correo Electrónico:	

Figura 1. Representación de documento de plan de auditoría parte 1. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

**3. Datos del Sistema(s) de Medición a Auditar**

Principio de Medición:	[Redacted]
TAG o ID:	[Redacted]
Ubicación:	[Redacted]
Tipo de Fluido (Servicio):	[Redacted]
Nombre y Puesto del Responsable	[Redacted]
Correo electrónico	[Redacted]

**4. Datos del Grupo Auditor**

Auditor Líder en Hidrocarburos:	[Redacted]
Auditor Cantidad:	[Redacted]
Auditor Calidad:	[Redacted]
Auditor en Entrenamiento:	[Redacted]

**5. Objetivo y Alcance de la Auditoría**

Evaluar la conformidad de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos XXXX, a través de la auditoría del sistema de medición, con el propósito de determinar el grado de cumplimiento.

**6. Requerimientos**

- a) Sala u oficina para el desarrollo de la auditoría
- b) Personal de cliente; Siempre con el grupo auditor (responsable del SGM y del SM).

Figura 2. Representación de documento de plan de auditoría parte 2. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

**8. Puntos a evaluar y documentos mínimos requeridos****a) Sistema de gestión de la medición:**

- ◆ Manual y Procedimientos administrativos del Sistema de Gestión de la Medición; Registros (implementación)
- ◆ Procedimientos de operación, mantenimiento, auditoría o calibración
- ◆ Programas de mantenimiento y calibración; Registros
- ◆ Reportes diarios de operación (configuración del computador).
- ◆ Gráficas de control de los instrumentos de medición
- ◆ Registros de mantenimiento y Certificados de calibración
- ◆ Historial de equipo
- ◆ Registros de eventos anormales
- ◆ Presupuesto de incertidumbre del Sistema de medición

**b) Sistema de medición:**

- ◆ Las instalaciones físicas en las que se encuentran ubicados los equipos e instrumentación de los Sistemas de Medición.
- ◆ Confirmación metrológica (Principio de medición y tipo de medidor, adecuados para el uso requerido)
- ◆ Conformidad con la norma de referencia (Instalación)
- ◆ Variables de influencia
- ◆ Mantenimiento del Sistema de Medición.
- ◆ Volumen cuantificado de hidrocarburos:
- ◆ Las bitácoras de registro relacionados con la medición y su operación.

**c) Personal:**

- ◆ Constatar con evidencia documental y entrevista la competencia del personal.

*Nota: se ha realizado evaluación documental, sin embargo esto no excluye solicitud de registros necesarios, de acuerdo a lo que se presente durante la auditoría en sitio.*

**9. Agenda de Trabajo para la Auditoría**

La siguiente agenda es aproximada y puede modificarse en el curso de la misma por acuerdo del grupo auditor y cliente.

Figura 3. Representación de documento de plan de auditoria parte 3. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

Fecha	Horario	Actividad	Verificadores

*Los horarios se podrán modificar en apego a las necesidades y avances que se presenten, en mutuo acuerdo de las partes.*

Elaboró

Acepto

\_\_\_\_\_  
 Leonel LÓPEZ GARCÍA  
 Auditor

\_\_\_\_\_  
  
 Operador

Figura 4. Representación de documento de plan de auditoria parte 4. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

## 6.2. Anexo B Listas de Verificación (Confidencial)

### Explicación de los criterios de norma y lista de verificación

En la lista de verificación se evalúan normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos, en primera instancia hace referencia a cuestiones de especificación, instalación, operación, fidelidad, seguridad de los sistemas de medición y la correcta transmisión de datos.

Posteriormente se evalúa el tipo de medidor de acuerdo a su principio de operación según sea el caso a evaluar cómo, Desplazamiento positivo, Coriolis, etc.

También hay una evaluación dependiendo el tipo de medición, másico o volumétrico. En caso de que el cliente así lo solicite se podrá verificar el uso de probadores en la medición. Aunado al tipo de medición y medidor empleados por el cliente se debe **enlistar/subrayar/enlistar/especificar** los cálculos para estimar las cantidades de hidrocarburos durante la medición dinámica y sus factores de corrección necesarios.

Es importante evaluar y verificar la correcta computación de flujo y volumen. Por ejemplo, la veracidad de la transmisión de pulsos obtenida del medidor al computador de flujo. La recolección de los datos de propiedades físicas, factores de compresibilidad, factores de corrección por temperatura, densidad, de corrección por volumen y presión, etc.

En caso de que el cliente también lo solicite se evaluarán los estándares y buenas prácticas para la determinación de la calidad referente al muestreo manual y manejo de mezclas.

La empresa a auditar como se menciona en el trabajo anteriormente solicita un auditor a su sistema de medición y de acuerdo a la solicitud de la empresa se elabora un plan de las normas las cuales se tiene que ir a verificar en donde en formatos de criterios de auditoria (figura 5) se palomean las normas que se van a inspeccionar al operador petrolero y se le envía para que esté al tanto y las apruebe. Una vez llegado a campo sacamos la lista de verificación para cerciorarnos que cumplan con los lineamientos y normas técnicas establecidas en el plan de verificación.



7. Criterios de Auditoría

Medición Dinámica de Hidrocarburos Líquidos				
Aplicación en Diseño				
API MPMS 5.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 5.4 <input type="checkbox"/>		API MPMS 5.5 <input type="checkbox"/>	
Tipos de Medidor de Volumen o Caudal				
API MPMS 5.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 5.3 <input type="checkbox"/>	API MPMS 5.6 <input type="checkbox"/>	API MPMS 5.8 <input type="checkbox"/>	API MPMS 21.27 / API MPMS 21.2-A1 <input type="checkbox"/>
Procedores				
API MPMS 4.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.4 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.5 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.6 <input type="checkbox"/>
API MPMS 4.7 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.8 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.9.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.9.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 4.9.3 <input type="checkbox"/>
API MPMS 4.9.4 <input type="checkbox"/>	API MPMS 13.2 <input type="checkbox"/>			
Cálculos				
API MPMS 11.4.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.2.3 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.2.4 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.2.5 <input type="checkbox"/>	
Computación de Flujo y Volumen				
API MPMS 5.5 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.2.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.2.2M <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.2.4 <input type="checkbox"/>
API MPMS 11.2.5 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.3.2.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.3.2.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 11.4.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.2.1 <input type="checkbox"/>
API MPMS 12.2.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.2.3 <input type="checkbox"/>	API MPMS 12.3 <input type="checkbox"/>	API MPMS 21.2 <input type="checkbox"/>	
Determinación de la Calidad en Hidrocarburos Líquidos				
API MPMS 8.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 8.2 <input type="checkbox"/>	API MPMS 8.3 <input type="checkbox"/>	API MPMS 7.0 <input type="checkbox"/>	API MPMS 9.1 <input type="checkbox"/>
API MPMS 10.7 <input type="checkbox"/>	API MPMS 10.9 <input type="checkbox"/>	API MPMS 10.4 y 10.3 <input type="checkbox"/>	ASTM D 287 <input type="checkbox"/>	ASTM D 88 <input type="checkbox"/>
API MPMS 9.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 10.2 <input type="checkbox"/>	ASTM D 4294 <input type="checkbox"/>	ASTM D 323 <input type="checkbox"/>	ASTM D 3230 <input type="checkbox"/>
Medición Dinámica de Hidrocarburos Gaseosos				
AGA Report No. 3 <input type="checkbox"/>	AGA Report No. 5 <input type="checkbox"/>	AGA Report No. 7 <input type="checkbox"/>	AGA Report No. 8 <input type="checkbox"/>	AGA Report No. 9 <input type="checkbox"/>
AGA Report No. 10 <input type="checkbox"/>	AGA Report No. 11 <input type="checkbox"/>	API MPMS Chapter 14.9 <input type="checkbox"/>	API MPMS Chapter 14.3.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS Chapter 14.3.2 <input type="checkbox"/>
API MPMS Chapter 21.1 <input type="checkbox"/>	Ensayo ASTM 8 <input type="checkbox"/>	NMX-CH-5167-1-IMNC-2009 <input type="checkbox"/>	NMX-CH-5167-2-IMNC-2010 <input type="checkbox"/>	
Determinación de la Calidad en Hidrocarburos Gaseosos				
API MPMS 14.1 <input type="checkbox"/>	API MPMS 14.6 <input type="checkbox"/>	API MPMS 14.7 <input type="checkbox"/>	API MPMS 14.8 <input type="checkbox"/>	GPA 2166 <input type="checkbox"/>
Métodos Analíticos				
Gestión y Gerencia de la medición				
Lineamientos de CNH <input type="checkbox"/>	NMX-10012-IMNC-2004 / ISO 10012 <input type="checkbox"/>	Otro _____ <input type="checkbox"/>		

Versión 02: Jun.20

Figura 5. Representación de documento de lista de normas del plan de auditoría. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

### 6.3. Anexo C Formato de Hallazgos

Por motivo de confidencialidad se ejemplifican los hallazgos (no conformidades) que se identifican en las listas de verificación técnicas y administrativas

#### La No conformidad crítica

##### Ejemplo

- En el computador de flujo la señal de densidad es fija, por lo tanto el cálculo del volumen está mal.
- Su medidor en uso no estaba correctamente calibrado

#### La No conformidad mayor

##### Ejemplo

- a) No cumple con el estándar mínimo requerido en distancia en diámetro, ejemplo si está a 10 diámetros mínimos requeridos este a 9.5.
- b) Que el operador del sistema de medición no tenga los conocimientos técnicos de flujo para realizar su trabajo.

#### La No conformidad menor

##### Ejemplo

- No se encontró el perfil de puesto del responsable oficial.
- Sus formatos de reporte de algunas fechas no fueron llenados de forma correcta.

En el formato de hallazgos se clasifican las descripciones de la siguiente forma:

A= Crítica

B= Mayor

C= Menor

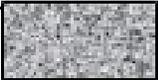
D= Observaciones

Los documentos avalados se entregan al operador petrolero para que ellos notifiquen a la CNH de los hallazgos obtenidos. Se da un plazo de un determinado tiempo para que

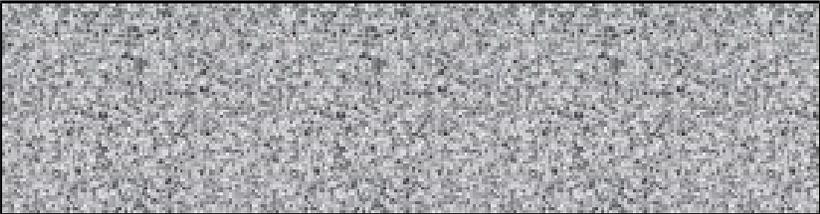
ellos notifiquen las soluciones dadas a lo que se encontró y envíen un reporte final de aclaración.

		DESCRIPCIÓN DE HALLAZGOS	
---	--	--------------------------	---

IDENTIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS (1)	
REQUISITO / DOCUMENTO:	
TIPO DE HALLAZGO (A, B, C, D) (2)	A

DESCRIPCIÓN DEL HALLAZGO (2)	
	
	

**INSTRUCCIONES DEL USUARIO:**

(1) IDENTIFICAR EL REQUISITO RELACIONADO AL HALLAZGO, ASÍ COMO LA CLASE Y LA FRENTEPECORO APLICABLE.

(2) DESCRIBIR EL HALLAZGO POR MEANS DEL SUB-TÍTULO EL MOMENTO QUE SE DETECTA Y OTORGAR LA FIRMA Y SELLO DEL CUERPO.

(3) LA CLASIFICACIÓN DEL HALLAZGO DEBE SER REALIZADA CON BASES COMO: AUDITOR LÍDER, CLASE DEL HALLAZGO LA DESCRIPCIÓN DEL INCUMPLIMIENTO, DE AUDITORIA, LO CORRECTO.

(4) NO CORRESPONDENCIA ÉTICA.

(5) NO CORRESPONDENCIA ASISTENTE.

(6) NO CORRESPONDENCIA ASISTENTE.

(7) OMBUDSMAN.

LA INFORMACIÓN DE INCUMPLIMIENTO DEBE SER ENTREGADA AL NIVEL DE AUDITORIA Y SE DEBE ENTREGAR COMO EL CLIENTE DE TODOS LOS AUDITORES QUE PARTICIPAN EN LA AUDITORIA.

	Hoja 1 de 1	Versión 02 / Rev. 00
---	-------------	----------------------

Figura 6. Documento de representación de hallazgos de auditoría. Fuente: Documentación ejemplo de plan de auditoría.

## 6.4. Anexo D Fórmulas de calibración y ejemplos de hojas del computador

En este anexo se muestran las fórmulas utilizadas por las hojas de Excel que se ocupan para calibrar equipos de medición de flujo, para obtener una completa verificación del mantenimiento de los equipos auditados y dar veracidad los documentos mostrados por el operador petrolero.

De acuerdo a lo mencionado previamente se mostrarán las fórmulas y procedimientos que vimos en la hoja de cálculo que cumplen con los estándares cotejados (API, ATMS, etc).

- Calibración de medidores de flujo empleando una medida volumétrica.

*Para el factor de corrección del medidor MF:*

$$MF = \frac{V_{P20} \cdot CTS_P}{(N/FK) \cdot CTL_m \cdot CPL_m} \text{ [adimensional]} \quad (1)$$

$V_{P20}$  – Volumen a condiciones estándar del patrón volumétrico [L].

$V_m$  – (N/FK) Volumen determinado por el medidor bajo prueba a condiciones de operación [L].

$P$ : Se emplea para designar los factores de corrección del patrón de referencia empleado.

$m$ : Para designar los factores de corrección del medidor bajo prueba.

$cts$  – Factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero [adimensional].

Deformación cúbica. Medidas volumétricas, probadores, patrones de volumen

$$CTS = 1 + 3\alpha_1 \cdot (T - T_{20=20}) \text{ [Adimensional]} \quad (2)$$

$\alpha_1$  – Coeficiente de dilatación lineal del acero [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$T_{20}$  – Temperatura de referencia [ $^{\circ}C$  ]

$T$  – Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [ $^{\circ}C$  ]

Cálculo de la densidad a cualquier temperatura (correlación de tanaka)

$$\rho = a_5 \left[ 1 - \frac{(T_L + a_1)^2 (T_L + a_2)}{a_3 (T + a_4)} \right] \text{ [kg/m}^3\text{]} \quad (3)$$

$T_L$  – Es la temperatura de la línea [ $^{\circ}C$ ]

$a_1 = -3,983\ 035$  [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$$\begin{aligned}
a_2 &= 301,797 [^{\circ}C^{-1}] \\
a_3 &= 522\,528,9 [^{\circ}C^{-1}] \\
a_4 &= 69,348\,81 [^{\circ}C^{-1}] \\
a_5 &= 999,974\,950 [kg/m^3]
\end{aligned}$$

La densidad del fluido del medidor se obtiene a partir de la aplicación del modelo propuesto en API 2540.

$$\rho_T = \rho_{20} \cdot \exp[-\alpha_{20}(T_T - T_{20})(1 + 0.8 \cdot \alpha_{20}(T_T - T_{20}))] [kg/m^3] \quad (4)$$

$T_T$  – Temperatura a la cual se conoce la densidad del fluido, [ $^{\circ}C$ ]

$\rho_{20}$  – Densidad del fluido a  $20^{\circ}C$ , [ $kg/m^3$ ]

$\rho_T$  – Densidad del fluido a la temperatura  $T_T$ , [ $kg/m^3$ ]

CTL - Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido [adimensional].

$$CTL = \frac{\rho_T}{\rho_{20}} [adimensional] \quad (5)$$

$$CTL = 1 + \beta \cdot (T - T_{20}) \quad (6)$$

$\rho_T$  – Densidad del fluido a la temperatura de prueba [ $kg/m^3$ ]

$\rho_{20}$  – Densidad del fluido a la temperatura de prueba [ $kg/m^3$ ]

$\beta$  – Coeficiente volumétrico de expansión térmica del fluido [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$T_{20}$  – Temperatura de referencia [ $^{\circ}C$ ].

$T$  – Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [ $^{\circ}C$ ].

Factor de compresibilidad del líquido [ $Pa^{-1}$ ]

$$F = 0.001 \cdot \exp(-1.6208 + 2.1592 \cdot 10^{-4} \cdot T + 0.87096 \cdot \rho_{20}^{-2} + 4.2092 \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot \rho_{20}^{-2}) [MPa^{-1}] \quad (7)$$

$T$  – Temperatura a la cual se conoce la densidad del fluido, [ $^{\circ}C$ ]

$\rho_{20}$  – Densidad del fluido a  $20^{\circ}C$ , [ $kg/L$ ]

CPL - Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido [adimensional]

$$CPL = \frac{1}{1-(P_a-P_e)\cdot F} [\text{adimensional}] \quad (8)$$

$P_a$  – Presión del fluido a las condiciones de la prueba [Pa]

$P_e$  – Presión de vapor del fluido a la temperatura del fluido en la prueba [Pa]

$F$  – Factor de compresibilidad del líquido [Pa<sup>-1</sup>]

Factor de corrección de medición

$$MF = \frac{V_{P20} \cdot (1+3\alpha_p \cdot (T-20))}{N \cdot \left(\frac{\rho_m}{\rho_{20}}\right) \cdot \left(\frac{1}{1-P_m \cdot F}\right)} \text{factor}_K [\text{adimensional}] \quad (9)$$

Donde  $\alpha_p$  es el coeficiente cúbico de expansión térmica del acero del patrón [°C<sup>-1</sup>].

$V_{P20}$  – Volumen a condiciones estándar del probador [L]

$P_m$  – Presión del fluido en el medidor [Pa]

$T_m$  – Temperatura del fluido en el medidor [°C]

$P_p$  – Presión del fluido en el probador [Pa]

$T_p$  – Temperatura del fluido en el probador [°C]

- Calibración de medidores de flujo empleando como patrón de referencia un probador compacto de desplazamiento positivo.

El volumen que pasa a través del medidor bajo calibración

$$V_m = \frac{N}{\text{Factor}_K} [\text{L}] \quad (10)$$

$N$  – Número de pulsos del medidor bajo calibración utilizados durante el tiempo de prueba

$$MF = \frac{V_{P20} \cdot CTS_p \cdot CPS_p \cdot CTL_p \cdot CPL_p}{N \cdot CTL_m \cdot CPL_m} \text{factor}_K [\text{adimensional}] \quad (11)$$

$V_{P20}$  – Volumen a condiciones estándar del probador [L].

$V_m$  – Volumen determinado por el medidor bajo prueba a condiciones de operación [L].

El subíndice p se emplea para designar los factores de corrección del patrón de referencia empleado.

El subíndice m para designar los factores de corrección del medidor bajo prueba.

CTL [P, m] - Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido [adimensional].

$$CTL = \frac{\rho_T}{\rho_{20}} \quad [\text{adimensional}]. \quad (12)$$

$\rho_T$  - Densidad del fluido a la temperatura de prueba [kg/m<sup>3</sup>].

$\rho_{20}$  - Densidad del fluido a la temperatura de prueba [kg/m<sup>3</sup>].

CTS Factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero del instrumento [adimensional].

Deformación cúbica. Medidas volumétricas, probadores, patrones de volumen

$$CTS = 1 + 3\alpha_1 \cdot (T - T_{20=20}) [\text{Adimensional}] \quad (13)$$

$\alpha_1$  - Coeficiente de dilatación lineal del acero [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$T_{20}$  - Temperatura de referencia [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$T$  - Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

Factor de compresibilidad del líquido [ $Pa^{-1}$ ]

$$F = 0.001 \cdot \exp(-1.6208 + 2.1592 \cdot 10^{-4} \cdot T + 0.87096 \cdot \rho_{20}^{-2} + 4.2092 \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot \rho_{20}^{-2}) \quad [MPa^{-1}] \quad (14)$$

$T$  - Temperatura a la cual se conoce la densidad del fluido, [ $^{\circ}C$ ]

$\rho_{20}$  - Densidad del fluido a 20  $^{\circ}C$ , [kg/L]

CPL - Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido.

$$CPL = \frac{1}{1 - (P_a) \cdot F} \quad [\text{adimensional}]. \quad (15)$$

$P_a$  - Presión del fluido a las condiciones de la prueba [Pa].

$F$  - Factor de compresibilidad del líquido [ $Pa^{-1}$ ].

CPS - Factor de corrección por efectos de la presión en el acero del instrumento [adimensional].

$$CPS = 1 + \frac{P \cdot D_i}{E \cdot t} [\text{adimensional}] \quad (16)$$

$P$  – Presión interna de operación (presión manométrica) [Pa].

$D_i$  – Diámetro interno de la sección de prueba de un probador [m].

$E$  – Módulo de elasticidad del material del probador [Pa].

$t$  – Espesor de la pared de la sección de prueba del probador [m].

$$MF = \frac{V_{P20} \cdot (1 + 3\alpha_p \cdot (T - 20)) \cdot \left(1 + \frac{P \cdot D_i}{E \cdot t}\right) \cdot \left(\frac{\rho_p}{\rho_{20}}\right) \cdot \left(\frac{1}{1 - P_p \cdot F}\right)}{N \cdot \left(\frac{\rho_m}{\rho_{20}}\right) \cdot \left(\frac{1}{1 - P_m \cdot F}\right)} \text{ factor}_K [\text{adimensional}] \quad (17)$$

Donde  $\alpha_p$  es el coeficiente cúbico de expansión térmica del acero del patrón [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ].

$V_{P20}$  – Volumen a condiciones estándar del probador [L]

$P_m$  – Presión del fluido en el medidor [Pa]

$T_m$  – Temperatura del fluido en el medidor [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$P_p$  – Presión del fluido en el probador [Pa]

$T_p$  – Temperatura del fluido en el probador [ $^{\circ}\text{C}$ ]

- Calibración de medidores de flujo másico por comparación con un medidor de flujo másico de referencia.

### MF Masa VS Masa

$$MF = \frac{\frac{N_P \cdot MF_P}{KF_P}}{\frac{N_m}{KF_m}} \quad (18)$$

$N$  – Número de pulsos del medidor

$KF$  – Factor  $K$  del medidor

$V_m$  – ( $N/KF$ ) Volumen determinado por el medidor bajo prueba a condiciones de operación [L].

$P$  – Se emplea para designar los factores de corrección del patrón de referencia empleado.

$m$  – Para designar los factores de corrección del medidor bajo prueba.

### MF Masa VS Volumen

$$MF = \frac{\frac{N_P * MF_P * CTL_P * CPL_P}{KF_P}}{\frac{N_m * CTL_m * CPL_m}{KF_m}} \quad (19)$$

$N$  – Número de pulsos del medidor

$KF$  – Factor K del medidor

$V_m$  –  $(N/KF)$  Volumen determinado por el medidor bajo prueba a condiciones de operación [L].

$P$  – Se emplea para designar los factores de corrección del patrón de referencia empleado.

$m$  – Para designar los factores de corrección del medidor bajo prueba.

CPL - Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido [adimensional]

$$CPL = 1 + \frac{1}{1-(P_a) \cdot F} \quad [adimensional] \quad (20)$$

$P_a$  – Presión del fluido a las condiciones de la prueba [Pa]

$F$  – Factor de compresibilidad del líquido [ $Pa^{-1}$ ]

CTL - Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido [adimensional].

$$CTL = 1 + \beta \cdot (T - T_{20}) \quad (21)$$

$\beta$  – Coeficiente volumétrico de expansión térmica del fluido [ $^{\circ}C^{-1}$ ]

$T_{20}$  – Temperatura de referencia [ $^{\circ}C$ ].

$T$  – Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [ $^{\circ}C$ ].

Coeficiente volumétrico de expansión térmica del fluido a una temperatura de 20  $^{\circ}C$  [ $^{\circ}C^{-1}$ ].

$$\beta = \frac{k_0}{\rho_{20}^2} + \frac{K_1}{\rho_{20}} \quad (22)$$

$K_0, K_1$  – Constantes propias de cada líquido.

$\rho_{20}$  – Densidad del fluido a 20  $^{\circ}C$ , [ $kg/m^3$ ]

Para ejemplificar la verificación e inspección del mantenimiento de calibración las figuras 7, y 8 muestran las corridas de calibración arrojadas por el computador de flujo y certificado de calibración por un patrón de flujo. Los cuales se ocupan junto con las hojas de cálculo de Excel del operador petrolero para tener la comparación de los resultados de calibración y dar veracidad a los certificados de calibración.

```

=====
[REDACTED]
=====
REPORTE DE CALIBRACION VOLUMETRICA
=====
Computador ID:                               Fecha: 05/03/2021 15:07:00 Numero de Reporte:
                                           PAG 1 de 2

Mod. Medidor:                               NS Probador:
NS Medidor:                                 Vol base probador m3:           3.44086
Diam. Medidor mm:                           Diam. interior probador mm:    488.9
KF nominal pulsos/m3: 6686.4065             Espesor pared probador mm:     9.5
TAG Medidor:                                 Coef. Expansion cubica 1/ C:  0.000033500
                                           Modulo elasticidad kPa:        206822248.50

Producto: GASOLINA PREMIUM Dens. Ind. a T y P: 727.4   Temp. Dens. C: 22.72
Dens @ Ref kg/m3 (20 C): 729.2

=====
MF Previo: 1.00361   @m3/hr 304.26           Fecha:05/03/2021 14:53:00
=====
RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE CALIBRACION
=====

```

Corrida	L-R	Total Pulsos	Presion kg/cm2		Temp C		Flujo m3/h	Dens. @20 kg/m3	Medidor Freq. (hz)	Meter Factor
			Prob.	Med.	Prob.	Med.				
1	11523	22927	8.4	8.7	22.60	22.72	303.38	729.2	561.3	1.00391
2	11523	22934	8.5	8.7	22.69	22.72	303.73	729.1	562.2	1.00350
3	11524	22932	8.5	8.7	22.71	22.72	304.03	729.2	562.7	1.00356
4	11522	22927	8.5	8.7	22.70	22.72	304.29	729.1	563.0	1.00378
5	11523	22929	8.5	8.7	22.71	22.72	304.27	729.1	563.1	1.00369
6	0	0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000
7	0	0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000
8	0	0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000
9	0	0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000
10	0	0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000
Prom.		22930	8.5	8.7	22.68	22.72	303.94	729.2	562.4	1.00369

```

=====
Repetibilidad de las corridas % = 0.0407
KF promedio pulsos/m3 = 6661.84743
=====
Datos calculados para el PATRON:
A. Volumen base del probador @20C & 101.325 kPa[0 kPa(ga)] m3 (BPV)..3.44086
B. Factor de Correccion por efecto de Temperatura en acero (CTSp).....1.00009
C. Factor de Correccion por efecto de Presion en acero (CPSp).....1.00021
D. Factor de Correccion por efecto de Temperatura en el liquido (CTLp).0.99663
E. Factor de Correccion por efecto de Presion en el liquido (CPLp)....1.00100
F. Factor de Correccion Combinado para el probador (CCFp).....0.99792
G. Volumen Grueso Standard del Probador, m3 (A * F) (GSVp).....3.43
=====

```

Figura 7. Representación de hoja de resultados del computador de flujo.

-----  
Datos calculados para el medidor:

H. Volumen Indicado m3 (IVm).....3.43  
I. Factor de Correccion por efecto de Temperatura en el liquido (CTLm).0.99658  
J. Factor de Correccion por efecto de Presion en el liquido (CPLm).....1.00102  
K. Factor de Correccion Combinado para el medidor (CCFm).....0.99760  
L. Volumen Grueso Standard del Probador, m3 (H \* K) (GSVm).....3.42

Calculo del Meter Factor:

M. Flujo Promedio del medidor m3/hr.....303.94  
N. Meter Factor Calculado (G / L).....1.00369  
O. Nuevo K Factor pulsos/m3.....6661.8474  
P. Desviacion del M Factor actual con respecto al M Factor previo.....0.01

=====  
ESTADO DE LA PRUEBA: COMPLETA  
INDICE DE ABORTADO: -----

SELLO Y  
FIRMA

=====  
Observaciones: Condición de Verificación OK

Nombre del responsable PTC: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

=====  
Reporte de Calibracion Volumetrica

Numero de Reporte:  
PAG 2 de 4

=====  
Figura 8. Representación de documento certificación.

## **6.5. Anexo E Informe de Verificación de control volumétrico**

Tabla de cumplimiento de los requisitos verificados, que refieran la especificación o requerimiento del equipo o programa informático, así como si se cumple o no con el mismo; debiendo señalarse, en su caso, el detalle del incumplimiento, conforme a lo siguiente

Tabla 1. Requerimiento de informe de control volumétrico. Fuente: Elaboración propia 2021

Especificación o requerimiento	Opinión de cumplimiento	Detalle de la opinión
<b>Sistemas de medición</b>		
Requerimientos generales del sistema de medición		
Requerimientos de los sistemas de medición estática		
Requerimientos de los sistemas de medición dinámica en ductos		
Requerimientos de los sistemas de medición dinámica en estaciones de servicio		
<b>Programas informáticos</b>		
Requerimientos generales		
Requerimientos de la información a recopilar: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Datos generales</li> <li>b) Registros del volumen</li> <li>c) Tipo de hidrocarburo o petrolífero</li> <li>d) Información fiscal</li> </ul>		
Requerimientos del almacenamiento de información		
Requerimientos del procesamiento de la información y de la generación de reportes		
Requerimientos de seguridad		