



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Medición de Hidrocarburos, Eslabón
Regulatorio en la Cadena de valor de
la Industria Petrolera**

TESIS

Ingeniero Petrolero

Ingresa el título que se obtiene

P R E S E N T A (N)

Montes De Oca Bautista Fernando Axel

DIRECTOR(A) DE TESIS

M.I. Aguirre y Osete Jesús



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos:

Primeramente, le agradezco a dios por permitirme terminar un ciclo más en mi vida, a mi familia que siempre me ha apoyado, a mis amigos que siempre han estado ahí desde hace mas de10 años, Martín y Charly, y sin querer olvidar a todos los que han estado a mi lado saben lo mucho que los quiero.

Mas en lo personal le agradezco tanto apoyo a Belén, que ha sido Mi novia durante 8 años, y siempre ha tratado de soportar Mis malos ratos, sabes que te amo.

Gracias muy en especial al M.C. Aguirre y Osete Jesús, por su gran apoyo Y debe de saber que se ha retirado ahora un gran maestro, pero, sobre todo Un gran ser humano, gracias por tanto apoyo y gracias por guiar este trabajo.

Objetivo.

La medición de hidrocarburos a partir de la reforma energética del año 2013, ha generado un mayor interés para el control de la producción, refinación y la comercialización del petróleo y sus derivados en el país, por tanto, se propone aplicar un Sistema de Gestión de Mediciones, con el fin de ser utilizada en cualquier etapa de la cadena de valor de la industria petrolera, con la finalidad de ser evaluada, verificada y aprobada por las dependencias encargadas en la regulación de la medición de hidrocarburos de nuestro país, facilitando las revisión de las características de los equipos, condiciones físicas y operativas, los procedimientos utilizados para la medición de cualquier hidrocarburo así como la definición de los sistemas de medición utilizados.

Justificación.

Las necesidades para obtener un mayor control en la producción, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos, ha tomado mayor importancia debido a la apertura de la industria a nuevas empresas que decidan participar en alguna parte de la cadena de valor de la industria petrolera, comenzando en la producción y exploración hasta la venta final del producto, por tal motivo se han generado regulaciones en materia de medición de hidrocarburos, para generar una confiabilidad en los reportes de balance de venta de producto tanto de la producción obtenida, como por cada una de las actividades que se realicen, venta del crudo o sus derivados comercializados, teniendo un impacto económico para cada una de las partes involucradas (gobierno-empresas), por tanto, involucra más de una dependencia reguladora que tendrá la obligación de requerir información respecto a la gestión y operación de la medición de hidrocarburos.

Con la aplicación de un Sistema de Gestión de Mediciones, se busca normalizar y estandarizar una forma de generar información relativa a la medición de hidrocarburos, con la finalidad de mejorar y agilizar la verificación y certificación de los sistemas de medición que estén involucrados en la cuantificación de hidrocarburos, en cualquier etapa de la cadena de valor de la industria petrolera, logrando un beneficio en la revisión que cada dependencia reguladora pueda realizar o solicitar, acorde a los reglamentos, lineamientos y disposiciones en materia de medición vigentes en el país.

OBJETIVO.	3
JUSTIFICACIÓN.	3
INTRODUCCIÓN	10
1 CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA	13
1.1 CONCEPTO	13
1.2 UPSTREAM	14
1.2.1 <i>Etapas del Upstream en México.</i>	15
1.3 MIDSTREAM	17
1.3.1 <i>Etapas del Midstream en México</i>	17
1.4 DOWNSTREAM	19
1.4.1 <i>Etapas del Downstream en México</i>	19
2 REGULACIÓN EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	23
2.1 HISTORIA DEL ÁMBITO REGULATORIO EN MÉXICO	23
2.2 CINCO AÑOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA	25
2.2.1 <i>Objetivos y Premisas Fundamentales de la Reforma Energética</i>	26
2.2.2 <i>Evolución de las Reservas petroleras y su Producción</i>	27
2.3 MARCO LEGISLATIVO DE LA INDUSTRIA PETROLERA	31
2.4 ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA	34
2.4.1 <i>Objetivo de la Legislación Secundaria</i>	35
2.4.2 <i>Esquema Regulatorio</i>	36
2.5 COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (CNH)	38
2.5.1 <i>Lineamientos Técnicos en Medición de Hidrocarburos</i>	39
2.6 COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE)	42
2.6.1 <i>Disposiciones Administrativas de Carácter General</i>	43
3 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	48
3.1 MEDIDORES VOLUMÉTRICOS	49
3.1.1 <i>Medidores de Presión Diferencial</i>	49
3.1.2 <i>Desplazamiento Positivo</i>	50
3.1.3 <i>Medidor tipo Turbina</i>	52
3.1.4 <i>Medidor Ultrasónico</i>	52
3.1.5 <i>Medidor Vortex</i>	53

3.1.6	<i>Medidor Electromagnético</i>	54
3.1.7	<i>Medidores de flujo Másicos</i>	54
3.1.8	<i>Computadores de Flujo</i>	56
3.2	SISTEMAS DE REFERENCIAS PARA CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN	57
3.3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	58
3.3.1	<i>Tanque Vertical con Techo Cónico</i>	58
3.3.2	<i>Tanque Vertical con Techo Flotante</i>	58
3.3.3	<i>Techo Fijo con Membrana Flotante</i>	58
3.3.4	<i>Tanques Horizontales</i>	59
3.3.5	<i>Tanque Esférico</i>	59
3.4	MEDICIÓN MANUAL DE NIVEL EN TANQUES	59
3.4.1	<i>Equipo utilizado</i>	60
3.5	MEDICIÓN AUTOMÁTICA EN TANQUE	61
3.5.1	<i>Medición Electromagnética por Flotador</i>	61
3.5.2	<i>Medición por Desplazador de Servo</i>	61
3.5.3	<i>Medición de Nivel por Radar</i>	63
3.5.4	<i>Medición de Nivel por Ultrasonido</i>	63
3.5.5	<i>Verificación y Calibración de Tanques</i>	63
4	SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	65
4.1	OBJETIVO GENERAL	66
4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	67
4.3	REQUISITOS GENERALES PARA UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN	68
4.3.1	<i>“Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración” ISO 17025</i>	68
4.3.2	<i>“Sistema de Gestión de la Calidad” ISO 9001</i>	69
4.3.3	<i>Concepto de Metrológica</i>	70
4.3.4	<i>Gestión Metrológica</i>	71
4.4	DEFINICIONES GENERALES EN UN SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN	72
4.4.1	<i>Medición</i>	72
4.4.2	<i>Magnitud de Influencia</i>	72
4.4.3	<i>Error</i>	72
4.4.4	<i>Corrección</i>	72
4.4.5	<i>Factor “K”</i>	72
4.4.6	<i>Linealidad</i>	73
4.4.7	<i>Error Máximo Permitido</i>	73

4.4.8	Mensurado	73
4.4.9	Método de Medición	73
4.4.10	Procedimiento de Medición	73
4.4.11	Rangeabilidad	73
4.4.12	Escala	73
4.4.13	Sensibilidad	73
4.4.14	Resolución	74
4.4.15	Patrón	74
4.4.16	Trazabilidad	74
4.4.17	Incertidumbre	74
4.4.18	Calibración	74
4.4.19	Calidad	74
4.4.20	Confirmación metrológica	75
4.4.21	Rango	75
4.4.22	Precisión	75
4.4.23	Exactitud	75
4.4.24	Sistemas Informáticos y telemétricos	75
4.5	MODELO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN	75
4.5.1	Esquema de Aplicación del Sistema de Gestión de Medición	76
4.5.2	Estructura del Sistema de Gestión de Medición	77
4.6	SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN CASO PLATA DE ALMACENAMIENTO	84
4.6.1	Identificación de Requerimientos de Acuerdo al Campo de Aplicación	85
4.6.2	Objetivo y Alcance	86
4.6.3	Referencias Normativas	87
4.6.4	Definiciones Utilizadas	88
4.6.5	Requisitos Generales	89
4.6.6	Responsabilidades Directivas	89
4.6.7	Administración de los Recursos	90
4.6.8	Recursos de Información	91
4.6.9	Recursos Materiales	92
4.6.10	Proveedor Externo	93
4.6.11	Confirmación Metrológica y Ejecución de los procesos de Medición	93
4.6.12	Procesos de Medición	94
4.6.13	Incertidumbre la Medición y Trazabilidad	96
4.6.14	Análisis y Mejora del Sistema de Gestión de Medición	97

4.6.15	<i>Mejora</i>	98
4.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SU RELACIÓN CON EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN	99
5	DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN	106
ANEXO 1		109
ANEXO 2		110
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS		111
BIBLIOGRAFÍA.		113

Introducción

Uno de los primeros conceptos desarrollados por el hombre fue el de número, pues tenía la necesidad de poder expresar numéricamente todo lo que se encontraba a su alrededor, por tanto, el hombre comenzó a medir mediante un simple conteo de objetos, las primeras mediciones realizadas estuvieron relacionadas con la masa, la longitud y tiempo, posteriormente las de volumen.

La medición ha sido y será una parte fundamental en nuestra vida cotidiana, por tal motivo la importancia que toma en la industria petrolera, ya que involucra en muchos de los casos la toma de decisiones de proyectos, impacto económico, y genera incertidumbre en cada una de las etapas de la cadena de valor de la industria petrolera en relación a la cantidad de producto manejado. (carencia de información)

La medición del petróleo y sus derivados, tiene como objetivo el control de la producción en la etapa de explotación, enajenación o transferencia de custodia, refinación, transporte y comercialización que se obtiene de cada una de las actividades en la cadena de valor del petróleo, siendo de gran importancia en los costos y ganancias que estas pueden generar. Como en cualquier industria el intercambio comercial de un producto o un bien, genera una ganancia para alguna de las partes, en el caso de la industria petrolera debido a los amplios márgenes de ganancia que puede generar, se hace esencial el uso de sistemas de medición para contabilizar la cantidad y calidad del producto en cuestión.

Una clave importante de la industria petrolera recae en la medición de recursos con la mayor exactitud posible de las cantidades que podrían ser negociables, desde los puntos de producción hasta los destinos finales, en todo el mundo. La medición del petróleo y sus derivados tienen un impacto inmediato sobre las empresas dedicadas a este negocio y de mayor importancia para los países que cuentan con este tipo de recurso, algunas de las problemáticas que conciernen a este tema, recae en el mal manejo de las cantidades de hidrocarburos, que generan reclamos por las partes afectadas, multas por parte de los gobiernos, pérdidas económicas para las empresas, y la mala determinación de la calidad de los productos.

El petróleo posee una gran variedad de compuestos, que hacen se realice más de 2,000 productos, la gama casi infinita de productos derivados le convierten en uno de los factores más importantes del desarrollo económico-social en todo el mundo, todos los productos y sus precios están relacionados de alguna forma, ya sea por los gastos de transporte, producción, exploración, refinación, etc., una vez más se ratifica la necesidad de una correcta medición de los hidrocarburos, por tanto, las malas prácticas de medición, la violación de la regulación en cuanto a medición, puede ser factor importante en los impactos económicos que se puedan generar.

A principios del desarrollo de la industria petrolera no se tenía gran importancia en la medición de lo producido, pero actualmente debido a las transformaciones económicas y políticas, se han enfocado sobre el control de la calidad y cantidad, asegurando así una de las partes más importantes que es la transferencia de custodia, el principal interés en la medición es disminuir la incertidumbre de las mediciones.

En la medición a nivel industrial se utilizan unidades diferentes para hacer referencia a los caudales manejados, dependiendo de la cantidad manejada, pueden ser en metros cúbicos para volúmenes grandes, litros para el manejo de menor cantidad y para el manejo de crudo en la producción se usa el barril o toneladas, considerando diferentes unidades de acuerdo al proceso en que se esté usando.

1. Cadena de Valor de la Industria Petrolera

1 Cadena de Valor de la Industria Petrolera

1.1 Concepto

Una Cadena de Valor es una serie de eventos que en cada eslabón agregan valor a una materia prima.

El sector de hidrocarburos es uno de los sectores que más contribuyen en la economía, en cuanto a las exportaciones, inversiones y las recaudaciones que realiza el gobierno proveniente de estas actividades. Para tener una mejor comprensión del funcionamiento del sector es importante conocer su estructura, la industria petrolera se reconoce por formar una cadena de valor integrada por tres sectores: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

En la siguiente figura (fig.1), observamos las principales características que definen y caracterizan la industria petrolera.

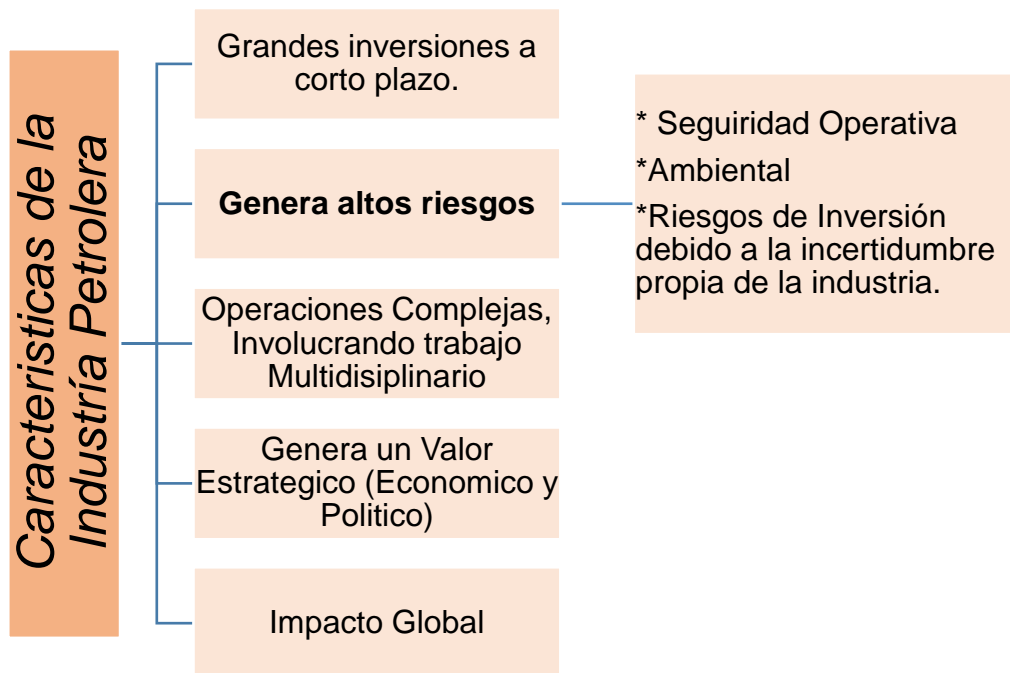


Fig. 1 Características de la Industria Petrolera, Elaborado de Información por Aryanto Risato

Journalist.

En concreto la industria petrolera, genera un gran número de riesgos, que si bien se pueden presentar en el inicio de las inversiones para iniciar actividades (Exploración), como en la venta final del producto, por ello la importancia de establecer y conocer las etapas en las que se puede dividir este sector, para identificar por partes los riesgos económicos, operativos, de seguridad, y ambientales que pueden suscitarse en alguna de estas.

En tanto en México, la cadena de valor se define como la conjunción de procesos y subprocesos que describen las operaciones que se realizan *upstream*, *midstream* y *downstream* en el ciclo de vida de la industria, se ha evolucionado a través del tiempo, con la expansión hacia nuevas áreas de oportunidad, se amplían los procesos y subproceso en cada etapa de dicha cadena.

1.2 Upstream

La cadena de valor de los hidrocarburos tiene muchos pasos en los que la aplicación de nuevas tecnologías, generación de nuevos planes de desarrollo de proyectos, la administración de proyectos, seguimiento de mejores prácticas de operación y desarrollo, gestión integral y particular de las áreas de trabajo, ect. Con la finalidad de tener una industria, que si bien sabemos genera una alta incertidumbre, el objetivo es reducirla y realizar cada actividad lo más económicamente rentable.

En general la etapa *Upstream* concentra la mayor participación empresarial lo que bien podría equivaler a un 60% del total, mientras que las siguientes etapas forman la parte restante de las participaciones.

En dicha etapa, se lleva a cabo la Exploración, Evaluación y Perforación de todas aquellas inversiones petroleras, incluyendo los estudios geológicos y geofísicos que permitirán poder realizar los primeros análisis financieros estimados de las primeras actividades que son seguidas a la perforación y terminación de los pozos.

Por último, se realiza la producción del pozo, que incluye la administración de lo producido diariamente, se monitorea y optimiza la producción obtenida, de esto se desprenden los subprocesos de mantenimiento de los pozos, equipos de operación y el correspondiente almacenamiento de los hidrocarburos, sin dejar de lado la gestión del agua y manejo de los residuos generados durante las operaciones, y siendo de suma importancia la inclusión de los planes de abandono. En esta etapa se consideran los yacimientos ubicados en tierra o mar, así como los no convencionales, o los denominados de recuperación mejorada y avanzada.

1.2.1 Etapas del Upstream en México.

En México de acuerdo a reportes consultados, emitidos por la SENER, se presentan diferentes puntos en la etapa *upstream*. En cada uno de los puntos descritos se incluyen los procesos que son exploración y evaluación, perforación y terminación, y finalmente la producción del Pozo.

I. Exploración y Evaluación

Este proceso incluye todas aquellas actividades que se relacionan con la identificación de aquellas empresas que presenten un interés en la exploración de los yacimientos petroleros que puedan generar un potencial explotable. Dicha actividad se puede subdividir en procesos:

- a. Contratos de Exploración y Perforación
- b. Análisis Inicial de Identificación de áreas
- c. Estudios Geológicos y de Geofísica
- d. Evaluación Económica del Proyecto

II. Perforación y Terminación

Este proceso implica aquellas actividades que se utilizan para planificar, preparar y ejecutar las operaciones de perforación y terminación pozos, con el fin de llevar a cabo la extracción del hidrocarburo. Este proceso se considera el de mayor complejidad técnica debido a que puede realizarse por diferentes métodos de recuperación a utilizar, en algunos casos se sub divide en procesos:

- a. Contratos de Perforación, Extracción
- b. Planes de Desarrollo

- c. Infraestructura de Perforación
- d. Actividades Operativas

III. Producción de Pozos

En las actividades de producción de pozos, se incluyen todas aquellas actividades relacionadas con la gestión eficaz de cada pozo, durante su vida productiva, al igual que las actividades previas en el desarrollo de un proyecto de explotación, podemos verlo en sub-actividades o procesos.

- a. Administración de la Producción
- b. Monitoreo y Optimización del Proceso
- c. Mantenimiento de Pozos
- d. Almacenamiento
- e. Gestión del Agua
- f. Manejo de Residuos

Podemos entender el Upstream en términos generales y de forma resumida, para la facilidad del lector, corresponde en primera etapa a la Exploración, como se mencionó, se realiza el análisis correspondiente para determinar el potencial del prospecto, la segunda etapa corresponde a la Explotación, aquí se genera la perforación de los pozos para la siguiente etapa que sería la Producción de los Pozos y las correspondientes actividades que se hacen necesarias para el manejo de la producción.

En la figura siguiente (fig.2), se esquematiza y simplifica los subprocesos de la etapa Upstream:



Fig. 2 Esquema Upstream, Modificado de Agencia Nacional de Hidrocarburos

1.3 Midstream

Las actividades del *Midstream* incluyen la gestión comercial del petróleo sin refinar, el transporte y almacenamiento, así como el procesamiento del gas natural que permita su transportación. Se necesitan capacidades técnicas asociadas a los subprocesos de mantenimiento y seguridad, para garantizar que el proceso que se lleva a cabo sea el correcto y no genere algún inconveniente en dicha etapa. Un ejemplo de ello sería la aplicación de nuevas tecnologías que permitan disminuir la corrosión de las tuberías utilizadas en el transporte de los hidrocarburos.

Una de las más grandes oportunidades es la necesidad de la inversión para el desarrollo del *Midstream* en cuanto a la ampliación de las capacidades de almacenamiento. El principal desafío que enfrenta el *Midstream* en México se asocia con el procesamiento de gas, esta será una nueva área de operación en México.

1.3.1 Etapas del Midstream en México

En México las actividades que se llevan a cabo en el *Midstream* pueden considerarse uno para el caso del petróleo y otro para el gas, en las principales operaciones que se realizan esta la comercialización, así como el transporte y almacenamiento.

I. Comercialización

En el proceso de comercialización se incluyen las estrategias a considerarse para venta de los productos y servicios que se desprenden del petróleo y gas, sin dejar de lado la consideración para fijar los precios de comercialización de los productos.

II. Procesamiento del Gas Natural

Para el procesamiento del gas, se incluyen las actividades que nos permitan cumplir con los requerimientos de calidad puestos por los estándares regulatorios, y de paso para facilitar su transporte y almacenamiento. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente.

En general el procesamiento del gas consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre, nitrógeno, dióxido de carbono, etc. En esta actividad también involucra otras actividades como la separación de aceite y agua, por tanto, el Midstream se compone de diferentes sub-procesos o actividades.

III. Transporte y Almacenamiento

En dicho proceso se debe incluir aquellas actividades que se hacen necesarias para el correcto transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, buscando mantener una correcta calidad de los productos manejados, lo cual genera sub-actividades que son importantes.

- a. Estrategia y Planeación del transporte y almacenamiento.
- b. Transporte del hidrocarburo.
- c. Mantenimiento de las operaciones.



Fig. 3 Esquema Midstream

1.4 Downstream

Ha esta etapa se le es comúnmente conocida por llevarse a cabo las actividades de refinación y venta de los hidrocarburos. Al igual que otras operaciones nuevas que se desarrollan en la industria, es de importancia el conocimiento para la selección de los métodos adecuados y de gestión, para la refinación y procesamiento de los derivados del petróleo.

1.4.1 Etapas del Downstream en México

I. Operaciones de Separación, Conversión y Tratamiento.

En esta etapa se incluyen aquellas operaciones para transformar el petróleo en productos refinados, debido a que contiene componentes que deben ser separados en los diferentes productos que se requieren a través de la destilación fraccionada.

Los procesos de separación incluyen la Desalinización (remoción de sólidos y sales), la destilación atmosférica (separación de pesados mediante una presión baja y alta temperatura), los procesos de conversión incluyen la reformación, donde se reordena las moléculas de hidrocarburo, separando las moléculas grandes en otras más pequeñas, en el craqueo catalítico, se realiza la descomposición de los productos pesados en productos más ligeros, el hidro-craqueo, corresponde al rompimiento de moléculas grandes de hidrocarburo para convertir los productos de menor valor, en productos de mayor calidad; Coqueo retardado, es un proceso de craqueo no catalítico usado para convertir la materia prima pesada en gasolina y diésel.

En la figura siguiente (Fig. 4) podemos observar las fracciones del petróleo de acuerdo a las diferentes temperaturas a las que se puede estar sometido:

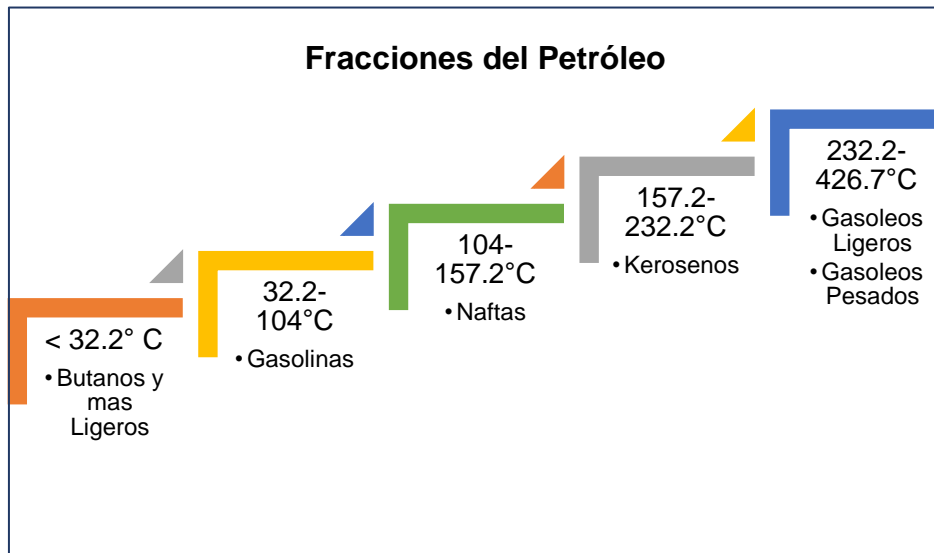


Fig. 4 Fracciones del Petróleo, Modificado de Pemex, Glosario de Términos.

II. Mezclado

El mezclado de los productos refinados para producir productos comerciales que alcance las diferentes especificaciones internacionales y nacionales de calidad, y posteriormente se realiza las actividades de almacenamiento.

III. Distribución y Venta

Es la actividad al término de la refinación y procesamiento del petróleo, el cual corresponde a la distribución del producto al consumidor final.

La cadena de valor de los hidrocarburos, ha venido marcando una buena base para el entendimiento del ciclo de vida de los hidrocarburos en México, y ha ayudado al crecimiento económico de nuestro país, a lo largo de los años se han ido incorporando nuevas actividades, que hacen día a día la mejora continua de todos aquellos procesos y actividades que se involucran en la cadena de valor, en cuanto a la regulación, se han ido incorporando regulaciones para garantizar la calidad del producto, así como para el manejo del mismo.

En la cadena de valor se satisfacen necesidades propias de la industria petrolera, y generan brechas técnicas que impactan directo en la cadena de valor, generando cambios económicos positivos para cada empresa involucrada y al gobierno mismo.

2. Regulación en Materia de Medición de Hidrocarburos.

2 Regulación en Materia de Medición de Hidrocarburos

2.1 Historia del Ámbito Regulatorio en México

La Intervención del Estado, tanto en actividades económicas, públicas y privadas, se ha dado desde los comienzos de la civilización, esto a pesar de la existencia de doctrinas económicas que sostiene que la actuación de los gobiernos debe limitarse a mantener la paz y proteger la propiedad.

Los primeros planteamientos de entes reguladores formales surgieron en las últimas décadas del siglo XIX, tanto en Reino Unido como en los Estados Unidos de América para la regulación del transporte ferroviario, en el año de 1920 en este último, fue creada la Comisión Federal de Energía (*Federal Power Commission*), con el objeto de regular los procesos eléctricos y del transporte de gas natural y de petrolíferos. Posteriormente se transformó, en lo que en la actualidad se conoce como La Comisión Reguladora de la Energía Federal (*Federal Energy Regulatory Commission*), la temprana formación como órgano regulador se debió a que la mayoría de los servicios eran efectuados por los particulares.

En México también se tienen datos de los primeros pasos para formar una regulación que permitiera el control y manejo de la industria petrolera, con la finalidad de regular los procesos que se realizan y permitir el crecimiento del país.

En el año de 1863, por declaración de Benito Juárez, se genera un documento donde se indicaba que la nación tendría el dominio directo de los productos petrolíferos, cediendo en este punto el dominio útil a los ciudadanos.

En los años de 1864 y 1865, el periodo comprendido por Maximiliano, se otorgaron 38 concesiones petroleras, para el decreto de julio de 1865 se ordena que nadie podía explotar los lagos de petróleo, sin haber obtenido antes la concesión formal de las autoridades competentes.

Código de Minas de 1884, dicho código declara la exclusiva propiedad del dueño de la superficie del terreno, y así, quita la base de toda acción fiscal, asimismo, los extranjeros podían adquirir la propiedad minera en los términos y con las restricciones que las leyes de la Republica los consideraran, ya que la propiedad minera se transfería libremente como cualquier otra propiedad raíz.

Ley del Petróleo, diciembre de 1901, en dicha ley se dicta exclusivamente para favorecer los trabajos particulares, facultando al ejecutivo para conceder permisos de exploración y explotación de petróleo declarando libre de todo impuesto aquellas operaciones que estuvieran dentro del permiso estipulado.

Desde la constitución de 1917, hasta el decreto de la expropiación petrolera del 18 de marzo de 1938, se configura una nueva etapa, como foco central fue la recuperación de los derechos de la nación sobre el petróleo.

En México la Constitución estipula el uso de recursos estratégicos de la nación en sus artículos 25, 27 y 28 en materia de hidrocarburos, sosteniendo principalmente el derecho de propiedad de la nación sobre tierras y aguas del territorio nacional, el dominio inamovible de esta sobre los recursos naturales del subsuelo, así también indica que la explotación de los hidrocarburos le corresponden innatamente.

Los 3 artículos mencionados corresponden a los cimientos de toda normativa existente en el país para la regulación de las actividades de la industria petrolera. La creación de la actual jurisdicción se sigue una estructura escalonada de normas, leyes y reglamentos, que la conforman.

El 20 de diciembre de 2013 se publica en el Diario Oficial de la Federación las reformas y adiciones constitucionales en materia energética, entre los principales objetivos de la reforma considera lo siguiente.

- ✓ Garantizar la Seguridad Energética del País, mediante la apertura del sector energético a la inversión privada nacional e internacional.

- ✓ Fortalecer a las Empresas Productivas del Estado, Pemex y CFE (Comisión Federal de Electricidad), generando un nuevo régimen para promover su eficiencia, transparencia, y dándoles autonomía de gestión.

- ✓ Fortalecer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como entes reguladores en la materia. Establece a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección del Ambiente del sector hidrocarburo, y se crea el Fondo Mexicano del Petróleo, a cargo del Banco de México a fin de administrar los recursos provenientes de la explotación petrolera

2.2 Cinco Años de la Reforma Energética

La reforma energética de diciembre de 2013, consistió en generar una nueva Ley de Hidrocarburos que reglamenta los artículos 25,27 y 28 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos, con esto se abroga la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, en el ramo del Petróleo. Dicha ley reafirma que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y que la exploración y explotación son actividades estratégicas, pudiendo la Nación llevarlas a cabo por conducto de Asignatarios (empresas productivas del estado) y contratistas (empresas privadas).

Las actividades de la cadena de valor de la industria petrolera, como lo es la refinación, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización, se librea pudiendo desarrollarse mediante permisos o autorizaciones, estableciendo que la industria es de utilidad pública, así como las actividades y servicios amparados por un permiso.

2.2.1 Objetivos y Premisas Fundamentales de la Reforma Energética

- 💧 Modernizar y fortalecer, sin privatizar a Pemex y la Comisión Federal de Electricidad, como las empresas 100% mexicanas.
- 💧 Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.
- 💧 Permitir que la nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, permitiendo la competitividad y como resultado la búsqueda de una reducción en los precios por este servicio.
- 💧 Atraer una mayor participación en cuanto a inversión al sector energético, impulsando así el desarrollo del país.
- 💧 Garantizar los estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, con transparencia y rendición de cuentas.
- 💧 Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.

Sin duda, la reforma energética constituyó en un gran paso hacia el desarrollo económico y el fortalecimiento de la soberanía de nuestro país, con la consigna de un sentido claro y de responsabilidad para mantener el sustento energético que permita el desarrollo de país de una manera sustentable, sin poner en riesgo el potencial energético que tenemos.

La reforma energética, trajo consigo un aumento en el dialogo internacional de México con otros países y organismos internacionales. La Agencia Internacional de Energía (AIE), el Foro Internacional de Energía (IEF), la Ministerial de Energía Limpia (CEM), entre muchos otros, cada dependencia incremento su interés en conocer lo que estaba sucediendo en México y vista de aquello fue el interés que se generó para las primeras rondas de asignación de bloques, llegando con inversión de empresas de diferentes países.

2.2.2 Evolución de las Reservas petroleras y su Producción

2.2.2.1 Clasificación de Reservas

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se anticipan como recuperables comercialmente con ayuda de la aplicación de proyectos de desarrollo en las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo ciertas condiciones definidas.

Dichas reservas pueden ser categorizada de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

a. Reserva Probada [1P]

Es la cantidad de hidrocarburos, que a partir de datos de geo-ciencias y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos debidamente conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas.

b. Reservas Probables y 2[P]

Son aquellas reservas adicionales donde un análisis de los datos de geo-ciencia y de ingeniería indica que son menos probables a ser recuperadas, comparadas a Reservas Probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la **suma de las Reservas estimadas Probadas más Probables [2P]**.

c. Reservas Posibles y 3 [P]

Son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geo-ciencia y de ingeniería sugiere que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la **suma de Reservas Probadas más Probables más Posibles [3P]**, que es equivalente al escenario de estimación alta.

El hablar de reservas petroleras, nos relaciona a su cálculo, documentación y evaluación, lo cual consiste en evaluar todos aquellos prospectos de recursos energéticos que puedan ser explotados en un tiempo dado, el cual también se ha considerado el indicador petrolero de mayor importancia, debido a que corresponde al volumen de hidrocarburos, que como se mencionó puede ser producido.

En cuanto a las etapas históricas suscitadas en México, podemos mencionar que en los años 80's, nuestro país se da a conocer en el plano mundial de los hidrocarburos debido al gran volumen de reservas incorporadas por el descubrimiento de los llamados campos gigantes, para esos años nuestro país fue posicionado en el 5° puesto por las mayores reservas probadas de crudo, en cuanto a reservas de gas México se posiciono el 6° puesto, dichos puestos a nivel mundial se mantuvieron iniciado el año de 1990, de acuerdo a reportes estadísticos consultado, *BP Statical Review of World Energy 2016*.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente en México, se ha relacionado con la producción, lo cual nos ha dejado observar la evolución de las reservas acorde a los datos históricos, como se mencionó nuestro país logro la cúspide en reservas totales a principios de los años 80's, debido a los descubrimientos de los campos que después se volverían en los más importantes de nuestro país, el complejo Cantarell en específico el campo Akal, las reservas se contabilizaron en 40,184 mmbpce, que dicho descubrimiento impacto en la producción, logrando un total de 1,015 mmbpce, para el año de 1982, gracias a la aplicación de estudios de campo y evaluaciones de los mismos, se concreta el descubrimiento de nuevos campos marcando un máximo histórico de reservas, contabilizando más de 72,000 mmbpce.

A finales de los 90's, las reservas de petróleo empezaban a decaer a una tasa promedio de 1.3%, lo que para el año de 1996 daba como resultado un volumen total de reservas de aproximadamente 62,000 mmbpce, impactando en la producción de petróleo, aun con la presente declinación en las reservas, para el año de 2004, México alcanza su mayor producción de al redor de 1,700 mmbpce con

una reserva petrolera de 48,000 mmbpce de reservas, lo anterior mencionado se puede visualizar en la siguiente figura.

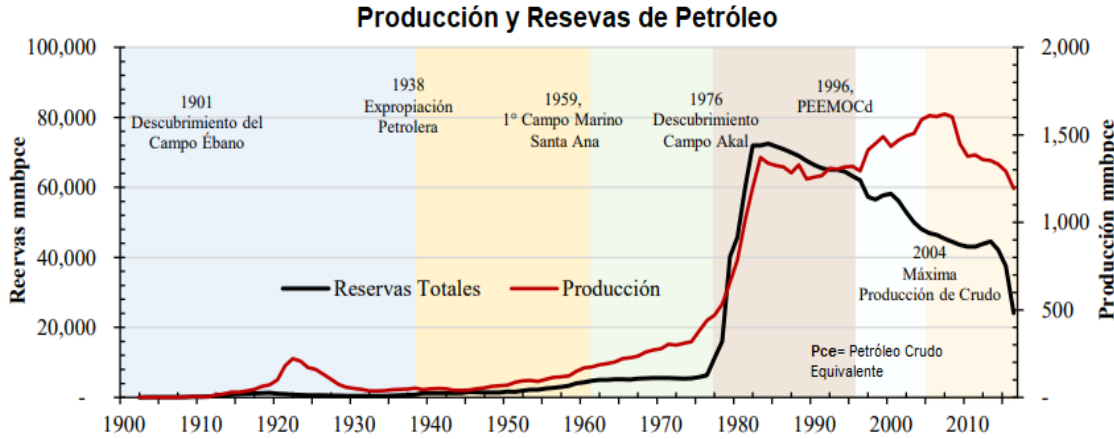
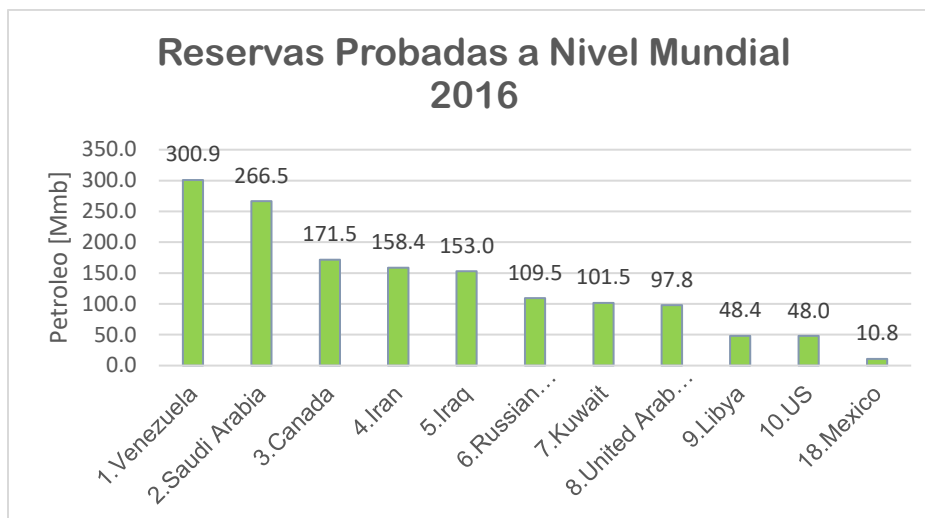


Fig. 5 Producción y Reservas, Información Hernández Martínez Diana.

La declinación actual de los yacimientos, se debe como se ha mencionado en diversos estudio y trabajos a un comportamiento natural de los yacimientos, ahora incluyendo la baja tasa de incorporación de reservas, ha ocasionado disminuir considerablemente en nuestro país su producción y por consiguiente la incorporación de reservas, la figura siguiente (Fig.6), muestra una tabla de los principales países con reservas de petróleo y gas para el año 2016.

Otra de las causas de la reducción de reservas, se debe a la declinación de los precios del petróleo iniciando a mediados de 2014, impactando proporcionalmente en la restitución de reservas, los precios tocaron piso en un costo por barril de 43 US\$/B, lo que llevo a una caída enorme en las reservas totales de petróleo situándolas en 26,140 mmbpce (reporte CNH).



*Fig. 6 Reservas Probadas a Nivel Mundial 2016, Información
BP Statical Review of World Energy 2016*

Pese a este escenario México dispone de una gran cantidad de reservas posibles, tanto en aguas profundas como en cuencas de lutitas, que podrían revertir la caída en las reservas totales.

Esto nos relaciona con el incremento en las exportaciones, como podemos ver todo tiene una relación entre la cadena de valor, a menor producción y reincorporación de reservas, aunado al crecimiento en la demanda energética, se hace necesarias las importaciones mexicanas de gasolina y gas natural, que se han incrementado de manera significativa, las compras de gas natural pasaron de 4.7% a 26.6%, mientras que para el caso de las gasolinas esta proporción paso de 24.4% a 54.8%, dichas cifras son consideradas entre el año 2000 y 2016.

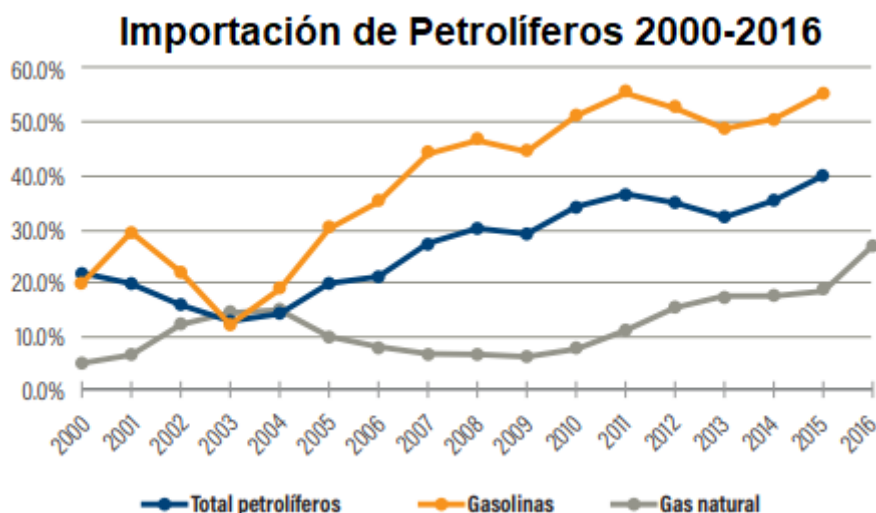


Fig.7 Importación de Petrolíferos, Impacto Urbano de la Reforma energética 2017

La figura anterior (Fig.7), refleja la reducción de la capacidad de la industria nacional para responder a la creciente demanda de energéticos, lo que hace necesario la importación de petrolíferos, también es importante mencionar que no es solo causa en la demanda de productos derivados del petróleo, sino que influye, de igual manera, la capacidad de refinación en nuestro país, como se ha venido mencionando la cadena de valor de la industria cuyos eslabones están interconectados entre sí, se puede ver como un todo.

2.3 Marco Legislativo de la Industria Petrolera

De acuerdo a lo descrito en los párrafos anteriores, la reducción de las reservas y producción, así como el incremento en consumo, da el contexto por el cual el Gobierno Federal a la aplicación de la Reforma Energética, da como resultado un trabajo incluyente y abierto, la reforma Constitucional en materia Energética, establece en el artículo 27 que, tratándose de petróleo líquido y gaseoso, que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible, y en tanto, el artículo 28, reafirma que la exploración y extracción de petróleo y gas son actividades estratégicas para el país.

Con la finalidad de incrementar la capacidad de inversión del Estado en las actividades de la Industria Petrolera, la reforma estableció la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorporando la posibilidad de otorgar asignaciones o contratos a empresas privadas, dichos cambios se consideraron modernizadores debido a que permitirá poner en producción yacimientos de hidrocarburos que se encontraban inactivos por falta de recursos, capacidad operativa y de tecnológica, que generarían un incremento en la producción y por consiguiente un mayor ingreso económico para el país.

A grandes rasgos la estructura de los Órganos Reguladores, se organizó teniendo a la SENER (Secretaría de Energía) como cabeza de sector, ya que es la encargada de diseñar los lineamientos de los contratos, así como los lineamientos técnicos que se deberán observar.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) le corresponde la definición de los términos fiscales de los contratos y de las licitaciones, mientras que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), es la responsable de adjudicar el contrato al ganador y administrarlo durante su ciclo de vida.

La siguiente tabla (T.1), ilustra parte del marco normativo de la Industria Petrolera de México, haciendo énfasis en la leyes y reglamentos que este trabajo considera relevantes, para fines del tema abordado.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículo 25,27 y28)	
Tratados Internacionales	Ley de Hidrocarburos
Leyes	Reglamentos
<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental. • Ley de Energía Geotérmica • Ley de Inversión Extranjera • Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo • Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética • Ley de Petróleos Mexicanos • Ley Minera 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de la Ley de Hidrocarburos • Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos • Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos • Reglamento de las Actividades a que se Refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos
Lineamientos	
<ul style="list-style-type: none"> • Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus Modificaciones • Lineamientos que regulan el Procedimiento de dictaminación de las reservas de Hidrocarburos. • Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos. 	
Aplicación de otras Leyes, Reglamentos, Lineamientos y Disposiciones	

Tabla.1. Marco Legislativo de La Industria Petrolera. Elaborado de Información Recopilada de, ITAM “Centro de Recursos Naturales”, Zenteno-Lira PWC, 2015.

México actualmente cuenta con una red de 12 Tratados de Libre comercio con 46 países, 32 Acuerdos para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones con 33 países y 9 acuerdos de Complementación Económica y Acuerdos de Alcance parcial, además, México ha venido participando activamente en organismos y foros multilaterales y regionales como en la OMC, Organización Mundial del Comercio y el Mecanismo de Cooperación Económica Asia-Pacífico,

APEC. Las relaciones internacionales que ha ido cimentando nuestro país, permite el crecimiento económico y la unión con otras naciones, con la finalidad de desarrollar cada día la economía del país, así como la industria petrolera.

2.4 Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

México ha cambiado la estructura de las compañías energéticas estatales, de la misma forma se transformó el marco regulatorio de la industria y los organismos encargados de su supervisión, Pemex y CFE ya convertidos en empresas productivas del estado que deben operar de manera autónoma y con un enfoque comercial para mantener la competitividad, se han apegado a un proceso de reestructuración y fortalecimiento de las agencias gubernamentales que regulan la industria.

Entre las modificaciones normativas se define a la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y la creación de una Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), a continuación, se presenta de una manera más clara los aspectos importantes:

Las actividades de CNH y CRE en su carácter de órganos reguladores coordinados por la Administración Pública Federal. Para garantizar una coordinación efectiva entre la CNH, la CRE y las demás dependencias de la Administración Pública Federal, se propone establecer un Consejo de Coordinación del Sector Energético como mecanismo de coordinación y colaboración.

El Consejo de Coordinación del Sector Energético estará integrado por el titular de la SENER, quien fungirá como presidente del Consejo, los subsecretarios de la SENER, los presidentes de CNH y CRE, y los directores generales del CENAGAS y del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía). Adicionalmente, se propone que a las reuniones del Consejo se podrá invitar a los titulares de otras dependencias y entidades gubernamentales.

La Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética contempla que el Consejo de Coordinación del Sector Energético tenga, entre otras, las siguientes funciones:

1. Dar a conocer la política energética establecida por la SENER a los órganos reguladores coordinados.
2. Analizar los programas de trabajo anual de CNH y CRE, así como su ejecución. Lo anterior con el fin de validar su conformidad con la política energética y emitir recomendaciones.
3. Implementar sistemas de información compartida y de cooperación institucional.
4. Analizar casos específicos que puedan afectar el desarrollo y cumplimiento de la política energética y proponer mecanismos de coordinación.

2.4.1 Objetivo de la Legislación Secundaria

Dentro de las legislaciones secundarias, el gobierno federal ha propuesto una legislación secundaria que comprende y hace referencia a 21 leyes agrupadas en bloques:

- | | |
|-----------------|---------------------------------------|
| • Hidrocarburos | • Ley del fondo mexicano del Petróleo |
| • Eléctrica | |
| • Geotermia | • Empresas Productivas del Estado |
| • Fiscal | |
| • Presupuesto | |

Para estas actividades, la reforma a la legislación secundaria establece un nuevo régimen en el que la SENER expide permisos para el tratamiento y la refinación de petróleo, así como para el procesamiento de gas natural.

La CRE otorga los permisos para el almacenamiento, transporte y distribución de petróleo, gas natural y petrolíferos; así como de etano, propano, butano y naftas que se transporten exclusivamente por ducto. De igual forma emite la regulación de las ventas de primera mano de estos productos hasta en tanto existan condiciones de competencia.

A fin de que la industria opere con eficiencia, las leyes secundarias contemplan que los permisionarios que presten los servicios de transporte y distribución por medio de ductos y de almacenamiento a terceros, tendrán la obligación de dar acceso abierto, sujeto a la existencia de capacidad disponible en sus sistemas, previo pago de la tarifa autorizada y conforme a las condiciones de prestación del servicio establecidas por la CRE.

2.4.2 Esquema Regulatorio

Para el proceso de diseño, otorgamiento, operación y administración de las actividades petroleras, se propone un esquema de pesos y contrapesos que contemplan la participación de la SENER, SHCP, CNH, CRE, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio ambiente del Sector Hidrocarburo, lo anterior con la finalidad de garantizar que las actividades a desarrollar en la Industria petrolera maximicen los beneficios a la Nación de forma sostenida, sustentable y transparente.

I. Secretaría de Energía

Entre otras atribuciones se encarga de definir la política energética nacional, los lineamientos técnicos y contractuales de las licitaciones para la exploración y extracción por las empresas privadas interesadas, de igual manera se encarga de seleccionar las áreas para la licitación de contratos con la asistencia técnica de la CNH. Así mismo, se encargará de la aprobación y publicación de cada licitación. La SENER de igual manera determina el tipo de contrato que aplicara a cada área contractual, con previa opinión de la SHCP.

II. Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Por su parte, definirá las condiciones fiscales con las cuales el Estado mexicano participará de los beneficios obtenidos de la exploración y explotación de hidrocarburos, también es responsable de definir los términos económicos y fiscales de los contratos, así como las variables de adjudicación que serán de carácter económico, adicionalmente, se encargara de verificar el correcto cumplimiento de las obligaciones fiscales y contractuales, así como auditar el régimen fiscal de los mencionados contratos, con la finalidad de que la Nación obtenga en el tiempo, los mayores ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo.

III. Comisión Nacional de Hidrocarburos

Es una dependencia centralizada, en su carácter de órgano regulador coordinado en Materia Energética, con personalidad jurídica propia y autonomía técnica y de gestión, se encargará de adjudicar los contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, para lo cual deberá administrar técnicamente y supervisar el cumplimiento de los términos y condiciones de las asignaciones; desarrollar, administrar y publicar la información técnica sobre las áreas en cuestión.

A demás regulara y supervisara las actividades de reconocimiento y Exploración superficial, la cuantificación de reservas y de recursos prospectivos y contingentes, así como la **medición de hidrocarburos**.

IV. Comisión Reguladora de Energía





En cuanto la Comisión Reguladora de Energía, se encargará de las actividades de almacenamiento, transporte y distribución, y tiene autonomía técnica y de gestión, con la finalidad de mejorar la administración y operación de todas las actividades involucradas en esta etapa.

De acuerdo a la legislación secundaria, la comisión fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.






2.5 Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Es una dependencia del poder Ejecutivo Federal, con personalidad jurídica, autonomía técnica y autosuficiencia presupuestaria, la CNH realiza sus funciones con apego a los principios de máxima transparencia y rendición de cuentas. Estos principios, Establecidos en la Constitución, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como en su normatividad interna.

A través de la CNH, se supervisa el cumplimiento por parte de los asignatarios, contratistas y autorizados en algunas de las siguientes actividades:

-  Reconocimiento y exploración superficial
-  Perforación de pozos y recolección de hidrocarburos
-  Cuantificación de reservas y los recursos prospectivos y contingentes
-  Medición de la producción, considerando instalaciones y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros.

Objetivo Estratégico:






-  Contribuir al desarrollo de la industria de hidrocarburos en México
-  Promover el Conocimiento del subsuelo y la evaluación del potencial petrolero
-  Incrementar la capacidad de respuesta, la eficiencia y la transparencia de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
-  Contar con regulación eficiente, apegada a las mejores prácticas internacionales y verificar su cumplimiento
-  Asegurar la Administración y Transparencia del proceso de comercialización de los Hidrocarburos.

2.5.1 Lineamientos Técnicos en Medición de Hidrocarburos

El objetivo de los lineamientos técnicos, es establecer los recursos humanos, técnicos y normas que deberán cumplir los operadores petrolero en relación con la medición de hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los mecanismos de medición, por tanto, se traduce en los requerimientos y criterios que se deben observar para aprobar dichos mecanismos de medición.

En dichos lineamientos se establece que los operadores deberán cumplir con la normativa y estándares referidos aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los mecanismos de medición, así como contar con la información correspondiente que asegure la correcta medición de los hidrocarburos.

Entendemos como Sistema de Medición al conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida, destinados a la medición de hidrocarburos, es así que se le requiere al operador, cuente con un sistema de medición que le permita realizar la medición de hidrocarburos, contando con trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales, dicho sistema de medición debe considerar al menos los siguiente:

-  Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán ser adecuados para el uso previsto conforme a las características del fluido y condiciones operativas del proceso que se trate.
-  Los instrumentos y patrones de medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de las especificaciones del fabricante, el proceso o debido a las normativas vigentes.
-  Los instrumentos de medición deberán ser sujetos a mantenimiento en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente.
-  Las verificaciones de los sistemas de medición, es para asegurar el correcto funcionamiento.
-  El personal involucrado en la medición de los hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesario para llevar a cabo sus funciones.

Los lineamientos técnicos dispuestos por la CNH, nos menciona los requerimientos de los sistemas de medición, así como la descripción de las características de los fluidos, cada punto se puede observar en los capítulos descritos en los lineamientos, lo antes mencionado es una parte de los requerimientos observados a continuación, en forma de resumen se registra la información más relevante de cada apartado:

Capitulo 1. Características Generales en la Medición de Hidrocarburos

Estable que el operador deberá asegurar la aplicación de las mejores prácticas y estándares en la medición de hidrocarburos, y que será el responsable del funcionamiento de los mecanismos de medición relacionados con la asignación o el contrato.

El operador deberá contar con procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos, así como la información que deberá remitir al organismo regulador correspondiente.

Capitulo 2. Sistemas de Medición

Especifica la funcionalidad de los sistemas de medición, ya que deberán ser instalados y operados de tal manera que garanticen una función adecuada, de acuerdo al tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos.

En dicho capítulo contempla, la medición estática y dinámica de los hidrocarburos, menciona que la medición estática se deberá realizar en tanques medidores o de almacenamiento debidamente instrumentado y calibrados, mientras que en caso de medición dinámica podrá llevarse a cabo con uno o varios instrumentos de medida, siempre y cuando den cumpliendo a la normativa vigente.

Capitulo 3. Medición del Volumen

Nos menciona que la medición de los hidrocarburos podrá llevarse a cabo en volumen o en masa, pero deberán ser reportados a la comisión en los términos y condiciones que previamente estén señalados, mientras que los instrumentos de medida correspondientes a la temperatura, presión y densidad deben cumplir con la normativa vigente.

Capitulo 4. Determinación de la Calidad

De acuerdo a la corriente proveniente ya sea de los pozos o de los separadores, se considera deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efectos de determinar, entre otros la densidad, viscosidad, contenido de azufre, etc. De igual manera se hace necesario determinar la calidad del gas natural para entre muchas cosas determinar las impurezas y composición química.

Capitulo 5. Balances

Solicita al operador realizar balances desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el punto de medición, así como en puntos intermedios, de tal forma que se conozca las entradas y salidas de hidrocarburos y no hidrocarburos en los procesos.

Capitulo 6. Niveles de Incertidumbre de Medida

Considera el presentar un reporte de la incertidumbre de medida expandida en el punto de medición, así como en la medición de transferencia, operacional y de referencia.

Capitulo 7. Normas y Estándares Internacionales

Normas y Estándares nacionales e internacionales, que se deben seguir para garantizar la confiabilidad de los procesos de medición.




En contexto, los lineamientos técnicos presentados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, además de las disipaciones técnicas antes mencionadas, en sus lineamientos disponibles en la página de la CNH, nos menciona los requerimientos para la aprobación y verificación con los que debe cumplir el operador, para fines de este trabajo no se hace mención a dicho requerimientos, ya que la finalidad es presentar la aplicación de un Sistema de Gestión de Medición, donde nos permita realizar la captura de toda esa información tanto de las disipaciones técnicas, así como de las verificaciones que se deben realizar para su posterior aprobación, logrando presentar de una manera concisa aquella información relevante a la medición que sea solicitada por algún ente regulador.

2.6 Comisión Reguladora de Energía (CRE)


La Comisión Reguladora de Energía, es una dependencia al igual que la CNH, de la Administración Pública Federal, con carácter de órgano regulado en materia energética, como se establece en el artículo 28 de la constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

La CRE, está dotada de autonomía técnica, operativa y de gestión, contando con personalidad jurídica propia y con la capacidad de disponer de los ingresos que deriven de las contribuciones y contraprestaciones establecida por los servicios que se presenten conforme a sus atribuciones y facultades, la CRE se encargara de fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promueve la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propicia una adecuada cobertura nacional de los hidrocarburos.

Además de las atribuciones que le confieren, deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

-  Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos
-  El Transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público.
-  La generación de electricidad, los servicios públicos de trasmisión y distribución eléctrica, la trasmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

La CRE, respecto a regulación de medición, expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Hidrocarburos, que confieren a la medición de hidrocarburos, las cuales se dividen en dos disposiciones que son las siguientes:

-  Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Almacenamiento de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.



Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Transporte por ducto de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.

2.6.1 Disposiciones Administrativas de Carácter General

I. DACG en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Almacenamiento de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.

Las presentes disposiciones tienen como objetivo establecer la configuración de los sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades (volumen o masa), de petróleo, petrolíferos y petroquímicos que se reciban, almacenen y se transfieran en las terminales de almacenamiento y reparto (TAR), plantas de distribución, estaciones de servicio, según corresponda, y de petróleo en cualquiera otro sistema de almacenamiento en el país.

La regulación establecida, tiene la finalidad de promover el desarrollo eficiente de los mercados y de la industria, proteger los intereses de los usuarios y propiciar una adecuada cobertura Nacional. Estas DACG pretenden establecer criterios generales sobre el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de medición y deben interpretarse como condiciones mínimas que deben cumplir dichos sistemas en los rubros citados.

La presente disposición se divide en 13 apartados, que es la información que se solicita presente el operados para dar cumplimiento a la regulación correspondiente a los sistemas de medición utilizados para determinar cantidades en los procesos de recibo y almacenamiento, de forma resumida son los siguientes:

Apartado I. Disposiciones Generales

Establece el alcance de las disposiciones, como ya se menciona es relativo a la configuración de los equipos de medición utilizados en la industria.

Apartado II. Sistema de Gestión de Mediciones

Sistema que debe ser implementado para observar los requisitos generales sobre un sistema de medición de acuerdo a el proceso utilizado.

Apartado III. Medición de Temperatura

Condiciones generales a las cuales deben de realizarse las mediciones.

Apartado IV. Medición de Densidad

Propone las condiciones generales a las cuales deben de realizarse las mediciones de densidad para efectos de la calidad y cantidad del producto.

Apartado V. Muestreo

Obtención de una muestra representativa del producto manejado, para efectos de su calidad.

Apartado VI. Tanques de Almacenamiento

Equipos de almacenamiento utilizados en la industria petrolera, como pueden ser tanques verticales o horizontales.

Apartado VII. Sistema de Medición

Relaciona a los equipos de medición utilizados para el control de caudal utilizado para contabilizar los hidrocarburos manejados.

Apartado VIII. Sistemas de Referencia para Calibración y Verificación

Apartado relacionado a la calibración de medidores utilizados para propósitos fiscales o de transferencia de custodia.

Apartado IX. Operaciones de recibo y envío

Aquellas operaciones relacionadas a la descarga de hidrocarburos o en operaciones de envío.

Apartado X. Balance de operaciones en un sistema de almacenamiento

Apartado que considera un balance, donde se debe de presentar los diferentes tipos de merma en los productos manejados.

Apartado XI. Calibración de auto-tanques

Relacionado a la verificación de los equipos utilizados en el transporte por auto-tanque, el cual debe considerar la calibración y verificación de los sistemas utilizados.

Apartado XII. Entrega y Recibo mediante pesado

Apartado que regula la medición mediante pesado por basculas.

Apartado XIII. Referencias Normativas

II. DACG en Materia de Medición aplicables a la Actividad de Transporte por Ducto de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.

Dicha disposición tiene como objetivo la configuración de los sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades de petróleo, petrolífero y petroquímicos que se conducen por los sistemas de transporte por ductos del país. Estas disposiciones se referencian de las normas internas e internacionales que reflejan la buena práctica de la industria.

La disposición se compone de cuatro apartados que son los siguientes:

Apartado I. Disposiciones Generales

Plante el objetivo de las disposiciones, que es la de establecer los criterios generales sobre el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de medición.

Apartado II. Sistema de Gestión de Mediciones

Sistema que debe ser implementado para observar los requisitos generales sobre un sistema de medición de acuerdo a el proceso utilizado.

Apartado III. Medición de Hidrocarburos en la Fase Gaseosa

Establece los términos de la medición de flujo de hidrocarburos secos gaseosos, por lo tanto, todas las mediciones deben realizarse en flujos monofásicos.

Apartado IV. Sistemas de Medición de Petrolíferos Líquidos en una Sola Fase

Dicho apartado toma relación solo en el diseño y operación de los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos que se encuentran exclusivamente en una sola fase, por lo tanto, el diseño se enfoca en mantener una presión por arriba de su presión de vapor.

Apartado V. Medición Multifásico

Estable los términos de operación, para el uso de sistemas multifásicos, para ejecutar las mediciones de los hidrocarburos.

3. Medición de Hidrocarburos

3 Medición de Hidrocarburos

Los hidrocarburos que son producidos en los campos mexicanos, como sabemos es un compuesto orgánico que contiene diferentes combinaciones de carbono e hidrogeno, en nuestro país se representa como gas natural y petróleo, el crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida de carbono e hidrogeno, pudiendo presentar de acuerdo a su naturaleza cantidades mínimas de nitrógeno, y azufre; en cuanto al gas natural, en su estado gaseoso sus principales componentes son metano, principalmente, y de propano y butano en menor medida.

La medición ha jugado un papel de suma importancia en la industria petrolera, ya que es el medio por el cual los procesos técnicos, de diseño y su posterior operación, recaen en la cuantificación de los hidrocarburos que puede producir un pozo, la cantidad que puede ser transferida en los puntos de custodia, la cantidad de petrolíferos que pueden ser almacenados después de su refinación y que en cada punto de la cadena de valor de la industria donde exista la el manejo de algún producto derivado del petróleo que pueda ser medido, existirán sistemas que nos permitan cuantificar el volumen que se maneja, el cual será transformado en un beneficio económico.

La medición de los hidrocarburos no solo se hace importante en boca de pozo, a partir de la transferencia de custodia se hace el primer intercambio hacia un cliente, pero la cadena de traspaso sigue mediante el transporte, procesado, almacenado y comercialización en un gran número de veces hasta llegar a los consumidores finales.

En las diversas etapas de la industria petrolera, se han presentado diferentes retos para la medición de hidrocarburos, debido a fenómenos naturales, características de los productos manejados, factores humanos y malas prácticas en los diseños de los sistemas de medición a utilizar.

3.1 Medidores Volumétricos

La medición de petróleo y sus derivados en cualquier etapa de la industria petrolera cuesta dinero, ya que se puede perder el valor del volumen de producto que no se puede medir con precisión, el aumento de la precisión de la medición reduce en gran margen los errores que puedan surgir, muestra de esto es debido a la incertidumbre de los equipos utilizados en la operación, gestión de la operación y control que se puede tener en dichos procesos.

3.1.1 Medidores de Presión Diferencial

Este tipo de medidores son de los más utilizados en la medición de flujo, su practicidad, costo y simplicidad hace que estos sean utilizados, son ocupados en líquidos de baja viscosidad o en medición de gas, existen diferentes tipos de medidores los cuales se presentan a continuación.

1. Medidor de Placa de Orificio

Este tipo de medidores presentan la característica de operación de hasta 800°C de temperatura, presiones máximas de 5500 psi, apto para el uso en la medición de fluidos no muy viscosos, mostrando incertidumbres de hasta un +/-0.5% del flujo efectivo, el principio de medición consiste en medir el flujo mediante una reducción de la presión provocada por una restricción en el interior de la placa, este fluido pasa por esta restricción aumentando su velocidad y simultáneamente reduce su presión. Esta diferencia de presión permite calcular la velocidad del fluido basándose en el teorema de Bernoulli.

2. Tubo Venturi

Los tubos Venturi son fiables, fáciles de manipular, son especialmente para la medición de líquidos puros o limpios y gases, la principal ventaja de este tipo de equipo con respecto a otros medidores de presión diferencial radica en la mayor recuperación de presión, presenta una exactitud de +/-0.5%, soportando presiones máximas a los 5000 psi.



Fig. 8 Ejemplo de medidor tipo Venturi y Placa de orificio

3. Medidor de Tobera

Una mayor diferencia y ventaja en comparación con los medidores de tubo Venturi, es que la tobera puede ser instalada en tuberías bridadas, las toberas son más económicas que los tubos Venturi, pero más costosos que los medidores de placa de orificio, no son recomendados para la medición con alta suspensión de sólidos. Es utilizado cuando las velocidades de flujo son mayores a las que puede funcionar un medidor de placa de orificio.

3.1.2 Desplazamiento Positivo

El medidor de desplazamiento positivo es un equipo mecánico que cuantifica el flujo directamente, dividiendo la corriente de líquido a través de él en segmentos volumétricos conocidos, logrando así realizar, el conteo del volumen desplazado, mediante un tren de engranajes situados en cada uno de los rotores del medidor. Estos equipos pueden ser utilizados en aplicaciones con un amplio rango de viscosidades, son particularmente utilizados en, sistemas de medición fiscal, terminales de almacenamiento y en líneas de medición y control. Pueden lograr exactitudes de +/- 0.5%.



Fig. 9 Ejemplo de medidor de desplazamiento positivo.

Existen diferentes tipos de medidores de desplazamiento positivo, entre ellos los que más se emplean son los siguientes:

Medidor de Disco Oscilante, al pasar el fluido el disco comienza a moverse, el movimiento es muy semejante al de un trompo caído de modo que cada punto de su circunferencia exterior sube y baja alternativamente estableciendo contacto con las paredes de la cámara desde su parte inferior a la superior.

Medidor de Pistón oscilante, este medidor consiste de un pistón montado excéntricamente dentro de un cilindro, dicho cilindro junto con el pistón tiene la misma longitud, pero con diámetros diferentes, el pistón al circular flujo, oscila alrededor de un separador de entrada para el fluido, este tipo de medidores son utilizados para flujos pequeños, como en las terminales de distribución y almacenamiento de petróleo.

Medidor Oval, se caracteriza por disponer de dos ruedas ovals que se engranan entre si y por el cual giran debido a la presión diferencial creada por el líquido, la cámara de medida y las ruedas están diseñadas con gran precisión para evitar fricción entre las mismas.

3.1.3 Medidor tipo Turbina

Este tipo de medidores, a medida que los fluidos pasan por el medidor, la velocidad del flujo crea energía rotacional en el rotor de la turbina, a partir que las paletas de la turbina pasan el campo magnético, genera una señal de frecuencia, esta señal es proporcional a la velocidad del fluido y se transmite a una unidad de control para digitalizar esta medida. Este tipo de medidores son considerados de buena precisión logrando linealidades de $\pm 0.15\%$, esto dependiendo el tamaño del equipo y bajo las condiciones que sea utilizado, es comúnmente utilizado en la industria petrolera debido a su precisión.



Fig. 10 Ejemplo de medidor tipo turbina Emerson 1500.

3.1.4 Medidor Ultrasónico

Es un medidor de flujo volumétrico que requiere partículas o burbujas en el flujo, este tipo de medidores transmiten y reciben señales acústicas a lo largo de una diagonal determinada y determina los tiempos de tránsito de la señal en ambos sentidos aguas arriba y aguas abajo, este tipo de medidores puede presentar incertidumbres del $\pm 0.5\%$ para flujos volumétricos con un alcance de 16,000 L/min.



Fig. 10 Ejemplo de Medidor Ultrasónico, por CENAM, 2016

3.1.5 Medidor Vortex

Es un medidor que carece de partes móviles, este tipo de medidor produce una salida de frecuencia que varía linealmente con la velocidad de flujo, este tipo de medidores son utilizados para líquidos y gases, pueden tener presiones ente $\pm 0.5\%$ y $\pm 1.0\%$.



Fig. 11 Ejemplo de Medidor Vortex

3.1.6 Medidor Electromagnético

Debe su nombre debido a que, dentro de este tipo de medidores, lleva dispositivos que aprovechan el principio de inducción electromagnético, calculan la velocidad de flujo en una tubería y el volumen de fluido que pasa por un punto durante un tiempo determinado, después se ve reflejado el dato de la señal en una pantalla para su facilidad de lectura.



Fig. 12 Ejemplo de Medidor Electromagnético

3.1.7 Medidores de flujo Másicos

Los medidores másicos están diseñados para medir directamente el paso de fluido en unidades de masa, tal como kg/h, generalmente son de dos tipos:

- Medidores de volumen con corrección automática de densidad.
- Medidores de masa directamente

La medición de masa tiene la ventaja de no ser afectada por la temperatura y la presión, por tal motivo no necesita la corrección para llevar de una condición base a una condición de operación.

3.1.7.1 Medidor tipo Coriolis

Los medidores másicos coriolis se han vuelto una de las mejores alternativas en el sector petrolero, miden directamente el flujo másico con un alto grado de exactitud, no presentan la necesidad de realización de mantenimientos por periodos cortos, este tipo de medidores son ampliamente usados en la industria petrolera para la medición de crudo, gasolinas, diésel, gases licuados etc. Sus errores son del orden de +/-0.1%, dependiendo el tipo de medidor y su diseño.

Los medidores coriolis miden el caudal másico y la densidad del fluido, consisten en un sensor y un transmisor, un sensor típico tiene uno o dos tubos a través del cual se desplaza el fluido, el transmisor coriolis energiza el sensor el cual procesa la señal de salida de dicho sensor y genera la señal que será procesada por el equipo auxiliar (Computador de Flujo).



Fig. 13 Ejemplo de Medidor Coriolis

La conclusión del uso de los medidores es la de cuantificar los volúmenes que se puedan transferir en la comercialización de los productos hidrocarburo, lo cual se busca realizar con la mayor exactitud, disminuyendo la incertidumbre que cada medidor puede generar, el cual se verá reflejado en los balances de producto que se puedan hacer y afectando directamente los ingresos económicos que se puedan generar en este proceso.

En la siguiente tabla podemos observar, algunas de las incertidumbres que pueden manejar los medidores de acuerdo a su tipo, es importante mencionar que su incertidumbre severa afectada de acuerdo a su diseño y características que presente el equipo de medición.

Medidores	Incertidumbre Promedio %
Placa de Orificio	0.5-1
Turbina	0.5
Coriolis	0.05-0.10%
Ultrasónico	0.05-0.5%
Vortex	0.5-1.0%

Tabla 2. Incertidumbres promedio de los medidores

3.1.8 Computadores de Flujo

Este tipo de consolas son diseñados para realizar los cálculos de transferencia de productos, ya sea en los traspasos de custodia, almacenamiento, comercialización, etc, este tipo de computadores siguen las recomendaciones de medición de la API, AGA, OIML, ASTM, este tipo de computadores permite la conexión de cualquier medidor de flujo, para generar los datos ya sean impresos o almacenarlos en discos duros para su posterior uso en las operaciones que se requiera.

Medición Dinámica

Los puntos antes mencionados sobre los tipos de medidores y demás equipos, son utilizados en la medición dinámica en operaciones de transferencia de custodia de hidrocarburos, petroquímicos o productos de la cadena de suministro de las empresas petroleras, que pueden estar presentes en estado líquido o gaseoso a las diferentes condiciones de temperatura y presión a las cuales pueden estar sometidos.

Algunas ventajas de la Medición dinámica:

- 💧 El realizar la medición dinámica, incrementa la disponibilidad operativa de los tanques de almacenamiento.
- 💧 Permite realizar en tiempo real el control de mezclas de productos en línea o la división precisa de una corriente en múltiples líneas.

- 💧 Los medidores pueden ser verificados en línea utilizando probadores certificados.
- 💧 La medición dinámica permite obtener en tiempo real los valores puntuales y promedio ponderados por volumen, tales como, flujo volumen, densidad, temperatura y presión.

3.2 Sistemas de Referencias para calibración y Verificación

Los medidores de caudal usados para propósitos fiscales o de transferencia de custodia deben ser calibrados y verificados en forma rutinaria usando patrones de referencia apropiados, cuyos resultados de medición sean trazables a los patrones nacionales en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización, Tipos de Patrones Utilizados:

- 💧 Patrones de referencia tipo tubería (pipe prover)
- 💧 Patrones de referencia tipo tubería compacto (compact prover)
- 💧 Medidores de caudal de referencia (master meter)
- 💧 Patrones volumétricos de cuello graduado

Siempre que sea usado cualquiera de los patrones de referencia anteriores, el certificado de calibración debe estar disponible, para verificar la validez de las operaciones que se realizan con este tipo de equipos y dar validez a las operaciones posteriores a la calibración y/o verificación.

Los resultados obtenidos a partir de las calibraciones deben ser implementados en el computador de flujo o en los equipos utilizados, con la finalidad de que los resultados de medición sean trazables a los patrones nacionales correspondientes. La frecuencia de verificación debe realizarse basada en un análisis económico y su impacto debido a una mala medición que pudiese ocurrir en forma realista.

3.3 Tanques de Almacenamiento

La medición en los tanques de almacenamiento es indispensable para el control de la cantidad de fluidos a la corriente de entrada, con una medición precisa del nivel estático, pueden generar decisiones debido al tiempo de residencia disponible, la cantidad de hidrocarburos para la venta final y las condiciones que puedan presentar.

Los tanques de almacenamiento son recipientes que generalmente son fabricados en acero, los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales o esféricos. La medición en tanque se considera un tipo de medición estática y consiste en la acción de registrar y reportar la dimensión del volumen contenido en el tanque.

3.3.1 Tanque Vertical con Techo Cónico

En este tipo de tanque la forma del techo es cónica y fija. Este tipo de tanques deben de estar equipados con respiradores o válvulas de presión y vacío, la desventaja de su uso es que, para tanques de mediano y gran volumen, el techo debe soportarse sobre columnas que dificultan la instalación de una membrana flotante.

3.3.2 Tanque Vertical con Techo Flotante

Estos tanques se construyen de manera que el techo flote sobre la superficie del producto manejado, minimizando la formación de vapores, los techos flotantes son en la actualidad los más usados puesto que reducen las pérdidas por evaporización.

3.3.3 Techo Fijo con Membrana Flotante

Las membranas se instalan en tanques de techo fijo con el fin de minimizar las pérdidas por evaporización, la membrana debe ser diseñada y construida de forma que flote sobre la superficie del producto almacenado, disminuyendo las pérdidas por evaporización.

3.3.4 Tanques Horizontales

Son usados generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, con gran tendencia a emitir vapores o vaporizarse totalmente a la temperatura ambiente.

3.3.5 Tanque Esférico

Normalmente son instalados soportados sobre columnas externas, de modo que la totalidad del tanque se encuentre por encima del nivel del piso. Una de las ventajas de su uso es que soportan mayores presiones, son usados generalmente para almacenar productos con una presión de vapor alta, es decir, con gran tendencia a emitir vapores o vaporizarse totalmente a la temperatura ambiente, ejemplo de ello el gas natural licuado.



Fig. 14 Ejemplo de Tanques de Almacenamiento.

3.4 Medición Manual de Nivel en Tanques

Existen dos formas para la medición de nivel: a fondo y a vacío.

En la **medición a fondo (Húmeda)**, se determina la distancia vertical desde el punto de medición del tanque en el fondo, hasta el nivel del líquido, este es un tipo de medición directa en el tanque.

En la **medición a vacío (Seca)**, el nivel de producto se determina deduciendo a la altura de referencia la distancia vertical medida desde el punto de referencia en la boquilla del tanque hasta la superficie del líquido.

Los dos métodos son iguales en cuanto a exactitud, el método de medición seca elimina los efectos de la imperfección de la placa de fondo y la acumulación de elementos extraños en ella. Adicionalmente se evita la deformación de la plomada cada vez que esta golpea la placa.

3.4.1 Equipo utilizado

1. Cintas de Medición

En las mediciones de nivel ya sea por método seco o húmedo, se requiere de cintas graduadas que cumplan con algunas de las siguientes características.

- ◆ Sean de acero o algún material resistente a la corrosión
- ◆ Longitud de acuerdo a la del tanque
- ◆ El carrete y manivela deben de estar contruidos de un material resistente y durable.
- ◆ Contar con un coeficiente de expansión térmica similar a los del material del tanque.
- ◆ La escala debe estar en metros, centímetros y milímetros
 - Cita de fondo: la plomada será el punto cero de la escala
 - Cinta de método seco: el cero de la escala está en el punto de contacto entre el gancho y el ojo de la plomada.



Fig. 15 Ejemplo de Cinta Metálica

3.5 Medición Automática en Tanque

Este tipo de equipos son utilizados para la medición continua de nivel de líquido dentro de un tanque y transmite las señales a un dispositivo de lectura pudiendo ser remoto, el equipo utilizado debe soportar todas las condiciones operacionales, climáticas y de productos bajo los que estará expuesto.

En transferencias de custodia se debe dejar el tiempo de reposo establecido antes de tomar las lecturas correspondientes a las iniciales y finales, es importante mencionar que los softwares utilizados por este tipo de medidores deben estar correctamente actualizados y ser protegidos contra posibles alteraciones a la medición.

3.5.1 Medición Electromagnética por Flotador

Este sistema funciona bajo el método de la medición seca, ya que se compone de un flotador que se mueve con la superficie del líquido, y que está conectado a un mecanismo exterior del tanque donde se puede observar la altura de nivel, este modelo presenta exactitudes que oscilan entre el $\pm 0.5\%$

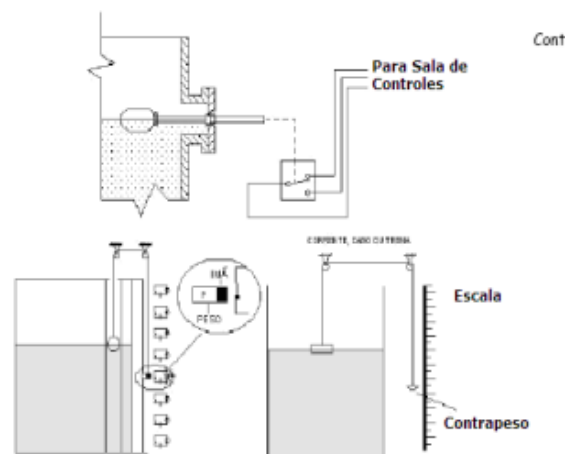


Fig. 16 Ejemplo de flotador electromagnético

3.5.2 Medición por Desplazador de Servo

Funcionan en base a un desplazador colgado de un tambor enrollador servo-operado, el cual está vinculado a la balanza. Permite la medición del nivel de

interface de agua sin requerir elementos opcionales. Tiene corrección automática por deformación del tanque, por movimiento del techo, y por desviación del tambor enrollador. No necesita caño guía. Mediante posición de referencia superior queda automáticamente calibrado sin abrir el instrumento.



Fig. 17 Ejemplo de Medidor de Nivel Servo.

3.5.3 Medición de Nivel por Radar

Funciona bajo el envío de una señal de microondas hacia la superficie del producto en el tanque y a partir de la información de eco recibido desde la superficie del líquido se calcula su nivel. La forma y tamaño de la antena depende del tipo de tanque y de producto almacenado.



Fig. 18 Ejemplo de Medición por Radar

3.5.4 Medición de Nivel por Ultrasonido

El medidor de nivel de este tipo, funciona por la emisión de impulsos ultrasónicos a una superficie reflectante y la recepción del eco mismo en un receptor. El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. Las frecuencias ultrasónicas son susceptibles a sufrir amortiguamiento o reflexión debido a los vapores presentes en el tanque. Se debe analizar el uso de esta tecnología en tanques con productos livianos y temperaturas relativamente altas

3.5.5 Verificación y Calibración de Tanques

La exactitud de las mediciones en los tanques depende de la exactitud en las mediciones de nivel y sustancialmente de la calibración de estos, la conversión de nivel del tanque contenido se realiza mediante el uso de sus tablas de calibración proporcionadas ya sea por la empresa que los fabrico, o mediante la calibración de los mismos por medio de un laboratorio acreditado con patrones de trazabilidad a los nacionales o internacionales.

De acuerdo a lo que se mencionó, podemos concluir que las mediciones que se realicen a los productos hidrocarburos, deben cumplir con las recomendaciones pertinentes para su operación, así mismo los tanques deben de cumplir con las características específicas de acuerdo al tipo de producto a manejar, cuidando siempre la calibración, para disminuir las incertidumbres posibles que se pueda generar en una medición, y que podría tener un impacto en los beneficios económicos.

4. Sistema de Gestión de Medición de Hidrocarburos

4 Sistema de Gestión de Medición de Hidrocarburos

A partir de la entrada en vigor de la reforma energética, se ha tomado particular interés en la cuantificación de volúmenes y la calidad de los hidrocarburos a lo largo de la cadena de valor de la industria petrolera nacional, siendo fundamental en los puntos de transferencia de custodia, en la comercialización de los derivados del petróleo y en su almacenamiento, donde los valores obtenidos de los sistemas de medición deben incluir sus valores de incertidumbre asociada, considerando los resultados a partir de una adecuada administración y gestión.

El concepto de la implementación de un sistema de gestión de medición, considera desde la selección de los sistemas de medición, diseños, especificaciones metrológicas de los equipos y sistemas, operación, mantenimiento,

verificaciones y calibraciones, así como asegurar la capacitación del personal involucrado en la aplicación del sistema.

La Aplicación de un sistema de gestión de medición lo debemos entender como un proceso de mejora continua, que se comienza por la necesidad de conceptualizar un diseño de instalaciones, equipos y sistemas que pueden ser utilizados en cualquier etapa de la cadena de valor de industria petrolera donde existan puntos de medición.

Para la elaboración de un sistema de gestión, se tienen como base regulaciones, reglamentos, estándares y normas que deben ser cumplidas, siendo estas tanto las internacionales como nacionales, que dan cumplimiento a las exigencias regulatorias de los órganos reguladores, es importante mencionar que en la elaboración de un sistema de gestión de medición se requiere de conocimientos multidisciplinario, ocasionando la toma de decisiones y requiere la revisión periódica del cumplimiento de las normas, estándares y reglamentos aplicables a cada rubro en donde sea establecido, con la consigna de facilitar su aplicación y constante revisión.

La premisa de implementar un sistema de gestión de medición, es la de asegurar su éxito de los procesos que este incluya, considerando todo aquel dónde exista medición de petróleo o cualquier derivado de este como puede ser gasolina entre otros, ya sea desde la medición en un traspaso de custodia de las compañías petroleras, hasta en la aplicación de medición de recepción de producto en una planta de almacenamiento, dicho trabajo tiene como consideración y objeto el sugerir como **buena práctica** el realizar la implementación de un sistema en cualquier punto que se encuentre de la cadena de valor, logrando facilitar la identificación de instalaciones, procesos y equipos de medición utilizados.

4.1 Objetivo General

Proporcionar información relevante en cuanto a la elaboración de un Sistema de Gestión de Medición (SGM), con la finalidad de asegurar que los equipos,

procesos de medición y personal involucrado se relacionen entre sí, logrando una eficiencia en cada proceso involucrado, disminuyendo los riesgos que puedan afectar un sistema de medición.

4.2 Objetivos Específicos

- Conceptualizar los estándares normativos requeridos para realizar un sistema de gestión de medición.
- Identificar la relación del personal involucrado para garantizar el éxito de un sistema de gestión de medición.
- Facilitar la aprobación de las dependencias de regulación en dicho caso CRE y CNH, relativos a la medición de hidrocarburos.
- Conceptualizar la estructura posible para la generación de un sistema de gestión de medición.

4.3 Requisitos Generales para un Sistema de Gestión de Medición

Debido a la naturaleza del trabajo, el requisito para la elaboración de un sistema de gestión de medición podría variar, con la finalidad de darle cumplimiento a las distintas dependencias que se encargan de regular la parte correspondiente a la medición de hidrocarburos.

El diseño de un sistema de gestión en el ámbito de los hidrocarburos nos es un tema nuevo, ya se han generado normas para la gestión en general de los conceptos de la industria petrolera, entre ellas la organización de las dedicadas a la gestión metrológica *ISO 17025*, la que establece los requisitos con los cuales deben cumplir los laboratorios de ensayo y calibración como puede ser aquellos requerimientos técnicos necesarios para su aplicación, por otro lado tenemos aquella dirigida a la producción de bienes y servicios para la gestión de calidad basada en la *ISO 9001*, los requisitos para la obtención de calidad hace necesario la integración de aquellos involucrados en los procesos de medición siendo esta la *ISO 10012*.

4.3.1 “Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración” ISO 17025

La norma *ISO 17025*, propone una serie de requisitos para laboratorios interesados en demostrar que están operando de acuerdo con los requerimientos establecidos por ese documento, diseñado para ser utilizado en el desarrollo de los sistemas de gestión para sus actividades de calidad, administrativas y técnicas.

Al trabajar bajo los estándares de esta Norma se reconoce su competencia técnica y la validez de sus resultados, respondiendo a las exigencias de los organismos o entidades y dotándose de credibilidad ante sus clientes. Dicha norma tiene como finalidad facilitar la armonización de criterios de calidad.

El objetivo principal de ésta es garantizar la competencia técnica y la fiabilidad de los resultados analíticos. Los Laboratorios acreditados bajo la Norma *ISO 17025* garantizan a los usuarios y a los consumidores, que la calidad y la seguridad de sus ensayos y servicios, es evaluada por organismos competentes y perfectamente calificados.

4.3.2 “Sistema de Gestión de la Calidad” ISO 9001

La ISO 9001 es una norma internacional basada en la gestión y los requisitos de control de los procesos destinada a alcanzar la mejora de los mismos, se considera un método de trabajo enfocado a las mejoras de calidad y satisfacción hacia el consumidor.

El proceso de certificación requiere de un proceso de verificación del cumplimiento de los requisitos estipulados en la ISO 9001 así como la gestión de los procesos que circunscriben al producto con el fin de garantizar la confianza en el mismo. Sin descuidar una revisión del cumplimiento de la legislación en su ámbito de competencia, la ISO 9001 define un sistema de gestión de la calidad fundamentado en el cumplimiento de 8 principios de gestión de la calidad, basado a su vez en el ciclo de mejora continua PDCA (Planificar, Hacer, Comprobar, Actuar). Dicha norma puede ser aplicada a cualquier empresa sin importar al sector al que pertenezca. La norma ISO 9001 considera la combinación de principios técnicos, que consiguen la finalidad de su aplicación:

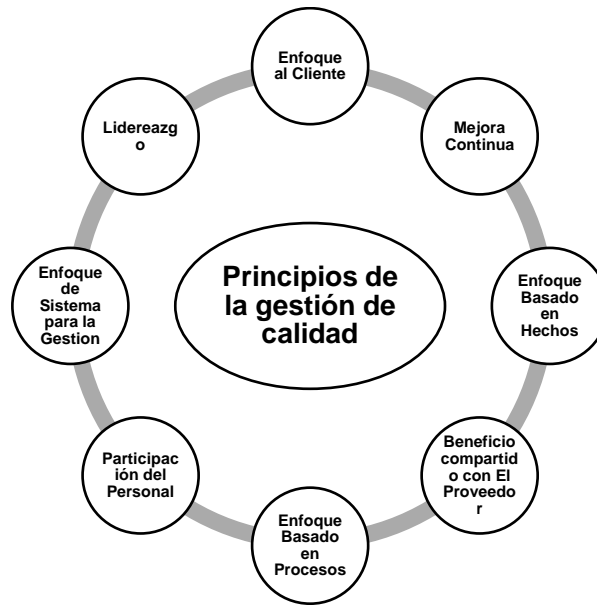


Fig.19 Principios de la Gestión de Calidad, ISO 9001

4.3.3 Concepto de Metrología

“La metrología es una ciencia de las mediciones, que incluye todos los aspectos como teóricos y prácticos que se relacionan con las medidas, cualesquiera que sean sus incertidumbres, y en cualesquiera de los campos de la ciencia y tecnología en que tenga lugar” DACG, Comisión reguladora de energía.

Se considera que la metrología expone la realidad en la que vivimos a través del estudio de las propiedades de la materia, la energía, el tiempo, el espacio y las interacciones entre ellos, expresando las leyes que rigen estos fenómenos con modelos y fórmulas matemáticas.

4.3.4 Gestión Metrológica

En la mayoría de las organizaciones la gestión metrológica se reduce a la parte operacional, es decir, a las calibraciones de los equipos y simplificado a los certificados de calibración, esto se conoce como la confirmación metrológica. El objetivo de la gestión metrológica, se orienta a la organización de los procesos de medición, el cual es esencialmente para la disminución del riesgo de realizar mediciones erróneas, lo antes mencionado se inicia con la determinación de las tolerancias de las mediciones, basándose en las normas y reglas de acuerdo al tipo de proceso de medición que se lleve a cabo.

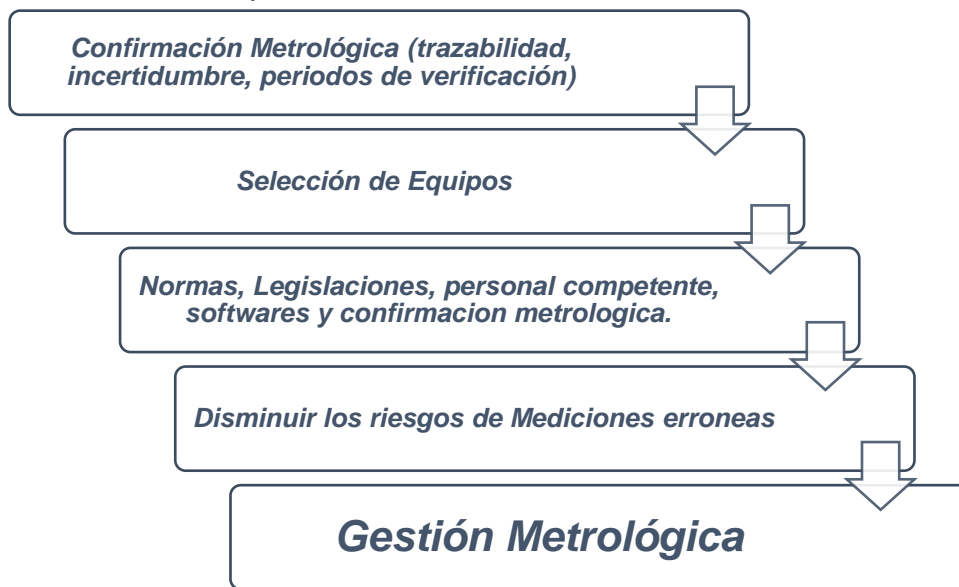


Tabla. 3 Gestión Metrológica, Cedeño 2008

La figura anterior (Fig.9) nos muestra un proceso general que permite realizar la confirmación metrológica de los equipos utilizados en cualquier proceso, lograr un 100% de la funcionalidad del equipo en periodos largos en la práctica es difícil, por tanto, realizar la confirmación nos permite optimizar la capacidad de funcionamiento de dichos equipos mediante la aplicación de una gestión.

4.4 Definiciones generales en un Sistema de Gestión de Medición

Una medición debe poder repetirse un número infinito de veces debiéndose obtener siempre el mismo resultado, sin embargo, es complicado lograr el mismo resultado debido a las características que puede presentar un instrumento, o a las condiciones de operación, surgiendo conceptos como trazabilidad e incertidumbre, entre otros.

Algunos de los términos y definiciones más utilizados y presentes en la elaboración de sistemas de gestión de mediciones son los siguientes.

4.4.1 Medición

Conjunto de operaciones que tiene como objeto determinar el valor de una magnitud

4.4.2 Magnitud de Influencia

Magnitud que no es el mensurado pero que afecta el resultado de la medición.

4.4.3 Error

Cualquier medida viene condicionada por posibles errores experimentales que pueden ser del tipo accidental o sistemático, por sensibilidad del equipo.

- Errores de Operación
- Error del equipo
- Error por causa de medio ambiente

4.4.4 Corrección

Valor agregado algebraicamente al resultado no corregido de una medición para compensar un error sistemático.

4.4.5 Factor “K”

factor usado para convertir el número de pulsos generados por un medidor cuya operación es basada en tecnología electrónica de pulsos, a unidades de volumen. El factor “K” es comúnmente determinado por el fabricante del medidor, pero éste no toma en cuenta todas las condiciones operacionales específicas a las que el medidor puede estar sujeto.

4.4.6 Linealidad

Desviación entre la curva de calibración de un dispositivo de medición y una línea recta. Correlación entre variables donde el cambio de una de estas variables provoca un cambio preciso y proporcional a la otra variable

4.4.7 Error Máximo Permitido

Son aquellos valores extremos de un error permitido por especificaciones, reglamentos, etc. Para determinado instrumento en específico.

4.4.8 Mensurado

Magnitud particular sujeta a medición

4.4.9 Método de Medición

Descripción genérica de la secuencia lógica de operaciones que se realizan en una medición.

4.4.10 Procedimiento de Medición

Es la información detallada de una medición conforme a uno o más principios de medición y a un método de medición dado, basándose en un modelo de medición e incluye los cálculos necesarios para la obtención de un resultado.

4.4.11 Rangeabilidad

Relaciona la escala máxima y mínima del medidor e indica lo versátil que puede ser en relación a los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse en la operación.

4.4.12 Escala

Conjunto ordenado de marcas, con una numeración asociada, que forma parte de un dispositivo indicador de un instrumento de medición.

4.4.13 Sensibilidad

Cambio en la respuesta de un instrumento de medición dividido por el correspondiente cambio del estímulo.

4.4.14 Resolución

La menor diferencia de indicación de un dispositivo indicador que puede percibirse en forma significativa.

4.4.15 Patrón

Medida materializada, material de referencia, instrumento de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o más valores de una magnitud sirviendo como referencia.

4.4.16 Trazabilidad

Propiedad del resultado de una medición o de un patrón tal que pueda relacionarse con referencias determinadas, generalmente nacionales o internacionales por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.

4.4.17 Incertidumbre

Parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurado, debido a la ausencia de certeza en la medición de una magnitud se recurre a un intervalo aceptable de magnitudes en que se encuentra el valor real de la medición.

4.4.18 Calibración

La comparación 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 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.

4.4.19 Calidad

Propiedad inherente a un objeto que le confiere capacidad para satisfacer necesidades implícitas o explícitas, la calidad de un producto o servicio es la percepción que el cliente tiene del mismo o precisado por estándares internacionales o nacionales.

4.4.20 Confirmación metrológica

Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto. La confirmación metrológica incluye la calibración y/o verificación, cualquier ajuste necesario y posterior re calibración.

4.4.21 Rango

Es la región de valores de la propiedad en cuestión asociada a la capacidad del instrumento de medida. Intervalo máximo y mínimo del valor medible de dicho equipo.

4.4.22 Precisión

Desde el punto de vista estadístico se puede relacionar a la precisión con la desviación estándar asociada a la propiedad medida. Entendiendo lo anterior se puede decir que la precisión de un instrumento de medición indica la magnitud de la semi-amplitud del intervalo de confianza dentro del que se puede esperar que varíe la medición.

4.4.23 Exactitud

Estadísticamente, es la distancia que existe entre la media estadística de los datos recabados en un proceso de calibración y el valor real esperado de la medición.

4.4.24 Sistemas Informáticos y telemétricos

Aquellos sistemas electrónicos que permiten la información en tiempo real, de las mediciones de hidrocarburos, en los diferentes puntos de su instalación.

4.5 Modelo del Sistema de Gestión de Medición

A partir de la década 80's, la implementación en las empresas de los sistemas de gestión de calidad basados en la familia de normas ISO9000, constituye un elemento fundamental para lograr la eficacia en su gestión, ya que contribuyen al mejoramiento continuo de los procesos.

Uno de los objetivos de la ISO 9000, es el enfoque basado en proceso. En este sentido, cualquier actividad o conjunto de actividades, que utiliza recursos para transformar elementos de entrada en resultados, se considera un proceso.

Para las empresas operar de manera eficaz, considera identificar y gestionar numeroso proceso que se interrelaciona e interactúan, un resultado deseado puede ser logrado debido a la eficiencia en las actividades y todos los recursos que se relacionan en su proceso. Siguiendo este enfoque, los procesos de medición deberían considerarse como procesos específicos cuyo objetivo es la mejora en la calidad de los hidrocarburos medidos.

La ISO 10012, “*Sistemas de Gestión de las Mediciones- Requisitos para los Proceso de Medición y los Equipos de Medición*”, es una norma internacional con la finalidad de especificar requisitos genéricos y está orientada a la gestión de los procesos de medición y la confirmación metrológica de los equipos de medición utilizados. La aplicación de un sistema de gestión de las mediciones, en la industria petrolera plantea el establecer los requisitos utilizados para la gestión de la calidad de un sistema de medición aplicado en cualquier etapa de la cadena de valor de la industria petrolera con la finalidad de asegurar los requisitos de calidad de los hidrocarburos y los requisitos metrológicos especificados.

4.5.1 Esquema de Aplicación del Sistema de Gestión de Medición

Un efectivo sistema de administración de las mediciones asegura como ya se mencionó, que el equipo y proceso de medición sean los adecuados para su uso esperado y es importante en el logro de los objetivos de calidad y en la administración de riesgos por resultados de mediciones incorrectas.

La aplicación de un sistema de gestión de mediciones en cualquier etapa en la cadena de valor de la industria petrolera, considera el disminuir los riesgos de medición que se pueden dar en cualquier punto de mediciones hidrocarburos, que podrían afectar la calidad de los productos y por consiguiente afectando los ingresos económicos. Las afectaciones a los ingresos económicos, no solo pueden presentarse en las ventas, sino que pudiera verse afectado por incumplimientos que se puedan dar de acuerdo a las normativas aplicables a cada eslabón en materia de regulación de medición o de los mismos requerimientos del cliente final.

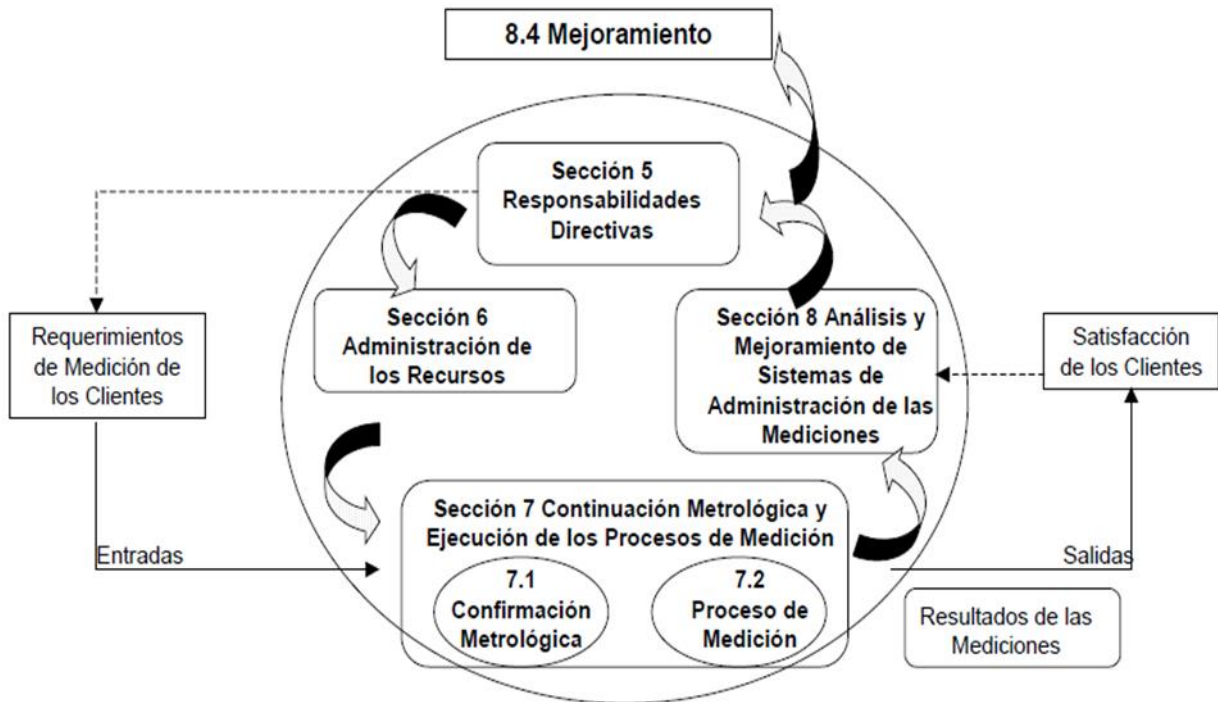


Fig.20 Modelo de un Sistema de Gestión de Mediciones, ISO 10012 2003

En la figura anterior (Fig. 19), se muestra el enfoque a los procesos que realiza esta norma, ya que considera a los procesos como procesos específicos orientados para la mejora de la calidad de los productos manufacturados de acuerdo al giro en que se aplique.


4.5.2 Estructura del Sistema de Gestión de Medición


La Norma ISO 10012, proporciona la guía para la implementación del sistema, pudiendo ser útil en el mejoramiento de actividades de medición, confirmación metrológica y en la calidad de los productos, las empresas que estén involucrados en alguna etapa de la cadena de valor de la industria petrolera, como puede ser en la etapa de producción, comercialización, almacenamiento, etc. Tiene la responsabilidad de determinar el nivel de controles necesarios y especificar los requerimientos necesarios para los sistemas de gestión de medición, esto de acuerdo a sus necesidades y para dar cumplimiento a las regulaciones de acuerdo al giro en que se encuentre, ya sea los requerimientos de la CNH o CRE.

En los siguientes puntos se establece el modelo que presenta la ISO10012, para la elaboración de los sistemas de gestión de medición:

1 Alcance

De acuerdo a la dependencia a la cual vaya dirigido el sistema de gestión de las mediciones podemos determinar el alcance el cual abarcara el sistema, en términos generales de acuerdo a las regulaciones vigentes en materia de medición se pueden plantear los siguientes alcances:

 Los lineamientos en materia de medición son 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, al amparo de un contrato o de una asignación, desde el pozo y, en su caso, en el yacimiento, hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, así como en los puntos de medición, objeto de regulación por parte de la CNH

 Las disposiciones de carácter general en materia de medición, establecen son aplicables y tratan sobre la configuración de sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades, ya sea volumen o masa, de petrolíferos y petroquímicos que se reciben, almacenan y se transfieren en las terminales de almacenamiento y reparto, plantas de distribución, transporte por medio de ductos o estaciones de servicio, según corresponda, y de petróleo en cualquier otro sistema de almacenamiento en el país, objeto de regulación por parte de la CRE.

2 Referencias Normativas

De acuerdo a cada regulación establecida, y dependiendo a la que se planea dar cumplimiento pueden variar las normas y estándares aplicables a la medición de hidrocarburos, algunas que se consideran tanto para la CRE como la CNH, se presentan las siguientes:

- 🔹 Normas generales en diseño de sistemas, equipos e instrumentos de medida, como normas mexicanas (NOM).
- 🔹 Guía para la expresión de incertidumbre en las mediciones (ISO GUM)

- 💧 Guía para el uso del sistema internacional de unidades
- 💧 Sistemas de medición dinámicos y estáticos de la OIML (Organización mundial de metrología legal)
- 💧 Normas y estándares relacionados a la medición de hidrocarburos tanto estática como dinámica, Instituto Americano del Petróleo (API, siglas en inglés), Organización Internacional para la Estandarización ISO, así como la ASTM Sociedad Americana de Prueba de Materiales.
- 💧 Normas y estándares para la determinación de la calidad Nacionales (NOM).

3 *Términos y Definiciones*

Algunos de los términos utilizados, ya se presentaron en apartados anteriores, adicionales a estos, se pueden considerar los presentados por cada dependencia regulatoria, que están disponibles tanto en los lineamientos técnicos en materia de medición de la CNH y en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición de la CRE.

Se debe de considerar el rol de la medición al cual estará dirigido, ya que no será lo mismo la medición en trasposos de custodia proveniente de un campo de extracción, a uno dirigido hacia las terminales de almacenamiento.

4 *Sistema de Gestión de la Medición*

Establecer que dicho sistema, es un conjunto de elementos interrelacionados o interactuantes para lograr confirmaciones metrológicas y lograr un control continuo de los procesos de medición.

4.1 *Proceso de Medición*

Se especifica que es un conjunto de operaciones para determinar el valor de una cantidad.

4.2 *Equipo de Medición*

Se debe de especificar en este apartado los instrumentos de medición, softwares, material de referencia o apartados auxiliares, necesarios para realizar los procesos de medición, y si es el caso especificar patrones de medición utilizados para la confirmación metrológica.

4.3 *Características Metrológicas*

Características metrológicas que pueden influenciar los resultados de medición, es diferente de acuerdo a los equipos de medición, como puede ser la incertidumbre, errores máximos etc.

4.4 *Confirmación Metrológica*

Son aquellas actividades que nos permitirán asegurar que un equipo de medición cumpla con los requerimientos para su uso esperado, generalmente en las confirmaciones metrológicas incluyen calibraciones y verificaciones, ajustes o reparaciones necesarias, así como comparaciones con requerimientos específicos.

5 *Generalidades del Sistema de Gestión de la Medición*

Se debe asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos por las entidades regulatorias. Cualquier cambio en el sistema debe ser de acuerdo con los procedimientos de la organización o en dado caso apegado a las normativas y estándares vigentes.

6 *Responsabilidades Directivas*

Funciones y responsabilidades de las autoridades de la empresa, como pueden ser los directores generales, gerentes técnicos, etc., esto depende de la estructura de la empresa involucrada en alguna actividad que considere mediciones.

6.1 *Funciones Metrológicas*

La alta administración debe asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para establecer y mantener las funciones metrológicas.

6.2 *Enfoque a los Clientes*

La administración debe asegurar los requerimientos de calidad de los productos hidrocarburo de acuerdo a las exigencias normativas de cada dependencia, por ejemplo: densidad API, contenidos de azufre máximos etc.

6.3 *Objetivo de la calidad*

Cada administración debe de asegurar los requerimientos de calidad establecidos en las regulaciones de la CRE y CNH, con la finalidad de no infringir en sanciones.

6.4 *Revisiones Directivas*

La alta dirección mediante revisiones debe asegurar el correcto funcionamiento del sistema de gestión de medición

7 *Administración de los Recursos*

7.1 *Recursos Humanos*

7.1.1 *Responsabilidades del Personal*

La administración debe definir y documentar las responsabilidades de todo el personal y especificar los roles que deben cubrir del sistema

7.1.2 *Competencia y Capacitación*

7.2 *Recursos de Información*

7.2.1 *Procedimientos*

Aquellos relacionados a la operación de los sistemas de medición, equipos y procesos de medición.

7.2.2 *Software*

Aquellos utilizados en los procesos de medición y cálculos de resultados, los cuales serán documentados, algunos ejemplos son los utilizados por Pemex como puede ser el sistema SCADA o las unidades de control que a su vez utilizan diferentes softwares para su interpretación de datos.

7.2.3 *Registros*

Ejemplos de registros son los generados a partir de las confirmaciones, resultados de medición, compras, datos de operaciones, datos de No conformidades, quejas, entrenamientos y calificaciones por alguna dependencia regulatoria, u otros datos históricos de soporte para los procesos de medición.

7.2.4 *Identificación de Equipos*

Debe de haber una identificación de los equipos involucrados en la medición de hidrocarburos, para su correcta operación.

7.3 *Recursos Materiales*

7.3.1 *Equipo de Medición*

Todo equipo necesario para la medición y cuantificación de los hidrocarburos

7.3.2 Medio Ambiente

Condiciones ambientales requeridas para la efectiva operación de los procesos de medición.

7.4 Proveedores Externos

8 Confirmación Metrológica

8.1 Generalidades

Esclarece que las confirmaciones deben ser diseñadas e implementada para asegurar que las características del equipo satisfagan los requerimientos regulatorios.

8.1.1 Intervalos entre Confirmación

8.1.2 Controles de ajuste de los equipos

8.1.3 Registros de los procesos de confirmación metrológica

8.2 Procesos de Medición

8.2.1 Generalidades

Todo aquel Proceso que forme parte del sistema de gestión de medición, debe ser planeados, validados, implementados y documentados para su control, considerando que las cantidades influenciadas que afecten los procesos deben ser identificados y considerados.

8.2.2 Diseño del Proceso de Medición

Deben considerarse los requerimientos establecidos en las regulaciones establecidas por la CNH y CRE.

8.2.3 Ejecución del Proceso de Medición

Algunas de las condiciones que deben ser previstas son el uso del equipo, aplicación de los procedimientos de medición, disponibilidad de información, mantenimiento de las condiciones de operación, personal competente y reportar todos los resultados derivados de la medición.

8.2.4 Registros de los Proceso de Medición

8.3 *Incertidumbre de las Mediciones*

Esta debe ser estimada para cada proceso de medición que esté involucrado en el sistema de gestión de la medición, apegándose a los límites planteados por las dependencias regulatorias.

8.3.1 *Trazabilidad*

Se debe asegurar que todos los resultados de medición puedan ser trazables con las normas, regulaciones, o estándares de unidades de medición.

9 *Análisis y Mejora del Sistema de Gestión de la Medición*

9.1 *Auditorías Internas y Externas*

Se considera externas aquellas realizadas por alguna entidad regulatoria o alguna empresa tercera con funciones acreditadas por una entidad regulatoria.

9.2 *Control del SGM*

En este se incluye:

9.3 *Control de No conformidades*

9.3.1 *Procesos de Medición No Conformes*

9.3.2 *Equipos de Medición No Conformes.*

9.4 *Acciones Correctivas*

9.5 *Acciones Preventivas*

Los anteriores puntos son aplicables para la elaboración de un sistema de gestión el cual como ya se comentó en apartados anteriores, y con fines del presente trabajo es presentar este modelo para la aplicación en cualquier etapa de la cadena de valor, ya sea Upstream, Midstream o Downstream, con la consigna de mantener un control y conocimiento de todos los procedimientos tanto operativos como administrativos sobre los equipos, sistemas de medición, personal y condiciones metrológicas, que mediante un sistema de gestión de mediciones se proponer dar cumplimiento, contemplando lo todo aquello involucrado en la medición de los hidrocarburos, asegurando por este modelo el dar cumplimiento a las diferentes disposiciones, y lineamientos referentes a la medición de hidrocarburos, emitidos por los organismos reguladores.

4.6 Sistema de Gestión de Medición caso Plata de Almacenamiento

Conociendo la información requerida para la elaboración de un Sistema de Gestión de Medición de Hidrocarburos (SGM), con la información presentada en capítulos anteriores, y en dicho capítulo se presentó la información contenida en la ISO 10012 en la cual se considera la base para su elaboración, lo cual nos permitirá dar un breve ejemplo para la elaboración de un SGM.

La Elaboración, uso y aplicación de un SGM, asegura que las mediciones llevadas por los equipos, procesos y personal, sean adecuados para su uso esperado, pudiendo ser almacenamiento, reparto, transporte por auto-tanque o carro-tanque, distribución, transferencia de custodia, importación y exportación de petróleo, etc., dicho sistema considera relevante la aplicación de este en cualquier punto existente de medición.

El Objetivo principal de un sistema de gestión de medición, es administrar los riesgos que los equipos, procesos y personal pudiera generar resultados incorrectos, afectando la calidad y medición que se efectúa en una organización, la elaboración puede considerar métodos complejos como básicos, ejemplo de ello pudiera ser desde verificaciones básicas a los equipos hasta la aplicación de técnicas y modelos estadísticos para asegurar el control de los procesos de medición.

Un punto importante a mencionar, es considerar que las organizaciones que implementen un SGM, tienen la responsabilidad de determinar el nivel de controles necesarios aplicados a sus SGM, o tienen la obligación de dar cumplimiento a los controles y especificaciones que establezcan las entidades encargadas de la regulación de este tipo de actividades.

4.6.1 Identificación de Requerimientos de Acuerdo al Campo de Aplicación

De acuerdo a las necesidades que se desean cumplir con la aplicación de un proyecto que involucra la gestión de la medición, es importante identificar el tipo de permiso y actividad que se llevara a cabo, para generar el sistema correspondiente, que dará cumplimiento a las regulaciones, lineamientos, reglamentos y especificaciones que se solicitan para efectuar dichas actividades, en nuestro país contamos con órganos reguladores que se encargan de verificar el desarrollo y aplicación de las actividades que se involucran en la industria petrolera.



Fig.21 Marco regulatorio en la Cadena de Valor de la Industria Petrolera

La figura anterior (fig.21) muestra un marco regulatorio en la cadena de valor de la industria petrolera, en efectos para el trabajo de tesis, se consideran a la CNH y CRE, en materia de medición de hidrocarburos, pero como se ha mencionado este trabajo la aplicación de un sistema de gestión de medición puede ser aplicable en cualquier etapa y dirigido así a la dependencia que requiera el cumplimiento en materia de medición.

Con lo antes mencionado aclaramos que siempre es importante revisar los tipos de requerimientos se quieren satisfacer de acuerdo a la regulación vigente que aplique la actividad a realizar, considerando este punto, la estructura general en la aplicación de un SGM, ya se presentó en puntos anteriores, en los siguientes párrafos se integrará la información presentada para generar un SGM que pueda dar cumplimiento al requerimiento solicitados por la Comisión Reguladora de Energía, en la etapa de almacenamiento de Petróleo, petrolíferos o petroquímicos.

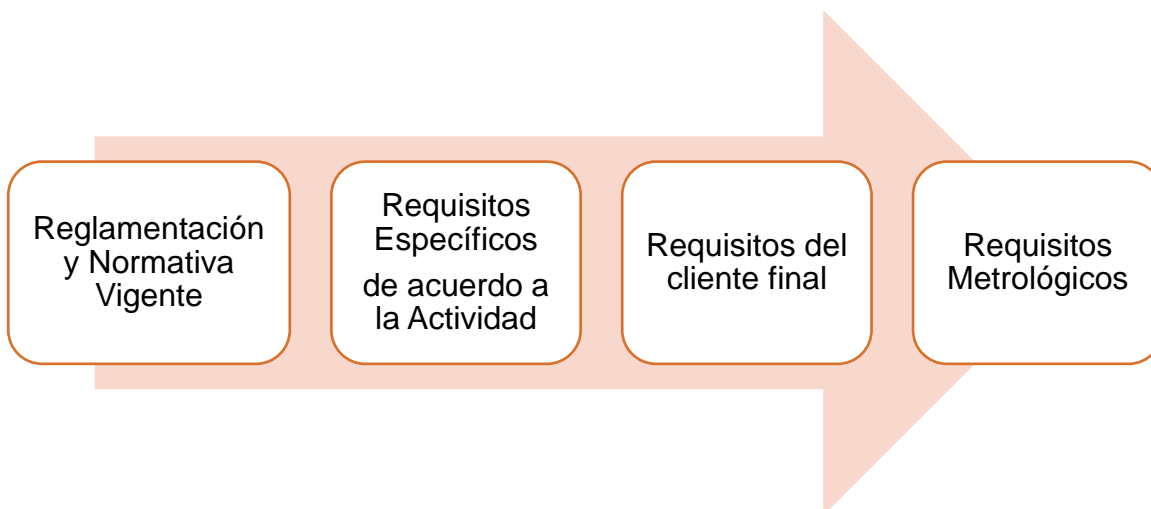


Tabla. 4. Esquema para Elaboración de un SGM a partir de la Actividad a Realizar, Elaboración propia.

4.6.2 Objetivo y Alcance

El objetivo se establece para determinar las actividades las cual abarcara el Sistema de Gestión de Medición, así como, realizar la implementación para mejorar las actividades de medición, determinando los niveles de control necesarios y especificados en los requisitos normativos del órgano regulador a cargo de su verificación, asentando que el SGM es aplicable a los sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades de volumen de hidrocarburos almacenados en la instalaciones y realizar la observación que va dirigido a todo los operadores y personal involucrado en las operaciones de medición y mantenimiento de los equipos e instrumentos, incluyendo tanques de almacenamiento que resulten involucradas en las actividades antes mencionadas.

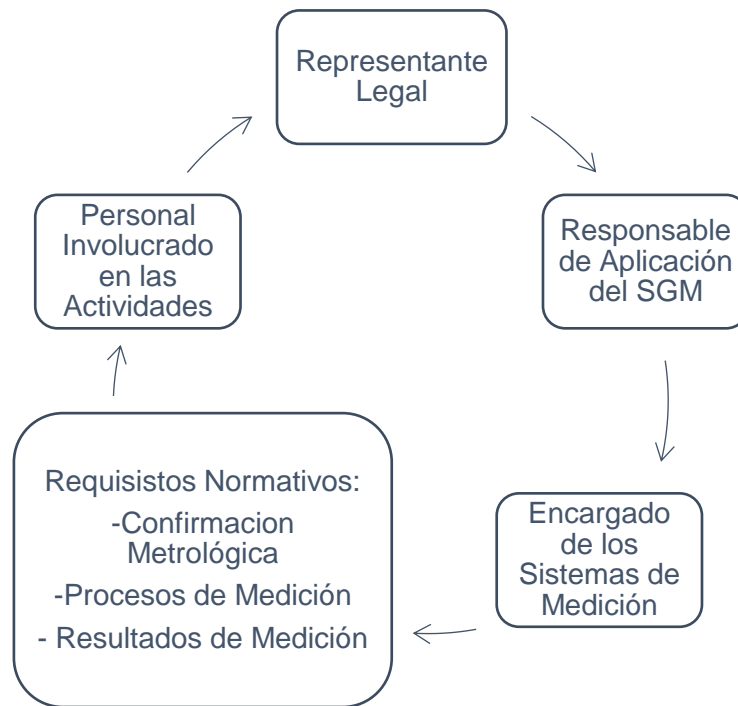











Fig.21 Organización General del SGM, elaboración propia.

4.6.3 Referencias Normativas

Referencias Normativas aplicadas en la medición, incluidas las requeridas por el organismo regulador.

- 
 NMX-055-IMNC-2009, Vocabulario Internacional de Metrología por OIML (Organización Internacional de Metrología Legal)
- 
 ISO 10012:2003 Sistema de Gestión de las mediciones, requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.
- 
 NMX-EC-17025-IMNC-2006, Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.
- 
 OIML R71, Requerimientos Generales almacenamiento en tanques
- 
 API 3.1 A, Procedimientos para medir manualmente el nivel de hidrocarburos
- 
 API 3.1B, Procedimientos para medir de manera automática el nivel de hidrocarburos.
- 
 API MPMS, Manual de Estándares de medición del petróleo
- 
 OIML R117, Medición Dinámica para líquidos diferentes al agua.
- 
 ASTM American Society for Testing Materials

4.6.4 Definiciones Utilizadas

De acuerdo al Sistema de Gestión de Medición, se aplicarán las definiciones y términos que sean requeridos:

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 patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres 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.

Característica Metroológica: Característica identificada que puede influir en los resultados de la medición.

Equipo de medición: Instrumento de medición, software, patrón de medida, material de referencia o aparato auxiliar, o una combinación de éstos, necesario para llevar a cabo un proceso de medición.

Error de medida: Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia.

Error máximo permisible: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Sistema de medición: Conjunto de instrumentos de medida y dispositivos auxiliares, incluyendo los sistemas electrónicos para coleccionar y procesar la información, competencias del personal, materiales de consumo, procedimientos y otros documentos, para proporcionar valores medidos dentro de intervalos determinados de los mensurandos que se especifiquen.

Repetibilidad: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos, obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones que incluyen el mismo procedimiento de medida.

Resolución: Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente de un instrumento.

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.

Acción preventiva: son aquellas acciones que se toman para prevenir la causa de una no conformidad.

Acción correctiva: Aquella acción que se toma para dar solución a una no conformidad.

Transferencia o Enajenación: Acción mediante la cual se traspasa un hidrocarburo, petrolífero o petroquímico, de un responsable de su custodia a otro.

De acuerdo a el ámbito de aplicación serán utilizados los términos correspondientes, estos son algunos involucrados en los sistemas de gestión de medición.

4.6.5 Requisitos Generales

Este apartado dependerá de acuerdo al requerimiento al cual se le pretende dar cumplimiento, para dicho caso se da cumplimiento a las DACG, en materia de medición de hidrocarburos de la CRE, lo cual considera, asegurar a satisfacción de los requisitos metrológicos especificados, algunos observados son:

1. Resolución
2. Repetibilidad
3. Linealidad Error máximo permitido
4. Incertidumbre

Se incluyen los requisitos que solicita la dependencia para dar cumplimiento a lo referente en medición de hidrocarburos, por ejemplo, la elaboración de procedimientos operativos y aquellos relativos a la medición.

4.6.6 Responsabilidades Directivas

4.6.6.1 Función Metrológica

Funciones con responsabilidades administrativas y técnicas para definir e implementar un sistema de gestión de mediciones, es importante establecer las condiciones a las cuales se deberá dar cumplimiento a las condiciones metrológicas específicas de cada equipo de medición. La gestión de las funciones metrológicas se deberá documentar y mantener el SGM, para su mejora continua.

4.6.6.2 Enfoque a clientes finales

El encargado de la aplicación de un sistema de gestión debe asegurar lo siguiente:

- Los requerimientos de mediciones del órgano regulador se determinan y convierten en requerimientos metrológicos
- Los requerimientos de los clientes finales de igual manera se incluyen en requerimientos metrológicos

4.6.6.3 Objetivo de la Calidad

A partir de las normativas vigentes, establecidas para la medición de hidrocarburos, la administración debe definir y establecer los objetivos de calidad mediante procedimientos de medición, para efectuar su correcto control.

Como objeto de asegurar la calidad en la medición se tiene:

- Aseguramiento en los programas de calibración y verificación de los equipos involucrados en la medición
- Asegurar los resultados de medición sean conformes a las disposiciones administrativas o lineamientos a los cuales se deba dar cumplimiento
- Realizar un control de los documentos generados en el SGM.

4.6.6.4 Revisiones Directivas

La directiva, debe asegurar la organización de las revisiones sistemáticas al SGM, en tiempos planeados para verificar su continua adecuación y efectividad.

4.6.7 Administración de los Recursos

4.6.7.1 Recursos Humanos

4.6.7.2 Responsabilidades del Personal

La directiva y el o los encargados del SGM, definen las responsabilidades para todo el personal involucrado en los puntos de medición de la planta.

4.6.7.3 Competencias y Entrenamiento

La directiva debe de asegurar que el personal involucrado en el SGM, demuestre su habilidad para ejecutar las operaciones realizadas para la medición de hidrocarburos, ocupándose de las capacitaciones correspondientes. El personal debe estar consciente del alcance de sus actividades y el impacto de ellas sobre la efectividad del SGM, así como en la calidad del producto.

4.6.8 Recursos de Información

4.6.8.1 Procedimientos

Los procedimientos que se desprenden del SGM, deben estar documentados para el alcance de todo el personal involucrado, antes deben ser validados para asegurar una apropiada implementación.

4.6.8.2 Software

El software usado en los procesos de medición y cálculos de resultados debe ser documentado, identificado y controlado para asegurar su uso continuo, la revisión a este debe ser probado y validado previo a su uso inicial,

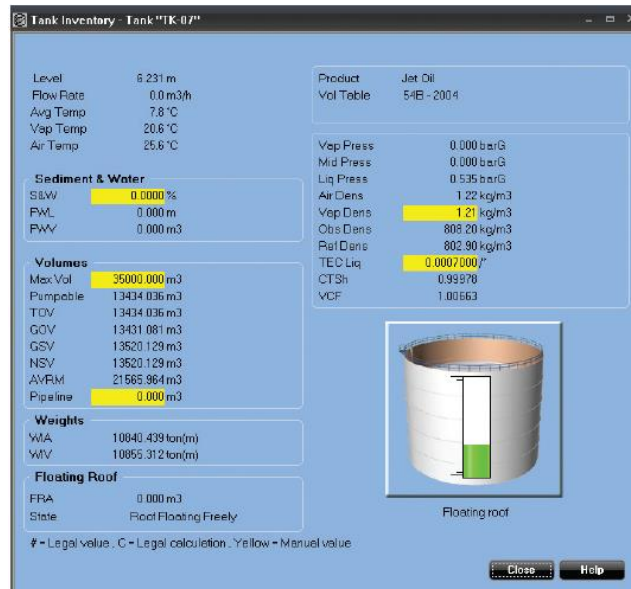


Fig.22 Aplicación típica de interfaz de un software utilizado

4.6.8.3 Registros

Registros que contienen la información requerida para la operación del SGM, con el fin de asegurar la identificación de la operación a realizar, estableciendo claramente los periodos de retención y disposición.

4.6.8.4 Identificación

El equipo de medición y los procedimientos operativos usados en el sistema, debe ser claramente identificado, ya sea en forma individual, colectiva por área o dependiendo a criterio del operador.

4.6.9 Recursos Materiales

4.6.9.1 Equipo de Medición

Todo el equipo de medición necesario para satisfacer los requerimientos metrológicos especificados debe estar disponible y ser identificado en el SGM, adicional a esto, el equipo debe contar con un status de calibración válido o previo a ser confirmado, todo el equipo utilizado debe estar en un ambiente idóneo de acuerdo a su operación y estar en condiciones óptimas para su operación.

Los equipos e instrumentos de medición deben de ser calibrados por un Laboratorio preferentemente acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., en caso de que no hubiere Laboratorio acreditado, se investiga si los Patrones de Calibración con los que cuenta el Laboratorio a seleccionar, para realizar la calibración de los equipos e instrumentos de medición, cuenta con la trazabilidad a los Patrones Nacionales (CENAM) o en su defecto Internacionales y, en caso de no existir alguno de los anteriores, que se encuentre aprobado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), antes de ser puestos en operación.

4.6.9.2 Medio Ambiente

Se deben establecer las condiciones requeridas para la efectiva operación de los procesos de medición, ejemplo de ello los establecidos por la CRE, en las DACG relativas a la medición, almacenamiento y transporte de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, ejemplo de ello son las condiciones estándar 20°C y 1.0 atmosferas (101.325 kPa).

4.6.10 Proveedor Externo

La directiva debe establecer y documentar los requerimientos para productos y servicios a ser ofrecidos por proveedores externos para el SGM, es importante realizar la evaluación de los proveedores para cumplir con las obligaciones metrológicas establecidas en el SGM.

4.6.11 Confirmación Metrológica y Ejecución de los procesos de Medición

4.6.11.1 Confirmación Metrológica

La confirmación metrológica se debe diseñar e implementar para asegurar que las características metrológicas del equipo de medición satisfagan los requerimientos de la regulación a dar cumplimiento, la confirmación metrológica cubre calibraciones y verificaciones de los equipos, por este medio podemos incluir programas de calibraciones a equipos y mediante el registro de documentos de certificación.

Para la existencia de programas de calibración y verificación debido a que pueden variar dependiendo de los equipos de medición utilizados, sin embargo, estas acciones deben realizarse frecuentemente, el uso de probadores y otros instrumentos usados para la calibración de los dispositivos de medición deben ser examinados para comprobar su exactitud antes de usarse e integrados en los programas para asegurar su verificación periódica.

4.6.11.2 Intervalos de confirmación metrológica

Los intervalos de confirmación serán establecidos a partir de los requerimientos de las DACG, en este caso se considera calibraciones anuales para los medidores de flujo, para tanque de almacenamiento se establecen verificaciones cada 5 años y con calibraciones cada 10 años, para el caso de uso de cintas metálicas para la medición manual calibraciones anuales o dependiendo del uso dado, para el caso de usos de patrones de referencia, se contemplan verificaciones cada 3 meses y calibraciones anuales.

4.6.11.3 Controles de Ajuste del Equipo

El acceso a medios y dispositivos de ajuste en equipo de medición confirmado, cuyo ajuste mismo afecte el desempeño, debe ser sellado o salvaguardado por otros medios para prevenir cambios no autorizados.

4.6.12 Procesos de Medición

Los procesos de medición los cuales sean parte del SGM, debe ser planeados, validados, implementados, documentados y controlados, aquellas actividades influenciadas que afecten los procesos de medición debe ser identificados y considerados.

De acuerdo a lo descrito por la Organización Internacional de Metrología Legal, en OIML R117-1 Requisitos técnicos y metrológicos, para la constitución de un sistema de medición considera los siguientes elementos:

Elemento primario: Los sensores de medición asociados a los medidores de flujo, es la principal parte afectada por el mesurando, el cual convierte la cantidad de líquido en una señal medida enviada al quipo contabilizador, otro elemento son los termómetros que se encuentran en contacto con el fluido, para obtener una señal que es proporcional a la variable de temperatura, y de igual manera los manómetros, equipos utilizados para detectar la presión.

Sistemas de acondicionamiento de flujo: este tipo de accesorios neutralizan las distorsiones del flujo, con este accesorio el fluido adquiere un perfil de flujo libre de remolinos, simétrico y repetible que los medidores de flujo requieren para una buena medición.

Punto de Transferencia: Los sistemas de medición deben de tener incorporado por lo menos un punto de transferencia, este punto está localizado corriente abajo del medidor en los sistemas de descarga y corriente arriba del medidor en los sistemas de recepción.

Eliminador de gases: Los sistemas de medición deben incorporar este tipo de equipos, para el manejo apropiado de cualquier cantidad de aire o gases disueltos, los cuales se encuentran contenidos en el líquido antes de que entre al medidor.

Mecanismos de control y cierre: Si llega a existir riesgos las actividades operativas, debe ser empleado un dispositivo para limitar el flujo, este dispositivo debe ser instalado corriente abajo del flujo

Dispositivos auxiliares: Aquellos equipos destinados a realizar una determinada función involucrada en la elaboración, trasmisión o visualización de los resultados de la medición. Ejemplo de ello puede ser el uso del computador de flujo, el cual consta de una pantalla de visualización para registrar los cambios que se han hecho en cualquiera de los parámetros necesarios para cambiar los datos de medición.

4.6.12.1 Diseño del Proceso de Medición

Los procesos de medición diseñados para cumplir con los requerimientos de los órganos reguladores, deben ser documentados, validados conforme sea apropiado y necesario, de acuerdo a los solicitado para su cumplimiento.

El desarrollo de los Procedimientos Operativos se basa en las Normas Nacionales e Internacionales, así como a las DACG o lineamientos que establezcan un reglamento de medición.

4.6.12.2 Ejecución del proceso de medición

En cada procedimiento operativo se especifican y describen las condiciones a las cuales se realizan las mediciones algunas de las mediciones a ser controladas son:

- Uso de equipo con confirmación metrológica
- Procedimientos de medición verificados
- Disponibilidad de recursos de información requeridos
- Reportes de resultados, se incluyen las bitácoras y balances de operaciones
- Implementación de monitoreo

4.6.12.3 Registros de los procesos de Medición

Los procesos de medición deben de ser realizados bajo condiciones controladas y están diseñados para dar cumplimiento a los requerimientos metrológicos, por tanto, se requieren registros para demostrar el cumplimiento de los procesos de medición, incluyendo lo siguiente: descripción completa de procesos, catos del control de la medición, resultados de las mediciones, documentos de verificación relevantes. Esta actividad está restringida a las personas autorizadas por la directiva para generar, modificar y publicar reportes.

4.6.13 Incertidumbre la Medición y Trazabilidad

4.6.13.1 Incertidumbre de las Mediciones

La incertidumbre en las mediciones debe ser estimada para cada proceso de medición cubierto por el sistema de gestión de las mediciones. La incertidumbre se está relaciona a las precisiones asociadas a los dispositivos de medición, la calibración de los dispositivos y análisis, condiciones variables de operación, etc; para la determinación y combinación de incertidumbres en sistemas de medición es utilizado la API MPMS, CAP. 13, aspectos estadísticos de la medio o muestreo, en conjunto con la GUM, guía para la expresión de incertidumbre de medida.

La incertidumbre es importante desde el punto de vista económico, ya que es importante su consideración para lograr menores costos de operación y mayores ingresos económicos.

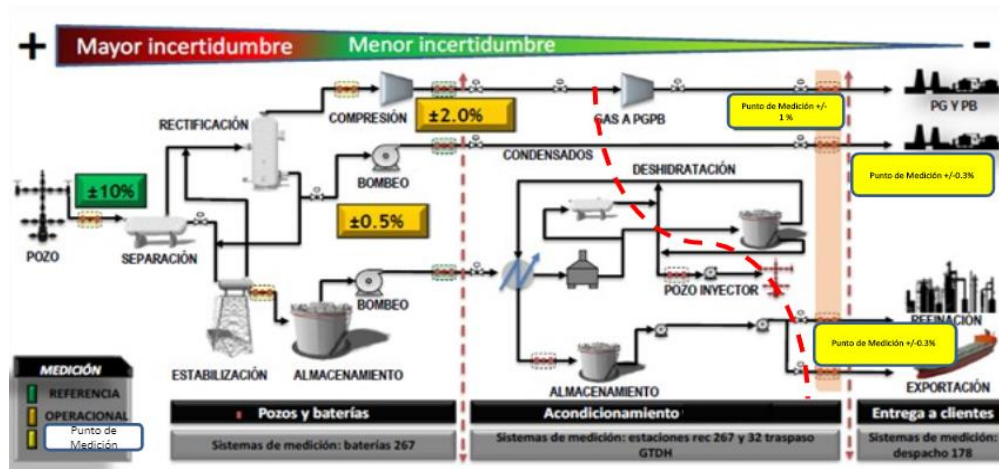


Fig. 23, Incertidumbres Típicas de Medición en la cadena de valor, CNH

4.6.13.2 Trazabilidad

De singular importancia son las mediciones de flujo, para las empresas que adquieren o venden fluidos de valor importante, para estas empresas el buen funcionamiento del equipo de medición tiene un impacto económico vital, por tanto, se hace necesario verificar que todos los resultados de mediciones sean trazables con patrones nacionales (CENAM, Centro Nacional De Metrología) o internacionales, o en su caso aprobados por los órganos reguladores.

4.6.14 Análisis y Mejora del Sistema de Gestión de Medición

La directiva debe planear e implementar el monitoreo, análisis y mejoramiento necesario para asegurar conformidades del sistema de gestión y realizar las mejoras continua del SGM específica a la medición.

4.6.14.1 Auditorías y Seguimiento

La directiva, debe aplicar auditorías, seguimientos y otras técnicas conforme sea apropiado para determinar la efectividad del sistema de gestión de medición.

4.6.14.2 Auditorías al SGM

La directiva debe de ser la encarga de atender y dar seguimiento a las auditorías externas realizadas por la autoridad competente, empresas encargadas y autorizadas u otras autoridades relativas a la medición, los resultados de todas las auditorías del SGM, y todos los cambios del sistema, deben ser registrados y la

directiva debe asegurar que se tomen acciones sin retraso para eliminar las no conformidades y sus causas

4.6.14.3 Procesos de Medición No Conformes

Cualquier proceso de medición que sea reconocido o sospeche de producir resultados de medición incorrectas en relación a los medidores patrón o en caso de medición en tanques, se observe una desviación considerable a las tablas de cubicación, debe ser identificado adecuadamente y no debe ser usado hasta que se hayan tomado acciones apropiadas.

4.6.14.4 Equipo de Medición No conforme

Acciones a seguir cuando se determine que existe un equipo o instrumento de medición no conforme, por ejemplo:

- Equipo o instrumento dañado
- Sobrecarga operativa
- Resultados erróneos
- Intervalos de confirmación incorrectos
- Daño a las partes físicas del equipo
- Alteraciones en su mecanismo

4.6.15 Mejora

4.6.15.1 Acciones Correctivas

Cuando algún elemento del sistema de medición no cumpla con los requerimientos especificados, o cuando algún dato relevante muestre algún patrón no aceptable, deben tomarse medidas para identificar las causas y eliminar las discrepancias.

4.6.15.2 Acciones Preventivas

La directiva debe determinar acciones para eliminar causas que generen una no conformidad en cuanto a los sistemas de medición o que afecte el SGM, a fin de

prevenir su ocurrencia, las acciones preventivas deben ser apropiadas a los efectos de los problemas potenciales mismos.

Algunas especificaciones técnicas establecidas en las Disposiciones Administrativas de Carácter General se presentan en el Anexo 1 y Anexo2, de este trabajo, el cual son agregadas con fines informativos de las especificaciones establecidas para un medidor de caudal y al almacenamiento en tanques verticales, que están establecidas en las DACG en materia de almacenamiento y transporte de hidrocarburos.

4.7 Evaluación Económica y su relación con el Sistema de Gestión de Medición

Para el análisis de implementación de un sistema de gestión de medición, es de suma importancia considerar el tipo de combustible a manejar, ya sea crudo, gasolinas, diésel, turbosina etc; con la finalidad de observar las necesidades operativas, también es importante observar las incertidumbres típicas observadas por los organismos reguladores de acuerdo al tipo de medición, ejemplo de ello se presenta en la tabla siguiente:

Tipo de Medición	Aceite	Gas
	Incertidumbre %	Incertidumbre %
Volúmenes medidos en pozo y primeras baterías	+/- 10.0%	+/- 10.0%
Transferencia de Custodia	+/- 0.25%-1%	N/A
Medición en carga o descarga de carro tanque	0.5-0.1%	0.5%

Tabla. 5. Incertidumbres típicas en tipos de medición

La necesidad de abastecer ya sea la refinería o las ventas de exportación de crudo, dado que entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio ya sea por buque o por oleoducto, en ocasiones se almacena tanto en el punto de embarque como en el desembarque, las capacidades de almacenamiento pueden variar según su diseño y manejo de hidrocarburos, ejemplo de ello la terminal de almacenamiento de dos bocas, tabasco, que mantiene una capacidad de 600,000 barriles, y podemos mencionar.

Para realizar un ejemplo demostrativo de importancia de un SGM, para la gestión de la medición, así como su impacto económico, estableceremos un proyecto "A", el cual consta de una construcción de una planta de almacenamiento de hidrocarburos, pudiendo ser petróleo, petroquímicos o petrolíferos, el cual maneja un recibo de producto de 600,000 b, que serán almacenados en 6 tanques de 100,000 b de capacidad cada uno, esta operación se llevara anual.

Requerimientos mínimos de instalación de patín de medición, la unidad de medición compuesta por medidores ya sea desplazamiento positivo o turbina, de acuerdo al tipo de producto, la instalación de probadores en este caso los conocidos como pipe provers (probadores bidireccionales), así como uso de válvulas motorizadas, eliminadores de gases, así como la instalación de instrumentación secundaria, temperatura, presión y punto de muestro, de igual manera se contempla las líneas de descarga a tanques y es necesario contemplar bombas para llenar los tanques de almacenamiento, así como, la construcción llenaderas para carga de carro-tanques.

La Información del que se tiene de la planta es la siguiente: (considerar que los costos son inferidos, ya que no se logró contar con información que pudiera apoyar a la elaboración del ejercicio, pero se debe considerar realizarlo en sitio para hacer un caso real en planta).

Datos Generales de Planta de Almacenamiento		
Acondicionamiento terreno	50	mmpesos
Equipos de Medición	3	
Líneas de descarga a tanque	6	
Precio Equipo de medición	15	mmpesos
Costo Instalación de Equipos	20	mmpesos
Costo de Tanques de almacenamiento	60	mmpesos x uno
Instalación equipo duración	1	año
Días por tanque	360	días x dos tanques
Costo instalación ductos total	180	mmpesos
Costo instalación llenaderas	30	mmpesos
Costo líneas de descarga a tanque	15	mmpesos
Información de Operación		
Mantenimiento de planta	50	mmpesos Anual
Costos de Operación	10	dls x bp
Costo Calibración de Medidores	5	mmpesos
Cubicación de Tanques	10	mmpesos

Tabla.6, datos de una planta de almacenamiento

Los datos económicos a considerar, así como la inflación anual de calcula en el 6%:

Datos Económicos		
Precio Dólar	20.32	peso
Precio Barril	60	dls
Inflación anual	6	%

Tabla. 7, Precios y tasa de inflación anual.

Se establecen descargas de combustible cada 2 meses, realizando anual mente 6 descargas de combustible, si se considera la ley de conservación de la materia, los índices económicos obtenidos serían los ideales para la aceptación de un Proyecto de esta magnitud, en la siguiente tabla se presentan los valores de VPN y TIR:

VPN	\$262	mmpesos
TIR	18%	

Para el análisis de los indicadores económicos, se consideró una inflación del 6% anual, así como la depreciación y amortización del equipo instalado en la planta, se considera una tasa de descuento del 12%, como medidas adicionales se consideró un pago de impuestos varios, en una tasa del 50%, considerando aquellos impuestos que establezca la ley por la operación de almacenado y transporte de hidrocarburos.

La evaluación se considera hasta el año 10, lo que correspondería al año 2028, como se muestra en la tabla siguiente:

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Descarga de hidrocarburo(mmb)					2.40	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60
Ingresos											
Venta del crudo (mmpesos)					2,926.08	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12
Ingreso Total (mmpesos)					2,926.08	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12	4,389.12
Inversión											
Acondicionamiento (mmpesos)	-50										
Contruccion ductos (mmpesos)	-60	-60									
lineas de descarga (mmpesos)	-30	-30	-30								
Equipo de Medición(mmpesos)		-15	-60	-60							
Compra de tanques de Almacenamiento		-120	-120	-120							
Total Inversión	-\$ 140.00	-\$ 225.00	-\$ 210.00	-\$ 180.00							

Tabla 8. Información de la Ingresos e Inversiones de la Planta.

De acuerdo a lo que hemos venido mencionando en cuanto a la importancia de la calibración de medidores, se puede expresar una nueva evaluación que nos permita observar los movimientos económicos a los cuales nos puede afectar el no tener un sistema de medición debidamente confirmado, si la incertidumbre de medición fuera del +/-0.5% esto nos podría hacer ganar o perder, se debe considerar que si se infringe en alguna anomalía en los sistemas de medición puede recaer en cuantiosas multas por parte de las dependencias correspondientes.

Incertidumbre de medición de +0.5%		
VPN	\$1,235	mmpesos
TIR	32%	

Incertidumbre de medición de - 0.5%		
VPN	-\$1,084	mmpesos
TIR	-35%	

Las Tablas anteriores, muestran la sensibilidad a la cual puede estar sometida la evaluación con el simple condicionamiento en cuanto a la incertidumbre de medición, que se pueda tener, ahora si se tomaran las demás variables que pueden afectar la evaluación, como puede ser:

- Incertidumbre por Calibración de Tanques
- Incertidumbre por factores de corrección por temperatura
- Incertidumbre por factores de corrección de presión
- Mermas en los balances de operación
- Errores de medición, por personal

Las anteriores son algunas de las posibles causas en la afectación económica, en cuanto a las ganancias que se puedan tener en las actividades pudiendo ser almacenamiento, transporte por ducto, carro-tanque, etc., de hidrocarburos.

Información adicional:

Se presenta un breve glosario para entender los términos económicos utilizados, se mencionan solo dos indicadores de evaluación ya que el ejemplo solo se considera representativo mas no el contexto del presente trabajo.

Valor Presente Neto: Criterio económico más aplicado, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto determinado y compara esa equivalencia con el desembolso inicial. Para aceptar un proyecto deben ser mayores a cero

Tasa Interna de Retorno (TIR): es la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Costos operativos: Son los costos que se presentan para llevar acabo determinada operación.

Costo de Mantenimiento: Aquellos costos que se generan a partir de ejecución de mantenimiento de los equipos utilizados en la industria.

Depreciación y amortización: Éstos son costos virtuales, es decir, se tratan y tienen el efecto de un costo, sin serlo. Para calcular el monto de los cargos se utilizan los porcentajes autorizados por la ley tributaria vigente en el país. Los cargos de depreciación y amortización, además de reducir el monto de los impuestos, permiten la recuperación de la inversión por el mecanismo fiscal que la propia ley tributaria ha fijado. El término depreciación tiene exactamente la misma connotación que amortización, pero el primero sólo se aplica al activo fijo, ya que con el uso estos bienes valen menos; es decir, se deprecian; en cambio, la amortización sólo se aplica a los activos diferidos o intangibles, ya que, por ejemplo, si se ha comprado una marca comercial, ésta, con el uso del tiempo, no baja de precio o se deprecia, por lo que el término amortización significa el cargo anual que se hace para recuperar la inversión.

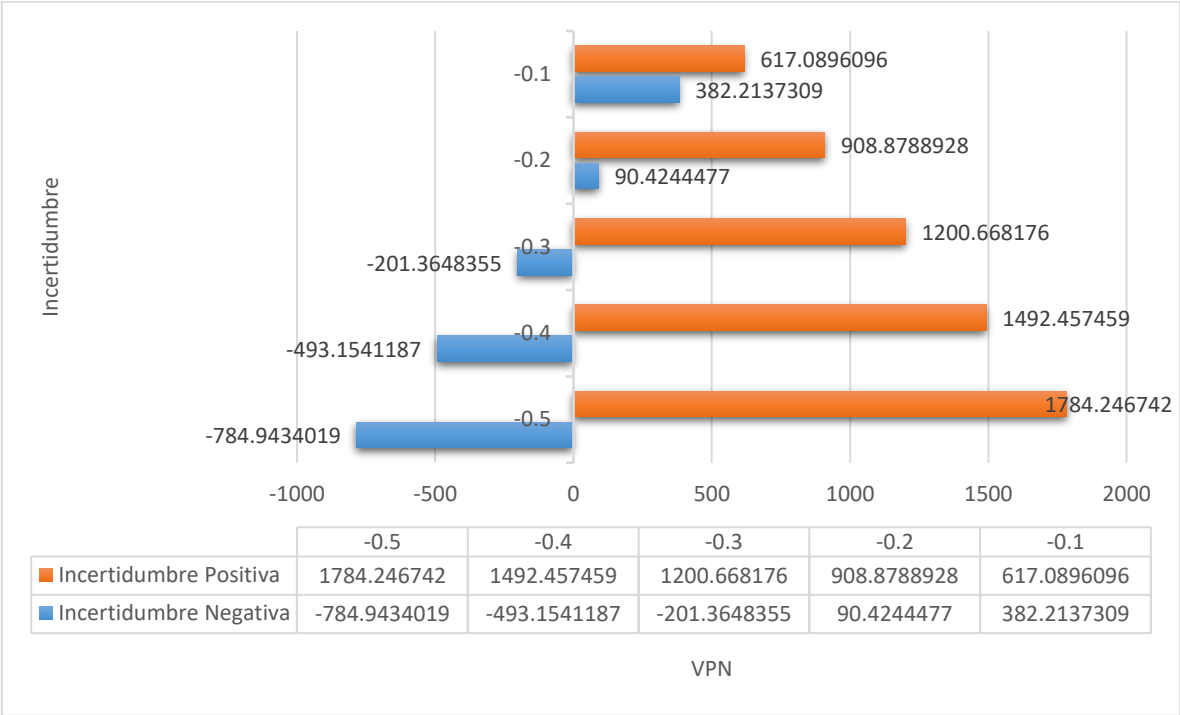
Inversión Inicial: comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo.

Costo de Materia Prima: No se debe tomar en cuenta sólo la cantidad de producto final que se desea, sino también la merma propia de cada proceso productivo.

Planeación Estratégica: es la herramienta que se debe utilizar cuando se tienen adversarios al frente, a diferencia de una planeación idealizada en donde todo se puede lograr, al menos teóricamente. La planeación estratégica siempre deriva en la generación de estrategias para vencer todas las adversidades que se vayan presentando en el camino.

Análisis de Sensibilidad: se le denomina así al procedimiento por medio del cual se puede determinar cuánto se afecta la TIR, ante cambios de determinadas variables del proyecto.

El objetivo es demostrar la variación de los ingresos, con sus indicadores económicos como TIR (Tasa Interna de Retorno) y VPN (Valor presente Neto), y su variación a partir de considerar las incertidumbres de medición de los equipos utilizados para su cuantificación, reflejados en los ingresos que son obtenidos a partir de dicha actividad, partiendo de la incertidumbres típicas, mostradas en la figura 23 en el apartado anterior, haremos un ejercicio de sensibilidad para observar las variaciones que se pueden presentar:



La tabla de sensibilidad se realizó considerando una incertidumbre de +/-0.5, considerando que tanto podemos obtener mediciones que nos favorezcan, como se mencionó se puede infringir en una violación a la regulación y el otro caso que los medidores presente esa incertidumbre, pero en contra, realizando mediciones erróneas.

Como pudimos observar, el hacer un ejercicio para determinar que tanto se puede afectar el tener mediciones erróneas, puede ser de gran apoyo para tener un control y manteniendo de los equipos de medición, por tanto, cumplir con los lineamientos y disposiciones para realizar las confirmaciones metrológicas de los equipos, mediante la realización de verificaciones y calibraciones a los equipos utilizados.

5 Discusión y Conclusión

- La importancia de la medición, como se ha visto a lo largo del trabajo y lo que se ha querido demostrar, es de suma importancia en cualquier etapa de la industria petrolera, considerándose por ello la aplicación de reglamentos y lineamientos para asegurar la correcta operación de cuantificación de productos.
- El objetivo principal de la medición es la de asegurar la calidad y la correcta cuantificación de los productos manejados, a partir de especificaciones metrológicas que pueden ser establecida por órganos reguladores, cliente, o normas internacionales que satisfacen la calidad de un producto.
- En el estricto apego a la regulación de la medición ya sea CRE o CNH, es demostrable que le establecer un sistema de gestión nos permite tener entre otras cosas la debida identificación de los instrumentos utilizados en la medición, así como, los programas que involucran su calibración y verificación con el hecho de cumplir los requerimientos de confirmación metrológica establecidos.
- En las mediciones de producto, no solo se puede conocer el volumen que pasa atreves de este, adicional a esto podemos determinar las temperaturas, calidad y desempeños del proceso en cualquier punto de medición.
- Es importante considerar la normativa vigente, y determinar cuáles son aplicables dependiendo el punto en el que se encuentre, con la finalidad de cubrir todos los requerimientos pertinentes a la medición.

- En la elaboración de este trabajo, da la pauta para poder implementar un SGM, en cual demuestra que no hay diferencia en elaboración, ya que sigue el mismo modelo, solo cambia los requerimientos a cumplir, por tal motivo podemos concluir, que se puede aplicar para la medición en pozos, plantas de almacenamiento, estaciones de servicio, etc., con la finalidad de buscar la satisfacción de cliente final.
- Adicional al SGM, es importante mencionar que la correcta elección de los equipos que formaran parte del sistema de medición, son de suma importancia para aminorar los errores de medición que pueden ser atribuibles a la medición.

-

Discusión:

- Para la correcta ejecución de la medición, se considera de importancia la creación de divisiones encargadas en la elaboración de SGM, con la finalidad de que la organización en cuestión genere un estándar de calidad basado en normativas y estándares internacionales.
- Se recomienda la elaboración de SGM, en cualquier punto de medición de venta y entrega, ya que podría apoyar a realizar registros de anomalías o errores presentados, generando acciones correctivas que permitan la eficiencia en las mediciones.

- Actualmente la CRE, es el único organismo regulador que solicita la elaboración de un SGM para verificar y validar las instalaciones de medición, esto no quiere decir que la CNH no lo haga, pero se recomienda que debido a la facilidad para identificar los puntos de medición y los equipos que lo integran, puede ser de gran ayuda aplicarlo en cualquier punto donde exista un punto de traspaso de hidrocarburos.
- Se recomienda el estudio del tema en un ambiente multidisciplinario, que permita desarrollar de una manera más completa y amplia, desde un punto técnico, operativo, de diseño, económico, normativo y enfocado al cumplimiento de los estándares internacionales, para generar un proyecto que sirva para el impulso en la regulación de la medición de nuestro país.
- Para la integración de un SGM, es importante ir contemplando las nuevas tecnologías que se puedan ir implementando, y de la misma manera ir actualizando los procedimientos y estándares que se requieran para su uso, con la tarea de realizar una mejora continua de la organización o grupo que sea afectado por la aplicación de un SGM.
- Para su correcta aplicación en alguna empresa dedicada a la medición de hidrocarburos, es importante mencionar que la revisión del SGM se haga con debida frecuencia esto podría planear en primer plano con revisiones semestrales, o como la indicada en la ISO10012 con revisiones anuales.

Anexo 1

La información presentada en dicho anexo está dirigida para darle cumplimiento a las DACG en materia almacenamiento y transporte de hidrocarburos de la CRE.

CONFIRMACIÓN METROLÓGICA EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Fecha: _____

1	No. de Tanque de Almacenamiento:	
2	Marca:	
3	No. de Serie:	
4	Capacidad:	
5	Producto Almacenado:	
6	Certificado de Calibración:	
7	Vigencia del Certificado de Calibración	

Confirmación Metrológica:

Parámetro	Resolución (mm)	Error Máximo Permissible (EMP) %	Incertidumbre %	Dentro de especificación / Fuera de especificación
Especificaciones metrológicas	1	±0.5	0.2	
Especificaciones metrológicas en Certificado de Calibración				

Acción tomada si no se cumple con las especificaciones:

Anexo 2

CONFIRMACIÓN METROLÓGICA EN EQUIPO DE MEDICIÓN



















Fecha: _____

1	No. de Medidor de Caudal:	
2	Marca:	
3	No. de Serie:	
4	Ritmo de Flujo máximo nominal L/min:	
5	Producto Entregado:	
6	Certificado de Calibración:	
7	Vigencia del Certificado de Calibración	

Confirmación Metrológica:

Parámetro	Resolución	Repetibilidad	Linealidad	Error Máximo Permisible (EMP) %	Incertidumbre %	Dentro de especificación / Fuera de especificación
Especificaciones metrológicas	0.1L	0.05%	±0.25%	±0.5	0.1	
Especificaciones metrológicas en Certificado de Calibración						

Lista de Figuras y Tablas

-  Fig. 1 Características de la Industria Petrolera, Elaborado de Información por Aryanto Risato Journalist.
-  Fig. 2 Esquema Upstream, Modificado de Agencia Nacional de Hidrocarburos
-  Fig. 3 Esquema Midstream
-  Fig. 4 Fracciones del Petróleo, Modificado de Pemex, Glosario de Términos.
-  Fig. 5 Producción y Reservas, Información Hernández Martínez Diana.
-  Fig. 6 Reservas Probadas a Nivel Mundial 2016, Información BP Statical Review of World Energy 2016
-  Fig.7 Importación de Petrolíferos, Impacto Urbano de la Reforma energética 2017
-  Fig. 8 Ejemplo de medidor tipo Venturi y Placa de orificio
-  Fig. 9 Ejemplo de medidor de desplazamiento positivo.
-  Fig. 10 Ejemplo de medidor tipo turbina Emerson 1500.
-  Fig. 10 Ejemplo de Medidor Ultrasónico, por CENAM, 2016
-  Fig. 11 Ejemplo de Medidor Vortex
-  Fig. 12 Ejemplo de Medidor Electromagnético
-  Fig. 13 Ejemplo de Medidor Coriolis
-  Fig. 14 Ejemplo de Tanques de Almacenamiento.
-  Fig. 15 Ejemplo de Cinta Metálica
-  Fig. 16 Ejemplo de flotador electromagnético
-  Fig. 17 Ejemplo de Medidor de Nivel Servo.

- Fig. 18 Ejemplo de Medición por Radar
- Fig.19 Principios de la Gestión de Calidad, ISO 9001
- Fig.20 Modelo de un Sistema de Gestión de Mediciones, ISO 10012 2003
- Fig.21 Organización General del SGM, elaboración propia.
- Fig.22 Aplicación típica de interfaz de un software utilizado
- Fig. 23, Incertidumbres de Medición en la cadena de valor, CNH
- Tabla.1. Marco Legislativo de La Industria Petrolera. Elaborado de Información Recopilada de, ITAM “Centro de Recursos Naturales”, Zenteno-Lira PWC, 2015.
- Tabla 2. Incertidumbres promedio de los medidores
- Tabla. 3 Gestión Metrológica, Cedeño 2008
- Tabla. 4. Esquema para Elaboración de un SGM a partir de la Actividad a Realizar, Elaboración propia.
- Tabla. 5. Incertidumbres típicas en tipos de medición
- Tabla.6, datos de una planta de almacenamiento
- Tabla. 7, Precios y tasa de inflación anual.

Bibliografía.

- Análisis y Recomendaciones Sobre el Marco Tributario de Pemex, Escuela de Ciencias Sociales, Universidad de Puebla, enero 2004,
http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/ledf/navarro_a_gi/
- Historia y Situación actual del petróleo en México,
<http://noticias.universia.net.mx/cultura/noticia/2016/03/18/1137477/historia-actualidad-petroleo-mexico.html>
- La geopolítica Energética mundial y su impacto en la legislación petrolera, tesis de Licenciatura, Guevara Rodríguez.
- Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante. O. Sarahí Ángeles Cornejo (2011).
- Centro ITAM, Energía y Recursos Naturales,
<http://centrodeenergia.itam.mx/es/65/paginas/regulacion-normativa-del-sector-energetico>
- La reforma energética en México y los organismos internacionales, septiembre 2017, Jensen W.
- Comercio Exterior / Países con Tratados y Acuerdos firmados con México,
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y, se expide la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. 2016
- The Petroleum Sector Value Chain, The World Bank, Washington, DC, 2010
- Balance Nacional de Energía 2011. México, Secretaría de Energía
- México negro, Francisco Martín Moreno, Alfaguara, 2007, México
- Annual Energy Outlook 2011, EIA, Agencia internacional de Energía.

- Annual Energy Outlook 2013, EIA, Agencia internacional de Energía.
- Reforma Energética, PWC, Centeno-Lira Mora, 2014.
- NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, 2016.
- Oil and gas production handbook An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry, Håvard Devold ,ABB, 2013.
- Diagnostico Sectorial-Hidrocarburos, Maria Felix Delgadillo, Carla Flores Noya. UDAPE, 2015
- DACG, en materia de Medición de petróleo, petrolíferos y petroquímicos. CRE, 2015.
- DACG, aplicables al transporte por ducto y almacenamiento de hidrocarburos, CRE,2016
- Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, CNH, 2015
- Normativa General para la Medición de Hidrocarburos, Capitulo 1, Instituto Mexicano del Petróleo 2017.
- NMX-EC-17025-IMNC-2006, Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y de Calibración.
 - ISO 10012:2003 NMX-CC-10012-IMNC-2004, Sistemas de gestión de mediciones – Requisitos para procesos de
 - API-MPMS Chapter 12. Calculation of Petroleum Quantities
 - API-MPMS Chapter 13. Statistical aspects of measuring and sampling.
 - API-MPMS Chapter 19, Evaporation Loss Measurement medición y equipos de medición.
 - La guía del ingeniero para la medición de tanque, edición 2017, EMERSON.
 - Guía para estimar la incertidumbre de la medición, CENAM, 2004, Mexico.
 - Medición de Flujo de Aceite, Gonzales J.
http://www.cnh.gob.mx/docs/Eventos_CNH/Presentacion_3_UJAT_Presen_tacion_foro_de_Medicion_JVG.pdf
 - OIML R71: 2008, Fixed storage tanks. General Requirements, International Organization of Legal Metrology.
 - OIML R117:2007, Dynamic measuring systems for liquids other than water.
 - OIML R119:1996, Pipe provers for testing measuring systems for liquids other than water.