



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Administración de los Sistemas de
Medición de Caudal de Hidrocarburos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Yair Omar Ruiz Luis

Roberto Yair Roque Sánchez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oscar López Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INTEGRACIÓN DE JURADO

PRESIDENTE

Mtro. Gaspar Franco Hernández

VOCAL

Mtra. Berenice Anell Martínez Cabañas

SECRETARIO

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia

1ER SUPLENTE

Ing. Miguel Ángel López Carillo

2DO SUPLENTE

M.I. Gilberto Sebastián Barrera

AGRADECIMIENTOS

A la UNAM

A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México la cual llevo en el corazón siempre, que me ha dado tanto, desde una gran educación hasta buenas amistades y con ello grandes experiencias y recuerdos por tan poco.

A la maravillosa Facultad de Ingeniería segunda casa de muchos que como yo, eligieron esta extraordinaria carrera de Ingeniería Petrolera y que con mucho orgullo, amor, pasión y respeto representaré.

A mi director de tesis.

Al Ing. Oscar López, gracias por guiarme por el camino correcto, sus enseñanzas y sus consejos nunca los olvidaré y los voy a tener presente, ya que las ganas de transmitirme su conocimiento y la dedicación que le puso a este trabajo son el regalo más grande que puedo recibir de usted.

A mi familia.

Gracias a mi familia por apoyarme en cada decisión y proyecto, por permitirme cumplir con excelencia en el desarrollo de esta tesis.

Les agradezco por creer en mí no fue sencillo el camino hasta ahora, pero gracias a sus aportes, a su amor, a su inmensa bondad y apoyo, lo complicado de lograr esta meta se ha notado menos. Les agradezco, y hago presente mi gran afecto hacia ustedes, mi hermosa familia.

A mi madre.

Yolanda Luis, gracias por cada día confiar y creer en mí, tus esfuerzos son impresionantes y tu amor es para mí invaluable, junto con mi padre me has educado, me has proporcionado todo y cada una de las cosas que he necesitado. Tus enseñanzas las aplico día a día; de verdad que tengo mucho por agradecerte, gracias por estar dispuesta a acompañarme cada larga y agotadora noche de estudio, noches en las que tu compañía y la llegada de tus cafés eran para mí como "agua en el desierto".

Gracias Mamá por todo lo que hiciste y por todo lo que serias capaz de hacer si te lo hubiera pedido, tu ayuda fue fundamental para la culminación de mi tesis.

Gracias Mamá por ser la número 1 del mundo y por darme la suerte y la dicha de que seas mi Mamá, te amo Yola.

A mi padre.

A Fernando Ruiz, gracias por ser el primero en impulsar mis sueños y darme el mejor regalo que se puede dar a una persona, creer en mí, por enseñarme que ningún obstáculo es más grande que uno y gracias por cada consejo y por cada una de sus palabras que me guiaron durante mi vida, por todos los momentos que hemos compartido juntos, por tu fuerza y valentía, por tu amor y sacrificio, siempre serás mi héroe.

A mi pareja.

A Stephani Céspedes, tu ayuda ha sido fundamental, has estado conmigo incluso en los momentos más turbulentos sabemos que este proyecto no fue fácil, pero tú estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían.

Te lo agradezco muchísimo, amor.

A mi hija

Valentina Ruiz Céspedes eres el tesoro más grande que algún día pueda llegar a tener, conquistar cada día tu corazón será mi mayor reto, no porque sea difícil de hacerlo, si no, porque me esmeraré como en ninguna otra área en mi vida, porque a ninguna otra cosa en mi vida la amo más que a ti pequeña, por eso te dedico cada palabra aquí escrita.

En éste momento no entiendes mis palabras, pero para cuando seas capaz, quiero que te des cuenta de lo que significas para mí, agradezco por ayudarme a encontrar el lado dulce y no amargo de la vida, fuiste mi motivación más grande para concluir con éxito este proyecto de tesis.

Gracias, bebé.

A mis tías.

A Teresa Luis, gracias por apoyarme incondicionalmente en todo, por estar conmigo cuando lo necesité, (necesito y necesitaré), por siempre darme ánimos y no dejarme caer y por ser una segunda madre para mí, gracias por quererme tanto, este logro tiene parte de ti.

A Rocío Ruiz gracias por tus palabras de aliento y apoyo incondicional que me has dado, representas una gran inspiración en mi vida y un gran ejemplo a seguir, quiero también agradecerte cuando mi familia ha pasado por malos momentos no era necesario llamarte bastaba con que lo supieras, por confiar en mí y brindarme tu apoyo.

Gracias a las dos por tener siempre las puertas de sus casas abiertas para mí.

A mis amigos.

A todos mis amigos, sin excluir a ninguno, pero, en especial a Ana Herrera, Martín Torres, Alberto Palacios, Edgar Ponce, Alejandro Cruz, Iván Granados, Héctor Jasso, Eduardo Alfaro, Sebastián Aguilar y Gabriela Escutia, gracias por qué han estado conmigo siempre, por saber escuchar, por aguantar mis días complicados y por pasar juntos buenos momentos.

Yair Omar Ruiz Luis

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

A mi madre que me dio la vida, su amor eterno cada día y enseñó a ser un ser humano. A mi padre que siempre ha sido mi ejemplo a seguir, el que me enseñó a ser hombre de bien y valorar lo más preciado que uno tiene, la familia. A ambos por apoyarme incondicionalmente en todos mis sueños y que sin ellos esta meta no la pudiese haber cumplido. Los amo inmensamente.

A MIS HERMANOS

A ti hermano que desde niños siempre cuidaste de mí, enseñaste a caminar en este mundo lleno de adversidades e inculcaste infinidad de cosas que hoy me caracterizan. A ti hermana que desde tu llegada fuiste una luz para todos, la cómplice de travesuras y la que siempre me hablara con la verdad. Los amo eternamente.

A MI NOVIA

A ti que llegaste a mi vida justo en el mejor momento, la que me apoyo incondicionalmente en este gran proyecto de vida y que fuiste muy importante para poder cumplir esta meta, fuiste el gran alivio de amor en momentos de estrés y de locura extrema, que peleaste a mi lado para poder vencer las adversidades de todo tipo y aún seguimos en la batalla, TE AMO INFINITAMENTE.

A MIS AMIGOS DE GENERACION

Angie, Rafa y todos mis amigos que en algún momento formaron parte de este gran camino, sin ustedes el estrés que conlleva estudiar en la facultad no lo hubiese aguantado, todas las risas y locuras fueron parte fundamental, al igual que su gran apoyo y consejos, los quiero amigos.

A MIS AMIGOS DE TODA LA VIDA

A ustedes que desde muy temprano académicamente formaron parte fundamental en mi vida y por supuesto de este gran proceso, por eso y mucho más los considero hermanos de elección, sin ustedes no hubiese sobrevivido, sobretodo estando en CDMX. Los quiero muchísimo hermanos.

A MI COMPAÑERO DE TESIS

A ti que sin duda este trabajo no hubiese florecido sin toda tu aportación, formamos un gran equipo, con altibajos pero un gran equipo, gracias y también felicidades a ti.

A MIS SINODALES

Por darse el tiempo, la amabilidad y su profesionalismo de revisar nuestro trabajo y así darnos observaciones puntuales que lo enriquecieron, gracias infinitas.

Roberto Yair Roque Sánchez

RESUMEN

La medición de hidrocarburos es de suma importancia en el ámbito de la industria petrolera, ya que es muy importante que se realice de una forma concisa para tener la estimación de incertidumbre deseada, en base a la Norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 para una óptima determinación del volumen de hidrocarburos ya sea en transferencia de custodia o en los puntos de venta

Al realizar un proceso de medición de hidrocarburos en el país, es necesario considerar los aspectos legales aplicables a este tipo de situación, por lo que es obligatorio hacer las consideraciones pertinentes de las normas y lineamientos emitidos por los órganos reguladores correspondientes.

Ya que en país, no existe un documento que oriente a los operadores petroleros para una efectiva administración en sus Sistemas de Medición, se desarrollará un documento para la Administración de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos, con base en los sustentos metrológicos en apego a la regulación vigente, para así, contar con evidencia física que permitirá determinar que hay control en el desarrollo de la medición y que se cumplan requerimientos y criterios regulados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Se debe considerar que la medición de hidrocarburos algunas veces se realiza en ambientes complejos, incluso comparándolo con otros ambientes industriales, esto implica que las mediciones realizadas en campo con poca disponibilidad de herramientas y se debe adaptar a dichas condiciones la cual, puede generar una mayor incertidumbre en las variables y límites de control, así como en la estimación de volúmenes de hidrocarburos

El desarrollo de este documento sustentará confiabilidad por parte personal responsable y encargados de los Sistemas de Medición de hidrocarburos en PEP, para una efectiva administración. Esto se logrará con el apoyo de herramientas estadísticas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	11
JUSTIFICACIÓN.....	11
OBJETIVOS.....	11
GENERALIDADES.....	11
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES.....	14
1.1. Regulación en materia de medición.....	16
CAPÍTULO 2. MECANISMOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	166
2.1 Sistemas de Medición.....	18
2.1.1. Componentes de un Sistema de Medición.....	18
2.1.2.1. Caudalímetros máxicos tipo Coriolis.....	19
2.1.2.2. Caudalímetros ultrasónicos.....	22
2.1.2.3. Caudalímetros de Presión diferencial.....	24
2.1.2.4. Caudalímetros Volumétricos.....	26
2.1.2.5 Caudalímetro de Turbina.....	27
2.1.3 Computador de flujo.....	28
2.1.4 Sistema de Gestión.....	29
CAPÍTULO 3. METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN.....	31
3.1 Conceptos Generales.....	31
3.1.1 Tipos de caudalímetros.....	31
3.1.2 Conformidad con la Norma.....	32
3.1.3 Características Metrológicas.....	33
3.1.4 Requisitos Metrológicos (RM).....	33
3.1.5 Variables de Control (VC).....	33
3.1.6 Límite de Control (LC).....	34
3.1.7 Mantenimiento del Sistema de Medición.....	35
3.1.8 Determinar el volumen de hidrocarburos.....	37
3.1.9 Estimación de la incertidumbre.....	38
3.1.10 Confiabilidad de los Sistemas de Medición.....	39
CAPÍTULO 4. COMPETENCIA DEL PERSONAL Y CONTROL DOCUMENTAL.....	40
4.1 Herramientas Estadísticas.....	40
4.1.1 De tendencia central.....	41
4.1.2 De dispersión.....	41
4.1.3 Distribuciones probabilísticas.....	41

4.1.4 Gráficos de control por variables continuas.....	41
4.2 Control Documental.....	41
CONCLUSIONES	44
REFERENCIAS	44
ANEXOS.....	45
ANEXO A. Ejemplo	46
A.1.-Objetivo.....	46
A.2.- Alcance.	46
A.3.-Identificación del Sistema de Medición.....	46
A.4.-Criterios del diagnostico	46
A.5.- Conclusiones.....	50
ANEXO B. Glosario de términos y acrónimos.....	51
ANEXO C. Constantes para los Limites de las Gráficas de Control.....	54

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	21
<i>Diagrama esquemático de instalación de un medidor de caudal tipo Coriolis.</i>	
Figura 2.	24
<i>Causas y efectos de la fuerza de Coriolis en una plataforma circular giratoria.</i>	
Figura 3.	25
<i>Principio de medición de un Coriolis.</i>	
Figura 4.	25
<i>Fuerzas de Coriolis y geometría de la oscilación de los tubos de medición.</i>	
Figura 5.	27
<i>Medición por efecto Doppler con ultrasonidos.</i>	
Figura 6.	28
<i>Medición del caudal por ultrasonidos a partir del tiempo de transito de la señal.</i>	
Figura 7.	29
<i>Principios de medición de los caudalímetros de tipo Paso reducido.</i>	
Figura 8.	31
<i>Principio de funcionamiento de los caudalímetros volumétricos.</i>	
Figura 9.	33
<i>Modelo de computador de flujo.</i>	

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.	23
<i>Clasificación de los principales tipos de caudalímetros y su principio de medición.</i>	
Tabla 2.	38
<i>Variables de control recomendadas de acuerdo con el tipo de caudalímetro.</i>	
Tabla 3.	45
<i>Requerimientos para la integración de un expediente de medición.</i>	
Tabla A.1.	56

Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados.

Tabla A.259

Constantes para los límites de las gráficas de control.

INDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. 11

Administración moderna de una organización, centrada en la estrategia y enfocada a las necesidades del cliente.

Diagrama 2.34

Modelo de Sistema de Gestión de las mediciones.

INDICE DE ANEXOS

Anexo A.50

Ejemplo.

Anexo B.55

Glosario de términos y acrónimos.

Anexo C.59

Constantes para los límites de las Gráficas de Control.

NOMENCLATURA

RAE: Real Academia Española

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos

PEMEX: Petróleos Mexicanos

PEP: Pemex Exploración y Producción

PR: Pemex Refinación

PGPB: Pemex Petroquímica Básica

PP: Pemex Petroquímica

SDC: Subdirecciones de Distribución y Comercialización

GTDH: Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos

SO: Sectores Operativos

DOF: Oficial de la Federación

DCO: Dirección Corporativa de Operaciones

SENER: Secretaría de Energía

SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

PD: Presión Diferencial

INTRODUCCIÓN

JUSTIFICACIÓN.

Siendo parte de un requerimiento regulatorio durante la Reforma Energética del 2013, no se dispone en el país con un documento que oriente los esfuerzos de los Operadores Petroleros para hacer uso coordinado de las metodologías de medición, herramientas estadísticas, competencias del personal, características y requisitos metrológicos, integrándolos en un expediente documental debidamente organizado para facilitar a los operadores petroleros y poder demostrar al regulador, el control del proceso de sus mediciones, a través de auditorías internas o de primera mano, metrológicas y de los Mecanismos de Medición previstos en la regulación en materia de medición.

OBJETIVOS

Describir en forma práctica la clasificación general de los principales Sistemas de Medición en los puntos de medición en las transferencias de custodia y de ventas.

Describir cómo se administran los Mecanismos de Medición de los Operadores Petroleros, considerando la filosofía de la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 Sistemas de gestión de las mediciones y las mejores prácticas en México, tal y como se prevé en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Describir la Metodología para la evaluación de la medición de hidrocarburos de acuerdo a las características establecidas dentro de la Administración de los Sistemas de Medición.

GENERALIDADES

Antes de establecer el concepto de administración de los Sistemas de Medición en la industria petrolera conforme a la filosofía de la NMX-CC-IMNC-10012-2004, se explicará el concepto de administración de manera general.

Según la RAE, la administración es una técnica que consiste en la planificación, estrategia u organización del total de los recursos con los que cuenta un ente.

Una de las definiciones existentes del concepto “administrar” en el mismo organismo, reza “ordenar, disponer, organizar, en especial la hacienda o los bienes”.

El término administración hace referencia a la acción y a la consecuencia de administrar o gestionar algo. A través de una gestión se llevarán a cabo diversas diligencias y trámites, las cuales conducirán al logro de un objetivo determinado, de un negocio o de un deseo cualquiera. Por tanto, en una gestión habrá que dirigir, gobernar, disponer, planificar y organizar, para así lograr los objetivos propuestos. De lo dicho se desprende que la administración es una tarea que requerirá de mucha conciencia, esfuerzo, recursos y buena voluntad para que se lleve a cabo satisfactoriamente. (López Oscar, 2017)

La administración es la ciencia social que tiene por objeto el estudio de las organizaciones y la técnica encargada de la planificación, organización, dirección y control de los recursos humanos, financieros, materiales, tecnológicos, y del conocimiento, entre otros, de una organización, con el fin de obtener el máximo beneficio posible; este beneficio puede ser social, económico, dependiendo de los fines perseguidos por la organización. (Endress y Hauser, 2011)



Fig 1. Administración moderna de una organización, centrada en la estrategia y enfocada a las necesidades del cliente (modificado de Rabelo, 2012).

La **Fig. 1** nos habla de principios, técnicas y prácticas, cuya aplicación a conjuntos humanos permite establecer sistemas racionales de esfuerzo cooperativo, a través de los cuales se puede alcanzar propósitos comunes que individualmente no es factible lograr.

Todas las definiciones anteriores poseen ciertos elementos en común:

1. La existencia de objetivo(s) hacia el cual está enfocada la administración.
2. La administración se da en grupos sociales (entre personas).
3. Debe existir el uso adecuado de recursos para lograr el fin común.
4. Requiere de la eficacia, es decir, lograr los objetivos establecidos o previstos.
5. Necesita la eficiencia que se refiere al logro de los objetivos, pero al menor costo y con la máxima calidad.
6. Productividad, es la obtención de los máximos resultados con el mínimo de esfuerzos humanos.

Ahora bien, la regulación en materia de medición de hidrocarburos emitida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), prevé que la administración de los Mecanismos de Medición se realice conforme a la norma *NMX-CC-10012-IMNC-2004 Sistema de Gestión de las mediciones - Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición*, y que al estar vinculada con las normas de calidad de la serie 9000, el enfoque se orienta a la satisfacción de los requerimientos de los clientes y la mejora continua de los procesos involucrados con el producto o los productos de una Organización, y todo esto a través de un Sistema de Gestión.

Vale la pena mencionar que un Mecanismo de Medición es el conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición para la medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.

Una vez establecido e implementado este Sistema de Gestión de las mediciones, aportará evidencia objetiva para sustentar la confianza de los valores de volumen y composición química obtenidos con estos sistemas, sobre las competencias del personal responsable de seleccionar, operar y mantener estos sistemas, permitiendo entre otros aportar elementos al grado de efectividad del Sistema de Gestión, administrando el riesgo de obtener resultados erróneos de medición.

Por lo tanto, la administración de los Sistemas de Medición, implica un conjunto de actividades respaldadas con herramientas estadísticas, conocimientos, características y requisitos metrológicos, que permiten ejercer el control de un sistema, aportando evidencia objetiva de la confiabilidad de sus mediciones.

En este sentido y de acuerdo con especialistas de la Empresa Productiva del Estado Pemex, la administración de los Sistemas de Medición se fundamenta en cuatro rubros (Pemex, 2017):

- I. Metodología de las mediciones
- II. Herramientas estadísticas
- III. Competencia del personal
- IV. Control Documental

Ejerciendo el control de un Sistema de Medición, es posible cuantificar su variabilidad y su relación con las magnitudes de influencia, a través del índice de capacidad del proceso, que indica si los valores de las variables de control están dentro del alcance de sistema.

Por lo tanto, una administración efectiva de los Sistemas de Medición ejecutada por personal encargado y responsable, asegura que sus sistemas y sus procesos de medición son adecuados para el uso previsto, el cual brinda confiabilidad a los Operadores Petroleros a la entrega de hidrocarburos, con la finalidad de disponer de certidumbre basada en la normatividad técnica y requerimientos regulatorios, para garantizar que los resultados de sus mediciones ofrecen transparencia, certeza y confianza en cada una de las etapas de los procesos y el control de sus inventarios desde el yacimiento hasta los puntos de transferencia de custodia y de propiedad.

La norma ISO 10012 aplica para cualquier tipo de organización que contemple en su operación procesos de medición, pero para efectos de este trabajo se enfocará a los Mecanismos de Medición de los operadores petroleros.

Esta norma incluye los requisitos, así como una orientación para implementar un Sistema de Gestión de medición, la cual es de gran utilidad para tener una mejora al momento de realizar alguna medición.

Es importante aclarar que la norma 10012 no elimina, sustituye o complementa requisitos de otras normas, a menos que sea acordado y autorizado por el regulador, de ser el caso.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

Petróleos Mexicanos (PEMEX) desde su expropiación el 18 de Marzo de 1938 y hasta que se convirtió en empresa productiva del Estado el 20 de Diciembre del 2013, gracias al Decreto de Reforma por el que se modifican diversos artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos incluyendo sus organismos subsidiarios a partir de 1992, administró a nombre del Estado a la industria petrolera en su conjunto, desde la exploración del territorio nacional hasta la comercialización de los hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en los mercados nacionales e internacionales, pasando por las actividades de extracción, refinación, petroquímica y petroquímica básica.

En este periodo, un sesgo en toda su cadena de producción lo constituyeron diversos procesos de medición de volumen, masa y composición química o calidad de los hidrocarburos, ya sea en la estimación e incorporación de reservas, en la extracción u obtención de sus productos y subproductos, así como en la recolección, transporte, distribución, almacenamiento, acondicionamiento, transformación industrial, ventas y comercialización, según sea el caso.

En general, la medición de hidrocarburos en México se basa en los requisitos de la propia industria, principalmente de acuerdo con especificaciones y estándares extranjeros como API, AGA, ASTM, ISO, entre otros, para el caso particular de México fue que a partir de la publicación de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en 1992, donde se establece la obligatoriedad del Sistema General de Unidades de Medida como el único de uso legal y obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos y que en toda transacción comercial, industrial o de servicios que se efectúe, ésta deberá medirse utilizando los instrumentos de medición adecuados que PEMEX inició un recorrido hacia la mejora de sus mediciones en sus respectivos Organismos Subsidiarios: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PP).

Singularmente en PEP, hasta el año 2006 que después de varias pruebas para rectificar los balances de volumen y calidad en mediciones para que sean confiables desde el pozo hasta los puntos de transferencia de custodia interna y externa, se emitió formalmente un procedimiento a través del “Plan Rector para la medición de hidrocarburos 2007-2010”, el cual hace mención a tener los Sistemas de Medición instalados de tal forma que se pueda realizar un balance diario y tener una diferencia máxima permisible para tener una evidencia clara de que estos sistemas estuvieran apegados a las normas, con esto se mantiene e incrementa la capacidad competitiva en el mercado nacional e internacional que demanda cumplir con ciertos estándares y regulaciones en materia de medición, medio ambiente y de seguridad en el día a día; bajo los siguientes criterios:

- a) Contar con los Sistemas de Medición pertinentes tanto en pozos como en los puntos de transferencia de posesión y custodia en las áreas de producción y áreas de transporte y distribución primaria, y, entre estas los órganos subsidiarios (clientes), permitiendo una diferencia máxima permisible en el volumen y calidad del aceite, distribuidos y vendidos.
- b) Desarrollar un Plan de Medición para cada región de producción identificando las principales corrientes a medir.
- c) Capacitar al personal encargado de los Sistemas de Medición en cuestión de metrología de hidrocarburos, para mejorar su desempeño en la manipulación y mantenimiento de los mismos.

- d) Formar un equipo de alto desempeño en metrología aplicada a la medición de los hidrocarburos para la realización de diagnósticos y auditorías a los Sistemas de Medición, para emitir recomendaciones y realizar acciones correspondientes para hacer confiable la medición.⁽¹⁾

El Plan Rector es esencial para cumplir con los requisitos de la Ley Sarbanes-Oxley (Ley SOX), que se basa en los acuerdos de Transferencia de Posesión, Custodia y Responsabilidad, entre las áreas de producción y las áreas de transporte y distribución primaria así como la transferencia entre las principales áreas de transporte y distribución.

Por otro lado, los esfuerzos de más de 200 trabajadores para iniciar el desarrollo de este plan se pospusieron hasta fines de 2010 por lo que, los diagnósticos a los Sistemas de Medición no se realizaron en tiempo y forma.

Por esta razón, la Dirección General de PEP decidió implementar un nuevo “Plan Rector para la medición de hidrocarburos 2011-2015”, cuyas nuevas directrices tenían como objetivo asegurar que los Sistemas de Medición desde las instalaciones de producción hasta los puntos de transferencia de custodia, traspaso y entrega, ofrecieran confianza en sus mediciones internamente, a sus clientes y a órganos fiscalizadores, a través de una administración adecuada, capacitando debidamente a su personal y realizando un diagnóstico para que el análisis costo-beneficio resulte favorable.

En ausencia de una estructura sólida en materia de medición a nivel medio y superior en PEP, el 26 de enero de 2011, se forma el Grupo de Medición de PEP, el cual ayudó a poner en marcha el Plan Rector, atender asuntos en materia de medición, así como aplicar los conocimientos metrológicos para tener una certeza en las mediciones y tener una administración plena de los Sistemas de Medición como consecuencia fortalecer la rectoría de las mediciones, mediante el seguimiento de los lineamientos para alcanzar los objetivos propuestos.

Una vez alcanzados los objetivos según la Dirección General de PEP, a través de sus Subdirecciones de Distribución y Comercialización (SDC) y de las regionales de producción, el Grupo de Medición de PEP se disolvió el 21 de febrero del 2012.

A partir del 30 de junio del 2011, ya con una regulación en medición concreta, la cual establece las obligaciones de PEP a lo largo de su cadena productiva, hay una gran diferencia del antes y después en cuanto a la medición de hidrocarburos al interior de PEP.

Por un lado, las áreas de producción a cargo de las subdirecciones regionales tienen una demora al implantar una estrategia de medición, por otra parte, la SDC continua con la estrategia a través de sus Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos (GTDH) y sus respectivos Sectores Operativos (SO) con el liderazgo de su Gerencia de Operaciones, aplicándola en los Sistemas de Medición en los puntos de venta a clientes y de traspaso entre GTDH, principalmente, donde hoy día se tiene mayor control del proceso de medición.

Por consecuencia y para atender los nuevos retos en este escenario, esta subdirección elaboró el Plan Rector para la medición de hidrocarburos en la Subdirección de Distribución y Comercialización 2013-2015, acotando a sus procesos las premisas supremas del Plan Rector de PEP vigente, enriqueciéndolo con las experiencias adquiridas a partir de la disolución del grupo de medición y con los aspectos regulatorios aplicables.

Después de la Reforma Energética del 2013, PEMEX se vuelve Empresa Productiva del Estado y nace un nuevo Operador Petrolero, a PEP aún le quedan adscritas áreas de producción bajo el esquema de Áreas de Asignación las cuales tenían grandes áreas de oportunidad en cuestión de medición, las áreas de distribución primaria (SDC, GTDH Y SO) se integraron a la nueva estructura de PEMEX Logística regulada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Para el 29 de diciembre de 2015 se publica el acuerdo mediante el cual se dan a conocer reformas, adiciones y derogaciones del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción,

en el cual se añade la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial y se crea la Gerencia de Medición y Balances y se crea la anhelada función de medición con grandes retos para dar cumplimiento a la regulación en materia de medición.

1.1 Regulación en materia de medición

El 28 de noviembre de 2008 se crea la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la cual funge como un organismo autónomo con facultad para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos en Territorio Nacional, para el 30 de junio se publica en el diario Oficial de la Federación (DOF), la Resolución CNH.06.001/11 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, algunos de ellos indican que:

- La compañía petrolera mexicana (Petróleos Mexicanos) es la entidad pública del estado mexicano y el único operador del país para explorar y extraer los hidrocarburos que posee el país, por lo tanto, debe tener un Sistema de Medición confiable y auditable que pueda recuperar extracción de petróleo y líquidos. Información. En cada pozo de petróleo en tierra o en alta mar, el gas en la batería de separación de gas y petróleo y el oleoducto fluirá al punto de intercambio comercial entre la subsidiaria del punto de venta y el cliente.
- La medición de hidrocarburos se basa en especificaciones y normas técnicas, por lo tanto, estos lineamientos se basan en las regulaciones nacionales e internacionales vigentes.
- La medición de hidrocarburos (incluidos los hidrocarburos extraídos y vendidos) es una parte importante del proceso de estimación de reservas de hidrocarburos.
- Para medir la cantidad de hidrocarburos extraídos, se deben utilizar métodos de medición directos e indirectos, desde el pozo de petrolero hasta su transferencia de custodia y entrega para la venta final
- Al emitir estas directrices técnicas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece los fundamentos normativos que regulan los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos de los pozos a los puntos de venta internos y externos a través de los puntos de transferencia de custodia interna.

Para mayor información consultar: CNH. (2015). LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. MÉXICO.

CAPÍTULO 2. MECANISMOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN

Mecanismos de Medición

En síntesis y previo a dar inicio a las actividades de extracción dentro de un Área Contractual o de Asignación, el Operador Petrolero debe presentar un Plan de desarrollo para la Extracción, el cual debe considerar la implementación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos en el que se incluye la administración de sus elementos a través de la Gestión y Gerencia, con el propósito de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos lo evalúe y en su caso los apruebe a través de un dictamen técnico. Para los Operadores Petroleros que recibieron campos en producción y por ende presentaron planes provisionales de desarrollo, deben presentar sus planes de desarrollo para la extracción definitivos al término de la vigencia de aquellos.

Un Mecanismo de Medición es el conjunto integrado de competencias técnicas, recursos humanos, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos.

De manera general, los Mecanismos de Medición están integrados por:

- a) Normas, estándares y procedimientos. En este rubro el Operador deberá cumplir con la normativa, estándares y documentos técnicos mencionados en el Anexo II de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, y para efectos de la Gestión y la Gerencia de la Medición debe disponer de los procedimientos, guías, instructivos y manuales relacionados con la administración de los Sistemas de Medición a objeto de integrar un expediente documental que permita evidenciar su cumplimiento.

- b) Sistemas de Medición. Para este rubro el Operador Petrolero debe prever la instalación o la existencia de Sistemas de Medición adecuados para el propósito planeado, que cumpla además con los requisitos metrológicos mediante una adecuada administración, minimizando el riesgo de obtener mediciones incorrectas en forma sistemática, que le permitan realizar la cuantificación de volumen y composición química de los Hidrocarburos en puntos estratégicos de su proceso, para realizar un balance conforme a los Lineamientos, considerando la medición operacional, referencial, de transferencia y/o fiscal, cuyas mediciones presenten trazabilidad metrológica a equipos patrones nacionales o internacionales; e incluirlos en el alcance del Sistema de Gestión.

Responsabilidades y competencias del personal.

El personal involucrado en la medición de los hidrocarburos debe demostrar que posee las habilidades, aptitudes y conocimientos para realizar la administración de los Sistemas de Medición conforme a la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004. Es importante resaltar la existencia de la función metrológica dentro de la estructura organizacional de cada Operador Petrolero, a objeto de que detone y sostenga la gestión y gerencia de las mediciones. Así mismo, todo lo relacionado con este rubro, como registros de su entrenamiento, capacitación, evaluaciones, u otras, debe considerarse dentro del Sistema de Gestión, donde se deben especificar sus responsabilidades, obligaciones y funciones, entre otros.

Una vez aprobados los Mecanismos de Medición por la Comisión, el Operador Petrolero debe implementarlos (incluido el Sistema de Gestión de las mediciones) en su Área Contractual o de Asignación en los tiempos aprobados por el regulador en el correspondiente Dictamen Técnico. Éstos estarán sujetos a verificaciones, inspecciones o auditorías por parte de la Comisión para constatar que se cumple la regulación y con base a los resultados que emita el regulador, el Operador Petrolero deberá atender las no conformidades, observaciones, deficiencias o comentarios respectivos, en los plazos especificados. Previo a lo expuesto, cada Operador Petrolero debe presentar un programa de autoverificaciones mediante Diagnósticos, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de sus Mecanismos de Medición, mismo que debe estar aprobado por la Comisión en el Dictamen Técnico.

2.1 Sistemas de Medición

Un Sistema de Medición se integra por elementos primario, secundario y terciario, ensamblados para medir flujo, volumen y/o composición química.

Al estar montado un Sistema de Medición en una línea de tubería, a este arreglo también se llama tubo o tren de medición. Al conjunto de varios sistemas, tubos o trenes de medición en una misma corriente, uno junto al otro, se le llama paquete o patín de medición. ⁽¹⁾

El Operador Petrolero debe garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos sea permanente, de tal forma que el máximo flujo de Hidrocarburos se pueda medir aun cuando un conjunto de los Instrumentos de Medición en paralelo esté fuera de operación (Fracción II del Artículo 19) y lo demás previsto en el Capítulo II “De los Sistemas de Medición”.

2.1.1. Componentes de un Sistema de Medición.

Un Sistema de Medición se compone principalmente por tres elementos; Primario, Secundario y Terciario, estos están interconectados uno seguido del otro para así poder realizar una buena medición. En la **Figura 1** muestra un diagrama esquemático de un medidor tipo Coriolis.

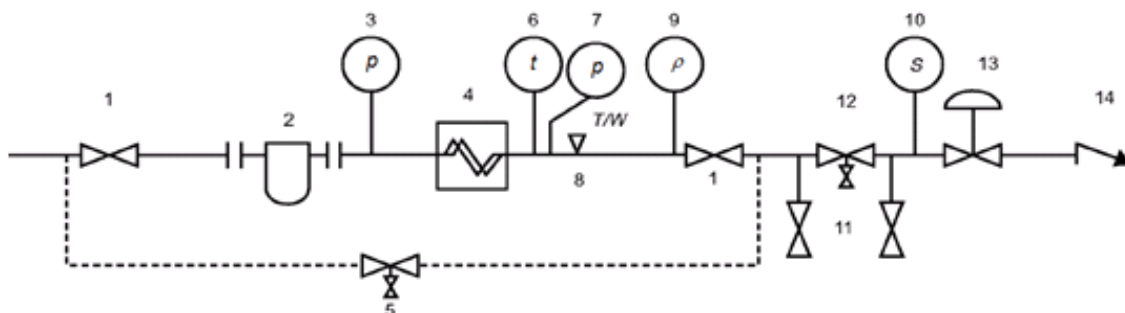


Figura 1.

Diagrama esquemático de instalación de un medidor de caudal tipo Coriolis. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1.- Válvula de bloqueo | 8.- Termopozo de prueba |
| 2.- Filtro/ eliminador de aire | 9.- Densitómetro |
| 3.- Sensor de presión diferencial | 10.- Muestreador |
| 4.- Medidor | 11.- Conexión para patrón de referencia |
| 5.- Tubería de derivación | 12.- Válvula de separación de doble sello |
| 6.- Sensor de Temperatura | 13.- Válvula de control |
| 7.- sensor de presión | 14.- Válvula de no retorno |

El Elemento Primario está compuesto de:

- ✓ El dispositivo de un medidor que de acuerdo a su principio de medición convierte una característica asociada al flujo a medir, en una señal medible
- ✓ Tubería adyacente aguas arriba y aguas abajo del medidor
- ✓ Mejorador o acondicionador de flujo
- ✓ Filtro
- ✓ Válvulas seccionadoras del tubo de medición

El Elemento Secundario se integra por:

- ✓ Los transductores de diversos instrumentos, que responde a una señal de entrada de alguna variable convirtiéndola en una señal medible. Estas variables, comúnmente están asociadas a la temperatura, presión, densidad o composición química del fluido sujeto a medición.

El Elemento Terciario se forma por:

- ✓ Dispositivo que recibe e integra las señales de los elementos primario y secundario, y mediante algoritmos de cálculo previstos en normas, estándares o reportes técnicos, obtiene resultados de flujo, volumen, composición química, temperatura, presión, entre otros.
- ✓ Interfaz hombre-máquina (HMI). Pantallas a través de las cuales se visualizan los resultados.

En los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, en el Capítulo II "De los Sistemas de Medición" en su Artículo 16°, hace alusión a que "El Operador Petrolero deberá seleccionar los Instrumentos de Medida de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones del proceso y los volúmenes a manejar. El Operador Petrolero podrá utilizar Instrumentos de Medida de diferente tipo, tales como Placa de Orificio, Coriolis, Turbina y Ultrasónico, entre otros".

En la industria existe una amplia clasificación de caudalímetros volumétricos dependiendo del fluido a medir y de las características del proceso, siendo los de mayor aplicación en la medición referencial, de transferencia y la fiscal de los hidrocarburos y petrolíferos, los que se presentan en la **Tabla 1**. Donde se indica la clasificación de los principales tipos de caudalímetros y su principio de medición.

<i>Principio de medición</i>	<i>Tipo de medidor</i>	<i>NORMA/ESTANDAR</i>
<i>Presión diferencial</i>	Placa de orificio concéntricas	ISO 5167, API 14.3, AGA 3
<i>Velocidad del sonido</i>	Ultrasónico	ISO/TR12765:1998, API 5.6, AGA9
<i>Efecto Coriolis</i>	Másico	ISO 10790, API 5.6, AGA 11
<i>De cantidad</i>	Desplazamiento positivo	NOM-014-SCFI-1997, ISO 2714, API 5.2
<i>Velocidad angular</i>	Turbina	ISO 2715, API 5.3, AGA 7

Tabla 1. Clasificación de los principales tipos de caudalímetros y su principio de medición.

2.1.2.1 Caudalímetros másicos tipo Coriolis.

La primera descripción de este principio se atribuye comúnmente al físico y matemático francés Gaspar Gustave de Coriolis (1792-1843). El efecto ocurre solamente en sistemas en rotación.

La fuerza de Coriolis aparece cuando en un sistema se superpone movimientos en línea recta y movimientos rotativos.

En la **Figura 2** muestra un ejemplo práctico en el que una persona parada en una plataforma giratoria circular en el medio entre el centro y el borde solo necesita bajar el peso ligeramente hacia adentro para contrarrestar la fuerza centrífuga (izquierda). Sin embargo, si la persona se mueve desde el centro hasta el borde de la plataforma giratoria, a medida que avanza, sentirá un aumento en la velocidad de giro, y el exterior donde la fuerza de Coriolis parece ser una reacción a la fuerza de inercia. La fuerza de Coriolis hará que la persona se desvíe del camino más corto en la plataforma giratoria (es decir, la línea recta en el radio de la plataforma circular). Cuanto mayor es la velocidad de rotación de la plataforma, mayor es el peso de la persona y mayor es la velocidad a la que se mueven hacia el borde de la plataforma circular, mayor es el efecto de inercia y mayor es el efecto Coriolis.

En términos matemáticos, el valor de la fuerza de Coriolis (F_c) es directamente proporcional a la masa en movimiento (m), a la velocidad angular de rotación (ω) y a la velocidad radial (v) en el sistema en rotación.

$$F_c = 2 * m * \omega * v_r \quad \text{Ec. (1)}$$

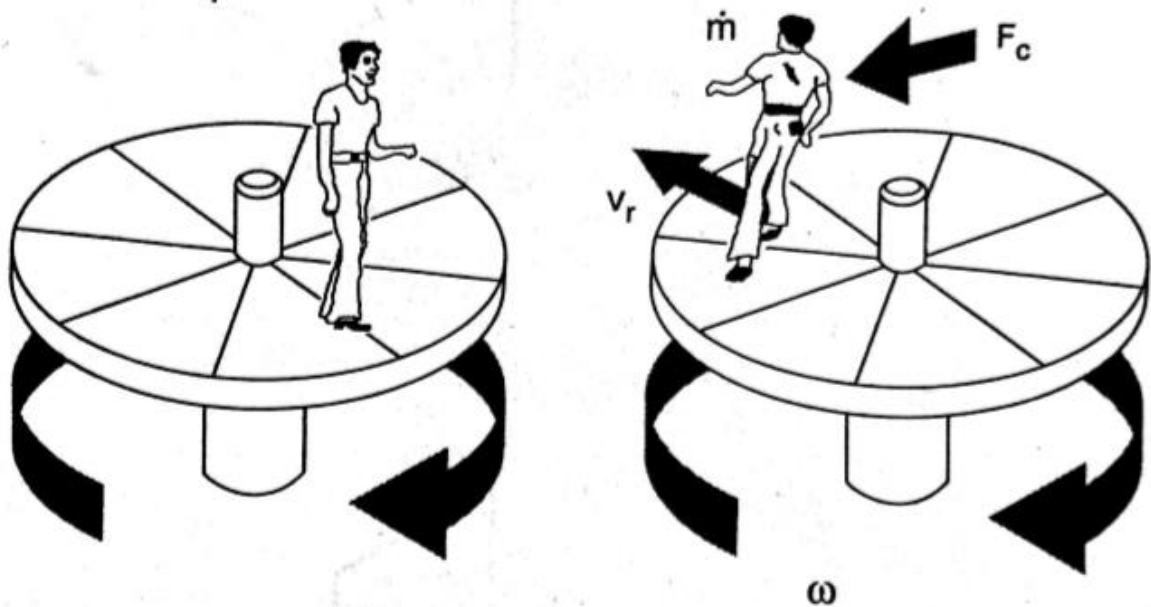


Figura 2.

Causas y efectos de la fuerza de Coriolis en una plataforma circular giratoria. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

Mientras el movimiento lineal se superponga con el movimiento rotacional en el sistema, se generará una fuerza de Coriolis (derecha). Sin movimiento lineal (izquierda, persona estacionaria), solo se puede sentir la fuerza centrífuga.

En el medidor de flujo de masa de Coriolis, cada partícula individual de masa individual se ve afectada en el plato giratorio de la misma manera que el cuerpo humano. Como vimos en la figura anterior (véase la **Figura 2**) esta rotación causó En la descripción anterior, la fuerza de Coriolis se reemplaza en el medidor de flujo por el movimiento oscilatorio del tubo de medición a su frecuencia de resonancia.

A velocidad cero, cuando el fluido está en reposo, no hay movimiento lineal. Por lo tanto, no se observan fuerzas de Coriolis.

En contraste, cuando circula la masa de fluido, el movimiento causado por la vibración del tubo de medición (equivalente a la rotación) se superpone al movimiento lineal del fluido circulante, y el efecto de la fuerza de Coriolis "tuerce" los valores medidos en la entrada y la salida y el sensor registran la diferencia de tiempo de este movimiento, es decir, la diferencia de fase. Cuanto mayor sea el caudal másico, mayor será la diferencia de fase (véase la **Figura 4**).

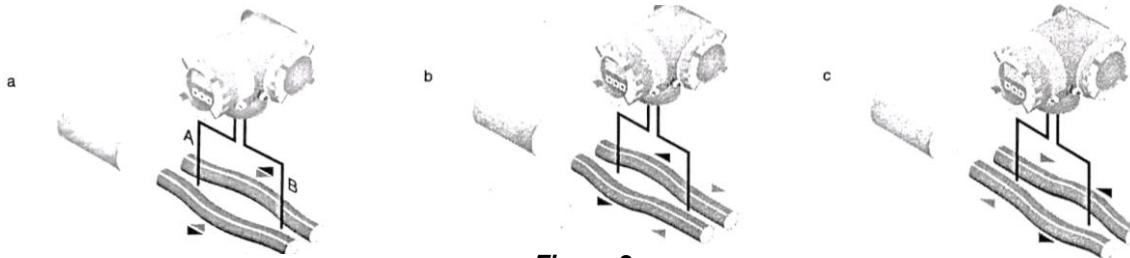


Figura 3.
Principio de medición de un Coriolis. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

- a= Caudal cero: estado de oscilación de los tubos de medición a caudal cero
- b= Circulación del caudal: estado de oscilación de los tubos de medición en el intervalo de tiempo 1
- c= Circulación del caudal: estado de oscilación de los tubos de medición en el intervalo de tiempo 2

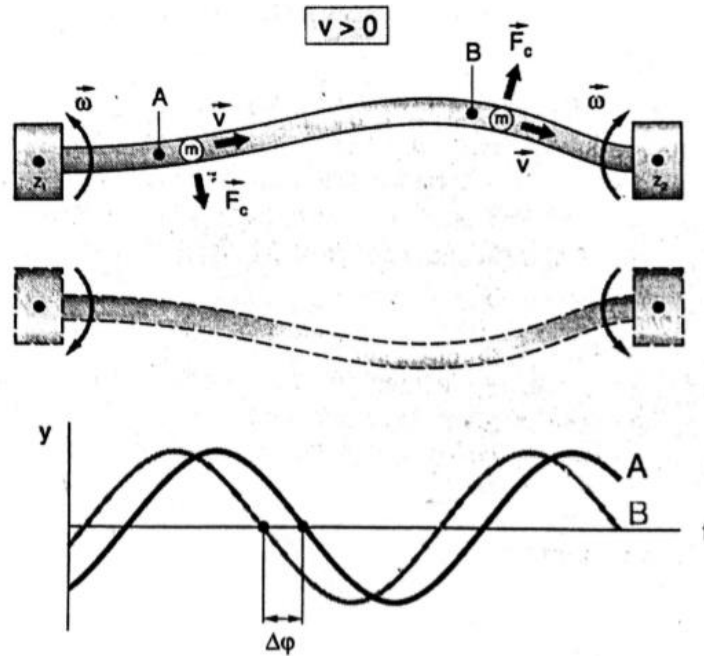


Figura 4.
Fuerzas de Coriolis y geometría de la oscilación de los tubos de medición. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

A medida que el fluido circula, debido a la fuerza de Coriolis (F_c), las partículas de masa se mueven a lo largo del tubo de medición y experimentan una aceleración lateral superpuesta.

En la entrada del tubo, las partículas de masa (m) se desplazan, alejándolas del centro de rotación (Z_1) y volviendo al centro (Z_2) a medida que se acercan al extremo de salida. La fuerza de Coriolis actúa en direcciones opuestas en la entrada y la salida, y el tubo de medición comienza a "torcerse". Dado que la diferencia de fase ($\Delta\phi$) es proporcional a la masa del fluido y la velocidad de circulación, este cambio geométrico en la oscilación causada en el tubo de medición se registra en los sensores (A, B) en ambos extremos del tubo de medición v ; por lo tanto, también al caudal másico.

Cuando se aplica a los medidores de flujo Coriolis, un aspecto importante es que puede haber influencias externas, como la vibración de la tubería.

2.1.2.2 Caudalímetros ultrasónicas

El nombre ultrasónico nos indica que la velocidad del caudal se mide por medio del ultrasonido. El fluido se mide por dos métodos:

- El método por efecto Doppler
- El método por tiempo de transito de señal

Método de efecto de Doppler.

Los medidores de flujo con efecto Doppler usan el efecto Doppler (también llamado cambio de frecuencia Doppler) para medir la velocidad de flujo. Este efecto ocurre cuando el frente de onda se refleja en un objeto en movimiento. El efecto Doppler se da cuando la frecuencia de la onda de sonido aumenta o disminuye a medida que la distancia entre la fuente de sonido y el receptor aumenta o disminuye.

El requisito previo para que funcione el medidor de flujo con efecto Doppler es que el fluido contenga partículas de gas u otras impurezas similares que reflejen ondas de sonido, por lo que el dispositivo requiere dos sensores. El primero transmite ondas ultrasónicas a una frecuencia dada a través del fluido, y el segundo recibe ondas reflejadas (**Figura 5**).

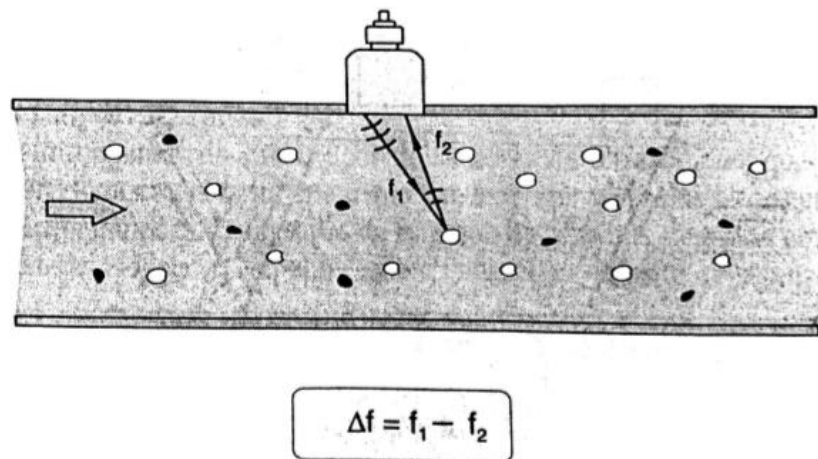


Figura 5.

Medición por efecto Doppler con ultrasonidos. La frecuencia de las ondas emitidas (f_1) y reflejadas (f_2) varía en función de la velocidad del flujo de las partículas/burbujas transportadas. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

El cambio en la frecuencia del haz de sonido reflejado es proporcional a la velocidad de las partículas o burbujas en movimiento. Suponga que la velocidad de las partículas de gas es la misma que la velocidad del fluido. El cálculo del flujo viene dado por la siguiente expresión

$$Q = k * \Delta f \quad \text{Ec. (2)}$$

donde:

Δf = variación de frecuencia (f_1-f_2)

K es una constante de ángulo de reflexión/incidencia

Para medir la velocidad de flujo, debe medirse la velocidad de muchas partículas, pero la velocidad de estas partículas varía según su dirección y posición. Para medir la velocidad de flujo, se requiere el promedio ponderado de los resultados para cada fluido específico.

Método del tiempo transitorio de la señal

Este método se basa en el hecho de que la velocidad de los fluidos afecta directamente la velocidad de propagación de las ondas sonoras en estos fluidos. El método para medir el gasto de las ondas ultrasónicas a partir del tiempo de transmisión de la señal se basa en esta evidencia física (**Figura 6**).

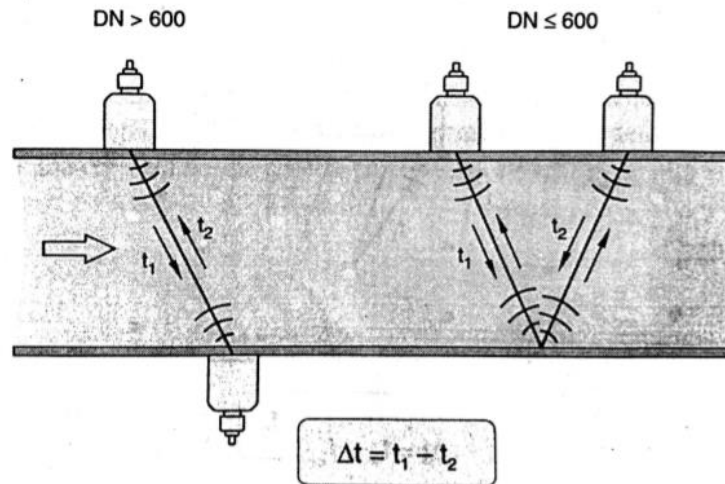


Figura 6. Medición del caudal por ultrasonidos a partir del tiempo de transito de la señal. La velocidad a la cual se propagan las ondas sonoras varía según la velocidad del fluido y su dirección. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

Dos sensores instalados en la tubería transmiten y reciben simultáneamente pulsos ultrasónicos. Con flujo cero, los dos sensores reciben simultáneamente las ondas de sonido transmitidas, es decir, no hay retraso en el tiempo de transmisión de la señal. Pero para los fluidos circulantes, las ondas de sonido requieren diferentes intervalos de tiempo (relacionados con el flujo) para llegar a otro sensor. Si se conoce la distancia entre los dos sensores, la diferencia entre los tiempos de transmisión de la señal será proporcional a la velocidad del fluido.

Ambos sensores están conectados al transmisor. El transmisor detecta el sensor para generar ondas acústicas y mide el tiempo de propagación de estas ondas de un sensor a otro.

$$Q = K * \frac{t_1 - t_2}{t_1 * t_2} \quad \text{Ec. (3)}$$

Dónde:

t_1 = tiempo de transito de la señal t_1 (en sentido de la corriente).

t_2 = tiempo de transito de la señal t_2 (contra corriente).

K = constante = f (longitud de camino acústico, sección transversal).

Q= gasto

2.1.2.3 Caudalímetros de presión Diferencial.

El científico familiar suizo Daniel Bernoulli (1700-1780) nació en Groningen, Suiza, hace más de 200 años. Desarrolló una base teórica para este método al desarrollar ciertos principios de circulación de fluidos. Todos los medidores de flujo de presión diferencial, comúnmente conocidos como "contadores DP", utilizan diferencias de presión causadas por placas de orificio, boquillas, tubos Venturi, tubos Pitot y otros componentes principales. La diferencia de presión se deriva hacia el canal reducido (no en el tubo de Pitot), donde se mide la presión y se puede determinar el caudal del fluido de densidad constante..

Después de décadas de investigación, se han obtenido nuevos resultados, se han publicado hallazgos importantes y el trabajo de estandarización ha continuado. El diseño y los cálculos de presión diferencial han tenido un gran progreso. Los dispositivos de presión diferencial todavía representan una gran parte de las ventas de medidores de flujo. en todo el mundo. Los medidores de flujo de presión diferencial vienen en una variedad de modelos y tamaños, y generalmente son un medio económico y confiable para medir la carga de gas, líquido y vapor. Los dos diseños más comunes en aplicaciones industriales hoy en día son 2 tipos:

- Paso Reducido (Placas de orificio, Toberas, tubos Venturi)
- Tubos Pitot

Principio de medición por paso reducido.

Este tipo de equipo (**Figura. 7**) requiere la instalación de componentes que reducen el paso de fluido en la sección de la tubería. Hay tres tipos, detallados en los estándares aprobados y las especificaciones de operación (ISO-5167-1 / A1, AGA, ASME / L.H. Spink):

- Placas de orificio
- Toberas
- Tubos Venturi

Estos diseños cubren una amplia gama de requisitos operativos y se adaptan fácilmente a diversas condiciones de proceso. La diferencia entre los dos se calcula en términos de pérdida de carga, secciones de entrada y salida, costos y gastos generales de instalación.

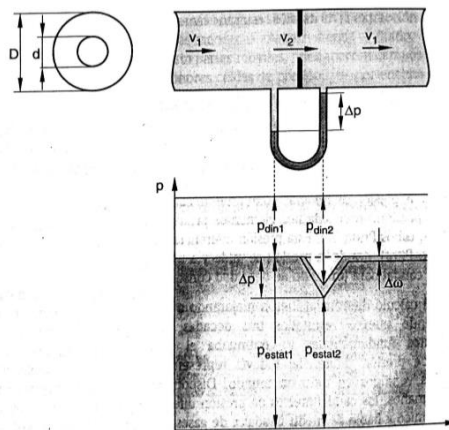


Figura 7:

Principios de medición de los caudalímetros de tipo paso reducido. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)⁽²⁾

La **Figura 7 8** muestra el efecto de la reducción del rendimiento de la tubería en la velocidad de flujo. En este caso, si se utiliza una placa de orificio, se formará un canal estrecho (d). Según la ecuación de Bernoulli, la velocidad del fluido aumenta de V_1 en una tubería normal a V_2 en un canal estrecho. Por lo tanto, la presión dinámica (p_{din}) aumenta bajo la presión estática (p_{estat}), y su relación disminuye correspondiente a las diferentes velocidades del fluido. La caída de presión causada de esta manera se conoce comúnmente como la “*Presión Diferencial*” ($\Delta p = p_{estat1} - p_{estat2}$). La presión diferencial en función de la velocidad del fluido principal es una medida directa del flujo a través de la tubería. Los dos capilares transmiten la presión diferencial al transmisor, donde los valores medidos se procesan y se convierten en señales de salida correspondientes.

Si la ecuación de Bernoulli se combina con otras ecuaciones y se aplica el correspondiente coeficiente de corrección empírica, se obtendrá una fórmula para calcular el caudal másico (Q_m) o el caudal volumétrico (Q_v).

$$Q_m = C * E * \varepsilon \frac{\pi}{4} * d^2 * \sqrt{2 * \Delta p * \rho} \quad \text{Ec. (4)}$$

$$Q_v = C * E * \varepsilon \frac{\pi}{4} * d^2 * \sqrt{2 * \Delta p * \frac{1}{\rho}} \quad \text{Ec. (5)}$$

$$E = \sqrt{\frac{1}{1 - \beta^4}} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

C	Coeficiente de descarga	E	Coeficiente de Velocidad de aproximación
ε	Coeficiente de expansión	D	Diámetro interior de la tubería
d	Diámetro de orificio	β	Relación de diámetros d/D
ρ	Densidad del fluido	Δp	Presión diferencial

Si desea medir un gas o fluido compresible, debe modificar ligeramente la fórmula anterior. A diferencia de los líquidos, cuando se intenta pasar un gas a través de un canal estrecho, además de los cambios de presión, la densidad también cambia.

Dado que el flujo másico debe mantenerse constante, la velocidad V_2 del canal estrecho debe aumentarse, y luego V_2 es una función de la densidad y la sección transversal. El aumento de la velocidad en el canal estrecho se produce a expensas de la energía potencial (presión) y la energía interna (temperatura) del gas. Por lo tanto, el gas que pasa a través del diafragma pequeño a alta velocidad sufre cambios de presión y cambios de temperatura.

2.1.2.4 Caudalímetro Volumétricos.

Los caudalímetros volumétricos o los caudalímetros de desplazamiento positivo son los únicos caudalímetros que indican flujo volumétrico. Hay varios tipos y tamaños de modelos. Como familia, son la mejor colección de equipos de medición de gastos por volumen. Sin embargo, solo se pueden usar con fluidos limpios y, en comparación con otros tipos de medidores de flujo, existen limitaciones en cuanto a tamaño y caudal. Se llaman "contadores de DP" en todo el mundo.

Principio de medición

El principio de medición de un caudalímetro volumétrico es a través de una cámara móvil, que divide el fluido en un volumen fijo conocido con precisión cuando el fluido pasa a través del caudalímetro (**Figura 8**). El recuento de cada volumen de fluido da el valor total del flujo. La cámara de medición interna (sistema de engranajes, pistón u otro elemento) se mueve por la presión de la tubería. El número de revoluciones es un indicador del volumen a través del medidor de flujo.

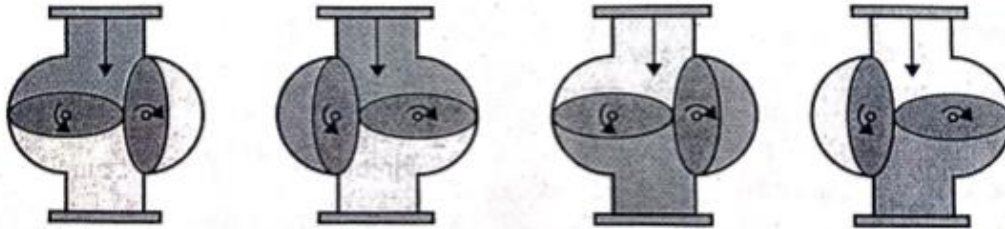


Figura 8. Principio de funcionamiento de los caudalímetros volumétricos (ejemplo de caudalímetro de engranes ovalados). (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

Los caudalímetros volumétricos son solo dispositivos de medición de flujo, que solo pueden registrar el flujo en una dirección (son unidireccionales) El llenado y vaciado periódico de la cámara impondrá un cierto grado de pulsación en el fluido. La intensidad de pulsación en la salida depende del caudal y del modelo del medidor de flujo. Por lo tanto, es necesario adaptar las señales analógicas a estas pulsaciones antes de usarlas como funciones de control.

El movimiento interno de la cámara de medición puede transmitirse directamente al medidor de flujo mecánico. Los medidores de flujo de volumen pueden equiparse con bobinas de inducción u otros tipos de generadores de señal. A diferencia de otros tipos de medidores, los medidores de flujo volumétrico pueden funcionar sin energía externa.

Algunos de los diversos tipos de caudalímetros volumétricos reciben el nombre por el elemento que utilizan para la medición. Hay 4 modelos:

1. Rotativos (elemento de medición de tipo rueda, tornillo, molinete)
2. Alternativos (elemento de medición de tipo émbolo)
3. De disco (elemento de medición de acción rotativa)
4. De nutación (elemento de medición de tipo disco de nutación)

2.1.2.5 Caudalímetro de turbina

Principio de medición

Todos los tipos de caudalímetros de turbina están compuestos por un conjunto de álabes giratorios, que se fijan en el eje central. Este grupo está instalado en el centro del cuerpo del medidor de flujo. La energía cinética del fluido se transfiere a la turbina, que gira a una velocidad proporcional al caudal. En el medidor de flujo de turbina tradicional, la turbina se llama "rotor", y en el medidor de flujo mecánico se llama "molino de viento".

Dependiendo del modelo, la velocidad del rotor se cuenta de forma mecánica o inductiva. En un medidor de flujo de turbina convencional, cada vez que un aspa de la hélice pasa un sensor, se genera un pulso correspondiente a un volumen fijo de fluido. El número de pulsos da la cantidad de fluido que circula en un intervalo de tiempo conocido, y la frecuencia del pulso es un indicador del caudal.

El rotor es generalmente paralelo a la dirección del flujo del fluido. Las palas están inclinadas en un ángulo (β) con respecto a la dirección del flujo, de modo que el fluido ejerce un par en el rotor. El gasto volumétrico se calcula a partir de la rotación resultante, de acuerdo a la siguiente expresión.

$$Q_V = V_m * A = 2\pi * n * r_m * \cot\beta * A \quad \text{Ec. (7)}$$

Dónde:

Q_V = Gasto volumétrico

V_m = velocidad media del flujo

A = Sección transversal del caudal

n = Número de revoluciones del rotor

r_m = Radio del rotor

β = Inclinación de las aspas

Esta expresión indica que el número y la forma de las palas de la turbina son los factores más importantes que afectan la velocidad del rotor. Por otro lado, para todo el diámetro de la tubería, la velocidad del fluido no es constante. Esto nos permite observar que las fuerzas que actúan sobre los álabes de la turbina son complejas. La velocidad más alta se genera cerca del centro, y aparece una cierta resistencia en la punta. El equilibrio entre la fuerza motriz y la resistencia mantiene el rotor a una velocidad constante para obtener un caudal fijo.

2.1.3 Computador de flujo.

Es un dispositivo electrónico (**Figura 9**), Hardware y Software, que contiene diversos algoritmos de cálculo existentes en la normatividad aprobada por la industria petrolera, que reciben los impulsos eléctricos provenientes de los equipos e instrumentos de medición, los convierten con estos algoritmos en datos o valores de presión, temperatura, flujo, volumen, composición química, entre otros, y, los reportan a condiciones de presión y temperatura solicitados por el cliente. Es de importancia resaltar que estos computadores de flujo están configurados desde fábrica con las unidades del Sistema Internacional (Fireware), brindando opciones para que el cliente transforme si así lo desea, a unidades que no son del Sistema Internacional (SI), aplicando los factores de correspondencia convenidos internacionalmente. O bien, a solicitud del cliente se configuran desde fábrica a otras unidades haciendo las transformaciones respectivas tomando siempre como base las unidades del Sistema Internacional y aplicando los factores de

correspondencia citados, y no otros, como los previstos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Para reportar a condiciones de presión y temperatura deseadas, aplica también los algoritmos establecidos en la normatividad aprobada por la industria.

El flujo de datos está disponible externamente a través de una interfaz electrónica para que otros equipos puedan tomar esta información a efectos de supervisión, contabilidad o auditoría.

El computador de flujo debe disponer de funciones de seguridad, operativas, físicas que no permitan alteraciones, así como de una capacidad de almacenamiento suficiente para resguardar los registros de todos los datos recibidos e información generada, información sobre la configuración, cambios efectuados en la misma, alarmas, fallas y valores calculados, a objeto de ofrecer un rastro o trazabilidad para efectos de verificación y auditoría. ⁽²⁾



Figura 9. Modelo de computador de flujo. (ENDRESS and HAUSER, 2011.)

2.1.4 Sistema de Gestión

Un Sistema de Gestión es un método mediante el cual los operadores petroleros pueden gestionar la operación y la interrelación de las agencias de medición de hidrocarburos de acuerdo con la definición de reguladores.

El Sistema de Gestión garantiza que el equipo y el proceso de medición sean suficientes para el uso previsto y conduce al logro de los objetivos de calidad del producto (volumen y composición química de los hidrocarburos producidos por los operadores de petróleo), y gestiona el riesgo de obtener resultados de medición incorrectos, incluso en el alcance de este proceso La capacidad del personal, equipo e instrumentos.

Como se mencionó en la introducción, la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 está relacionada con la norma NMX-CC-9000-IMNC y, en función del proceso y centrado en el cliente, el proceso de medición debe considerarse para garantizar la calidad de los productos producidos por la organización Proceso específico. En el **Diagrama 2** muestra un diagrama de aplicación del modelo del Sistema de Gestión de mediciones aplicable a la norma mexicana.

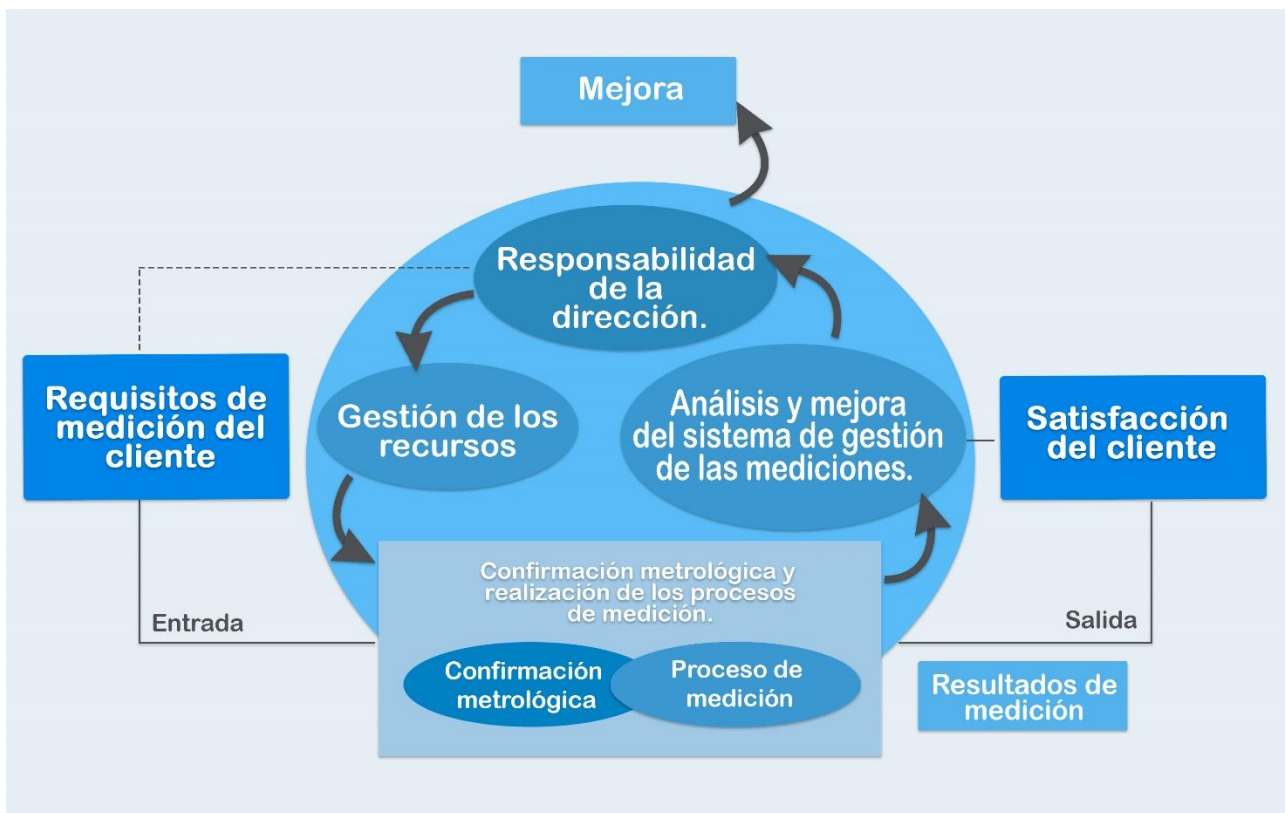


Diagrama 2. Modelo de Sistema de Gestión de las mediciones. (ISO, 2003)

El Sistema de Medición debe instalarse y operarse de tal manera que pueda funcionar adecuadamente de acuerdo con las características y el tipo de fluido que se está midiendo, el volumen manejado, las condiciones de trabajo y las especificaciones consideradas. El correspondiente plan de desarrollo extraído en consecuencia.

En tanto se planea, diseña y se implanta un Sistema de Gestión y gerencia de las mediciones, incluyendo su certificación, en los capítulos siguientes se presenta una aplicación práctica de la filosofía de la NORMA NMX-CC-IMNC-10012-2004 con que Pemex Exploración Y Producción actualmente administra sus Mecanismos de Medición, la cual resulta muy recomendable para considerarse por los Operadores Petroleros, ya que permite aportar evidencias documentales para demostrar la atención y cumplimiento de la regulación en materia de medición de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN.

Dentro de la Administración de los Sistemas de Medición, la parte metodológica se ocupa de evaluar que los Sistemas de Medición son acordes a las características establecidas, satisfacen los requisitos metrológicos determinados por el cliente y que son congruentes para el uso previsto.

La metodología de las mediciones comprende las siguientes secciones:

3.1 Conceptos Generales.

3.1.1 Tipos de caudalímetros.

Considerando la **Tabla 1** del subtema **2.2** "Caudalímetro y su principio de medición", el personal encargado de los Sistemas de Medición, debe identificar si el principio de medición empleado es el adecuado para el uso requerido

- ✓ **Aplicación:** Transferencia de custodia, control, monitoreo, referencial, etc.
- ✓ **Tipo de fluido:** Líquido, gas o vapor, multifásico, viscoso, pesado, etc.
- ✓ **Tipo de flujo:** Laminar, turbulento, segregado, estratificado, niebla, bache, etc.
- ✓ **Variables del proceso:** Presión, Temperatura, etc.
- ✓ **Desempeño:** Exactitud, repetibilidad, reproducibilidad, tiempo de respuesta, etc.
- ✓ **Instalación:** Tamaño y longitud de la tubería, vibración, ruido, tramos rectos de tubería, acondicionadores de flujo, etc.
- ✓ **Seguridad y Ambientales:** Fugas potenciales, disposición de emisiones al medio ambiente, etc.
- ✓ Norma o estándar de referencia.

Alcance de medición

Uno de los aspectos más importantes a considerar en un Sistema de Medición es el intervalo o umbral en el que puede medir el valor de la variable requerida, porque una vez que el valor esperado de la variable afecta la medición del proceso, deben estar dentro de este rango. Esto asegurará que el instrumento tenga capacidades de medición.

Para una aplicación específica, la persona responsable del Sistema de Medición debe comprender este rango y asegurarse de que el verdadero valor de la variable que influye en la medición permanezca dentro de este rango.

Exactitud

Otro aspecto a considerar es la exactitud, incluye la veracidad (sesgo) y la precisión (repetibilidad y reproducibilidad), a través de las cuales puede conocer el error o la incertidumbre de medición y definir si están dentro del rango especificado, bajo las condiciones de trabajo dadas.

El Sistema de Medición deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Su principio de medición se deberá seleccionar de acuerdo al tipo de hidrocarburo a medir y a las condiciones de operación.
- El tipo de medidor deberá estar avalado por estándares tanto nacionales como internacionales de acuerdo con la Ley Federal de metrología y Normalización (LFMN) y se deberá seleccionar de acuerdo con la infraestructura actual o futura.
- El fluido a medir deberá estar en una sola fase.
- El elemento primario debe tener al menos una exactitud de 0.2% para Sistemas de Medición nuevos de aceite crudo y condensado, el 0.3% para Sistemas de Medición existentes de aceite crudo y condensado, por último 1.0% para gas.
- Los elementos secundarios y terciarios de medición deben ser electrónicos,
- Para los transmisores electrónicos, la exactitud debe de ser de $\pm 1\%$ en el caso de presión y $\pm 0.3\%$ °C de la escala total en el de temperatura.
- Para los líquidos, la exactitud para determinar la densidad debe de ser $\pm 1\text{kg/m}^3$.
- Deben tener los siguientes equipos en línea, según su aplicación para aceite, gas o condensado, analizador de humedad, analizador de cromatografía, detector de ácido sulfhídrico, densímetro, analizador de corte de agua y muestreador automático; avalados por estándares nacionales e internacionales de acuerdo a la LFMN.
- Mantener trazados los Sistemas de Medición a patrones nacionales o internacionales conforme a lo establecido por la LFMN, por lo que debe disponer de la infraestructura y flexibilidad operativa necesarios para realizarla, ya sea con medidores patrones fijos instalados en serie o los arreglos de tubería para conectar en serie un medidor patrón móvil.
- Las calibraciones de estos patrones deben realizarse por un laboratorio que ofrezca la menor incertidumbre de acuerdo a las necesidades del proceso.

3.1.2 Conformidad con la Norma

Identificación de la Norma a Aplicar

Identificar, de acuerdo con las jerarquías previstas en la Ley Federal de Metrología y Normalización (LFMN), la normatividad nacional, internacional o extranjera, según sea el caso que aplique en los Sistemas de Medición para la instalación, operación y mantenimiento.

En la instalación operación y mantenimiento de un Sistema de Medición, se debe evitar la aplicación simultánea de dos o más normas, a menos que la norma seleccionada no considere alguno de los elementos que incidan en el resultado de la medición.

Instalación

Invariablemente la normatividad refiere uno o varios apartados relacionados con los requisitos que deben cumplir la instalación y ubicación de los elementos primarios y secundarios de medición, dependiendo del tipo de caudalímetro.

Con base en lo anterior, el personal encargado de los Sistemas de Medición debe asegurarse que se cumplan o en su defecto efectuar las modificaciones correspondientes.

Generalmente, el incumplimiento de estos requisitos conlleva a la generación de errores en la medición y un funcionamiento no adecuado de los equipos.

Algoritmos de Cálculo

De la misma forma que su instalación, los elementos terciarios que incluyen los algoritmos y procedimientos de cálculo, también están contemplados en las propias normas o estándares, por lo que el personal encargado de los Sistemas de Medición debe conocerlos para su correcta aplicación, cuidando los aspectos específicos, tales como la correspondencia al Sistema General de Unidades de Medida (SGUM), las condiciones base de presión (101,325 Pa) y Temperatura (20°C), cantidad de cifras decimales significativas a aplicar, criterios de redondeo, fidelidad de los datos, entre otros.

3.1.3 Características Metrológicas

Son especificaciones particulares de los elementos integrantes de un Sistema de Medición, que influyen en los resultados de medición, tales como: **alcance de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, incertidumbre, intervalo de medición, error, linealidad, resolución, repetibilidad y sensibilidad.**

El personal encargado de los Sistemas de Medición, haciendo uso de los informes de calibración, manuales del fabricante y de las propias cartas de control y/o desempeño, debe identificar y determinar los valores de estas características metrológicas para cada uno de los elementos integrantes del sistema.

Todas esas características en conjunto permiten al personal encargado de los Sistemas de Medición, conocer de forma cuantitativa el desempeño de los elementos integrantes del Sistema de Medición.

3.1.4 Requisitos Metrológicos (RM)

Es el requerimiento cuantitativo asociado a una característica metrológica que es relevante en el proceso de medición, el cual es establecido conjuntamente con el cliente y usualmente es expresado en términos de error máximo permitido.

El personal encargado de los Sistemas de Medición, debe conocer estos requisitos y demostrar su cumplimiento.

3.1.5 Variables de Control (VC)

Se define como un parámetro del Sistema de Medición que, por su incidencia en el proceso de medición, debe ser objeto de seguimiento en el tiempo para conocer su comportamiento en el tiempo dentro del proceso de medición, identificar sus tendencias y evitar que sobrepase sus límites de control establecidos.

Recomendaciones de las VC

Para la medición de flujo de hidrocarburos en fase gaseosa o líquida y dependiendo del tipo de caudalímetro, se recomiendan como mínimo las siguientes variables:

Tabla 2. Variables de control recomendadas de acuerdo con el tipo de caudalímetro (López, 2018).

Tipo de Medidor	Variable de Control
Caudalímetros de Presión Diferencial.	Presión Diferencial, Presión estática, Temperatura, Gravedad Específica, Densidad, Factor del Medidor y Gasto Volumétrico.
Caudalímetros Ultrasónico, Turbina, Volumétricos (Líquidos), Másico.	Presión Estática, Temperatura, Gravedad Específica, Densidad, Factor del Medidor y Gasto Volumétrico.

Para la medición de flujo de hidrocarburos en fase gaseosa o líquida y dependiendo del tipo de medidor a usar se recomiendan como mínimo las variables de la **Tabla 2**.

3.1.6 Límite de Control (LC)

Se definen como un par de valores asociados a una variable de control que determina sus límites mínimos y máximos permisibles, para regir su control.

Crterios para establecer LC e interpretación de su comportamiento

De acuerdo con las mejores prácticas se deben aplicar los siguientes criterios:

- a) Si se dispone del rango de las variables de control, se deben aplicar las siguientes expresiones:

Límite superior de Control	Límite inferior de Control
$LCS_{\bar{X}} = \bar{X} + A_2\bar{R}$	$LCL_{\bar{X}} = \bar{X} - A_2\bar{R}$
$LCS_{\bar{R}} = D_\Delta\bar{R}$	$LCL_{\bar{R}} = D_\Delta\bar{R}$

\bar{X}	Promedio de Promedios
A_2	Constante*
\bar{R}	Promedio de Rangos
D	Constante*

*Para consultar constante revisar Anexo

C

- b) Si se dispone de las desviaciones estándar de las variables de control, se deben aplicar las siguientes expresiones:

Límite superior de Control	Límite inferior de Control
$LCS_{\bar{X}} = \bar{X} + A_3\hat{S}$	$LCL_{\bar{X}} = \bar{X} - A_3\hat{S}$
$LCS_s = B_4\bar{R}$	$LCL_s = B_3\bar{R}$

\bar{X}	Promedio de Promedios
A	Constante*
\hat{S}	Promedio de Rangos
B	Constante*

*Para consultar constante revisar Anexo C.

- c) Si no se dispone de la información mencionada en los incisos anteriores, aplicar dos tercios de los límites convenidos con el cliente

El personal encargado de los Sistemas de Medición, una vez que establece los límites, debe llevar un registro de desempeño del sistema, a través de gráficos de control, donde de presentarse desviaciones significativas debe proceder con su análisis, verificación y ajuste.

3.1.7 Mantenimiento del Sistema de Medición

Es el conjunto de actividades que permiten conservar la integridad mecánica del Sistema de Medición y las características metrológicas de los elementos que lo conforman, asegurando que estos pueden emplearse para el uso requerido y satisfacen los requisitos del cliente.

En lo referente a la integridad mecánica del Sistema de Medición, este debe considerarse como equipo crítico y tratarse de acuerdo a lo previsto en el elemento 13 el subsistema de Aseguramiento de la Seguridad de los Procesos del Sistema De Seguridad, Salud y Protección Ambiental de PEMEX.

Para el caso de las características metrológicas y la satisfacción de los requisitos metrológicos del cliente, es necesario aplicar de manera efectiva el programa de mantenimiento a cada uno de los elementos (primario, secundario y terciario) que integran el Sistema de Medición, debe considerar las verificaciones, ajustes y calibraciones que permitan asegurar que son adecuados para el uso requerido. A este proceso se le conoce como confirmación metrológica.

El personal encargado de los Sistemas de Medición debe dar cabal cumplimiento a la confirmación metrológica y llevar un registro de sus resultados.

Frecuencia de calibración

La frecuencia para calibrar un Sistema de Medición se debe sustentar y regir por las tendencias de sus variables de control con la aplicación de herramientas estadísticas y no en periodos fijos de tiempo como hasta hoy se realiza. Una excepción a este principio lo constituye un compromiso contraído dentro de un contrato. En este caso la frecuencia es convenida con el cliente.

En adición y de acuerdo con las mejores prácticas, también se deben considerar los siguientes factores:

- ❖ Tipo de Sistema de Medición
- ❖ Recomendaciones del fabricante
- ❖ Registros históricos de mantenimiento y servicio
- ❖ Severidad de uso
- ❖ Histéresis de deriva
- ❖ Frecuencia de calibraciones y verificaciones internas
- ❖ Exactitud requerida
- ❖ Costos de calibración

Informes de calibración

Es el documento que contiene la información relevante para el Sistema de Medición. A través de él, se garantiza la uniformidad en las mediciones, permitiendo al personal encargado de los Sistemas de Medición sustentar parcialmente su confiabilidad al aplicar correcciones y asegurar una adecuada diseminación de la unidad de medida a través de trazabilidad a patrones nacionales o internacionales.

Los informes **expedidos por terceros** deben incluir al menos

- ❖ Un título (p.ej. “Certificado de calibración” o “informe de Calibración”)
- ❖ Nombre y dirección del laboratorio y lugar en donde se efectuaron las calibraciones
- ❖ Fecha de la realización de la calibración
- ❖ Fecha de expedición del certificado de calibración o informe de calibración
- ❖ Identificación única (numero) de certificado o informe de calibración y que cada página sea reconocida como parte del informe
- ❖ Nombre y dirección del cliente
- ❖ Identificación del método usado
- ❖ Descripción e identificación sin ambigüedad de los elementos calibrados
- ❖ Cuando sea crítico, fecha de recepción de los elementos de calibración
- ❖ Referencia al muestreo y al procedimiento usado
- ❖ Condiciones ambientales que tengan influencia sobre los resultados
- ❖ Nombre, función y firma de la persona que autorizó el certificado de calibración
- ❖ Donde sea relevante, una declaración de que los resultados se relacionan únicamente a los elementos calibrados
- ❖ La incertidumbre de medición
- ❖ Evidencia de que las mediciones son trazables a patrones nacionales o internacionales.

Los informes **expedidos por la administración** deben incluir al menos:

- ❖ Un título (“Reportes de Calibración” o “Informe de Calibración”)
- ❖ Nombre de la instalación
- ❖ Fecha de calibración del Sistema de Medición o del instrumento
- ❖ Identificación única (número) del reporte o informe de calibración y que cada página se recomiende como parte del informe
- ❖ Identificación del Sistema de Medición o del instrumento
- ❖ Identificación del método utilizado
- ❖ Descripción e identificación sin ambigüedad de los elementos calibrados
- ❖ Referencia al procedimiento utilizado
- ❖ Nombre, función y firma de la persona que realizó y autorizó el reporte o informe de calibración

- ❖ La incertidumbre de medición
- ❖ Evidencia de que las mediciones son trazables a patrones nacionales o internacionales

El personal encargado de los Sistemas de Medición, en caso de requerir los servicios de un laboratorio secundario debe asegurar que éste, cuente con la acreditación ante una entidad acreditadora para la magnitud específica de que se trate.

Un aspecto a considerar una vez realizados los servicios de calibración es que el resultado de la incertidumbre del medidor bajo calibración debe ser mayor que la incertidumbre del medidor patrón.

3.1.8 Determinar el volumen de hidrocarburos

Establecer y documentar el algoritmo para la determinación del volumen de hidrocarburos

Los algoritmos para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos a las condiciones establecidas son parte de la información contenida en la normatividad de medición, por lo que el personal encargado de los Sistemas de Medición, debe conocerlo, documentarlo por escrito y conservarlo electrónicamente, verificando que las unidades empleadas pertenezcan al SGUM.

Consideraciones que deben cumplir los computadores de flujo

Los computadores de flujo generalmente están configurados de manera específica para cuantificar corrientes de gas o líquidos, en unidades del Sistema Internacional (SI) equivalente al SGUM.

De manera general, los computadores de flujo deben satisfacer los siguientes requerimientos:

- ❖ Algoritmos de cálculo que deben utilizarse para la aplicación que se busca y que correspondan con el indicado por la normativa.
- ❖ Tiempos de poleo suficientemente pequeños para monitorear el tiempo real las variables que inciden en el cálculo de volumen.
- ❖ Emitir reporte de los valores integrados e instantáneos de las variables que inciden en el cálculo de volumen.
- ❖ Emitir reportes diarios, semanales y/o mensuales de operación del sistema.
- ❖ Desplegar reportes de alarmas (fallas).
- ❖ Validar y procesar eléctricamente que las señales de entrada son correspondientes a las emitidas por los instrumentos de campo.

Aplicación del SGUM

La **Ley Federal sobre Metrología y Normalización** precisa que el único sistema legal y obligatorio en nuestro país es el SGUM, mismo que se integra con las unidades base, suplementarias y derivadas del Sistema Internacional de Unidades (SI) y los múltiplos y submúltiplos de todas ellas que apruebe la Conferencia General de Pesas y Medidas y se provean en la norma oficial mexicana NOM-008-SCFI-2002.

El personal encargado de los Sistemas de Medición debe asegurar que los insumos (elementos primarios, secundarios y terciarios) para el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos se encuentren en las unidades del SGUM.

3.1.9 Estimación de la incertidumbre

En su definición formal incluida en el VIM, se define a la incertidumbre como un parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurado, a partir de la información que se utiliza.

Otras maneras de explicarla son las siguientes:

- ❖ Es un valor cuantitativo de la calidad del resultado de una medición.
- ❖ Es un atributo cuantificable y relativamente nuevo del resultado de una medición, que permite saber que tan bien representa al valor verdadero de la cantidad que se mide.
- ❖ La palabra incertidumbre por si sola significa duda, entonces el término incertidumbre de medida, significa duda en el resultado de la medición.

Metodología para estimar incertidumbre

La metodología para estimar la incertidumbre de medición está establecida en la norma NMX-CH-140-IMNC-2002, titulada “Guía para la expresión de la incertidumbre de las mediciones”, la cual a su vez contiene la información establecida en el documento internacional conocido como GUM (Guide to the expression of uncertainty in measurement) que avalan simultáneamente organizaciones como ISO, OIML, BIPM y otras.

Para estimar la incertidumbre de medición es necesario que el personal encargado de los Sistemas de Medición realice los siguientes pasos:

- 1) Establecer el cálculo del volumen por medio de un modelo matemático.
- 2) Determinar la incertidumbre asociada a cada variable.
Se tiene dos métodos de evaluación:
Tipo A (mediciones repetidas): repetibilidad, reproducibilidad, regresión lineal, etc.
Tipo B (otras fuentes de información): certificados de calibración, manuales de instrumentos, mediciones anteriores, condiciones ambientales, etc.
- 3) Determinar los coeficientes de sensibilidad.
- 4) Determinar la incertidumbre combinada.
- 5) Determinar la incertidumbre expandida.

Interpretación de la incertidumbre

El personal encargado de los Sistemas de Medición debe tener presente que toda medición está sujeta a alguna incertidumbre; por lo tanto, el resultado de una medición solo está completo si se acompaña de una declaración de la incertidumbre de medición.

Expresión de resultados

Como se indicó en el punto anterior, el resultado de una medición estará completo únicamente cuando se acompañe de una declaración de la incertidumbre asociada. La forma general de expresar este resultado es la siguiente manera:

Resultado de la medición = mejor estimado, con una incertidumbre U y un factor de cobertura k .

Por ejemplo: volumen de aceite medio = 15,200 metros cúbicos +/- 315 metros cúbicos, con $k=2$.

El factor de cobertura k recomendado es 2, que significa un intervalo de confianza del 95.4%.

Finalmente, la incertidumbre también puede expresarse de manera relativa, como un porcentaje de la misma con respecto al mejor estimado. Para el ejemplo anterior.

Volumen de aceite medido = 15 200 metros cúbicos +/- 2.07%.

Cuando la incertidumbre en una medición es evaluada y establecida, la medición entonces puede ser propiamente juzgada.

3.1.10 Confiabilidad de los Sistemas de Medición.

Para establecer que un Sistema de Medición es confiable, el encargado de los Sistemas de Medición debe presentar las siguientes evidencias:

- ❖ De que el principio de medición empleado es el adecuado para el uso requerido.
- ❖ Que los valores reales de las variables de influencia del mensurando están dentro del alcance de medición.
- ❖ Que la exactitud del elemento primario se encuentran dentro de los límites especificados. Ver Cap. 8.1.1.3.
- ❖ La norma o estándar seleccionada para el Sistema de Medición en su instalación y algoritmo, y una lista de verificación de su cumplimiento.
- ❖ Informes de calibración de los elementos integrantes del Sistema de Medición
- ❖ Comportamiento estadístico de las variables de control.
- ❖ Requisitos metrológicos establecidos con el cliente, cuando aplique.
- ❖ De la aplicación del programa de mantenimiento de la integridad mecánica y de las características metrológicas del sistema.
- ❖ De los resultados de la confirmación metrológica.
- ❖ Frecuencia de la calibración, sustentada en el comportamiento estadístico de la histéresis y la deriva.
- ❖ Incertidumbre, error y repetibilidad del sistema.
- ❖ Validación del cálculo volumétrico.

CAPÍTULO 4. COMPETENCIA DEL PERSONAL Y CONTROL DOCUMENTAL

Una efectiva Administración de los Sistemas de Medición, se logra mediante la actuación de personal con conocimientos en metrología de flujo, en sistemas de gestión y en el uso de herramientas estadísticas, debiendo sustentar que el personal involucrado en el proceso de medición está facultado para desempeñar a plenitud las tareas asignadas.

Los conocimientos mínimos que debe tener el personal encargado en los Sistemas de Medición son:

- Vocabulario metrológico, NMX-Z-055-IMNC-2009 Vocabulario Internacional de Metrología-Conceptos Fundamentales y Generales, y Términos Asociados (VIM)
- Fundamentos de metrología de densidad, temperatura, presión y flujo
- Dominio de la norma NOM-008-SCFI-2002- Sistema General de Unidad de Medida
- Dominio de la norma NMX-CC-IMNC-10012-2004, Sistemas de Gestión de las Mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición
- Dominio de la norma NMX-EC-17025-IMNC-2006, Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración
- Dominio de la norma NRF-111-PEMEX-2006- Equipos de medición y servicios de metrología
- Dominio de la norma NMX-CH-140-IMNC-2002, Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones
- Dominio de la norma NMX-CC-SAA-19011-IMNC-2002, Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión de la calidad y/o ambiental
- Comprensión de Título Segundo- Metrología y del Título Cuarto – De la acreditación y de la determinación del cumplimiento, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- Operación y mantenimiento de Sistemas de Medición
- Estadística aplicada a los Sistemas de Medición
- Administración de Sistemas de Medición.

4.1 Herramientas Estadísticas

Las herramientas estadísticas dentro de la Administración de los Sistemas de Medición fundamentan el manejo de la información en procesos de medición respectivos, con los cuales se permite recopilar, estudiar y analizarla para determinar la variabilidad del proceso, contribuyendo a la toma oportuna de decisiones para mejorar y controlar su comportamiento llevándolo al estado requerido.

Existen diversas herramientas estadísticas, pero las más usuales en procesos de medición son:

De tendencia central

Las cuales determinan indicadores que muestran hacia que valores se agrupan los datos, como es el caso de la media, mediana y moda. Esta herramienta se debe emplear para conocer el valor promedio de una variable de control.

De dispersión

Establecen el alcance de la diseminación con la cual los datos de una distribución de frecuencias se distribuyen alrededor de la zona de tendencia central, como es el caso de la varianza y la desviación estándar, esta herramienta es muy útil para conocer la desviación que existe entre las mediciones sucesivas y con ello establecer la repetibilidad del Sistema de Medición.

Distribuciones probabilísticas

Permiten conocer la variabilidad de los procesos de medición o tendencia de un grupo de valores medios a través de la determinación del valor central, dispersión y forma.

Gráficos de control por variables continuas

Representan a lo largo del tiempo el estado del proceso de medición que se está monitoreando, permitiendo controlar desviaciones y realizar ajustes al proceso. Ejemplos de ellos son los promedios y el rango; promedios y desviación estándar, medianas y rangos; estos gráficos son de gran utilidad para dar seguimiento puntual al comportamiento de las variables de control, donde es imprescindible establecer los límites de control y los límites de especificación.

Control Documental

La evidencia objetiva de la aplicación de una efectiva Administración de los Sistemas de Medición que sustente la confiabilidad de las mediciones se logra con la integración de un expediente de medición donde se lleve un control documental de las características metrológicas, de los requerimientos metrológicos, de las herramientas estadísticas aplicadas y de la metodología de las mediciones. (Ver **Tabla 3**).

Tabla 3. Requerimientos para la integración de un expediente de medición (Pemex, 2007).

Requerimientos	Elemento			Sistemas de Medición; Proceso o Patrón	Instrumentos para la medición de calidad
	Primario	Secundario	Terciario		
Diagramas e Isométricos.				✓	✓
Topología de control.				✓	✓
Censo e Inventario.	✓	✓	✓	✓	✓
Características Técnicas de la instrumentación.	✓	✓	✓	✓	✓
Normatividad aplicable (instalación y algoritmo).	✓	✓	✓	✓	✓
Características metrológicas (alcance nominal, alcance de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, histéresis, incertidumbre, intervalo de medición, error, linealidad, resolución, repetibilidad, y sensibilidad). Según aplique.	✓	✓	✓	✓	✓
Requisitos Metrológicos.				✓	✓
Procedimientos de Operación.	✓	✓	✓	✓	✓
Procedimientos de Mantenimiento.	✓	✓	✓	✓	✓
Procedimientos de Calibración.	✓	✓		✓	✓
Historial de Calibraciones.	✓	✓		✓	✓
Certificados o Informes de Calibración.	✓	✓		✓	✓

Tabla 3. (Continuación)

Requerimientos	Elemento			Sistemas de Medición; Proceso o Patrón	Instrumentos para la medición de calidad
	Primario	Secundario	Terciario		
Presupuesto de Incertidumbre.	✓	✓	✓ Aplica al algoritmo de cálculo.	✓	✓
Verificación y Validación del Cálculo Volumétrico.			✓		
Gráficos de Control.	✓	✓		✓	✓
Informes de Verificación metrológica.	✓	✓		✓	✓
Trazabilidad de los equipos patrones.	✓	✓		✓	✓
Programa de mantenimiento de la integridad mecánica y sus avances.	✓	✓		✓	✓
Programa de mantenimiento de las características metrológicas.	✓	✓		✓	✓
Programa de Calibración.	✓	✓		✓	✓
Confirmación metrológica	✓	✓	✓	✓	✓

En la tabla 3 se incluyen los requerimientos que debe contener el expediente para tener un buen control documental de los Sistemas de Medición.

CONCLUSIONES

De lo expuesto en esta síntesis evolutiva de la medición en la industria petrolera de nuestro país, antes y después de la Reforma Energética con requerimientos regulatorios, al ser estos últimos de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, se percibe de gran valía y beneficio para los Operadores Petroleros como Signatarios y Contratistas, la elaboración y disposición de documentos de fácil acceso y comprensión, referentes a la clasificación de los principales Sistemas de Medición de hidrocarburos y sus principios de medición, para realizar una adecuada selección de estos sistemas considerando sus alcances y las condiciones del proceso, administrarlos adecuadamente a través de un Sistema de Gestión y gerencia de las mediciones que les permita planear y asegurar el control de los procesos de medición bajo la filosofía de la mejora continua, y verificar mediante auditorías o diagnósticos el cumplimiento de los objetivos planeados en el Sistema de Gestión.

Para gestionar bien el Sistema de Medición, debemos cumplir con el estándar NMX-CC-10012-1MNC-2004, que nos ayudará a cumplir con los requisitos reglamentarios del personal capacitado en el campo de la medición de hidrocarburos

El proceso de gestión del Sistema de Medición de hidrocarburos es muy complicado, por lo que es necesario comprender una variedad de conocimientos, como la sociedad, los conocimientos básicos y los conocimientos de ingeniería.

Para comprender la gestión del Sistema de Medición utilizado actualmente en la industria petrolera mexicana, es necesario revisar el historial de medición, observamos el punto de vista básico del uso a largo plazo durante todo el proceso. Con el desarrollo de la industria petrolera, con el paso del tiempo, se utilizan mejores estrategias y logística para lograr mejores prácticas en la gestión del Sistema de Medición.

Para implementar el proceso de gestión en la industria del petróleo, según la Real Academia Española, es esencial comprender y comprender el concepto de gestión desde las raíces de la sociedad, debe pasar por las ciencias sociales hasta que se destaque como la más completa que cubre todas las características básicas. Lo que debe incluirse en la gestión del mejor Sistema de Medición conceptual.

Se debe comprender los términos principales y las abreviaturas de medición relacionadas con el proceso de medición y el marco regulatorio que las rige para comprender e implementar efectivamente el proceso de medición.

Es importante comprender los aspectos reglamentarios que rigen la administración del Sistema de Medición, así como el manejo de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Su objetivo es establecer la mano de obra, los recursos técnicos y reglamentarios que deben cumplirse. Los operadores de petróleo relacionados con la medición de hidrocarburos y las reglas generales del mecanismo de medición; el comité implementa los requisitos y estándares que el mecanismo de medición debe cumplir.

REFERENCIAS

1. OSCAR, L. O. (s.f.). MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN PRODUCCIÓN PRIMARIA, APSECTOS REGULATORIOS Y TÉCNICO-OPERATIVOS. MÉXICO.
2. HAUSER, E. (s. f.). MEDICIÓN DE CAUDAL, GUIA PRÁCTICA: TEGNOLOGÍAS DE MEDICION APLICACIONES Y SOLUCIONES (PRIMERA ed., Vol. 1). ESPAÑA..
3. PEMEX, E. P. (2011). GUIA TÉCNICA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE FLUJO DE HIDROCARBUROS EN PEP. MÉXICO.
4. CNH. (2015). LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS. MÉXICO.
5. OSCAR, L. O. (2015). IMPORTANCIA DE LA REGULACIÓN EN PEMEX ECPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EMPRESAS PRODUCTIVA SUBSIDIARIAS. ROL Y RETOS DE LA MEDICION DE HIDROCARBUROS EN MEXICO, FORO 2015. MEXICO.

ANEXOS

ANEXO A. Ejemplo

DIAGNOSTICO METROLÓGICO DEL PAQUETE DE MEDICIÓN DE GAS HÚMEDO AMARGO FT-01 DE 0.6096 m (24 pulgadas) D.N. EN EL CAMPO DE PRODUCCIÓN DEL OPERADOR PETROLERO “PUMA”.

A.1.-Objetivo.

Verificar el estado que guarda la administración del paquete de medición de gas húmedo amargo **FT-01** de 0.6096 m (24 pulgadas) D.N. del campo de producción **A-01** del Operador Petrolero “PUMA”, y establecer, si es confiable de acuerdo al cumplimiento de los requerimientos indicados en esta Tesis.

A.2.- Alcance.

El paquete **FT-01**, está compuesto por 2 trenes de medición, con elemento primario de medición del principio de presión diferencial tipo placa de orificio, con elementos secundarios tipo inteligente y analizador de densidad (cromatógrafo), el elemento terciario (computador de flujo), tuberías adyacentes aguas arriba y aguas abajo del medidor y válvulas de seccionamiento tipo esféricas.

A.3.-Identificación del Sistema de Medición.

Dentro del campo de producción **A-01** del Operador Petrolero “PUMA”, se encuentra instalado el paquete de medición **FT-01**, integrado con 2 trenes de medición de **0.6096 m (24 pulgadas)**, ANSI 600 del tipo presión diferencial tipo placa de orificio con **TAG, FE-A001 Y FE-A002**, el cual mide el volumen de gas húmedo amargo proveniente del campo Cactus, Paredón y Samaria. Cada tren de medición tiene una capacidad de 350 MMpcd, en condiciones normales opera cada uno entre 280-325 MMpcd.

Cada Sistema de Medición dispone de transmisores del tipo inteligente para censar la presión estática, la presión diferencial y la temperatura, válvula de seccionamiento esférica a la entrada y a la salida del tren de medición, un computador de flujo marca OMNI 3000 que calcula los caudales y composición química del gas a condiciones de 20 grados Celsius y 1.033 227 kg/cm²

La calidad de los hidrocarburos es determinada a través de un cromatógrafo instalado en línea, marca Daniel Danalyzer, modelo 570, actualmente en etapa de pruebas de arranque y calibración.

A.4.-Criterios del diagnostico

A.4.1.- Generales

Principio y tipo de medidor.

El paquete de medición FI-01, está integrado con medidores cuyo principio es de presión diferencial del tipo placa de orificio

IDENTIFICACIÓN	PRINCIPIO	MARCA	MODELO	NUMERO DE SERIE
FI-A001	Presión Diferencial	Micromotion	ACD-2345	12345
FI-A002	Presión Diferencial	Micromotion	ACD-2345	12346

A.4.1.2 Elemento Secundario

Transmisor de presión estática.

Características metrológicas y especificaciones.

Criterios/requerimientos	Cumple	
	SI	NO
Tipo inteligente	✓	
Exactitud (+/-0.1%)	✓	
Estabilidad (+/-0.15%)	✓	
Repetibilidad (+/-0.2%)	✓	

Transmisor de presión diferencial.

Criterios/requerimientos	Cumple	
	SI	NO
Tipo inteligente	✓	
Exactitud (+/-0.1%)	✓	
Estabilidad (+/-0.15%)	✓	
Repetibilidad (+/-0.2%)	✓	
Unidades de ingeniería (SGUM)	✓	

Transmisor de Temperatura.

Criterios/requerimientos	Cumple	
	SI	NO
Tipo inteligente	✓	
Exactitud (+/-0.2%)	✓	
Estabilidad (+/-0.1%)	✓	
Repetibilidad (+/-0.2%)	✓	
Unidades de ingeniería (SGUM)	✓	
Memoria de configuración (no volátil)	✓	
Tipo de sensor (RTD con instalación a 4 hilos)	✓	
Material del cuerpo (Acero inoxidable)	✓	
Informe de Calibración	✓	

Alcance de la medición.

0 a 325.476 MMpcd.

Exactitud.

+/- 1% del gasto.

Conformidad con la Norma.

Para verificar la conformidad del paquete de medición con el estándar API MPMS 14.3, es necesario realizar un análisis dimensional de sus partes internas y externas, con instrumentos y equipos de metrología trazados a un patrón nacional o internacional.

Bajo la consideración de que los Sistemas de Medición **FE-A001**, **FE-A002** al momento de su evaluación, se encontraban en operación, el alcance de la verificación se delimitó al análisis dimensional externo y la revisión documental de sus características metrológicas.

A.4.1.2 Elemento Terciario.

Las señales del elemento secundario son enviadas al computador de flujo marca OMNI modelo 3000, instalado de forma local (UTR), configurado para utilizar un algoritmo según corresponda a la normatividad y realizar los cálculos necesarios para conocer el volumen de gas por unidad de tiempo.

Requisitos metrológicos.

De la información recabada para este paquete de medición, no se identifican requisitos metrológicos convenidos con el cliente, no obstante, de acuerdo a la regulación vigente en materia de medición, el valor de incertidumbre para el despacho de gas es de +/-1%.

Variables de Control.

No se disponen de gráficos de control que evidencien el seguimiento estadístico de sus variables de control. INTENTEN CREAR UN GRAFICO DE CONTROL, CON DATOS INVENTADOS POR EJEMPLO DEL VALOR DE INCERTIDUMBRE O DEL ERROR...

Límites de Control.

No se disponen de registros de límites de control. IDEM

A.5 Mantenimiento del Sistema de Medición.

A.5.1 Integridad Mecánica.

Se dispone de un programa de mantenimiento mensual, semestral y anual.

Derivado de los recientes registros de espesores de las tuberías donde los valores más críticos se encuentran por encima del 0.250 de pulgada, y que de una inspección a las válvulas y accesorios del sistema no presentan hallazgos que pongan en riesgo la seguridad, se determina que los Sistemas de Medición **FE-A001** Y **FE-A002** no ofrecen riesgos por integridad mecánica.

A.5.1.2 Características y requisitos metrológicos.

Para el caso de estos paquetes de medición, las características metrológicas de interés para el Ingeniero de Medición del Operador Petrolero "PUMA", son Error, Repetibilidad, Reproducibilidad e Incertidumbre.

De la información existente en el expediente documental de los Sistemas de Medición bajo estudio, se dispone de la siguiente información, anotando en la columna derecha los resultados obtenidos de una corrida de verificación y en una última columna se determina si cumplen con los requisitos metrológicos.

Características Metrológicas.	Valores en el expediente.	Valores resultantes de la corrida.	Cumple requisito.	
			SI	NO
Error	0.5%	0.6%	✓	
Repetibilidad	99.1%	99.5%	✓	
Reproducibilidad	99.3%	99.4%	✓	
Incertidumbre	1%	1%	✓	

A.6 Computador de Flujo.

Criterios/Requerimientos	CUMPLE	
	SI	NO
Registro de transacciones de cantidad de producto.	■	
Registro de transacciones de cantidad corregida de producto.	■	
Registro de transacciones de calidad de producto.	■	
Registro de configuración del equipo electrónico de medición.	■	
Registro de algoritmo de cálculo.	■	
Registro de eventos y alarmas.	■	
Registro de auditorías.	■	
Históricos de medición; Volumen no corregido a condiciones de flujo, Volumen corregido a condiciones de referencia, Presión, Temperatura, Número de Pulsos, Densidad, Frecuencia, Velocidad de flujo.	■	

A.7 Confiabilidad del paquete de medición.

En términos metrológicos, los elementos que integran el Sistema de Medición se encuentran en buenas condiciones de operación y con base en los resultados del numeral 4.8.2, se determina que el paquete **FT-01** en sus trenes **FE-A001** Y **FE-A002**, es confiable para el uso previsto.

A.8 Competencias del Personal.

La competencia del personal a cargo de la operación y mantenimiento del paquete de medición, se respaldan en evidencias documentales que demuestran que han tomado cursos y capacitaciones impartidas por el CENAM (Centro Nacional de Metrología) y existe su registro ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.

A.9 Control Documental.

De acuerdo a lo visto en esta guía, se tiene lo siguiente:

Criterios/Requerimientos	APLICA		CUMPLE	
	SI	NO	SI	NO
Diagramas e Isométricos.	■		■	
Topología Control.	■		■	
Censo e inventario.	■		■	
Características técnicas de la instrumentación.	■		■	
Normatividad Aplicable.	■		■	
Características metrológicas.	■		■	
Procedimiento de Operación.	■		■	
Historial de Calibraciones.	■		■	
Procedimientos de calibraciones.	■		■	
Procedimiento de mantenimiento.	■		■	
Certificados o informes de calibración.	■		■	
Trazabilidad de Equipos patrón (Elemento secundario).	■		■	
Programa de Calibración.	■		■	

A.10.- Conclusiones.

Con base en la evaluación hecha el 12 de diciembre de 2019, se concluye que se cuenta con la evidencia necesaria para asegurar que el paquete **FT-01**, no obstante que se encuentran 2 hallazgos, se administra de forma adecuada conforme lo visto en esta tesis, con una pequeña área de oportunidad.

En el expediente documental no se encontraron diagramas e Isométricos, ni de la topología de control, y, bajo la consideración de que estos hallazgos no ponen en riesgo la medición se concluye que los trenes **FE-A001** Y **FE-A002**, son confiables para cuantificar el caudal volumétrico

Para subsanar los hallazgos mencionados es necesario que en el corto plazo (1 mes), se elabore el diagrama e isométrico, así como de su topología de control del paquete **FT-01**.

Recomendaciones:

- Implementar los controles estadísticos, para llevar un seguimiento de las variables de control que inciden en su Sistema, según lo visto es esta guía.
- Abrir un expediente específico, para las competencias del personal.
- Ubicar el expediente documental en un solo lugar.

ANEXO B. Glosario de términos y acrónimos

Para efectos de este trabajo de investigación aplican los términos y definiciones descritos en el "Vocabulario Internacional de Metrología. Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados. 3ª Edición (2012)", así como los términos establecidos en Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, (2016).

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal Otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades De Exploración. (LTMMH, 2016)

Auditor: Persona física o moral que se encuentre acreditada, ante la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano y aprobada por la Comisión para llevar a cabo una auditoría a terceros. (VIM, 2012)

Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para el monitoreo, evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición. . (LTMMH, 2016)

Calibración: Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus Incertidumbres de Medida asociadas obtenidas a partir de los Patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus Incertidumbres de Medida asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación. (VIM, 2012)

Características Metrológicas: Especificaciones particulares de los elementos de un Mecanismo de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como intervalo nominal, intervalo de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, Incertidumbre de Medida, error, linealidad, resolución, repetibilidad, reproducibilidad y sensibilidad. (LTMMH, 2016)

Confirmación Metrológica: Conjunto de operaciones referidas para asegurar que un Instrumento de Medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado. Generalmente incluye calibraciones y verificaciones, cualquier ajuste o reparación necesario y subsecuentes recalibraciones, comparaciones con requerimientos metrológicos para uso. (VIM, 2012)

Contrato: Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. (VIM, 2012)

Diagnóstico: Actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la norma NMX-NMX-CC-19011-IMNC-2012, Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión. (VIM, 2012)

Gestión y Gerencia de Medición: Metodología mediante la cual el Operador Petrolero administra el funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos, adecuada a la calidad y volumen de los Hidrocarburos producidos, en términos de los presentes Lineamientos. (LTMMH, 2016)

Incertidumbre de Medida: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un Mensurando a partir de la información que se utiliza. (VIM, 2012)

Magnitud: Propiedad de un fenómeno, cuerpo o sustancia, que puede expresarse cuantitativamente mediante un número y una referencia. (VIM, 2012)

- a) El concepto genérico de “magnitud” puede dividirse en varios niveles de conceptos específicos, como muestra la tabla siguiente. La mitad izquierda de la tabla presenta conceptos específicos de “magnitud”, mientras que la mitad derecha presenta conceptos genéricos para magnitudes individuales.

Tabla A.1

“Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)”; Comité Conjunto de Guías en Metrología, (2012).

	radio, r	radio del círculo A, r_A ó $r(A)$.
Longitud, l	longitud de onda, λ	longitud de onda de radiación D del sodio, λ_D o $\lambda(D Na)$
energía, E	energía cinética, T	energía cinética de la partícula i en un sistema dado, T_i
	calor, Q	Calor de vaporización de la muestra i de agua, Q_i
Carga eléctrica, \hat{E}		Carga eléctrica del protón, e
Resistencia eléctrica, R		Valor de la resistencia eléctrica i en un círculo dado, R_i
Concentración de cantidad de sustancia del constituyente B, c_B		Concentración: cantidad de sustancia de etanol en la muestra i de vino, c_i , (C_2H_5OH).
Concentración de número de partículas del constituyente B, C_B		Concentración: cantidad de eritrocitos en la muestra i de sangre C(Erc; Sg $_i$)
Dureza Rockwell C, HRC		Dureza Rockwell C de la muestra i del acero, HRC $_i$

Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia. (VIM, 2012)

Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos. (VIM, 2012)

Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la Medición de volumen y calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición. (LTMMH, 2016)

Medición Operacional: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia. (VIM, 2012)

Medición de Referencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos. (VIM, 2012)

Medición de Transferencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso. (LTMMH, 2016)

Operador Petrolero: El Asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México. (LTMMH, 2016)

Principio de medida: Fenómeno que sirve como base de una medición (VIM, 2012)

Producción: Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos. (LTMMH, 2016)

Punto de Medición: Punto determinado por la Comisión en el Dictamen Técnico en donde se llevará a cabo; (VIM, 2012)

- I. La medición y determinación de la calidad de cada tipo de Hidrocarburo extraído al amparo de un Contrato o Asignación, de conformidad con los presentes Lineamientos, y
- II. La determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.

Responsable Oficial: Persona designada por el Operador Petrolero como su representante, y quien será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos. (VIM, 2012)

Sistema de Medición: Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos. (LTMMH, 2016)

Supervisión: Verificación del cumplimiento de los presentes Lineamientos mediante avisos, requerimientos de reportes e informes o la realización de audiencias, comparecencias, visitas, inspecciones o Auditorías que resulten aplicables. (VIM, 2012)

Transferencia: Acción mediante la cual se entregan operativamente los Hidrocarburos, transfiriendo su custodia. (LTMMH, 2016)

Trazabilidad Metrológica: Propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de Calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la Incertidumbre de Medida. (LTMMH, 2016)

Validación: Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso previsto. (LTMMH, 2016)

- I. Un procedimiento de medida, habitualmente utilizado para la medición de la concentración en masa de nitrógeno en agua, puede también validarse para la medición en el suero humano.

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados. (LTMMH, 2016)

ANEXO C. Constantes para los Límites de las Gráficas de Control.

Tabla A.2.

Constantes para los Límites de las Gráficas de Control. (Pemex, 2007)

	A ₂	A ₃	A ₄	B ₃	B ₄	c ₄	d ₂	d ₃	D ₃	D ₄	E ₂
2	1.8806	2.6587	1.8890	0.000	3.2665	0.7979	1.128	0.853	0.000	3.2686	2.6595
3	1.0231	1.9544	1.1855	0.000	2.5682	0.8862	1.693	0.888	0.000	2.5735	1.7720
4	0.7285	1.6281	0.7956	0.000	2.2660	0.9213	2.059	0.88	0.000	2.2822	1.4570
5	0.5768	1.4273	0.690	0.000	2.0890	0.9400	2.326	0.864	0.000	2.1144	1.2898
6	0.4833	1.2871	0.5501	0.0304	1.9696	0.9515	2.534	0.848	0.0000	2.0039	1.1839
7	0.4193	1.1819	0.5099	0.1177	1.8823	0.9594	2.704	0.833	0.0758	1.9242	1.1095
8	0.3726	1.0991	0.4301	0.1851	1.8149	0.9650	2.847	0.82	0.1359	1.8641	1.0537
9	0.3367	1.0317	0.4120	0.2391	1.7609	0.9693	1.970	0.808	0.1838	1.8162	1.0101
10	0.3082	0.9754	0.3863	0.2837	1.7163	0.9727	3.078	0.797	0.2232	1.7768	0.9747
11	0.2851	0.9274	0.3573	0.3213	1.6787	0.9754	3.173	0.787	0.2559	1.7441	0.9455
12	0.2658	0.8859	0.3331	0.3535	1.6465	0.9776	3.258	0.778	0.2836	1.7164	0.9208
13	0.2494	0.8495	0.3126	0.3816	1.6184	0.9794	3.336	0.77	0.3076	1.6924	0.8993
14	0.2353	0.8173	0.2949	0.4062	1.5938	0.9810	3.407	0.763	0.3281	1.6719	0.8805
15	0.2231	0.7885	0.2797	0.4282	1.5718	0.9823	3.472	0.756	0.3468	1.6532	0.8641
16	0.2123	0.7626	0.2661	0.4479	1.5521	0.9835	3.532	0.75	0.3630	1.6370	0.8494
17	0.2028	0.7391	0.2542	0.4657	1.5343	0.9845	3.588	0.744	0.779	1.6221	0.8361
18	0.1943	0.7176	0.2435	0.4818	1.5182	0.9854	3.640	0.739	0.3909	1.6091	0.8242
19	0.1866	0.6979	0.2338	0.4966	1.5034	0.9862	3.689	0.734	0.4031	1.5969	0.8132
20	0.1796	0.6797	0.2251	0.5102	1.4898	0.9869	3.735	0.729	0.4145	1.5855	0.8032
21	0.1733	0.6629	0.2172	0.5228	1.4771	0.9876	3.778	0.724	0.4251	1.5749	0.7941
22	0.1675	0.6473	0.2099	0.5344	1.4656	0.9882	3.819	0.72	0.4344	1.5656	0.7855
23	0.1621	0.6327	0.2032	0.5452	1.4548	0.9887	3.858	0.716	0.4432	1.5568	0.7776
24	0.1572	0.6191	0.1970	0.5553	1.447	0.9892	3.895	0.712	0.4516	1.5484	0.7702
25	0.1526	0.6063	0.1913	0.5648	1.4352	0.9896	3.931	0.708	0.4597	1.5403	0.7632

La tabla A.2 contiene las constantes para establecer los límites de control para determinar sus límites superior e inferior mínimos y máximo permisibles.