



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Selección de Sistemas de
Medición de Hidrocarburos para
los Puntos de Transferencia de
Custodia y Propiedad**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Laydeé Catalina Guzmán Ríos

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oscar López Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

El destino pondrá en nuestras vidas a determinados seres vivos algunos aprenderán de ti y otros te dejarán alguna o muchas enseñanzas.

Una vez dada la lección, muchos de ellos deberán partir para continuar su camino, un camino que no está trazado de la misma forma que el tuyo.

Sólo queda aprender y agradecer.

Dedico este trabajo a mi abuela y madre Catalina Vivar.

Gracias infinitas porque cuando la tormenta arrasó todo a su paso, fuiste tú quien nunca nos dejó caer, gracias por sostener mi mano a lo largo de este agitado camino, por criarme con paciencia y por tu amor incondicional de madre, sin tus enseñanzas y tu gran fuerza yo no sería la mujer que soy hoy.

¡Gracias!

Agradecimientos

A Dios por permitirme llegar hasta el día de hoy, gracias por los retos, las derrotas y los triunfos que me has permitido saborear.

A mi padre Antonio Guzmán y a mi madre Laydé Ríos por regalarme la vida, encaminarme en ella y porque sé que donde sea que se encuentren continúan cuidando de mí.

A mi tía Cecilia Ríos por recibirme con los brazos abiertos, por el apoyo incondicional a lo largo de estos años juntas, hoy te puedo decir: ¡lo logramos, gracias!

A mi hermana, por ser mi cómplice más fiel, gracias por cuidarme, por las risas, las lágrimas, las horas de juego y todas las experiencias compartidas, gracias Fer por luchar a mi lado las grandes batallas de la vida y por no soltarme.

A mi Familia, por acompañarme de cerca en cada etapa de la vida, por disfrutar conmigo los buenos momentos, por el apoyo incondicional en los malos y por alentarme a seguir cumpliendo cada uno de mis sueños.

A mi segunda casa, la majestuosa Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, el orgullo que representa para mí ser egresada de la UNAM es inexplicable, fue un sueño hecho realidad.

A mis maestros por dedicar pacientemente su tiempo a mi aprendizaje, por compartir conmigo su amor por la industria, y por darme las herramientas necesarias para afrontar las adversidades de la vida laboral y de la vida misma.

A mi Director de Tesis, por creer en mí para desarrollar el tema, por guiarme pacientemente y brindarme todas las herramientas que estuvieron a su alcance para enriquecer mi aprendizaje y este proyecto.

A mis amigos, a los que se quedaron y a los que se fueron, gracias a todos por compartir una parte del camino conmigo, por las inolvidables experiencias vividas, por permitirme entrar en sus corazones y por animarme a siempre querer ser mejor.

Resumen

El tema de la cuantificación del volumen y composición química de los hidrocarburos en nuestro país ha tomado mayor interés a raíz de la reforma energética del año 2013, donde se identifica un claro parte aguas. Antes, Pemex era la única compañía encargada de administrar todas las actividades relacionadas a la industria petrolera mexicana proponiendo sus propias directrices, presentando diversos avances y resultados dependiendo de la subsidiaria, generando con ello importantes áreas de oportunidad. Tras la reforma energética, dichas áreas de oportunidad en materia de medición fueron heredadas a más de los 70 nuevos Operadores Petroleros que entraron al país.

En este escenario, el regulador exige a los Operadores Petroleros estrictos controles en sus procesos de medición para asegurar confianza en la cuantificación del volumen y composición química de los hidrocarburos producidos, por su impacto en los aspectos fiscales y contractuales con el estado; introduciendo la definición de mecanismos de medición, sistemas de medición y la manera de administrarlos a través de la gestión y gerencia de las mediciones.

En este sentido y ante la ausencia de documentos prácticos integrales que contribuyan al mejor entendimiento y aplicación de la regulación en beneficio de todos los actores, surge la necesidad de crearlos a través de guías o instructivos técnicos.

Parte importante de un adecuado proceso de medición, conlleva una correcta selección de los sistemas de medición, misma que involucra la importancia de conocer la clasificación general de las principales tecnologías de medición y su principio de funcionamiento, los criterios y requisitos que deben tomarse en cuenta para seleccionar una tecnología de medición y los requerimientos generales a considerar para la selección los sistemas; siendo objetivo de esta tesis desarrollar los temas anteriores, como una forma de sustentar una parte del sistema de gestión de las mediciones y aportar elementos para realizar las consecuentes auditorías.

Tabla de contenido

DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	3
ÍNDICE DE TABLAS.....	4
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	5
INTRODUCCIÓN	6
OBJETIVO GENERAL.....	8
OBJETIVOS PARTICULARES	8
CAPÍTULO I: MARCO HISTÓRICO.....	9
CAPÍTULO II: MARCO JURÍDICO.....	16
MARCO NORMATIVO.....	16
ASPECTOS REGULATORIOS.....	17
CAPÍTULO III: MECANISMOS DE MEDICIÓN.....	20
NORMAS, ESTÁNDARES Y PROCEDIMIENTOS.....	20
SISTEMAS DE MEDICIÓN	21
RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS TÉCNICAS	22
CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE MEDICIÓN	24
ELEMENTO PRIMARIO	24
ELEMENTO SECUNDARIO	25
ELEMENTO TERCARIO.....	26
ELEMENTO AUXILIAR	26

CAPÍTULO V: MEDIDORES DE FLUJO.....	28
PLACA DE ORIFICIO	29
MEDIDOR VOLUMÉTRICO O DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	34
MEDIDOR TURBINA	39
MEDIDOR ULTRASÓNICO	42
MEDIDOR MÁSSICO	46
CAPÍTULO VI: PREMISAS Y CRITERIOS PARA SELECCIONAR LA TECNOLOGÍA DEL MEDIDOR DE FLUJO	49
CAPÍTULO VII: PREMISAS Y CRITERIOS PARA DETERMINAR LA UBICACIÓN ADECUADA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ACUERDO AL PROCESO	55
MEJORES CONDICIONES DEL FLUIDO A MEDIR	55
INFRAESTRUCTURA EXISTENTE	57
TIPO DE MEDICIÓN.....	58
CAPÍTULO VIII: REQUERIMIENTOS PARA MEDIR LOS HIDROCARBUROS	59
REQUERIMIENTOS DE LOS FLUIDOS A MEDIR	59
REQUERIMIENTOS DEL FLUJO	61
REQUERIMIENTOS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE FLUJO.....	62
CAPÍTULO IX: EJEMPLO BÁSICO DE SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN	64
PLANTEAMIENTO.....	64
DISCUSIÓN	65
DESARROLLO	66
RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL EJEMPLO	73
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES	78
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	79
APÉNDICE.....	83
ANEXO 1	88

Índice de figuras

FIGURA III.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN.	27
FIGURA IV.1. PLACA DE ORIFICIO CONCÉNTRICA INSTALADA EN TUBERÍA.....	30
FIGURA IV.2. CLASIFICACIÓN DE MEDIDORES QUE TRABAJAN BAJO EL PRINCIPIO DE PRESIÓN DIFERENCIAL.	31
FIGURA IV.3. FUNCIONAMIENTO GENERAL DE MEDIDORES DE PASO REDUCIDO (EJEMPLO: PLACA DE ORIFICIO)	32
FIGURA IV.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES VOLUMÉTRICOS (EJEMPLO: MEDIDOR DE ENGRANES OVALADOS)	34
FIGURA IV.5. MEDIDOR DE FLUJO VOLUMÉTRICO DE PISTÓN	36
FIGURA IV.6. MEDIDOR DE DISCO OSCILANTE	36
FIGURA IV.7. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN MEDIDOR DE ÉMBOLO GIRATORIO	37
FIGURA IV.8. MEDIDOR DE MOLINETE.....	37
FIGURA IV.9. MEDIDOR DE ENGRANAJE	38
FIGURA IV.10. EJEMPLO DE CONTADOR DE TURBINA CONVENCIONAL	39
FIGURA IV.11. TURBINA AXIAL.....	40
FIGURA IV.12. TURBINA CON ROTOR VERTICAL.	41
FIGURA IV.13. MEDICIÓN DE GASTO POR EFECTO DOPPLER CON ULTRASONIDOS.	42
FIGURA IV.14. MEDICIÓN DEL GASTO POR ULTRASONIDOS A PARTIR DEL TIEMPO DE TRANSITO DE LA SEÑAL.	43
FIGURA IV.15. PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE CORIOLIS	47
FIGURA IV.16. FUERZAS DE CORIOLIS Y GEOMETRÍA DE LA OSCILACIÓN DE LOS TUBOS DE MEDICIÓN...	48
FIGURA VIII.1. SELECCIÓN FINAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.	74

Índice de Tablas

TABLA IV.1 MEDIDORES DE FLUJO DE MAYOR APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN REFERENCIAL, DE TRANSFERENCIA Y/O FISCAL DE HIDROCARBUROS	28
TABLA IV.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PLACA DE ORIFICIO.....	33
TABLA IV.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MEDIDORES VOLUMÉTRICOS O DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	38
TABLA IV.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN MEDIDOR DE TURBINA.....	41
TABLA IV.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO	45
TABLA IV.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN MEDIDOR MÁSIKO	48
TABLA V.1 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA FLUJO DE ACEITE.....	52
TABLA V.2 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA FLUJO DE GAS.....	53
TABLA V.3 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA FLUJO DE CONDENSADO	54
TABLA VIII.1. PREMISAS DEL PROCESO.....	66
TABLA VIII.2 MEDIDORES DE FLUJO DE MAYOR APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA	67
TABLA VIII.3. CUALIDADES DE LOS MEDIDORES DE FLUJO.	68
TABLA VIII.4 CONVENIENCIA DE USO DE CADA MEDIDOR DE ACUERDO A LAS PREMISAS.	69
TABLA VIII.5 CONDICIONES SIGNIFICATIVAS PARA LA SELECCIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO.....	70
TABLA VIII.6 SELECCIÓN DE ELEMENTOS QUE CONFORMARÁN AL SISTEMA DE MEDICIÓN.	73

Acrónimos y abreviaturas

Se incluye un apartado con acrónimos y abreviaturas que serán utilizados a lo largo de la redacción del documento.

AGA: American Gas Association / Asociación Americana de Gas

API: American Petroleum Institute / Instituto Americano del Petróleo

ASTM: American Society for Testing and Materials

Comisión o CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

DOF: Diario Oficial de la Federación

GTDH: Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos

ISO: International Organization for Standardization / Organización Internacional de Normalización

LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Lineamientos: Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

NMX: Norma Mexicana

NOM: Norma Oficial Mexicana

OP: Operador(es) Petrolero(s)

Pemex: Petróleos Mexicanos

PEP: Pemex Exploración y Producción

SDC: Subdirección de Distribución y Comercialización

Introducción

En los últimos tiempos temas relacionados con el máximo aprovechamiento de nuestras reservas petroleras han tomado mayor interés dentro y fuera de la industria; debido a que esta fuente de energía es un recurso no renovable, es necesario optimizar los esquemas de explotación de nuestros yacimientos para hacer un esfuerzo por satisfacer la demanda energética actual y futura, ante la existencia relativamente corta del petróleo.

Un tema inherente al aprovechamiento de los hidrocarburos es llevar a cabo una correcta medición de su volumen y composición química, con la finalidad de optimizar el ciclo de vida de los yacimientos, poseer mayor control durante la producción de hidrocarburos y en general, asegurar que la explotación de reservas sea beneficiosa para todos los involucrados.

Actualmente, la regulación establece que tanto Asignatarios como Contratistas dentro de sus respectivas Asignaciones o Áreas Contractuales, deben medir. Particularmente, una vez producidos los hidrocarburos, la regulación prevé que en el punto en el que los fluidos serán transferidos y/o vendidos a un tercero, se realicen mediciones confiables; para asegurarse de ello, se exige a los Operadores Petroleros cumplir con ciertos requerimientos durante sus procesos de medición. Uno de ellos es seleccionar, instalar y operar los sistemas de medición de acuerdo al tipo de fluido, las condiciones del proceso y el volumen de hidrocarburos que van a medir.

Considerando que actualmente en la literatura de la industria petrolera no se perciben documentos de fácil acceso que traten el tema de manera integral, el presente documento está enfocado en exponer los principales medidores de hidrocarburos usados en la medición de transferencia de custodia y de propiedad, indicando los requerimientos, las premisas y los criterios que se deben considerar para realizar una adecuada selección de los sistemas de medición conforme a la regulación aplicable; contribuyendo a sentar las bases para realizar una adecuada “Administración de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos” bajo los principios de la “Gestión

y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos”, cuya finalidad en conjunto es ofrecer a la industria petrolera una serie de documentos o guías prácticas referentes al tema de medición de hidrocarburos que le sean de utilidad.

De manera general “*medir*” es la acción de determinar el valor de una magnitud, comparándola con una de referencia con trazabilidad a equipos patrón. En contexto petrolero, la “*Medición de Hidrocarburos*” se refiere a la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Para llevar a cabo una medición de hidrocarburos confiable, la regulación vigente señala que los OP deben considerar la implementación de los “Mecanismos de Medición”, es decir, los equipos e instrumentos de medición, las competencias técnicas del personal que realice la actividad, los procedimientos, guías e instructivos de medición, el marco normativo que rige la medición, incluyendo un expediente documental para disponer de evidencias objetivas de acuerdo a la Gestión y Gerencia de la Medición.

Dentro de los Mecanismos de medición se encuentra previsto el “Sistema de Medición”, que hace referencia al conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida, destinados a la medición de hidrocarburos, debiendo considerar en su selección las condiciones de operación, de flujo y del fluido. Para efectos técnicos y metrológicos un Sistema de Medición está integrado por elementos primarios, secundarios, terciarios y auxiliares; el medidor de flujo es parte de este sistema, y su selección es el enfoque primordial de esta tesis.

Existe una amplia variedad de medidores que trabajan bajo distintos principios de funcionamiento, sin embargo, solo se hace mención de las 5 tecnologías más usadas durante las mediciones transferencia de custodia y/o de propiedad, que exigen una mayor confiabilidad a diferencia de la medición operacional. Cada medidor presenta ventajas y desventajas ante ciertas condiciones de proceso, por lo tanto, es importante conocer su funcionamiento y sus cualidades.

Para seleccionar adecuadamente un sistema de medición se debe hacer una interacción entre las premisas y criterios acerca de las condiciones de trabajo que puedan afectar el proceso de medición, la ubicación del sistema de medición, la infraestructura existente, y los requerimientos que deben cumplir los hidrocarburos para ser medidos.

Objetivo general

Disponer de un documento que dé a conocer las premisas y criterios para llevar a cabo una adecuada selección de los sistemas de medición de hidrocarburos, indicando las principales tecnologías existentes; de acuerdo a la regulación vigente en materia de medición de hidrocarburos de la industria petrolera mexicana.

Objetivos particulares

- ✓ Identificar la diferencia entre Mecanismos de Medición, Sistemas de Medición y equipos de medición.
- ✓ Conocer la clasificación de los medidores de flujo que son comúnmente utilizados en la medición de transferencia de custodia y/o de propiedad de acuerdo a su tecnología, indicando las normas o estándares que los respaldan, sus ventajas y desventajas.
- ✓ Describir las premisas y criterios que deben considerarse para seleccionar la tecnología de un medidor de flujo.
- ✓ Presentar los requerimientos del fluido, del flujo y del proceso a considerar para realizar la adecuada selección de un sistema de medición.
- ✓ Plantear un ejemplo básico de aplicación.

Capítulo I: Marco Histórico

Durante más de 70 años la administración, exploración y explotación de los yacimientos petroleros encontrados en territorio mexicano se llevó a cabo por la entonces empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (Pemex), fundada a raíz del decreto de expropiación petrolera promulgado por Lázaro Cárdenas del Río el 18 de marzo de 1938; desde ese momento y hasta la aprobación de la Reforma Energética en el 2013, Pemex y sus organismos subsidiarios, administraron todas las actividades relacionadas a la industria petrolera mexicana en su conjunto. Dentro de dichas atribuciones Pemex tomó el control de la producción, distribución y transferencia de hidrocarburos a nivel nacional.

Con el paso del tiempo y conforme la industria petrolera se fue desarrollando, el mercado internacional comenzó a exigir a las compañías petroleras implementar normas, estándares y regulaciones en materia metroológica, ambiental y de seguridad en sus operaciones. La medición de hidrocarburos se desarrolló conforme a estándares y normatividad extranjera como API, AGA, ASTM, ISO, entre otros, siendo a partir de la publicación de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) en 1992, donde,

- I. Se establece la obligatoriedad del Sistema General de Unidades de Medida (SGUM) como el único legal y de uso obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos y,
- II. Que en toda transacción comercial, industrial o de servicios que se efectúe a base de cantidad, ésta deberá medirse utilizando los instrumentos de medición adecuados;

que Pemex inició un recorrido hacia la mejora de sus mediciones en sus respectivos Organismos Subsidiarios: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PP), Con el propósito de controlar más sus procesos de medición e inventarios, confirmando un principio elemental atribuido a Lord Kelvin

“lo que no se define no se puede medir; lo que no se mide no se controla; lo que no se controla no se mejora y termina por degradarse”.

En consecuencia a lo anterior, Pemex generó en 2006 el “Plan Rector para la medición de hidrocarburos 2007-2010” con la filosofía de tener al término de ese horizonte sistemas de medición instalados estratégicamente en su cadena de producción; para elaborar un balance diario dentro de una diferencia máxima permisible con evidencia de que estos sistemas estuvieran apegados a las normas y priorizando la capacitación de los recursos humanos relacionados al proceso de medición, de tal forma que se desarrollaran las competencias necesarias para realizar mediciones confiables de hidrocarburos, así como la creación de profesionistas de alto desempeño que realizaran auditorías a los sistemas de medición.

Como la capacitación de personal se extendió hasta finales del 2010, los diagnósticos a los sistemas de medición no se realizaron. Por esto en el año 2011 se implementa el “Plan Rector para la medición de los hidrocarburos 2011-2015”, el cual busca ofrecer confiabilidad sustentable de sus mediciones a través de una efectiva administración de los sistemas de medición. Para fortalecer el cumplimiento de este Plan Rector el 26 de enero de 2011 se crea el Grupo de Medición de PEP, formado para apoyar la implantación de este plan y atender asuntos en materia de medición. El 21 de febrero de 2012 dicho grupo se disuelve tras considerar el haber cumplido su encomienda, quedando el seguimiento del Plan Rector de medición de hidrocarburos en manos de la Subdirección de Distribución y Comercialización (SDC) y las Subdirecciones Regionales de producción.

Por lo expuesto y contemplando que para el 30 de junio de 2011 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) ya había publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) una resolución por la que da a conocer los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, la SDC adecua el Plan Rector de PEP 2011-2015, en un “Plan Rector para la medición de hidrocarburos en la Subdirección de Distribución y Comercialización 2013-2015”, respetando los objetivos anteriores, enriqueciéndolo ahora con los lineamientos establecidos por la Comisión. En este escenario la SDC continuó atendiendo la estrategia de medición de PEP y con ello mejoró sus

procesos de medición, a diferencia de las Subdirecciones Regionales de producción donde este proceso se vio fuertemente rezagado.

Es importante señalar que al ser PEP el único Operador Petrolero en el país, los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, se establecieron exclusivamente para regular a Pemex. Esto se puede constatar en sus CONSIDERANDOS (Lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos, 2011):

- Que Pemex, en su calidad de entidad pública y único operador del Estado Mexicano responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación, debe contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todos y cada uno de los pozos, baterías de separación de aceite y gas y ductos, en tierra o costa afuera, hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en puntos de venta.
- Que en atención a lo anterior, y con base en lo dispuesto por la Ley Federal de Derechos, la Comisión debe emitir los Lineamientos a los que quedarán sujetos los sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia.
- Que en la elaboración de los presentes Lineamientos, la Comisión intercambió argumentos técnicos y administrativos con Pemex, tanto con la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), como P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. y PEP.
- Que PEP ha emitido instrumentos administrativos internos, tales como el Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos 2007-2010 y el Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015, los cuales han sido considerados por la Comisión, como elementos sustantivos para la elaboración de los presentes Lineamientos.
- Que la medición de hidrocarburos es una materia que está basada en normas técnicas y estándares, por lo que los Lineamientos están basados en la normatividad nacional e internacional vigente, y la emisión de normas adicionales y complementarias a los presentes deberán estar armonizadas conforme los estándares internacionales.

- Que la medición de los hidrocarburos, tanto de volúmenes extraídos como vendidos, forma parte esencial del proceso de la estimación de las reservas de hidrocarburos.
- Que para la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, es necesario emplear métodos de medición directa e indirecta, desde los pozos hasta su transferencia de custodia y entrega para venta final.
- Que a través de la emisión de los Lineamientos, la Comisión establece las bases normativas que regularán los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y externa pasando por los puntos de transferencia de custodia interna.
- Que el objetivo a corto plazo de la Comisión al expedir los presentes Lineamientos, es cubrir una primera etapa en la que Pemex y las diferentes entidades gubernamentales interesadas, en particular, la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SCHP), cuenten con mecanismos de medición de gas y aceite que incrementen la certidumbre respecto a la producción nacional de hidrocarburos y a la venta de los mismos; ya sea al mercado nacional o para exportación. Asimismo, dichos mecanismos de medición deberán permitir conocer la calidad y volúmenes de los hidrocarburos en distintos puntos clave del sistema, aplicando para ello equipos y prácticas equiparables conforme a las mejores prácticas internacionales de la industria.
- Que el objetivo de mediano plazo de la Comisión es que a partir de 2015, Pemex cuente con sistemas de medición de hidrocarburos similares o mejores a los de compañías internacionales que se dedican a la Exploración y Producción de aceite, gas y condensados.
- Que para poder cumplir con los objetivos planteados en estos Lineamientos, Pemex deberá presentar a la Comisión un documento sustantivo sobre el "Diagnóstico de la Situación Actual que Guarda la Medición de Hidrocarburos en PEP". Dicho documento deberá incluir desde la extracción de hidrocarburos, hasta los puntos de venta interna y externa. Este documento, junto con las observaciones y dictámenes que emita la Comisión, servirá como base para elaborar un programa de trabajo anual y multianual que contemple la

planeación, programación y ejecución de lo que se espere alcanzar en el periodo 2012-2015 en materia de medición.

- Que el liderazgo, compromiso y la participación activa de la alta dirección de Pemex serían esenciales para desarrollar y mantener un sistema de gerencia de medición en cumplimiento de estos Lineamientos, para lograr beneficios de todas las partes interesadas y en particular cumplir lo establecido en la Ley Federal de Derechos.

El 20 de diciembre de 2013 se publica en el DOF la modificación los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos para fortalecer e incrementar la renta petrolera en beneficio de los mexicanos; donde se establece a Pemex y CFE como empresas productivas del estado, y que el dominio tanto de aguas como tierras nacionales, propiedad del estado, puede cederse a empresas productivas o privadas, mediante Asignaciones o Contratos, para que puedan realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, con el objetivo de atraer mayor inversión al sector para impulsar el desarrollo del país.

Por consecuencia, se modificaron 12 leyes y se crearon 9 más, así mismo, con la finalidad de reforzar la estructura institucional se crean nuevas dependencias como CENAGAS, CENACE y ASEA; se fortalecen a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, las cuales pasan a ser organismos autónomos que ya no dependen de la SENER y se establecen reglas claras, funciones específicas y la interacción entre estas dependencias para garantizar un esquema de pesos y contrapesos.

Particularmente la Ley de Hidrocarburos tiene por objeto regular las siguientes actividades en territorio nacional, estableciendo que sólo la Nación las llevará a cabo por conducto de Asignatarios y Contratistas:

- I. El Reconocimiento y Exploración Superficial, y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- II. El Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, Transporte y Almacenamiento del Petróleo;

- III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural;
- IV. El Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos, y
- V. El Transporte por ducto y el Almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos, de Petroquímicos.

(Ley de Hidrocarburos, 2016, Art. 2).

Específicamente en su Artículo 43, inciso h) del Capítulo V, prevé que la Comisión regule “La medición de la producción de Hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo con estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional” (Ley de Hidrocarburos, 2016) y conforme a la fracción II del Artículo 44 del mismo capítulo, “los Asignatarios y Contratistas previo a ejecutar el Plan de Exploración o el Plan de desarrollo para la Extracción, deben contar con la aprobación por parte de la Dictamen técnico” (Ley de Hidrocarburos, 2016).

En la realización de lo anterior, a PEP se le otorgaron Títulos de Asignación (Ronda 0) para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Las restantes áreas de producción del territorio nacional, están sujetas a procesos de licitación pública (Rondas) cuyos ganadores deben celebrar contratos con la Comisión para realizar actividades de exploración y extracción. Cabe resaltar, que como resultado de la licitación de campos terrestres en producción, tan solo en la Ronda 1.3, de los 25 campos licitados, 25 fueron adjudicados a 18 nuevos Operadores Petroleros que heredaron los importantes rezagos en materia de medición de PEP.

De lo expuesto en esta síntesis evolutiva (basada en la “Breve Cronología Histórica de la Medición de Hidrocarburos en México”, autoría de Ortiz, L. O, en 2018) de la medición en la industria petrolera de nuestro país, antes y después de la Reforma Energética con requerimientos regulatorios, al ser estos últimos de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en

relación con los Mecanismos de Medición utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, se percibe de gran valía y beneficio para los Operadores Petroleros, la elaboración y disposición de documentos de fácil acceso y comprensión, referentes a la clasificación de los principales sistemas de medición de hidrocarburos y sus principios de medición, para realizar una adecuada selección de estos sistemas considerando sus alcances y las condiciones del proceso, administrarlos adecuadamente a través de un sistema de gestión y gerencia de las mediciones que les permita planear y asegurar el control de los procesos de medición bajo la filosofía de la mejora continua, y verificar mediante auditorías o diagnósticos el cumplimiento de los objetivos planeados en el sistema de gestión. Esta tesis particularmente hará referencia a la selección de los sistemas de medición.

Capítulo II: Marco Jurídico

Todo lo que será presentado en este escrito, está basado estrictamente en las Leyes, Normas y estándares que se mencionan a continuación:

Marco Normativo

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Ley de Hidrocarburos

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Ley Federal Sobre Metrología y Normalización

Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida

Norma Mexicana IMNC NMX-CC-10012-IMNC-2004, Sistemas de gestión de las mediciones -

Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición

Aspectos Regulatorios

Los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes tienen por objeto establecer los recursos humanos, técnicos y normas que deberá cumplir el *Operador Petrolero* en relación con la Medición de Hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los Mecanismos de Medición; los requerimientos y criterios que deberán observarse para que la *Comisión* lleve a cabo la aprobación de los Mecanismos de Medición; y las actividades de Supervisión y de *Auditoría* en relación con el cumplimiento de los presentes *Lineamientos*, así como la instrumentación de los Mecanismos de Medición por parte del *Operador Petrolero* (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art. 1).

Estos 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, el yacimiento, hasta su integración al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, así como en el *Punto de Medición* (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art. 2).

Las competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la *calidad* de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia, los *Lineamientos* lo definen como Mecanismos de Medición (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art. 3, fracción XXV).

La metodología mediante la cual los Operadores Petroleros deben administrar el funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos, adecuada a la *calidad* y volumen de los hidrocarburos producidos es la *Gestión y Gerencia de Medición* (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art. 3, fracción XIX), ésta debe ser conforme a la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 “Sistemas de gestión de las mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición” (ISO 10012:2003) y sus Auditorías deben realizarse conforme a la norma NMX-CC-19011-IMNC-2012

“Directrices para la Auditoría de los Sistemas de Gestión” (ISO 19011:2011), de acuerdo al Anexo 2 de los *Lineamientos* y a la pirámide de jerarquías prevista en la *LFMN* vigente.

Respecto a la Medición de Hidrocarburos, se debe atender lo previsto en los artículos del Título II “Disposiciones técnicas en materia de Medición de Hidrocarburos”, en los capítulos siguientes:

Capítulo I “De las características generales en la Medición de Hidrocarburos”

Capítulo II “De los sistemas de Medición”

Capítulo III “De la medición del volumen”

Capítulo IV “De la determinación de la calidad”

Capítulo V “De los Balances”

Capítulo VI “De los niveles de Incertidumbre de Medida”

Capítulo VII “De las normas y estándares nacionales e internacionales”

Una vez conocidas las disposiciones regulatorias que debe atender cada *OP*, resulta de igual importancia conocer los requerimientos y criterios de aprobación y verificación de los Mecanismos de Medición por parte del regulador. Estos se encuentran en los artículos comprendidos en el Título III “De la aprobación y de la verificación de los Mecanismos de Medición”, en los capítulos siguientes:

Capítulo I “De los requerimientos”

Capítulo II “Del funcionamiento de los Sistemas de Medición”

Ahora bien, los *Lineamientos* también prevén diversas acciones por parte del regulador para dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de cada *OP*, señaladas en los artículos del Título IV “Del seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del *Operador Petrolero*”.

En artículos del Título V “De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión”, se encuentran previstas las sanciones que podrá imponer el regulador en caso de incumplimiento por parte del *OP*.

Finalmente se presentan los artículos Transitorios que se refieren a la entrada en vigor de los *Lineamientos* y a situaciones correspondientes a la evaluación de los Mecanismos de Medición de las asignaciones vigentes, a la aprobación de Auditores por parte de la *Comisión* y establece que Petróleos Mexicanos debe considerar sus puntos de venta como Puntos de Medición para efectos de medición del volumen y *calidad* de hidrocarburos para cada una de las Asignaciones vigentes, mediante un *Balance* de hidrocarburos, en tanto la *Comisión* señale lo contrario.

En el *Anexo I* se puede dar lectura a los artículos contenidos en los capítulos y títulos referidos con anterioridad.

Para llevar a cabo la selección, instalación y operación de los sistemas de medición y los instrumentos de medida (previsto en los artículos 14 y 16 de los *Lineamientos*) se deben conocer los principales medidores de flujo que son mayormente utilizados en la medición de hidrocarburos en los puntos de transferencia de custodia y/o de propiedad, conocer su funcionamiento y sus cualidades, e identificar cuáles son los criterios y requerimientos con las que serán evaluadas las diferentes tecnologías de acuerdo a lo requerido.

Tener conocimiento e implementar lo anterior, brindará parte de los elementos básicos al *OP* para hacer una adecuada selección de los sistemas de medición.

Capítulo III: Mecanismos de Medición

En síntesis y previo a dar inicio a las actividades de extracción dentro de un *Área Contractual*, el *Operador Petrolero* debe presentar un Plan de desarrollo para la Extracción, el cual debe considerar la implementación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos, a objeto de que la *Comisión* lo evalúe y en su caso lo apruebe a través de un *Dictamen técnico*. Para los *OP* que recibieron campos en producción y por ende presentaron Planes Provisionales de Desarrollo, deben presentar sus Planes de desarrollo para la Extracción definitivos al término de la vigencia de los primeros.

En el caso de Pemex Exploración y Producción, y de acuerdo al Tercero Transitorio de los Lineamientos, 2017, los Mecanismos de Medición correspondientes a sus casi 480 Asignaciones, aún están en revisión por parte de la Comisión.

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

Normas, estándares y procedimientos

Normas y estándares

La selección, diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición, debe cumplir con la normativa, estándares y documentos técnicos mencionados en el Anexo II de los *Lineamientos*.

Procedimientos

Para efectos de la Gestión y la Gerencia de la Medición y considerando una de las 12 mejores prácticas internacionales de seguridad, salud y protección ambiental, (DuPont S.A. DE C.V., 2006) para asegurar el *proceso de medición* y la *confirmación metrológica* se debe disponer de un expediente documental que recopile todos los procedimientos, protocolos, guías e instructivos, criterios, métodos de trabajo y manuales relacionados con la administración de los sistemas de medición. Estos deben ser autorizados y controlados por la organización o por un *Responsable Oficial*, implementarse por el personal capacitado y mantenerse vigentes y disponibles para ser proporcionados en caso de ser requeridos.

Sistemas de medición

Para este rubro el *OP* debe prever la instalación o asegurar la existencia de sistemas de medición adecuados para el propósito planeado, y administrarlos tomando en cuenta la filosofía de la *Gestión y Gerencia de Medición* cumpliendo con los requisitos metrológicos, minimizando el riesgo de obtener mediciones incorrectas en forma sistemática, que le permitan realizar la cuantificación de volumen y determinación de la composición química de los hidrocarburos en puntos estratégicos de su proceso, que aporten insumos confiables para realizar un *balance* adecuado conforme a los *Lineamientos*, considerando la *medición operacional*, *medición de referencia*, *medición de transferencia* y/o *medición fiscal de hidrocarburos*, cuyas mediciones presenten *trazabilidad metrológica* a equipos patrones nacionales o internacionales; incluyéndolos en el alcance del sistema de gestión.

Responsabilidades y competencias técnicas

Responsabilidades de la organización

Debe existir la *función metrológica* dentro de la estructura organizacional de cada empresa, a objeto de que sea ahí donde se detone y mantenga la *Gestión y Gerencia de Medición*. Ésta debe asegurar la disposición de los recursos necesarios para establecer y mantener la medición de los hidrocarburos, así como mejorar el *proceso de medición*.

También debe definir y documentar las responsabilidades de todo el personal asignado al *proceso de medición*; éstas pueden establecerse en organigramas, descripciones de puesto de trabajo, instrucciones de trabajo y/o procedimientos.

La *función metrológica* puede concentrarse en un solo departamento o distribuirse en toda la organización; debe nombrarse a un *Responsable Oficial* que se responsabilice de los Mecanismos de Medición, supervise el *proceso de medición* de los hidrocarburos y disponga de la suficiente autonomía y jerarquía dentro de la organización para asegurar que los temas relacionados con la medición de los hidrocarburos tengan éxito, siendo el enlace de comunicación entre la *Comisión* y el *OP* que representa. De ser el caso, la asignación del *Responsable Oficial* deberá hacerse de conocimiento oficial ante el regulador.

Responsabilidades del personal

El personal involucrado en la medición de los hidrocarburos debe demostrar que posee las habilidades, aptitudes y conocimiento para realizar la administración de los sistemas de medición conforme a la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.

Deber tener conciencia de sus obligaciones y responsabilidades, así como del impacto de sus actividades en la realización de la medición de hidrocarburos, y llevar a cabo todas las tareas que le han sido asignadas conforme a los procedimientos establecidos.

Competencias técnicas

El *OP* debe demostrar ante la *Comisión*, que su personal cuenta con las competencias técnicas para realizar las actividades de medición encomendadas y demostrarlo mediante documentos emitidos por organismos nacionales o internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o en general, por alguna institución educativa que cuente con las instalaciones y personal acreditado en materia de medición de hidrocarburos.

Es responsabilidad del personal involucrado en el *proceso de medición*, detectar las áreas de oportunidad de mejora y atenderlas con el apoyo del *Responsable Oficial*, este último es el responsable de la capacitación y entrenamiento periódico de las personas involucradas en la medición.

Una vez aprobados los Mecanismos de Medición por la *Comisión*, el *OP* debe implementarlos (incluido el sistema de gestión de las mediciones) en su *Área Contractual* o de Asignación en los tiempos aprobados por el regulador en el correspondiente *Dictamen Técnico*. Estos estarán sujetos a *verificación*, inspección o *auditorías* por parte de la *Comisión* para constatar que se cumple la regulación y con base a los resultados que emita el regulador, el *OP* deberá atender las no conformidades, observaciones o comentarios respectivos, en los plazos especificados. Previo a lo expuesto, cada *OP* debe presentar un programa de auto-verificaciones mediante *diagnósticos*, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de sus Mecanismos de Medición, mismo que debe estar aprobado por la *Comisión* dentro del *Dictamen Técnico*.

Capítulo IV: Sistemas de medición

Sin menoscabo o perjuicio de la definición regulatoria del concepto Sistema de Medición como el “conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos” (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art. 3, fracción XLI), desde un punto de vista técnico y metrológico y de acuerdo con las investigaciones realizadas durante este trabajo y basado entre otros en la experiencia de las mejores prácticas de especialistas, un sistema de medición está integrado por elementos primarios, secundarios, terciarios y auxiliares, ensamblados de tal manera que se pueda realizar la medición de flujo, volumen y/o composición química, así como llevar a cabo las actividades de calibración correspondientes.

Elemento primario

Compuesto por:

1. *Válvula de bloqueo*: Esta válvula generalmente no regula el gasto, únicamente permite o restringe el paso del fluido al sistema de medición, y su objetivo principal es bloquear o aislar al sistema.
2. *Filtro (si se requiere)*: La colocación de filtros y/o cedazos evitará el paso de partículas sólidas que acompañen al fluido, las cuales pueden causar desgastes prematuros al sistema de medición perjudicando el funcionamiento del medidor.
3. *Sensor de presión diferencial (en caso de requerir filtro)*: La presión del fluido debe ser medida antes y después de pasar por el filtro, con el fin de observar que no haya altas caídas de presión, de ser el caso, es señal de que existe una cantidad considerable de sólidos en el filtro y debe programarse su mantenimiento.

4. *Acondicionador de flujo (si se requiere)*: Este dispositivo tiene el objetivo de reducir significativamente los vórtices y remolinos que se presentan en un flujo turbulento, redistribuyendo el perfil de velocidades.
5. *Medidor de flujo*: También conocido como caudalímetro o flujómetro, es un dispositivo que de acuerdo a su principio de medición registra características del flujo de un fluido que pasa por una tubería y lo transforma en una señal de salida.

Cabe señalar que en campo se refieren al medidor de flujo como sistema de medición, siendo el primero un componente más del sistema, y aunque se considera al medidor como uno de los componentes más importantes, no deben confundirse ambos términos.
6. *Tubería adyacente al medidor corriente arriba y corriente abajo*: Tramo de tubería instalado desde el medidor hasta las válvulas de bloqueo.

Elemento secundario

Se considera como elementos secundarios a todos los instrumentos de medida que se utilizan para conocer propiedades del fluido. Los instrumentos más utilizados son:

7. *Dispositivo de medición de temperatura*: Detecta y transforma los cambios de temperatura en señales medibles que se transmiten al computador de flujo.
8. *Dispositivo de medición de presión*: Instrumento compuesto por un elemento detector de presión con el que se determina la presión real aplicada al sensor (utilizando distintos principios de funcionamiento) y otros componentes que convierten esta información en una señal de salida.
9. *Densímetro*: Es un transductor asociado a un equipo que registra una señal asociada a la densidad del fluido y la convierte en una señal de salida.

Elemento terciario

Conformado por:

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

Elemento auxiliar

De acuerdo con la definición de Sistema de Medición los siguientes componentes no son indispensables para llevar a cabo la medición de hidrocarburos, pero se considera su instalación para realizar verificaciones y calibraciones del sistema, actividades relacionadas con la *Confirmación Metrológica*. Algunos de los elementos auxiliares son:

12. *Termopozo de prueba*: Sirve para calibrar por comparación los sensores del sistema.
13. *Válvulas auxiliares*: Éstas se instalan para conectar el Sistema de Medición a un equipo patrón de trabajo.
14. *Válvula de control de gasto*: Controla el flujo del fluido que entra o sale del sistema mediante un grado de apertura.
15. *Válvula de no retorno*: También llamada de retención, permite que el fluido fluya en un único sentido, y no en sentido contrario.

En la **Figura IV.1** se muestra de manera esquemática el ensamblado de todos los componentes enumerados anteriormente.

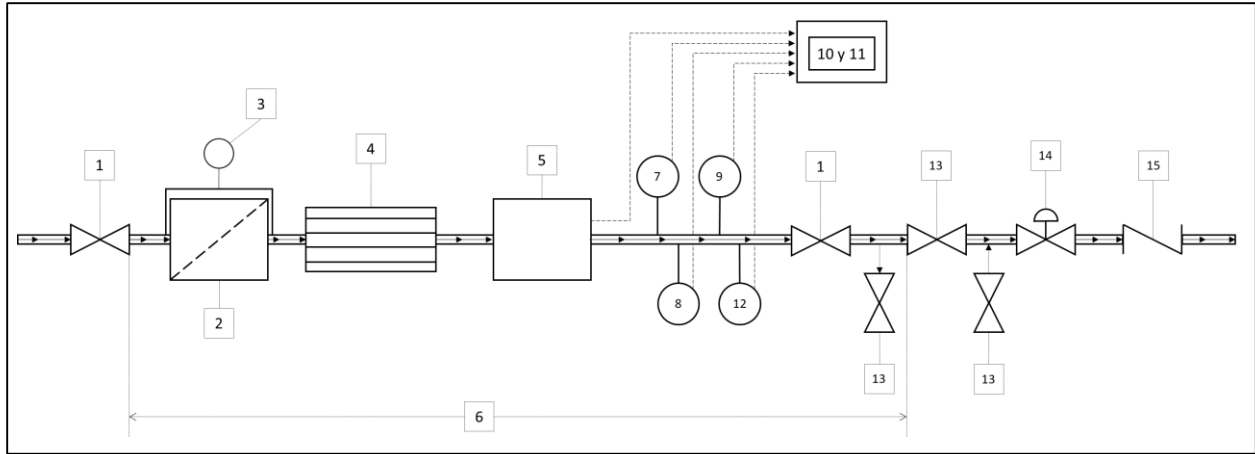


Figura IV.1. Componentes de un Sistema de Medición.¹

Al arreglo mecánico de los elementos montados en una línea de tubería se le conoce como sistema, tubo o tren de medición. Al conjunto de éstos en una misma corriente y sitio, se le llama paquete o patín de medición. “El *OP* debe garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos sea permanente, de tal forma que el máximo flujo de hidrocarburos pueda ser medido aun cuando un conjunto de los Instrumentos de Medición en paralelo esté fuera de operación” (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, Art 19, Fracción II) y lo demás previsto en el Capítulo II “De los Sistemas de Medición”.

¹ Adaptado de normas señaladas en el Anexo II de los “Lineamientos Técnicos en Materia de Medición”, expedidos por la CNH, 2017 y de las “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos” expedidas por la CRE, 2016.

Capítulo V: Medidores de flujo

La selección eficaz de un medidor de flujo exige el conocimiento práctico de su tecnología, además de un profundo conocimiento del proceso de medición y del fluido a medir. Cuando la medición de flujo se utiliza con propósitos de referencia, transferencia de custodia o de propiedad y/o fiscal, ésta deberá ser lo más confiable posible, teniendo en cuenta el valor económico del fluido que pasa a través del medidor, la normatividad obligatoria aplicable y el análisis costo-beneficio que conlleva la medición.

Actualmente existe una amplia variedad de medidores de flujo en el mercado basados en diversos principios de funcionamiento, cada tecnología presenta sus ventajas y desventajas particulares. Las tecnologías que actualmente son aceptadas para la medición referencial, de transferencia y fiscal de los hidrocarburos, se presentan en la **Tabla V.1**, de las cuales se hablará a lo largo de este capítulo.

Tabla V.1

Medidores de flujo de mayor aplicación en la medición referencial, de transferencia y/o fiscal de hidrocarburos

TIPO DE MEDIDOR	PRINCIPIO DE MEDICIÓN	NORMA / ESTÁNDAR
Placa de orificio	Presión diferencial	ISO 5167-1 y 2, API 14.3, AGA 3
Volumétrico o de Desplazamiento positivo	Cantidad volumétrica	NOM-014-SCFI-2017, ISO 2714, API 5.2, API MPMS 21.2
Turbina	Velocidad angular	ISO 2715, API 5.3, AGA 7, API MPMS 21.2, ISO 9951

Ultrasónico

Velocidad del sonido

ISO/TR 12765, API 5.8, AGA 9,
ISO 12242, ISO 17089-1

Másico

Efecto Coriolis

ISO 10790, API 5.6, AGA 11

Nota. Recuperado de la “Guía técnica para la administración de los sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, Pemex Exploración y Producción, 2011, y actualizada con base en normas señaladas en el Anexo II de los “Lineamientos Técnicos en Materia de Medición”, expedidos por la CNH, 2017.

Placa de orificio

El empleo de placas de orificio para medir hidrocarburos ha sido una práctica habitual en la industria, principalmente porque éstas son eficientes y su inversión económica es relativamente baja, se usan en particular para medir gastos de gas, y aunque con ciertas restricciones también se pueden utilizar para medir el gasto de líquidos, en este caso, de aceite o condensados.

Como se muestra en la **Figura V.1**, se trata de una placa con una perforación circular (concéntrica o excéntrica) o segmentada, de diámetro menor al diámetro de la tubería donde es introducida. Hay una amplia variedad de modelos de placas de orificio, su campo de aplicación incluye desde modelos con toma de paso angular o doble, hasta dispositivos con toma entre bridas y entre tuberías, o tramos de medición compactos. Esta variedad de diseños corresponde con la diversidad de opciones de instalación, materiales y área de aplicación.

Debido a la disminución de diámetro que crea la placa de orificio en una tubería, se genera un cambio de presión y velocidad, la cual se detecta en tubos o ranuras anulares corriente arriba y corriente abajo del diafragma; este funcionamiento se basa en un principio de medición conocido como “Presión diferencial”.



Figura V.1. Placa de orificio concéntrica instalada en tubería. (Guzmán, L., 2019)²

Presión diferencial

Todos los medidores de que trabajan bajo este principio, utilizan una diferencia de presión provocada por elementos primarios; esa magnitud es proporcional a la velocidad media del fluido al cuadrado. Estos dispositivos todavía representan una gran porción de los medidores de flujo vendidos en todo el mundo; esto se debe a la amplia variedad de modelos y tamaños que hay en el mercado y que son un medio económico y fiable para medir fluidos.

Los medidores que trabajan bajo este principio de medición, se clasifican de acuerdo a lo mostrado en la **Figura V.2.**

² Fotografía capturada en una visita académica realizada a la Compañía Pifusa, febrero 2019.

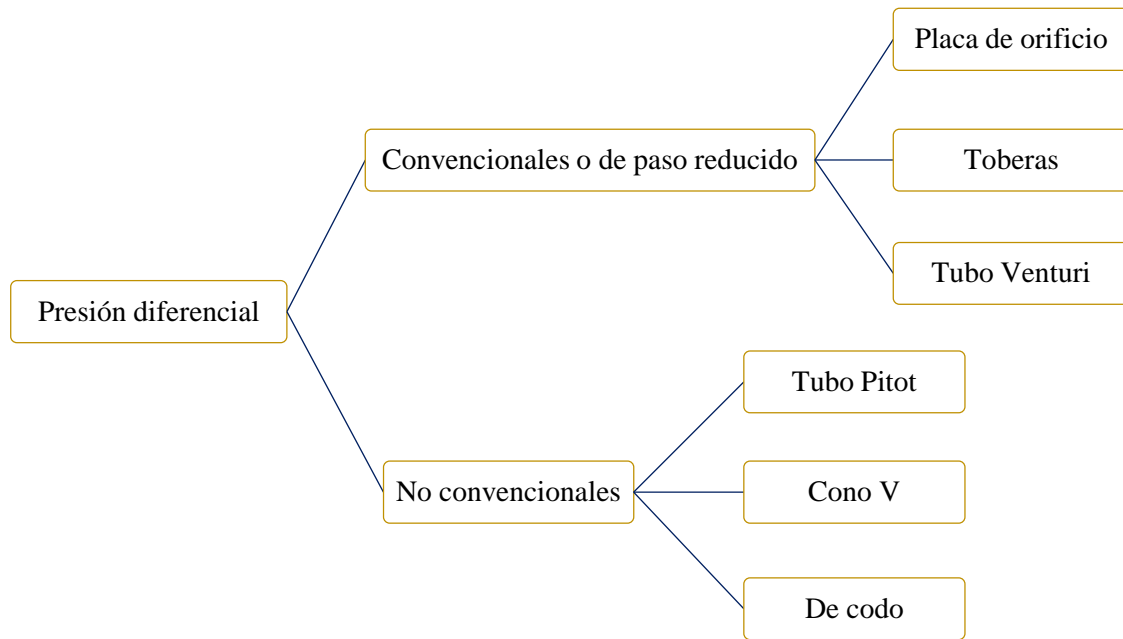


Figura V.2. Clasificación de medidores que trabajan bajo el principio de presión diferencial.³

a) *Convencionales o de paso reducido:*

Los dispositivos que se encuentran en esta categoría, conllevan la instalación de algún elemento que reduzca el paso del fluido en el tramo de una tubería, donde la presión se mide y a partir de ella se puede determinar la velocidad del gasto para un fluido de densidad constante.

La **Figura V.3** muestra los efectos que causa en el flujo un paso reducido de la tubería (en este caso la placa crea la reducción de diámetro). Según la ecuación de Bernoulli, la velocidad del fluido aumenta de V_1 en la tubería a V_2 en la reducción del diámetro. En consecuencia, la presión dinámica (P_{din}) aumenta y la presión estática (P_{estat}) disminuye en relación correspondiente a las diferentes velocidades del fluido. La caída de presión provocada de este modo se denomina comúnmente como “*Presión diferencial*” ($\Delta P = P_{estat1} - P_{estat2}$). Ésta presión diferencial en función de la velocidad del fluido principal es una medida directa del gasto que circula por la tubería. Dos

³ Adaptado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M., y otros, 2011.

tubos capilares comunican la presión diferencial al transmisor, donde la medición se procesa y se convierte a las señales de salida correspondientes.

Si se combina la ecuación de Bernoulli con otras ecuaciones matemáticas y se aplican los correspondientes coeficientes empíricos de corrección, se obtiene una única fórmula para calcular el gasto másico (Q_m) o el gasto volumétrico (Q_v).

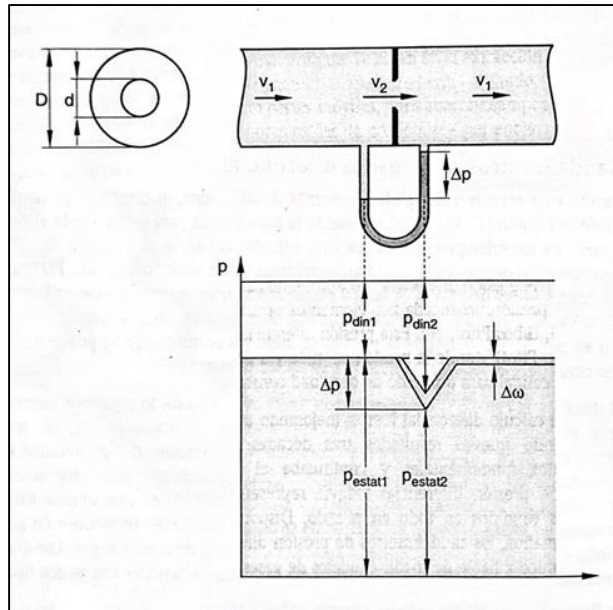


Figura V.3. Funcionamiento general de medidores de paso reducido (ejemplo: placa de orificio). (Altendorf, M., y otros, 2011).

A diferencia de los líquidos, cuando se reduce el diámetro de la tubería por la que pasa un gas, se produce un cambio de densidad y de presión. Puesto que el gasto másico debe permanecer constante, la velocidad en la reducción de diámetro V_2 debe incrementarse, luego V_2 es función de la densidad y la sección transversal. Dicho aumento de la velocidad en la reducción, es a expensas de la energía potencial (presión) y de la energía interna (temperatura) del gas. Por lo tanto, un gas que pasa a altas velocidades por un pequeño diafragma experimenta un cambio de presión y de temperatura. Estas variaciones deben ser controladas, dado que puede generar un efecto Joule-Thomson, el cual debe evitarse o de lo contrario se podrían generar problemas a lo largo del sistema de medición.

b) *No convencionales:*

También infieren el gasto a partir de la medición de diferencia de presiones, pero su elemento primario suele tener geometrías diferentes a las del grupo anterior.

En la **Tabla V.2** se muestran las ventajas y desventajas que puede presentar una placa de orificio durante el *proceso de medición*.

Tabla V.2

Ventajas y desventajas de la placa de orificio

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">- Diseño simple- Inversión inicial baja (dependiendo el modelo)- Gran gama de diámetros nominales- No posee partes móviles- Instalación y desmonte fácil- Mantenimiento relativamente económico	<ul style="list-style-type: none">- Pérdida de carga alta- Fácil desgaste- Sensible a variaciones en el perfil de velocidades- Requiere grandes tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo, o la instalación de un acondicionador de flujo.

Nota. Recuperado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M. y otros, 2011, de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Medidor volumétrico o de desplazamiento positivo

Es el único tipo de medidor que indica el gasto volumétrico de manera directa; son de los mejores dispositivos de medición, sin embargo, presentan limitaciones de tamaño y velocidad de flujo en comparación con otras tecnologías, y sólo se pueden emplear con fluidos limpios.

Estos medidores trabajan bajo el principio de medición conocido como “de cantidad” (Altendorf, y otros, 2011). Los medidores que funcionan según este principio de medición disponen de cámaras desplazables que dividen el fluido en volúmenes fijos conocidos con precisión, a medida que este pasa por el medidor (**Figura V.4**). El recuento de los volúmenes individuales de fluido da el valor del gasto total.



Figura V.4. Principio de funcionamiento de los medidores volumétricos (ejemplo: medidor de engranes ovalados).
(Kobold, 2017).

De manera general los medidores volumétricos cuentan con tres componentes comunes:

1. Cámara: Se encuentra llena de fluido.
2. Desplazador: Transfiere el fluido desde un punto de entrada a uno de salida.
3. Transmisor: Cuenta el número de veces que el desplazador se mueve en la cámara.

Los medidores de desplazamiento positivo sólo pueden registrar el gasto en un único sentido (son unidireccionales) y a diferencia de otros medidores, estos pueden funcionar sin alimentación eléctrica externa.

Los medidores de desplazamiento positivo son de las pocas tecnologías en que su *exactitud de medida* aumenta al aumentar la viscosidad del fluido. Además, su funcionamiento no se ve afectado por turbulencias, vórtices u otros perfiles de velocidad distorsionantes. Sin embargo, la presencia de una segunda fase o de sólidos pueden perturbar significativamente los resultados de su medición.

Para velocidades de fluido bajas, la resistencia por fricción en el medidor es grande en comparación con la fuerza de impulso. Parte del fluido puede quedar sin registrar al escurrirse por los intersticios entre las partes mecánicas; estas pérdidas se denominan “deslizamientos de fluido”.

Algunos de los diversos tipos de medidores volumétricos reciben el nombre por el elemento que utilizan para la medición. Hay al menos 5 modelos, que son:

1. *Alternativos*: El medidor consiste en un sistema de cilindro y pistón dual, donde los pistones están conectados por un eje central, y una válvula deslizante montada sobre el eje que controla los puertos de entrada y salida de flujo; también puede operar un mecanismo contador, tal como se muestra en la **Figura V.5**.

Debido a la presión del fluido, el pistón se mueve en forma recíproca pasando el líquido alternativamente a través de cada extremo desde el puerto de entrada al puerto de salida.

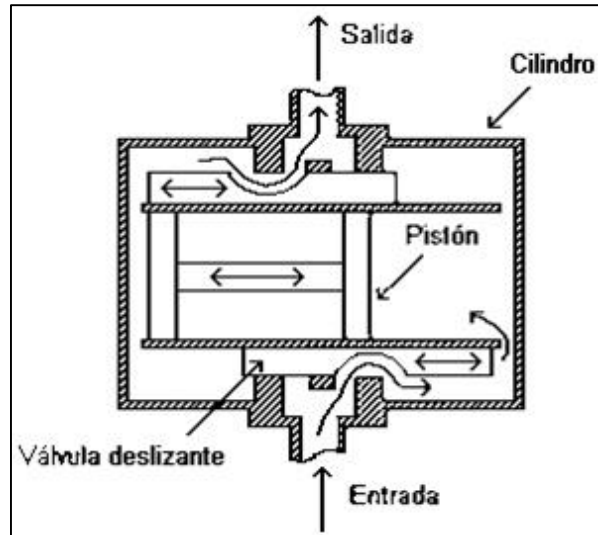


Figura V.5. Medidor de flujo volumétrico de pistón. (Altendorf, M., y otros, 2011).

2. *De disco oscilante:* Un disco gira alrededor de un eje, que divide la cámara de medición en dos partes situadas en la zona superior e inferior del disco. El fluido entra por uno de los laterales de la cámara rellenando el compartimento, al girar el fluido se traslada hacia la salida, su eje central transmite el movimiento giratorio a unos contadores que cuentan el número de revoluciones, **Figura V.6.**

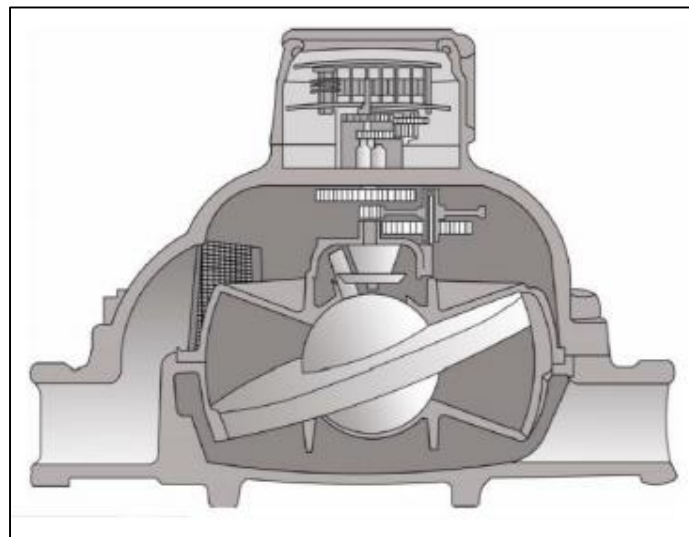


Figura V.6. Medidor de disco oscilante. (Automation Forum, 2018).

3. *De émbolo giratorio*: El émbolo oscila alrededor de un eje central y mide la cantidad de volumen de fluido que queda entre la lámina de partición y el borde exterior del elemento de medición en contacto con el cuerpo del medidor, como se puede observar en la **Figura V.7**.

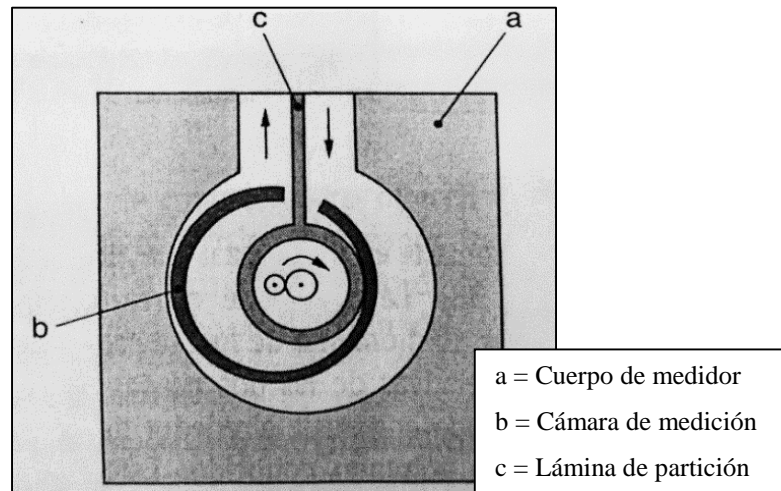


Figura V.7. Sección transversal de un medidor de émbolo giratorio. (Altendorf, M., y otros, 2011).

4. *Rotativos*: Un molinete ajustado a la cavidad de medición desplaza una cantidad de volumen fija al barrer un cuarto de circunferencia, como se muestra en la **Figura V.8**.

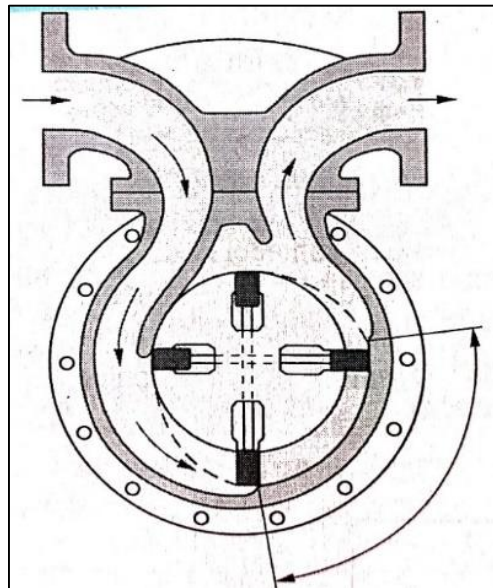


Figura V.8. Medidor de molinete. (Altendorf, M., y otros, 2011).

5. *De engranaje*: Constan de dos ruedas circulares u ovales que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de líquido, **Figura V.9.**

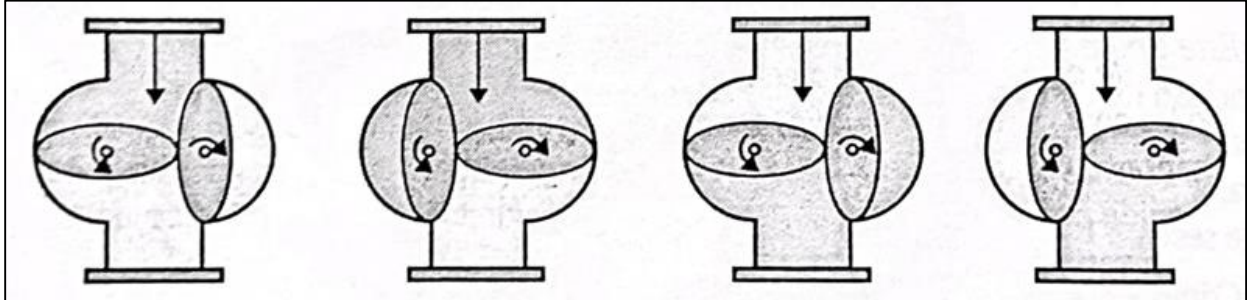


Figura V.9. Medidor de engranaje. (Altendorf, M., y otros, 2011).

Debido a que para este principio de medición existen diversos tipos y modelos, las ventajas y desventajas mostradas en la **Tabla V.3** se expresan de manera general, y es posible que varíen entre modelos.

Tabla V.3

Ventajas y desventajas de los medidores volumétricos o de desplazamiento positivo

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Buena <i>exactitud de medida</i> - Alta <i>repetibilidad</i> - Maneja fluidos viscosos - No se ven afectados por distorsiones en el perfil de velocidad 	<ul style="list-style-type: none"> - No aptos para fluidos multifásicos - Unidireccionales - Inversión inicial alta - Son robustos - Alto costo de mantenimiento

Nota. Recuperado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M. y otros, 2011, de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Medidor turbina

Trabaja bajo el principio de medición de “velocidad angular”; este tipo de medidores es uno de los más exactos que se han desarrollado, aunque son caros de fabricar, de calibrar y son sensibles a efectos provenientes de las propiedades del fluido y del flujo; se caracterizan por su alto nivel de *repetibilidad*.

El medidor de flujo de turbina deriva su nombre de su principio de operación. Se trata de un grupo de álabes giratorios fijados a un eje central, que va montado en el centro del cuerpo del medidor, como se muestra en la **Figura V.10**. Cuando el fluido entra en los espacios libres entre los álabes del rotor, se genera la desviación del ángulo de los mismos e imparte una fuerza que causa que el rotor gire con una velocidad proporcional al gasto (al rotor de una turbina se le conoce con el nombre de “rotor” en medidores convencionales y “molinete” en medidores mecánicos). La velocidad del rotor se cuenta por medios mecánicos o inductivos según el modelo.

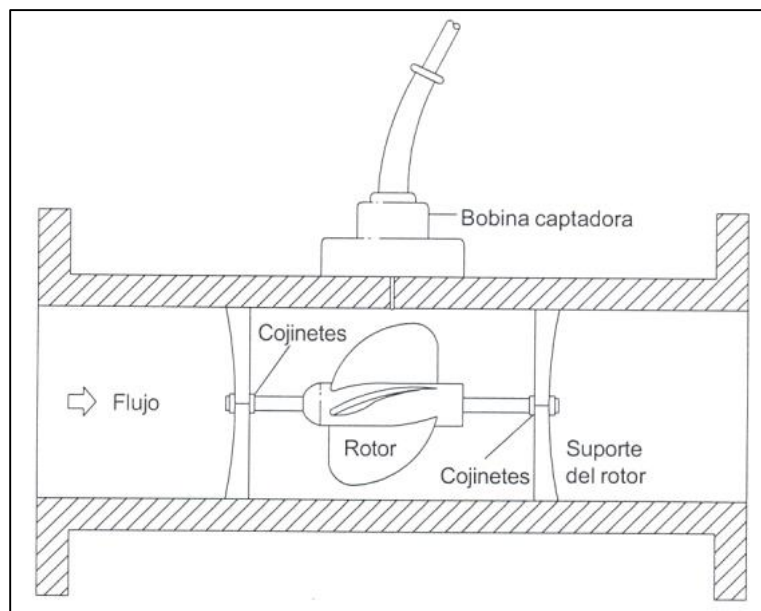


Figura V.10. Ejemplo de contador de turbina convencional. (Fernández, 2015).

Existen diversos tipos de medidores de turbina, entre los que destacan los siguientes:

a) Turbina Axial:

El eje del rotor suele ser paralelo a la dirección de circulación del fluido; cada vez que un álabe pasa por el sensor, se genera un impulso que corresponde a un volumen fijo del fluido (ver **Figura V.11**). El número de impulsos da la cantidad de fluido que ha circulado en un intervalo de tiempo conocido y la frecuencia de los impulsos es un indicador de la velocidad del fluido.

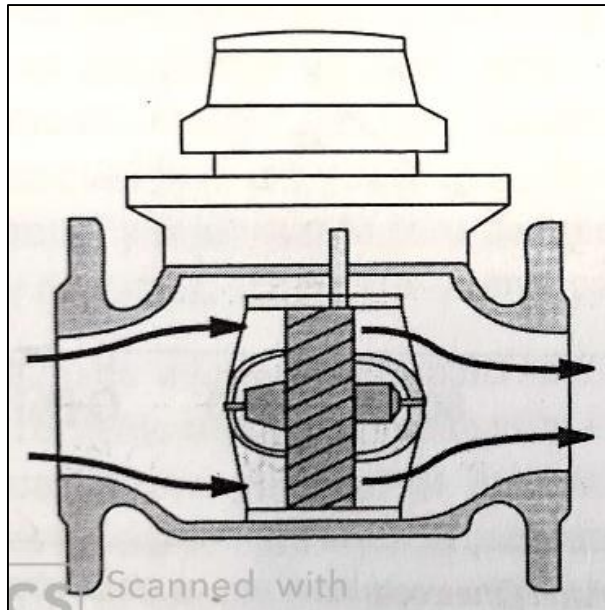


Figura V.11. Turbina axial. (Altendorf, M., y otros, 2011).

b) Turbina con rotor vertical:

En este modelo el rotor está montado en posición vertical respecto a la dirección del gasto, como se muestra en la **Figura V.12**. Las aspas están inclinadas un ángulo respecto a la dirección del flujo para que el fluido ejerza un momento de fuerza sobre el rotor. El número y la forma de las aspas de la turbina son los factores más importantes en la velocidad del rotor.

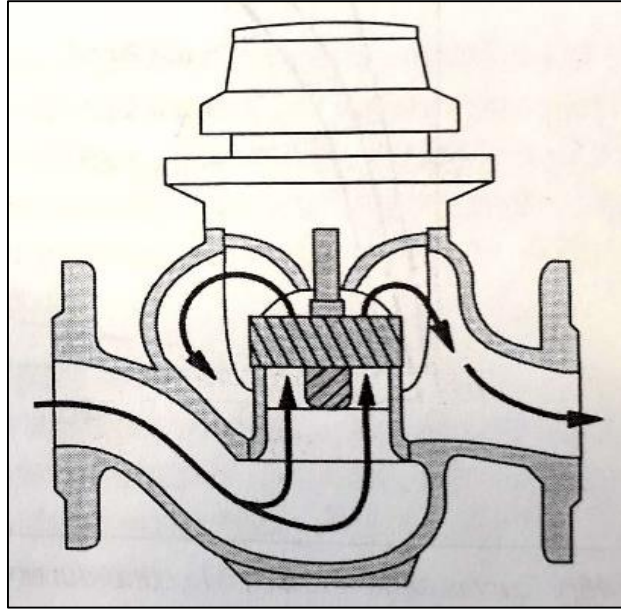


Figura V.12. Turbina con rotor vertical. (Altendorf, M., y otros, 2011).

En la **Tabla V.4** se muestran las ventajas y desventajas que presenta una turbina.

Tabla V.4

Ventajas y desventajas de un medidor de turbina

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Excelente <i>repetibilidad</i> a corto plazo - Buena exactitud - Buen comportamiento lineal - No se ven limitados por propiedades de presión y temperatura - Baja pérdida de carga 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere tramos de entrada y salida largos o acondicionador de flujo - Sensibles al perfil de velocidad - Se debe evitar la entrada de partículas sólidas - Sensibles a la viscosidad

Nota. Recuperado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M. y otros, 2011, de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Medidor ultrasónico

El nombre ultrasónico indica que la velocidad del gasto se mide por medio de la “velocidad del sonido”. La medición se realiza por medio de una onda ultrasónica que se propaga a través del fluido. Constan básicamente de dos transductores piezoeléctricos, uno actúa como emisor y otro como receptor de la onda sonora.

El gasto se puede medir por alguno de los dos métodos siguientes:

- Método por efecto Doppler
- Método por tiempo tránsito

Método por efecto Doppler:

La velocidad del fluido se determina midiendo la variación producida en la frecuencia de una onda sonora emitida por un transmisor y recibida por el receptor, mostrado en la **Figura V.13**, este último recibe la onda reflejada en las partículas, burbujas o heterogeneidades contenidas en el flujo.

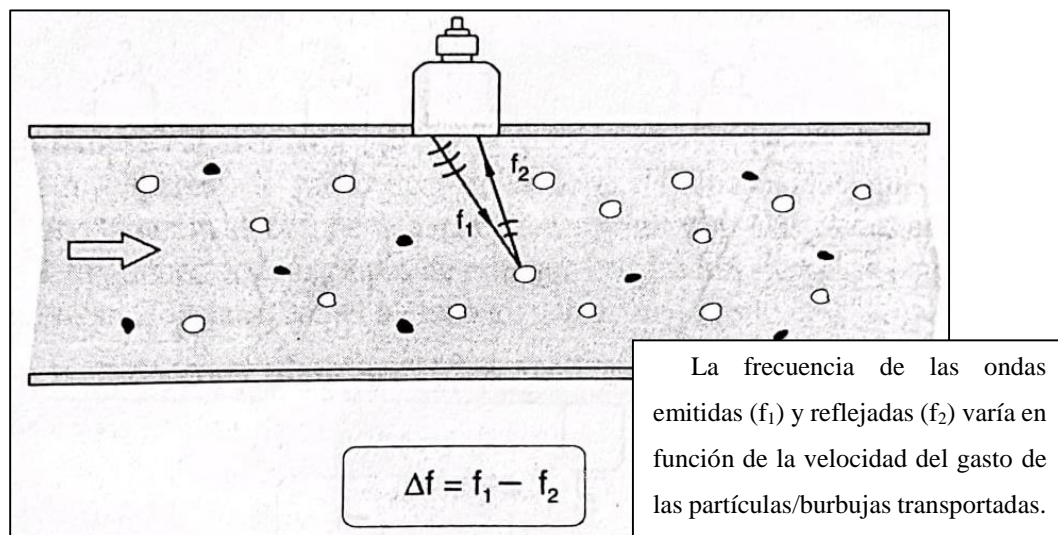


Figura V.13. Medición de gasto por efecto Doppler con ultrasonidos. (Altendorf, M., y otros, 2011).

El método es simple y bastante exacto cuando se mide la velocidad de una sola partícula, pero se asume que la velocidad de las partículas, burbujas de gas u otras heterogeneidades similares, es la misma que la velocidad del fluido; por lo tanto, para medir el gasto se realiza un promedio ponderado de los resultados de cada medición en función de la posición de cada partícula en el fluido.

Método por tiempo de tránsito:

Este método está basado en que la velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas sonoras en dicho fluido.

Trabaja a través de dos sensores instalados en la tubería que emiten y reciben impulsos de ultrasonidos simultáneamente como se muestra en la **Figura V.14**.

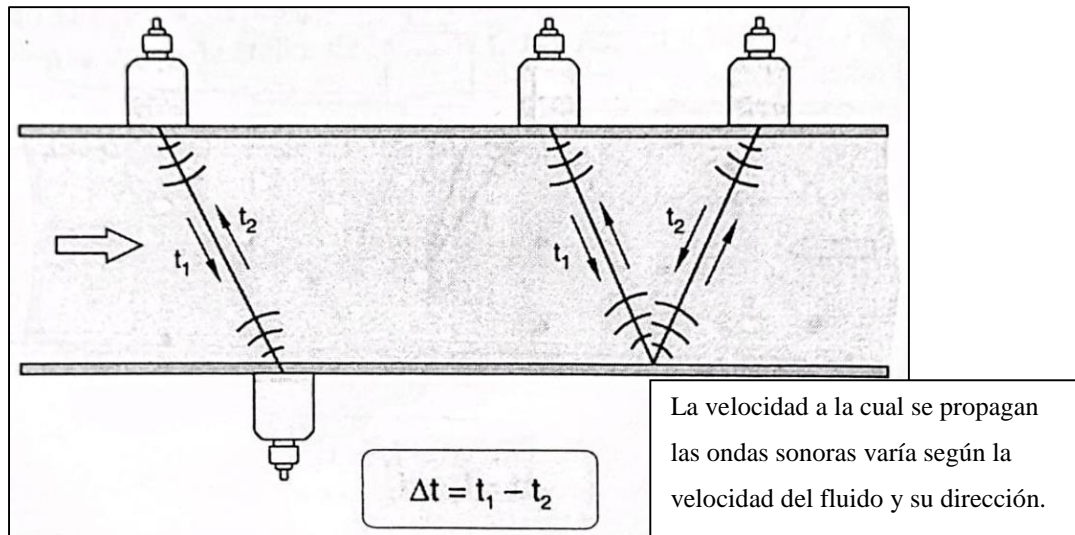


Figura V.14. Medición del gasto por ultrasonidos a partir del tiempo de tránsito de la señal. (Altendorf, M., y otros, 2011).

A “gasto cero” ambos sensores reciben las ondas sonoras transmitidas al mismo tiempo, es decir, sin ningún retardo en los tiempos de tránsito de la señal. Pero con fluido en circulación las ondas sonoras necesitan intervalos de tiempos distintos (dependencia del gasto) para llegar a otro

sensor. Si la distancia entre los dos sensores se conoce, la diferencia entre los tiempos de tránsito de la señal es directamente proporcional a la velocidad media del fluido.

Ambos sensores están conectados a un transmisor, el cual induce a los sensores a generar ondas sonoras y medir el tiempo de tránsito de estas ondas que se propagan de uno a otro sensor.

Para este método existen diversas formas de acomodar los sensores emisores-receptores; la selección del montaje dependerá de la velocidad del fluido y del gasto:

- ✓ Diagonal: Apto para altos gastos y aplicaciones con régimen turbulento, mostrado en la Figura V.14 de lado izquierdo.
- ✓ Reflex: son de fácil *calibración*, cuentan con una amplia gama de aplicaciones; es el arreglo que se encuentra en el lado derecho de la Figura V.14.
- ✓ Doble y Triple Reflex: Se aplican a velocidades bajas de líquidos y para tuberías de diámetros reducidos. Son relativamente fáciles de calibrar.

Por otro lado, en la actualidad se disponen de varios tipos de sensores ultrasónicos que permiten su instalación directamente en la tubería o que pueden venir ya preinstalados en el tubo de medición, de estos distinguimos dos grupos:

- Sensores de fijación externa, tipo “clamp-on”: El sensor se halla en el exterior de la tubería, sin estar necesariamente en contacto con el fluido; se caracterizan porque las ondas ultrasónicas atraviesan todo el diámetro central de la tubería porque la pared de la tubería permite el paso de las ondas.
- Sensores de inserción: En casos donde la tubería está hecha de materiales que no permiten el paso de las ondas sonoras, se emplean este tipo de sensores de inserción o de inmersión.

Los sensores pueden sujetarse directamente a la tubería o bien pueden ir soldados; así, el tubo de medición prefabricado no resulta imprescindible para los medidores ultrasónicos.

Las ventajas y desventajas de un medidor ultrasónico se presentan en la **Tabla V.5**.

Tabla V.5

Ventajas y desventajas de un medidor ultrasónico

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">- Permite medir fluidos altamente corrosivos- No se experimenta pérdida de carga- Esperanza de vida útil alta- No posee partes móviles- El principio de medición será independiente a las propiedades físicas del fluido.- Excelente exactitud	<ul style="list-style-type: none">- Los resultados dependen del perfil de velocidades del flujo- Susceptible a efectos de instalación- La deposición en la tubería provoca <i>error de medida</i>.- El método de medición por efecto Doppler aún no está regulado para <i>medición de transferencia</i>.- Tecnología costosa

Nota. Recuperado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M. y otros, 2011, de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Medidor másico

En ocasiones es más práctico medir gastos másicos que volumétricos; el motivo de ello es que en algunos casos el volumen puede variar notablemente por influencia de las condiciones físicas de presión, temperatura y densidad; un ejemplo son los gases. Por el contrario, la masa de un fluido no se ve afectada por la variación de estas propiedades, de modo que la medición del gasto másico presenta algunas ventajas sobre el gasto volumétrico.

Los medidores másicos trabajan bajo el principio del efecto de fuerza de Coriolis; la primera descripción de este principio se atribuye comúnmente al físico y matemático francés Gaspar Gustave de Coriolis (1792-1843).

Efecto de fuerza de Coriolis

La fuerza de Coriolis se origina cuando en un sistema se superponen movimientos lineales con movimientos rotacionales; es decir, un sistema en movimiento rotacional que contiene cualquier componente en su interior y éste se desplaza inicialmente en línea recta del centro hacia afuera o viceversa, su trayectoria más corta es desviada. Cuando mayor sea la velocidad de giro del sistema, mayor el peso del componente y mayor la velocidad de desplazamiento, se percibirá un mayor efecto de la fuerza de Coriolis.

En un medidor de gasto másico de efecto Coriolis, cada partícula de masa está sometida a la influencia que origina la fuerza de Coriolis, pero en el medidor el movimiento rotacional se sustituye por un movimiento de oscilación del tubo de medición. En donde se identifica lo siguiente:

- A gasto cero, cuando el fluido está en reposo, no hay movimiento lineal. Por lo tanto, no hay fuerzas de Coriolis. Como se observa en la **Figura V.15** (inciso a).
- Por el contrario, cuando la masa del fluido circula, el movimiento inducido por la oscilación (equivalente a la rotación) del tubo de medición se superpone al movimiento lineal del fluido en circulación, los efectos de la fuerza de Coriolis “tuercen” los tubos de medición,

como se muestra en la **Figura V.15** (incisos b y c), en donde los sensores A y B a la entrada y la salida registran una diferencia de tiempos en este movimiento, es decir, una diferencia de fase. Cuando mayor sea el gasto másico, mayor será la diferencia de fase.

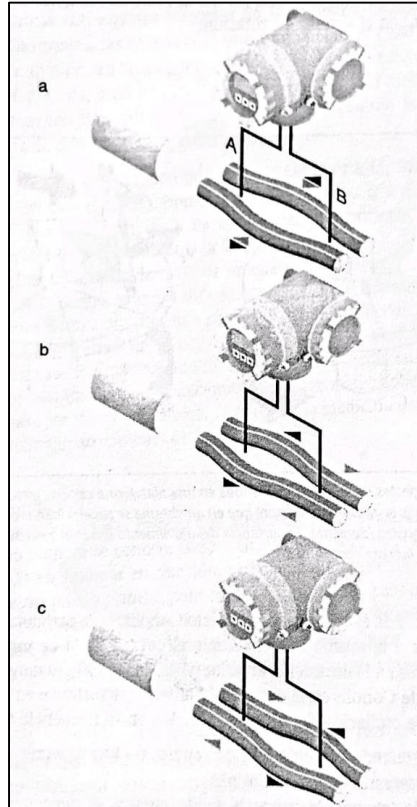


Figura V.15. Principio de medición de Coriolis. (Altendorf, M., y otros, 2011).

Cuando el fluido circula, las partículas de masa se mueven a lo largo de la tubería de medición y están sometidas a una aceleración lateral sobrepuesta debida a las fuerzas de Coriolis (F_c). A la entrada del tubo, las partículas experimentan un desplazamiento que las aleja del centro de rotación y regresan de nuevo al centro a medida que se aproximan al extremo de salida. Como se muestra en la **Figura V.16**, las fuerzas de Coriolis actúan en sentidos opuestos a la entrada y a la salida y el tubo de medición empieza a “torcerse”. Este cambio de geometría en las oscilación inducida en el tubo de medición se registra en los sensores a cada extremo del tubo como una diferencia de fase; ésta es directamente proporcional a la masa del fluido y a la velocidad de circulación del mismo; por lo tanto, también al gasto másico.

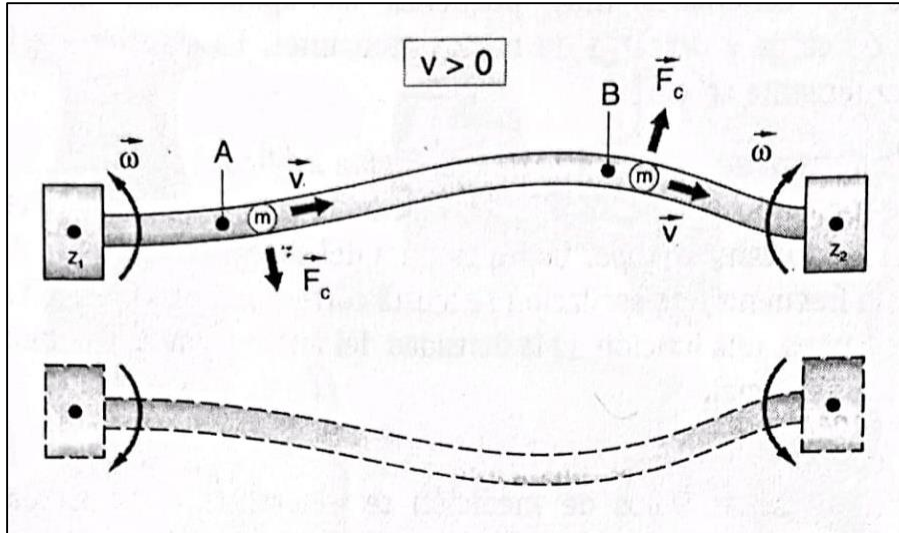


Figura V.16. Fuerzas de Coriolis y geometría de la oscilación de los tubos de medición. (Altendorf, M., y otros, 2011).

Las ventajas y desventajas de este tipo de medidores se presentan en la **Tabla V.6**.

Tabla V.6

Ventajas y desventajas de un medidor másico

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Excelente exactitud - No depende de la viscosidad ni de la densidad del fluido - No necesita largos tramos de tubería - Insensible al perfil de velocidades - Medición bidireccional 	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión económica inicial alta - Coste de instalación alto - Rango de temperaturas limitado - Fluidos en una sola fase - Sensible a vibraciones

Nota. Recuperado de “Medición de Caudal (2ª ed.)”, Altendorf, M. y otros, 2011, de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Capítulo VI: Premisas y criterios para seleccionar la tecnología del medidor de flujo

El primer paso para seleccionar un sistema de medición adecuado, es establecer y conocer las condiciones del proceso, del flujo y del fluido, a objeto de conocer si los valores esperados caen dentro del alcance de los sistemas de medición.

La selección de un tipo de tecnología para medir el flujo de aceite, gas o condensado depende de una serie de condiciones de diversa índole. De acuerdo con especialistas en la materia, su éxito dependerá de definir los parámetros de medida y de aplicación de mayor impacto, y de conocer todas las cualidades que ofrece cada tecnología.

Para definir la aplicación de una tecnología se debe hacer una lista exhaustiva de las condiciones que pueden impactar en el proceso de medición, aunque podrían identificarse muchas, se deberían considerar al menos las siguientes:

1. Aplicación: Medición operacional, de referencia, transferencia o fiscal.

Para efectos de la presente tesis, nuestro campo de aplicación se cerrará a la medición de hidrocarburos en el punto de transferencia de custodia o de propiedad.

2. Propiedades de fluido:

- ✓ Tipo de fluido (aceite, gas o condensado)
- ✓ Propiedades físicas
- ✓ Propiedades químicas
- ✓ Número de fases

- ✓ Presencia o ausencia de partículas sólidas
3. Propiedades del flujo:
- ✓ Perfil de flujo
 - ✓ Perfil de velocidad
4. Variables del proceso:
- ✓ Intervalo de valores de gasto esperado o requerido
 - ✓ Intervalo de valores de presión y temperatura esperado
5. Instalación del equipo:
- ✓ Diámetro de tubería
 - ✓ Tamaño de la tubería
 - ✓ Ubicación del medidor
 - ✓ Necesidad de tramos rectos de tubería corriente arriba y corriente abajo
 - ✓ Ubicación y tipo de válvulas más cercanas
 - ✓ Presencia de bombas o compresores cercanos
 - ✓ Accesibilidad al sistema para mantenimiento y *calibración*
 - ✓ Presencia de vibraciones o ruido en la tubería
6. Condiciones de entorno:
- ✓ Temperatura ambiente
 - ✓ Humedad
 - ✓ Efectos de presión atmosférica
 - ✓ Factores locales de seguridad
7. Requisitos de desempeño:
- ✓ Exactitud
-

- ✓ Precisión
 - ✓ Repetibilidad
 - ✓ Reproducibilidad
 - ✓ Pérdida de carga máxima aceptable
8. Aspectos económicos
- ✓ Precio de adquisición
 - ✓ Costo de instalación
 - ✓ Costo de operación
 - ✓ Costo de mantenimiento
 - ✓ Costo de *calibración*

Los factores enumerados se mencionan intencionadamente en este orden, porque los primeros seis determinan los requisitos de medición que podrían ser alcanzados; y los últimos siete afectan el presupuesto económico.

La experiencia de los mismos especialistas ha determinado que una de las condiciones de mayor peso en la selección del medidor parte del tipo de fluido que se medirá, debido a que en este implícitamente se incluirán otras condiciones como las propiedades del fluido, el perfil de velocidades, etc. Basado en esto, en las **Tabla VI.1**, **Tabla VI.2** y **Tabla VI.3**, se presentan las condiciones que expertos de PEP, han identificado como las de mayor relevancia para seleccionar un tipo de tecnología para medir flujo de aceite, flujo de gas y flujo de condensado, respectivamente.

Tabla VI.1*Selección de tecnologías para flujo de aceite*

VARIABLE	CONDICIÓN	CALIFICACIÓN	SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA
Flujo de aceite	Viscosidad dinámica del fluido	Alta	Desplazamiento positivo, ultrasónico, placa, másico
		Baja	Turbina
	Contenido de agua (%)	Mayor a 10	Másico, desplazamiento positivo
		Menor a 10	Másico, desplazamiento positivo, ultrasónico, turbina, placa
	Gastos máximos manejados	Altos	Ultrasónico, turbina
		Medios	Desplazamiento positivo, másico, placa
	Dimensiones requeridas para su instalación	Grandes	Desplazamiento positivo
		Medias	Placa, ultrasónico, turbina
		Pequeñas	Másico
	Exactitud requerida (%)	Menor que 0.15	Másico, ultrasónico
		Entre 0.15 y 1.00	Turbina, desplazamiento positivo
		Mayor a 1.00	Placa
	Caída de presión	Alta	Desplazamiento positivo, másico, placa
		Baja	Ultrasónico, turbina
	Costo relativo de inversión	Alto	Ultrasónico
Medio		Turbina, másico, desplazamiento positivo, placa	
Costo relativo de mantenimiento	Alto	Desplazamiento positivo	
	Medio	Turbina	
	Bajo	Ultrasónico, másico, placa	

Nota. Recuperado de “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Tabla VI.2*Selección de tecnologías para flujo de gas*

VARIABLE	CONDICIÓN	CALIFICACIÓN	SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA
Flujo de gas	Afectación por contenido de CO ₂	Alta	Ultrasónico
		Baja	Másico, turbina, placa
	Afectación por contenido de H ₂ S	Alta	Turbina, ultrasónico
		Baja	Másico, placa
	Contenido de líquidos	Gas húmedo (amargo o dulce)	Placa
		Gas seco	Placa, ultrasónico, másico, turbina
	Gastos máximos manejados	Altos	Ultrasónico, turbina
		Bajos	Másico, placa
	Dimensiones requeridas para su instalación	Medianas	Placa, ultrasónico, másico, turbina
	Exactitud requerida (%)	Menor que 0.50	Turbina, másico, ultrasónico
		Entre 0.50 y 1.00	Placa
	Caída de presión	Alta	Másico, placa
		Baja	Ultrasónico, turbina
	Costo relativo de inversión	Alto	Ultrasónico
		Medio	Turbina, másico
		Bajo	Placa
Costo relativo de mantenimiento	Medio	Turbina	
	Bajo	Ultrasónico, másico, placa	

Nota. Recuperado de “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Tabla VI.3*Selección de tecnologías para flujo de condensado*

VARIABLE	CONDICIÓN	CALIFICACIÓN	SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA
		Mayor a 10	Másico
	Contenido de agua (%)	Menor a 10	Másico, ultrasónico, turbina, placa
	Gastos máximos manejados	Altos	Ultrasónico, turbina
		Medios	Másico, placa
	Dimensiones requeridas para su instalación	Medias	Placa, ultrasónico, turbina
		Pequeñas	Másico
Flujo de condensado	Exactitud requerida (%)	Menor que 0.15	Másico, ultrasónico
		Entre 0.15 y 1.00	Placa, turbina
	Generación de caída de presión	Alta	Másico, placa
		Baja	Ultrasónico, turbina
	Costo relativo de inversión	Alto	Ultrasónico
		Medio	Placa, turbina, másico
	Costo relativo de mantenimiento	Mediano	Turbina
		Bajo	Ultrasónico, másico, placa

Nota. Recuperado de “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

Capítulo VII: Premisas y criterios para determinar la ubicación adecuada de un sistema de medición de acuerdo al proceso

Como se menciona en el capítulo anterior, en su primer párrafo, la ubicación juega un papel importante, debido a que es donde se asegura que los valores de las condiciones del proceso están dentro del alcance del sistema. Para este propósito se deben considerar su determinación en función de:

- ✓ Mejores condiciones del fluido a medir.
- ✓ Infraestructura existente.
- ✓ Tipo de medición.

Mejores condiciones del fluido a medir

Ubicar al sistema de medición donde el fluido a medir presente las mejores condiciones operativas posibles y también las mejores condiciones del flujo.

Uno de los requerimientos para medir hidrocarburos es que estos se encuentren en una sola fase y libres de sólidos, o de ser el caso, presentar una mezcla homogénea antes de ser medidos. No obstante, en un sistema de transporte y distribución de hidrocarburos se pueden presentar cambios en las condiciones de los fluidos mientras fluyen a través de los ductos. Estos cambios pueden

consistir en un cambio de fases, volverse heterogéneas las mezclas que habían sido homogenizadas previamente, incorporar al flujo sólidos presentes en la tubería y otros.

En particular, el cambio de fases se puede presentar en los fluidos provenientes de los yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil. Dependiendo de su presión y su temperatura de operación y de su ubicación relativa en un diagrama P-T y la respectiva envolvente de fases de la mezcla de hidrocarburos transportados, a causa de la pérdida de presión y/o de temperatura ocurrida durante su transporte, las corrientes líquidas pueden liberar gas; así como las corrientes de gas pueden condensarse, por lo que la ubicación del sistema de medición de flujo se deberá escoger cuidando que las condiciones de operación de presión y temperatura del hidrocarburo a medir se encuentren fuera de la envolvente donde se presenten dos fases o definitivamente primero separar las fases y medir a la descarga de gas y de líquidos de los separadores de fases.

Otro ejemplo, es el caso de un oleoducto de diámetro grande y gran longitud, en el cual el flujo de aceite crudo con un cierto contenido de agua congénita, necesita ser medido de la manera más confiable. Para estos casos se debe evaluar la viabilidad de instalar un nuevo sistema de medición de flujo en el punto de envío (suministro), en un punto intermedio o en el punto de recibo (entrega). Haciendo uso de lo mencionado al principio del capítulo, habría que analizar las condiciones que presenta el fluido a medir en cada una de las tres opciones comentadas. Si ambos fluidos presentan un buen mezclado (homogeneidad) en el punto de envío, debido al efecto inmediato del equipo de bombeo, cierto grado de segregación en la longitud intermedia y total segregación en el punto de recibo, entonces el medidor debe instalarse en el envío.

Adicionalmente, el punto a elegir debe garantizar que ya esté integrada toda la corriente de interés a ser medida.

Infraestructura existente

En algunas ocasiones, la infraestructura existente también aporta una serie de principios que deben ser considerados para definir la ubicación óptima de los sistemas de medición. A continuación se mencionan algunos de ellos:

- ✓ Por delimitación de fronteras, respecto a un cliente:

Durante un proceso de transferencia de custodia, en el que por estrategia comercial, el sistema de medición deba quedar ubicado en las instalaciones del vendedor. Este principio podría tener mayor peso que el presentado en el punto anterior, dada la necesidad de cumplir con un contrato de compra-venta preestablecido. Sin embargo, en el plano técnico y buscando minimizar la incertidumbre de medida asociada, se deberá tratar de hacer que se cumplan tanto los requerimientos técnicos como comerciales al elegir la ubicación del sistema de medición; es decir, pueden coexistir en forma simultánea las fronteras físicas (geográficas), operativas, de seguridad, de mantenimiento y comerciales.

- ✓ Por las características físicas y dimensionales de las instalaciones:

La instalación donde se garantice la factibilidad de calibrar el sistema de medición, con base a las distancias mínimas requeridas por la tecnología seleccionada, etc.

- ✓ Por los equipos e infraestructura existente:

Basado en los servicios auxiliares existentes, requeridos para la instalación y operación de los sistemas de medición.

También donde se eviten las condiciones del medio que pudieran afectar el funcionamiento de los sistemas de medición, por ejemplo ruidos, vibraciones, frecuencias, etc.

Tipo de medición

Para la *medición fiscal de hidrocarburos*, se recomienda que el sistema de medición esté dentro de las instalaciones del vendedor, y sea operado y administrado por él, aportando evidencia objetiva de su confiabilidad.

Para la *medición de transferencia de custodia*, se recomienda colocarlo de acuerdo al fluido a medir, es decir, ubicar el medidor en el punto donde el fluido y el flujo presenten las mejores condiciones para el *proceso de medición*.

Finalmente, para la medición en los puntos de proceso, tales como pozos, cabezales, corrientes de flujo, baterías de separación, estaciones de recolección y de compresión, etc., la ubicación del sistema de medición generalmente lo condiciona la infraestructura existente y una combinación de todas las premisas mostradas en este documento.

Dependiendo del fluido a medir, se hacen las siguientes recomendaciones generales:

- ✓ Para medición de aceite y condensado, se recomienda ubicar la medición de flujo después del bombeo, en el sentido de flujo, en un punto donde queden integradas todas las descargas y además se respeten las distancias requeridas por la tecnología de medición seleccionada.
- ✓ Para medición de gas, se recomienda ubicar la medición de flujo después de la separación, rectificación del gas (eliminación de líquidos) y/o del compresor (en caso de existir), también respetando las distancias requeridas.

Capítulo VIII: Requerimientos para medir los hidrocarburos

Con base en la experiencia de especialistas acerca del tema en México, acumulada a través de los años en la atención, estudio y análisis del comportamiento de los sistemas de medición de flujo de hidrocarburos, se han establecido diversos requerimientos para cuantificar confiablemente los volúmenes de hidrocarburos que pasan a través de los sistemas de medición. Dichos requerimientos deben tomarse en cuenta e implementarse en la medida de lo posible, para que una vez que se ha seleccionado la tecnología del medidor de flujo, este último proporcione datos confiables.

Entre los requerimientos más importantes destacan los siguientes:

- ✓ De los fluidos a medir
- ✓ De flujo
- ✓ De los equipos de medición

De los fluidos a medir

El principal requerimiento para medir confiablemente es que el fluido a medir esté previamente acondicionado, ya que la falta o deficiencia en su acondicionamiento, puede aportar fuentes significativas de incertidumbre de medición o inclusive causar que los sistemas de medición operen fuera de su alcance de diseño.

- ✓ En los hidrocarburos líquidos se deberá eliminar en la medida de lo posible el contenido de agua libre y emulsionada, así como el gas libre.

- ✓ En los gases se deberá eliminar la presencia de líquidos, como aceite y/o agua, así como los componentes no hidrocarburos, que pudieran afectar la correcta aplicación de un cierto tipo de tecnología de medición, o causar algún tipo de daño a los componentes del sistema de medición.

Debido a lo anterior, los hidrocarburos deben acondicionarse previamente, a efecto de cumplir con lo siguiente

- ✓ Los hidrocarburos al momento de ser medidos deberán encontrarse en una sola fase ya sea gas o líquido; dado que la presencia de dos fases causa que la mayoría de los medidores no cuantifiquen los volúmenes de la fase de interés confiablemente. Para ello, será necesario que los procesos de acondicionamiento de fluidos, tales como: separación de fases, estabilización de líquidos, deshidratación de gases y líquidos, mezclado de líquidos, enfriamiento y rectificación de gas, sean optimizados.
- ✓ Estar libres de sólidos; la presencia de partículas y cuerpos sólidos generalmente obstruye el flujo del fluido a través del sistema de medición, causando su mal funcionamiento y pudiendo alterar los atributos dimensionales de los componentes del elemento primario. Para evitar lo anterior se recomienda analizar la instalación de un filtro antes del medidor de flujo.
- ✓ En el caso de flujo de líquidos, si el hidrocarburo contiene agua congénita, debe asegurarse un mezclado eficiente que origine una mezcla homogénea antes de medirse. La misma necesidad de mezclado se tiene cuando se integran en una sola corriente aceites crudos de diferentes densidades.

De flujo

Para la correcta operación de un sistema de medición de flujo, la variación del gasto volumétrico con respecto al tiempo debe permanecer dentro de la capacidad de respuesta por diseño del medidor de flujo y además tener estabilidad; es decir, debe presentar un mínimo de cambios súbitos en tiempos cortos. La situación contraria a estos requerimientos causaría la aparición de errores en la medición de los volúmenes, debido al efecto de la inercia de las tecnologías con partes móviles y a que se pueden exceder las capacidades de respuesta de los mismos.

Para de evitar esos efectos, se deberá hacer un estudio de las capacidades y características de los procesos que preceden a la medición, a efecto de identificar los cambios necesarios en el entorno operativo que permitan garantizar la estabilidad del flujo.

Así mismo, para asegurar una buena medición, es necesario que en el *Punto de Medición* de líquidos se cumpla la velocidad mínima recomendada por la normatividad, así como la instalación de mezcladores estáticos u otros sistemas de mezclado. Se recomienda que en los sistemas de medición de flujo de líquidos se tenga una velocidad mínima de 2.5 m/s para asegurar un mezclado efectivo de los fluidos a medir, o bien que se implementen las alternativas de mezclado dinámico, mezclado estático o mediante los arreglos tubulares y accesorios sugeridos por la normatividad.

En los sistemas de medición de flujo de gases se debe monitorear que en ninguna de las partes se presenten las condiciones de presión y temperatura que puedan alterar las fases del fluido.

De los equipos de medición de flujo

Como se mencionó en capítulos anteriores, el componente principal de un sistema de medición es el medidor de flujo; por lo que su selección, instalación, operación y mantenimiento deben efectuarse utilizando las mejores prácticas. Los equipos de medición deben cumplir al menos los siguientes requerimientos:

- ✓ Ser del tipo de tecnología correcta a la aplicación. En el **Capítulo VI** de este documento, se presentaron las premisas y criterios que deben aplicarse para cumplir con este requerimiento.
- ✓ Estar ubicados en un lugar apropiado, de acuerdo al proceso. En el **Capítulo VII** de este documento, se habló acerca de los principios y criterios para determinar la ubicación adecuada de un sistema de medición considerando diversos aspectos.
- ✓ Estar instalados en estricto cumplimiento con la normatividad aplicable. En la **Tabla V.1**, se presentó la relación de la normatividad que aplica a cada principio de medición de flujo.
- ✓ Ser calibrados periódicamente, utilizando un *patrón de medida*, con *trazabilidad metrológica* a patrones nacionales o internacionales. La *calibración* de los medidores únicamente aporta beneficios cuando se realizan los ajustes pertinentes, proporcionando *trazabilidad metrológica* a los resultados.

Existen diversos métodos para determinar la frecuencia de una *calibración*, y de acuerdo al tipo de sistema se puede elegir uno o combinar dos métodos o más, sin embargo, se recomienda, siempre que sea posible, aplicar herramientas estadísticas como gráficos de control que monitoreen las variables de control más importantes del sistema.

- ✓ Recibir el mantenimiento adecuado de los tipos predictivo, preventivo y correctivo.
 - **Mantenimiento predictivo:** Resultante de la aplicación de una técnica para identificar variables físicas ya sea del fluido o de los equipos cuya variación sea indicativa de inconvenientes, con el fin de pronosticar el punto futuro de falla de un componente de un elemento mecánico, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con

base en un plan, justo antes de que falle, así el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida útil del componente se maximiza.

- Mantenimiento preventivo: Destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante un plan de revisión, intervención y reparación de puntos vulnerables en el momento más oportuno, garantizando así su buen funcionamiento y fiabilidad.
 - Mantenimiento correctivo: Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos o fallas que se van presentando en los equipos.
- ✓ En lo referente a la integridad mecánica del sistema de medición, éste debe considerarse como un equipo crítico. Para el caso de las características metrológicas y la satisfacción de los requisitos metrológicos, es necesario aplicar de manera efectiva el programa de mantenimiento a cada uno de los elementos (primario, secundario, terciario) que integran el sistema de medición y debe considerar las verificaciones, ajustes y calibraciones que permitan asegurar que son adecuados para el uso requerido. A este proceso se le conoce como confirmación metrológica. En este sentido, deben diseñarse e implementarse los intervalos de confirmación metrológica para asegurar que el equipo de medición cumpla los requisitos metrológicos del proceso de medición. Cada vez que un sistema de medición no conforme se repare, ajuste, o modifique, se debe revisar su intervalo de confirmación metrológica y calibrar nuevamente el sistema.
- ✓ Desarrollar los respectivos cálculos de los flujos volumétricos y volúmenes corregidos a las condiciones de presión y temperatura previamente establecidas, en estricto cumplimiento con la normatividad aplicable. Para lo anterior, deberán revisarse minuciosamente las configuraciones de cada uno de los equipos utilizados que conforman el sistema de medición.
- ✓ Realizar una efectiva administración de los sistemas de medición.

Capítulo IX: Ejemplo básico de selección de un sistema de medición

Planteamiento

El Operador Petrolero “Báalam Hidrocarburos” se encuentra en preparación de un Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Contractual XI localizada al norte del país; la medición de los hidrocarburos actualmente la realiza con base en el transitorio séptimo de los *Lineamientos*, sin embargo, para el Plan de desarrollo, Báalam esta considerando mejorar sus mecanismos de medición para una posible comercialización con el Sistema de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural (SISTRANGAS); para presentar sus Mecanismos de Medición Báalam ha solicitado la selección teórica y superficial de un sistema de medición.

Dentro del Área Contractual XI, Báalam está produciendo gas y condensados, y desea implementar su sistema de medición en el punto de transferencia de custodia del gas. Con un gasto de 20.75 MMPCD, el gas sale de la planta de acondicionamiento a una presión de 18 kg/cm² y a una temperatura de 25°C; Báalam desea seleccionar el mejor sistema de medición para presentarlo a la Comisión y obtener su respectiva aprobación como Punto de Medición en el Dictamen Técnico de su Plan de Desarrollo para la Extracción.

En caso de llevar a cabo esta estrategia y de llegar a un acuerdo comercial con Cenagas, Báalam inyectaría el hidrocarburo en el punto de recepción India Bonita – Los Ramones, el cual recibe el gas a una máxima presión de 7,584 kPa \approx 77.34 kg/cm² (Cenagas, 2018); por otro lado, Báalam sabe que para inyectar su gas al SISTRANGAS, éste debe cumplir con ciertas especificaciones que Cenagas publicó en 2010 bajo la NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, por lo tanto, el gas será tratado en una planta de acondicionamiento previo a la medición, para cumplir con los requerimientos de Cenagas.

Báalam va a colocar el sistema de medición dentro de su propiedad y desea hacerlo cerca de su planta de acondicionamiento; el sistema no deber ser muy robusto porque no cuenta con mucho espacio para instalarlo. Por otro lado, desea invertir los recursos necesarios para que su sistema de medición trabaje conforme a la regulación mexicana, con un valor de incertidumbre de medida menor a 1% (Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, 2017, art. 25, Fracción VII) y no desea un mantenimiento costoso del sistema.

Discusión

Para realizar la selección del sistema de medición, se debe empezar por la selección del medidor de flujo que, debido a su principio de funcionamiento, influirá en la selección del resto de los componentes del sistema.

Para seleccionar el mejor medidor de flujo se deben identificar dos cosas:

- i. Las condiciones a las que estará sujeto el proceso de medición en el punto donde se desea implementar el sistema, a objeto de que aporten elementos sólidos para ubicar los alcances de fluido y flujo que el medidor deberá cumplir, y que llamaremos premisas.
- ii. Los medidores de flujo que pueden emplearse para el tipo de medición requerido.

Una vez identificados los puntos anteriores se debe definir cómo trabaja cada uno de los medidores con cada una de las premisas (calidades), para finalmente seleccionar el medidor de flujo que cumpla con la mayoría de las premisas, o en dado caso de no cumplir con todas, que el incumplimiento de una no afecte el funcionamiento del resto.

Una vez seleccionado el medidor, se procede a la selección del resto de componentes del sistema de medición.

Desarrollo

1. Determinar las condiciones del proceso de medición, a las cuales nombraremos premisas: Para este ejemplo las condiciones de proceso se ven limitadas a la información que el OP ha brindado (presentadas en **Tabla IX.1**), sin embargo, para aplicación en campo es importante identificar el mayor número de condiciones posibles, para después jerarquizar por orden de importancia y basar la selección del medidor en las condiciones que se consideren de mayor impacto durante la medición.

Tabla IX.1.

Premisas del proceso

Tipo de fluido	Gas
Gasto	20.75 MMPCD
Presión	18 kg/cm ² ≈ 1,765.2 kPa
Temperatura	25 °C ≈ 298.15 °K
Contenido de H₂S	< 5.6 mg/m ³
Contenido de CO₂	< 2.7 % vol
Inversión de adquisición	Alta
Inversión de mantenimiento	Baja
Desempeño	Alto
Presencia de sólidos	No
Presencia de líquidos	No
Espacio de instalación	Pequeño
Caída de presión	Mínima

2. Identificar los medidores de flujo que pueden emplearse para la medición de hidrocarburos: En este caso, Báalam va a efectuar medición de transferencia, lo cual cierra el abanico de opciones a los cinco medidores de flujo presentados en la **Tabla IX.2**.

Tabla IX.2

Medidores de flujo de mayor aplicación en la medición de transferencia.

MEDIDOR DE FLUJO	PRINCIPIO DE MEDICIÓN
Placa de orificio	Presión diferencial
Volumétrico o de Desplazamiento positivo	Cantidad volumétrica
Turbina	Velocidad angular
Ultrasónico	Velocidad del sonido
Másico	Efecto Coriolis

3. Analizar las cualidades del medidor:

Cada medidor trabaja bajo distintos principios de funcionamiento, por lo tanto su respuesta de trabajo será diferente ante una misma condición; a esto se le conoce como cualidades del medidor. En la **Tabla IX.3** se presenta un análisis resumido de las distintas tecnologías de medición y sus respectivas cualidades.

Donde: X → No cumple con la condición

– → Cumple, parcialmente

✓ → Sí cumple

Tabla IX.3.*Cualidades de los medidores de flujo.*

Medidor de flujo	Placa de orificio	Volumétrico	Turbina	Ultrasónico	Másico
Mide gas con alto contenido de líquido	–	×	×	×	×
Mide gas con alto contenido de H ₂ S y CO ₂	✓	×	–	✓	–
Depende de la viscosidad	–	✓	✓	×	×
Sensible a perfil de velocidades	✓	×	×	✓	×
Mínima caída de presión generada	×	–	✓	✓	–
Mide altos gastos	–	–	✓	✓	–
Mínimo espacio requerido	×	–	–	×	✓
Alta Exactitud	–	✓	✓	✓	✓
Bajo costo de inversión	✓	×	–	×	×
Bajo costo de mantenimiento	–	×	–	✓	✓

Nota. Adaptado de la “Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, de Pemex Exploración y Producción, 2011.

4. Descartar las condiciones menos significativas para la selección:

Tomando como base la **Tabla IX.3**, comenzaremos por analizar y descartar las condiciones que no sean significativas para seleccionar el medidor de flujo, éstas se expresan de color rojo en la **Tabla IX.4**.

Tabla IX.4

Conveniencia de uso de cada medidor de acuerdo a las premisas.

Medidor de flujo Cualidades	Placa de orificio	Volumétrico	Turbina	Ultrasónico	Másico
Mide gas con alto contenido de líquido	–	×	×	×	×
Mide gas con alto contenido de H ₂ S y CO ₂	✓	×	–	✓	–
Depende de la viscosidad	–	✓	✓	×	×
Sensible a perfil de velocidades	✓	×	×	✓	×
Mínima caída de presión generada	×	–	✓	✓	–
Mide altos gastos	–	–	✓	✓	–
Mínimo espacio requerido	×	–	–	×	✓
Alta Exactitud	–	✓	✓	✓	✓
Bajo costo de inversión	✓	×	–	×	×
Bajo costo de mantenimiento	–	×	–	✓	✓

Donde: × No
 – Parcial
 ✓ Sí

Las primeras dos filas de la tabla se han marcado en rojo porque Báalam tiene que acondicionar el gas para cumplir con las especificaciones de Cenagas, de tal manera, que la presencia de líquidos, partículas sólidas y componentes no hidrocarburos en el gas será mínima, así que se puede considerar como presencia nula.

No se ha proporcionado la viscosidad del fluido, pero se sabe que es un gas, y por la temperatura a la que será medido, su viscosidad no debería ser alta, por tanto, el medidor volumétrico no cumple con esta condición, ya que su exactitud de medida aumenta conforme lo hace la viscosidad del fluido, y viceversa, su exactitud disminuye con fluidos de baja viscosidad; dado que la disminución de la exactitud no es negociable, esta tecnología se descarta.

La inversión inicial tampoco es una condición que afecte el proceso, dado que el OP está dispuesto a invertir los recursos económicos necesarios para la adquisición del medidor de flujo y el sistema de medición, por lo tanto, también se puede descartar esta premisa.

5. Analizar que las cualidades de los medidores cumplan con las premisas:

Después de analizar las condiciones que no tienen gran influencia durante la selección del medidor y descartar las tecnologías que definitivamente no pueden seleccionarse, se procede a estudiar las premisas y cualidades de los medidores restantes.

En la **Tabla IX.5** se presenta el análisis de lo anterior, donde, se han rellenado las casillas de color rojo para indicar que el medidor no cumple con la premisa, las casillas en amarillo indican irrelevancia y las verdes señalan que el medidor sí cumple.

Tabla IX.5

Condiciones significativas para la selección del medidor de flujo.

Medidor de flujo Condiciones	Placa de orificio	Turbina	Ultrasónico	Másico
Depende de la viscosidad	—	✓	×	×

Sensible a perfil de velocidades	✓	×	✓	×
Mínima caída de presión generada	×	✓	✓	–
Mide altos gastos	–	✓	✓	–
Mínimo espacio requerido	×	–	×	✓
Alta Exactitud	–	✓	✓	✓
Bajo costo de mantenimiento	–	–	✓	✓

Donde: × No
 – Parcial
 ✓ Sí

En párrafos anteriores se menciona que de acuerdo al tipo de fluido y a sus propiedades, la viscosidad del gas podría ser relativamente baja, sin embargo, como no se sabe a ciencia cierta el rango de valores de ésta, lo mejor será seleccionar un medidor que su trabajo de funcionamiento no dependa de la viscosidad, como lo son el medidor ultrasónico y/o el medidor másico.

Respecto al perfil de velocidades, por distintas causas casi todas las tecnologías presentan sensibilidad, y aunque con un acondicionador de flujo podrían funcionar de manera óptima, para evitar la inversión monetaria en el acondicionar y reducir el espacio de instalación, el mejor medidor sería el másico.

En los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios SISTRANGAS, no se habla de presiones mínimas para inyectar el fluido, sin embargo, el gas sale de la planta de acondicionamiento a una presión media-baja, por lo que sería conveniente que no hubiese caída de presión o que ésta no sea muy abrupta; criterio que la placa de orificio no cumple.

El gasto de fluido no se considera alto y posiblemente disminuirá conforme pase el tiempo, por lo tanto, no es necesario invertir en medidores que midan altos gastos como lo son la turbina o el medidor ultrasónico.

En cuanto al espacio, Báalam mencionó que el sistema de medición no debe ser robusto, para tal condición el medidor másico es la mejor opción, ya que no necesita grandes tramos de tubería corriente arriba ni corriente abajo, y su proceso de medición tampoco se ve afectado el perfil de velocidades, así que no se necesitaría colocar un acondicionador de flujo.

Se requiere un excelente desempeño del medidor, lo cual se puede ver reflejado en la *exactitud de medida*; esta última dependerá de qué tan bien se adapte el medidor de flujo a todas las premisas del proceso y del cumplimiento de los requisitos dimensionales de instalación. Asumiendo que se cumplen los requisitos de instalación y que los medidores cumplen con todas las premisas, de los 4 medidores restantes la placa de orificio es el medidor que proporciona la menor exactitud de medida, y como el OP quiere tener la mejor exactitud y la menor incertidumbre posible, la placa de orificio no sería la mejor opción.

El costo de mantenimiento se solicita sea lo más económico posible; para cumplir con esta premisa, el medidor de turbina y la placa de orificio quedan descartados.

6. Seleccionar el medidor de flujo:

De la **Tabla IX.4** se deduce que el medidor que cumple con la mayoría de las premisas es el medidor másico, y a pesar de que genera una caída de presión, esta no es tan abrupta como para causar problemas de la corriente de flujo hacia el punto de inyección, en donde tampoco se ha solicitado que el fluido llegue a una mínima presión.

7. Seleccionar el resto de componentes del sistema de medición:

Una vez seleccionado el medidor de flujo se procede a seleccionar el resto de componentes que formarán parte del sistema de medición. Cabe resaltar que el medidor másico no requiere la colocación previa de un acondicionador de flujo, porque no es sensible al perfil de velocidades, y de acuerdo con el planteamiento del problema tampoco es necesario

instalar un filtro (con su respectivo sensor de presión), porque el fluido llegará libre de sólidos al sistema de medición.

Resultados y conclusiones del ejemplo

El sistema de medición quedará integrado por los elementos presentados en la **Tabla IX.6**, y el arreglo del tren de medición será como el presentado en la **Figura IX.1**, en donde sus componentes se encuentran numerados de acuerdo a lo presentado en la Tabla VIII.6.

Tabla IX.6

Selección de elementos que conformarán al sistema de medición.

Elemento	
1. Válvula de bloqueo	Sí
Filtro	No
Sensor de presión diferencial	No
Acondicionar de flujo	No
2. Medidor de flujo	Sí, medidor másico
3. Tubería adyacente	Sí
4. Dispositivo de medición de temperatura	Sí
5. Dispositivo de medición de presión	Sí
6. Densímetro	Sí
7. Termopozo de prueba	Sí

8. Computador de flujo	Sí
9. Interfaz HMI	Sí
10. Válvulas auxiliares	Sí
11. Válvula de control de gasto	Sí
12. Válvula de no retorno	Sí

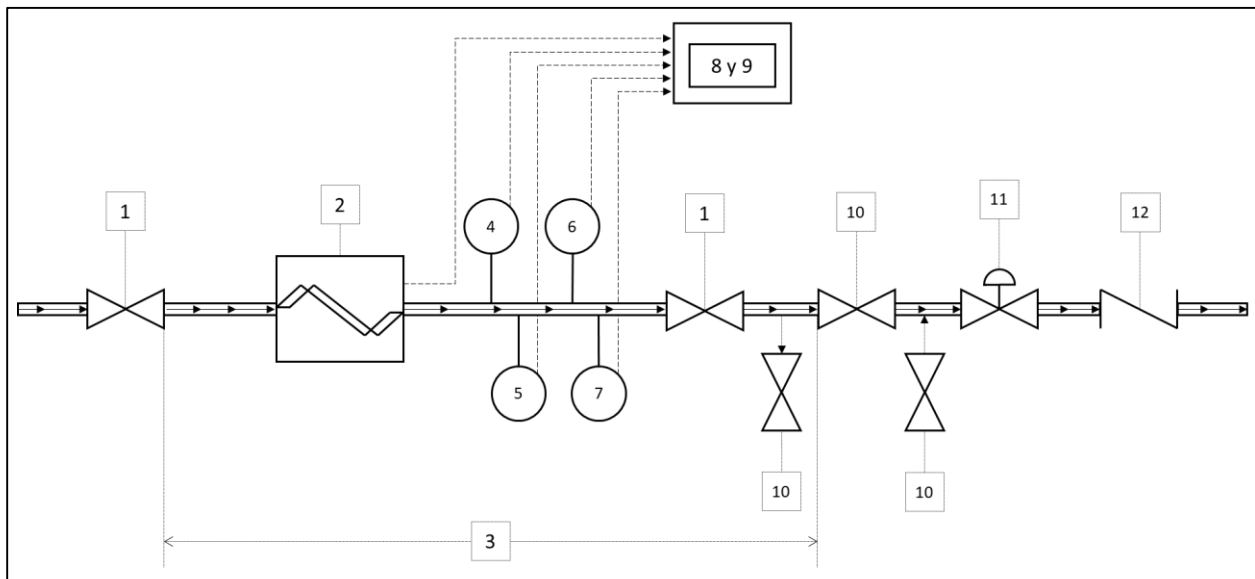


Figura IX.1. Selección Final del Sistema de Medición.

Después de identificar las premisas del proceso de medición, los medidores de flujo que se pueden implementar en mediciones de transferencia y de analizar las cualidades de cada uno, se hizo un comparativo, para saber qué medidor de flujo cumplía con la mayor cantidad de premisas, sobre todo con las más importantes. Esta tecnología fue el medidor de flujo másico, que a pesar de no cumplir con todas las premisas, el incumplimiento de algunas no genera ningún problema en el flujo ni afecta su propio funcionamiento y con base en la selección del medidor se seleccionaron el resto de los componentes del sistema de medición.

Desde luego es importante resaltar que éste es un ejemplo básico y meramente teórico de selección, y que su propósito fue mostrar paso a paso el camino para seleccionar el sistema de medición más adecuado, camino que puede variar de acuerdo a las premisas de selección, al criterio y la experiencia de la persona que se encargue de esta tarea, a los objetivos de la medición, los intereses de la compañía, etc.

Conclusiones

- ✓ Esta tesis integra las premisas y criterios para realizar una adecuada selección de los sistemas de medición e indica las principales tecnologías aplicables a la transferencia de custodia y/o de propiedad considerando la regulación vigente.
- ✓ Se identifican claramente las diferencias entre los Mecanismos de Medición, los Sistemas de Medición y los equipos de medición
- ✓ Para los puntos donde se ejecuta una medición de transferencia de custodia y/o de propiedad, la clasificación de los medidores más utilizados, con sus respectivas ventajas y desventajas son:
 1. Placa de orificio: Inversión inicial baja pero requiere la instalación de un acondicionador de flujo o de grandes tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo y genera altas caídas de presión en el flujo; no se ve afectada por contenido de CO₂ y H₂S.
 2. Medidor de desplazamiento positivo: Más conveniente para medir fluidos con viscosidad dinámica alta; inversión inicial y mantenimiento costosos; requiere dimensiones grandes para su instalación.
 3. Turbina: No se recomienda para fluidos viscosos ni con presencia de H₂S; requiere acondicionador de flujo o grandes tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo, baja pérdida de presión, su inversión inicial y mantenimiento no son tan costosos.
 4. Medidor ultrasónico: Permite medir fluidos corrosivos, no genera pérdida de presión, su mantenimiento no es costoso, pero la inversión inicial es muy alta y se ve afectado por el perfil de velocidades y la presencia de partículas sólidas.
 5. Medidor másico Coriolis: La medición del gasto es directa, no depende de la viscosidad ni de la densidad del fluido, es insensible a cambios en el perfil de

velocidades, genera alta caída de presión, sus costos de mantenimiento son bajos y el de inversión es mediano.

- ✓ Se han presentado las premisas y criterios que deben considerarse para seleccionar una tecnología de medición, basado en las condiciones más representativas del flujo, del fluido y del proceso que se va a medir.
- ✓ Se plantearon los requerimientos que deben tomarse en cuenta al seleccionar el sistema de medición.
- ✓ No existe un medidor de flujo mejor que otro; su buen desempeño dependerá de las condiciones a las que sea sometido, principalmente de las condiciones del proceso, del fluido, del flujo, y de la relación costo beneficio que se busque.
- ✓ En el ejemplo presentado se puede visualizar la forma en que deben interactuar las premisas y criterios para seleccionar un medidor de flujo que cumpla con los requerimientos del proceso, para después seleccionar el sistema de medición completo.
- ✓ Los puntos clave para que un Operador cumpla con los objetos que establece la regulación mexicana en materia de medición de hidrocarburos son:
 1. Administrar el funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición bajo la metodología de la Gestión y Gerencia de la Medición.
 2. La implementación de los Mecanismos de Medición incluye una adecuada selección, instalación y operación de los Sistemas de Medición para el propósito planeado, que deberá basarse en las Normas referidas al Anexo II de los Lineamientos.
 3. Contar con un programa de auto-verificaciones mediante diagnósticos donde se constate la Confirmación Metrológica del Sistema de Medición, y a su vez realizar un plan de mantenimiento y de calibración del mismo.
- ✓ El correcto entendimiento e implementación de los puntos anteriores y su estratégica implementación, brindarán las herramientas necesarias para que durante una Auditoría realizada conforme a la norma NMX-CC-19011-IMNC-2012, el regulador constate que el OP cumple con la regulación.

Recomendaciones

- ✓ Más allá de ver la implementación de Mecanismos de Medición confiables como una obligación, el Operador Petrolero debe analizar el beneficio económico y de seguridad operativa que la medición atribuirá a sus procesos de producción y compra-venta de hidrocarburos.
- ✓ El tema de medición de hidrocarburos es realmente amplio y aún existen muchas áreas de oportunidad para que tanto la comunidad estudiantil, la industria y los órganos reguladores puedan obtener el máximo aprovechamiento de una actividad que aparenta ser sencilla y que brinda tantos beneficios a nuestros procesos de producción y comercialización.
- ✓ Así mismo, y con la ideología de aprovechar en la medida de lo posible nuestros recursos petroleros, y tras el trabajo de investigación que se realizó para este documento, se considera que aún hay áreas de oportunidad de mejora en la regulación en materia de medición de hidrocarburos, para fortalecerla y dar mayor certeza jurídica a los Operadores Petroleros.

Referencias y bibliografía

Altendorf, M., Berrie, P., Bjønnes, H., Bloch Jensen, F., Bonschab, F., Carr, M., . . . Wyss, J. (2011). *Medición de caudal* (2a ed.). Endress+Hauser Flowtec AG.

Automation Forum. (2018). *Automation Forum*. Obtenido de <https://automationforum.in/t/nutating-flow-meter-basics/3090>

Cenagas. (Julio de 2018). Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios SISTRANGAS. México: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural. Obtenido de <https://www.gob.mx/cenagas/documentos/el-cenagas-en-su-caracter-de-gestor-independiente-del-sistrangas-pone-a-consulta-los-tcps-del-sistrangas?state=published>

Comité de normalización de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios. (24 de abril de 2012). *NRF-111-PEMEX-2012, Equipos de medición y servicios de metrología*. México. Obtenido de <http://www.ptq.pemex.com/RM/Adqleypemex/Lists/Convocatoria%20Licitaciones%20Ley%20Pemex/Attachments/173/NRF-111-PEMEX-2010.pdf>

Departamento de ingeniería de Procesos y Gestión Industrial. (s.f.). *Elementos de Caudal 3ra parte*. Obtenido de oilproduction: <http://oilproduction.net/files/Tema-5-Elementos-de-Caudal-Parte-3.pdf>

Departamento de Ingeniería de Procesos y Gestión Industrial. (s.f.). *Elementos de Caudal, 1ra parte*. Obtenido de oilproduction: <http://oilproduction.net/files/Tema-5-Elementos-de-Caudal-Parte-1.pdf>

Departamento de Ingeniería de Procesos y Gestión Industrial. (s.f.). *Elementos de Caudal, 2da parte*. Obtenido de oilproduction: <http://oilproduction.net/files/Tema-5-Elementos-de-Caudal-Parte-2.pdf>

Diario Oficial de la Federación. (27 de noviembre de 2002). *Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida*. México: Secretaría de Economía. Obtenido de <http://www.cenam.mx/Documentos/NOM-008-SCFI-2002%20Modif%20090924.pdf>

Diario Oficial de la Federación. (19 de Marzo de 2010). NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. México: Cenagas. Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/documento/1724.pdf>

Diario Oficial de la Federación. (30 de junio de 2011). *Lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5198708&fecha=30/06/2011

Diario Oficial de la Federación. (11 de agosto de 2014). *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Obtenido de <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo98020.pdf>

Diario Oficial de la Federación. (18 de diciembre de 2015). *Ley Federal sobre Metrología y Normalización*. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Obtenido de <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo12918.pdf>

Diario Oficial de la Federación. (2016). *Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos*. México: Comisión Reguladora de Energía. Obtenido de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422403&fecha=11%2F01%2F2016

Diario Oficial de la Federación. (15 de noviembre de 2016). *Ley de Hidrocarburos*. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Obtenido de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf

Diario Oficial de la Federación. (11 de diciembre de 2017). *Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507354&fecha=11/12/2017

Diario Oficial de la Federación. (09 de agosto de 2019). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Obtenido de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_090819.pdf

DuPont S.A. DE C.V. (2006). *Sistema de Administración SSPA*.

Fernández, J. (2015). *Monografías.com*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos106/curso-vapor-medida-caudal-vapor-instalaciones-industriales/curso-vapor-medida-caudal-vapor-instalaciones-industriales2.shtml>

Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C. (27 de julio de 2004). *Norma Mexicana NMX-CC-10012-IMNC-2004, Sistemas de gestión de las mediciones - Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición*. México: IMNC.

Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C. (24 de diciembre de 2009). *Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009, Vocabulario Internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM)*. México: Secretaría de Economía (Comités Técnicos de Normalización Nacional).

Joint Commite for Guides in Metrology (JCGM). (2012). *Vocabulario Internacional de Metrología, Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM) (3a ed.)*. España: Centro Español de Metrología.

Kobold. (s.f.). *Medidor de Caudal tipo rueda ovalada don - impulsos de salida*. Obtenido de http://www.koboldperu.com/web/secciones/producto_detalle.php?idcat=1&idsubcat=46&idprod=223#

López, F., & Zurita, R. (2016). *Intrumentación de Procesos Industriales*. Obtenido de <https://instrumentacionuc.wixsite.com/facultad-ingenieria/copia-de-copia-de-2>

Najera, C. G. (2019). *Metrología aplicada a la medición de caudal o volumen de hidrocarburos [Apuntes de clase]*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México.

- Organisation Internationale de Metrologie Legale (OIML). (2007). *OIML R 117, Sistemas dinámicos de medición para líquidos diferentes al agua*. México.
- Ortiz, O. L. (2018). *Medición de hidrocarburos [Apuntes de clase]*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México.
- Ortiz, O. L. (2018). Breve Cronología Histórica de la Medición de Hidrocarburos en México. *Oil and Gas Magazine*, 44-47. Obtenido de <http://anyflip.com/bmhz/kbst/basic>
- Pemex Exploración y Producción. (2007). *Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos 2007-2010*. México.
- Pemex Exploración y Producción. (2011). *Guía técnica de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP*. México.
- Pemex Exploración y Producción. (2011). *Guía técnica para la administración de los sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP*. México.
- Pemex Exploración y Producción. (2011). *Plan Rector para la medición de hidrocarburos en Pemex exploración y Producción 2011-2015*. México.
- Pemex Exploración y Producción. (2013). *Plan Rector para la medición de hidrocarburos en la Subdirección de distribución y Comercialización de Pemex Exploración y Producción 2013-2015*. México.
- Rey, J. F. (s.f.). *Curso de vapor. Medida de caudal de vapor en instalaciones industriales*. Obtenido de monografias.com: <https://www.monografias.com/trabajos106/curso-vapor-medida-caudal-vapor-instalaciones-industriales/curso-vapor-medida-caudal-vapor-instalaciones-industriales.shtml>
- Universidad de Los Andes. (s.f.). *Disco giratorio* . Obtenido de webdelprofesor.ula.ve: http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/djean/index_archivos/INST_Flujo/medidoresflujo_volumetrico/DISCOGIRATORIO.html

Glosario de Términos

Para efectos de esta tesis, a continuación se enlistan los términos que son utilizados y que se encuentran definidos en el Vocabulario Internacional de Metrología, Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados, la Ley de Hidrocarburos, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, y la Norma Mexicana NMX-CC-10012-IMNC-2004, Sistemas de gestión de las mediciones - Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.

Área Contractual: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

Asignatario: Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.

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

Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.

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

Calidad: Características y propiedades de los Hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se pueden establecer parámetros mínimos.

Confirmación Metrológica: Conjunto de operaciones referidas para asegurar que un Instrumento de Medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado. Generalmente incluye calibraciones y verificaciones, cualquier ajuste o reparación necesario y subsecuentes recalibraciones, comparaciones con requerimientos metrológicos para uso esperado del equipo, así como también cualquier sellado y etiquetado requerido.

Contratista: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación, en términos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

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

Dictamen técnico: Documento que contiene los resultados de la evaluación de la Comisión al plan de Exploración o al plan de Desarrollo para la Extracción, así como a sus modificaciones, en términos del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, mismo que para el caso del plan de Desarrollo para la Extracción, incluirá la evaluación de los Mecanismos de Medición.

Error de Medida: Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El valor de referencia puede ser el valor de un patrón de medida o un valor convencional.

Exactitud de medida: Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. Se dice que una medición es más exacta cuanto más pequeño es el error de medida.

Función metrológica: Función con responsabilidades administrativas y técnicas para definir e implementar la gestión de las mediciones.

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

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.

Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

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

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

Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la Medición de volumen y calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición.

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

Metrología: Ciencia de las mediciones y sus aplicaciones.

Norma mexicana: La que elabore un organismo nacional de normalización, o la Secretaría, en los términos de esta Ley, que prevé para un uso común y repetido reglas, especificaciones, atributos, métodos de prueba, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado.

Norma oficial mexicana: La regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las dependencias competentes, conforme a las finalidades establecidas en el artículo 40, que establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación.

Operador Petrolero: El Asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

Patrón de medida: Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una Incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia. Un patrón se utiliza frecuentemente como referencia para obtener valores medidos e incertidumbres de medida asociadas para otras magnitudes de la misma naturaleza, estableciendo así la trazabilidad metrológica, mediante calibración de otros patrones, instrumentos o sistemas de medida.

Precisión: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. Es habitual que la precisión de una medida se exprese numéricamente mediante medidas de dispersión tales

como la desviación típica, la varianza o el coeficiente de variación bajo las condiciones especificadas. La precisión se utiliza para definir la repetibilidad de medida, la precisión intermedia y la reproducibilidad.

Principio de medida: Fenómeno que sirve como base de una medición.

Proceso de medición: Conjunto de operaciones para determinar el valor de una magnitud.

Punto de Medición: Punto determinado por la Comisión en el Dictamen Técnico en donde se llevará a cabo:

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

Repetibilidad: Proximidad entre resultados de sucesivas mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones.

Reproducibilidad: Proximidad entre resultados de mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo condiciones que incluyan diferentes lugares, operadores y sistemas de medición.

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

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

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados.

Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Título II

Disposiciones técnicas en materia de Medición de Hidrocarburos

Capítulo I

De las características generales en la Medición de Hidrocarburos

Artículo 6. De la Política de Medición. El Operador Petrolero deberá asegurar la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales en la Medición de Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos y su Anexo II, así como la adopción de la Gestión y Gerencia de Medición como metodología para la administración del funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos. Esta metodología tomará en cuenta el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos y será conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para la Extracción que corresponda.

El Operador Petrolero será el responsable del funcionamiento de los Mecanismos de Medición relacionados con la Asignación o el Contrato a su cargo, según corresponda, hasta el Punto de Medición, incluyendo su Transferencia, así como de vigilar y reportar a la Comisión el desempeño de los mismos.

Con base en lo anterior, el Operador Petrolero deberá contar con un documento que establezca su política en materia de Medición de Hidrocarburos, misma que se deberá de remitir a la Comisión.

Artículo 7. De la Gestión y Gerencia de Medición. La Gestión y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos que adopte el Operador Petrolero deberá interrelacionar, al menos, los siguientes aspectos en los Mecanismos de Medición:

- I.** Normas, Estándares y Procedimientos. El Operador Petrolero deberá cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos, aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición, así como contar con los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos
- II.** Sistemas de Medición. El Operador Petrolero deberá contar con Sistemas de Medición que le permitan realizar la Medición de Hidrocarburos con Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o, en su defecto, con base en estándares de medición, acordes a lo estipulado en la LFMN. Para tal efecto, dichos Sistemas de Medición deberán considerar, al menos, los siguientes elementos:
 - a.** Selección. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán ser adecuados para el uso previsto conforme a las características del fluido y condiciones operativas del proceso de que se trate.
 - b.** Identificación. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar considerados en la Bitácora de Registro debidamente identificados y ubicados, de acuerdo con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.
 - c.** Calibración. 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, la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

establecido en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos. En el caso de que los pentanos y otros Hidrocarburos más pesados se encuentren en estado gaseoso en el Punto de Medición, se calculará el volumen del líquido equivalente (barriles) con el estándar API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente.

- II.** Información que se deberá remitir mensualmente. El Operador Petrolero deberá enviar a la Comisión, mensualmente, la información siguiente:
- a.** El volumen y calidad de los Hidrocarburos, así como el Poder Calorífico del Gas Natural, por componente y mezcla, extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua promedio, por día, incluyendo el volumen líquido equivalente de los pentanos e Hidrocarburos más pesados contenidos en el Gas Natural, de conformidad con los formatos del Anexo 1;
 - b.** El volumen extraído de los Hidrocarburos por pozo y yacimiento, en caso de que así lo haya establecido la Comisión en el Dictamen Técnico, en los formatos del Anexo 1, y
 - c.** El Balance de Hidrocarburos, desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, de acuerdo con los formatos del Anexo 1, tomando en consideración, entre otros, los siguientes conceptos operativos:
 - i.** El volumen de Gas Natural de autoconsumo;
 - ii.** El volumen de Gas Natural para bombeo neumático;
 - iii.** El volumen de Gas Natural reinyectado;
 - iv.** El volumen de Gas Natural transferido de una Asignación o Área Contractual, y
 - v.** El volumen de Gas Natural que se hubiere quemado o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.
 - d. y e.** [Derogadas]
La entrega de la información consolidada deberá realizarse dentro de los primeros siete días hábiles posteriores a la conclusión del Periodo en el que se haya registrado, en los medios que la Comisión determine, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.
- III.** Información que se deberá remitir anualmente. El Operador Petrolero entregará a la Comisión un informe anual sobre los Hidrocarburos producidos en el Área de Asignación o Área Contractual que, al menos, cuente con lo siguiente:
- a.** Datos generales de identificación de la Asignación o del Contrato, según corresponda, y del año al que se refiere dicho informe;
 - b.** Nombre del Responsable Oficial;
 - c.** Resumen ejecutivo en el que por lo menos deberá referirse a lo siguiente:
 - i.** Volumen total y calidad promedio ponderado de Hidrocarburos extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua en el año;
 - ii.** Volumen total de Hidrocarburos y calidad promedio ponderada, así como el Poder Calorífico del Gas Natural, extraídos o producidos por el Operador Petrolero por mes, con gráfico de cada uno;
 - iii.** Listado de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida, incluyendo los Puntos de Medición, así como los relativos a la Medición Operacional, de la Medición de Referencia y de la Medición de Transferencia;
 - iv.** Cualquier evento, tal como accidente, falla de los Instrumentos de Medida, variación y cambio sustancial en las características de los Hidrocarburos, en su caso, así como su correspondiente impacto en los Mecanismos de Medición.
 - d.** Información sobre la Producción de los Hidrocarburos y su calidad, en el que se detalle lo siguiente:
 - i.** Volumen de Producción y calidad de Hidrocarburos promedio por día, así como el volumen de agua en los Puntos de Medición.
 - ii.** Volumen de Producción total y calidad de Hidrocarburos, por Periodo, así como el volumen de agua, a lo largo del año al que se refiere, con las correspondientes observaciones sobre eventos.
 - iii.** Pronósticos de volumen de Producción, así como de agua para el siguiente año de operación.
 - e.** El estado del Balance de Hidrocarburos, desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, conforme lo señalado en los artículos 33 y 34 de los presentes Lineamientos.

- f.** Gestión y Gerencia de la Medición:
 - i.** Normas, estándares y procedimientos:
 - 1.** Resumen de actividades relacionadas con el número de Diagnósticos y Auditorías que se llevaron a cabo durante el año, y
 - 2.** Modificaciones en procedimientos, manuales, instructivos, entre otros.
 - ii.** Sistemas de Medición:
 - 1.** Listado de los Sistemas de Medición Operacional, de Referencia y del Punto de Medición, con sus presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida, así como sus Instrumentos de Medida, desde los pozos hasta su incorporación al Sistema de Transporte o Almacenamiento, inclusive su Transferencia, de acuerdo con el formato correspondiente.
 - 2.** En particular, los eventos en los Sistemas de Medición, así como el mantenimiento o Calibración realizada.
 - iii.** Responsabilidades y competencias del personal:
 - 1.** Identificar dentro del organigrama del Operador Petrolero, el cargo que ocupa el Responsable Oficial.
 - 2.** Capacitación del personal en el año de reporte.
- g.** Los eventos que se presentaron en el año de reporte que incidieron negativamente en la medición y la forma en la que fueron atendidos, incluyendo la presentación de los resultados de Auditorías tanto internas como externas, así como los planes de acciones correctivas derivadas de las mismas y su impacto en la Medición de los Hidrocarburos. Asimismo, se deberán señalar las acciones preventivas y de mejora establecidas para evitar la reincidencia de dichos eventos.
- h.** Resultados obtenidos derivados del seguimiento de los indicadores de desempeño y, en su caso, la justificación de las desviaciones.

La entrega de la información a que hace referencia esta fracción deberá realizarse durante el mes de enero del año inmediato siguiente a aquel que se reporte, en los medios que la Comisión determine conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

IV. Información a disposición de la Comisión. El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos. El Operador Petrolero deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, incluyendo las rutinas de cálculo relativas a las pruebas en fábrica, así como a las pruebas en campo de los Sistemas de Medición. Lo anterior, de forma física o electrónica, incluyendo:

- a.** Información de los Mecanismos de Medición, tales como documentos de diseño; especificaciones de los Instrumentos de Medida, sistemas, funcionalidad, diagramas de Instrumentos de Medida y de tuberías, flujogramas y planos, isométricos y cálculos;
- b.** Información sobre los Instrumentos de Medida utilizados para medir las diversas magnitudes como flujo, volumen, masa, temperatura, presión, densidad, viscosidad, longitud, así como análisis químicos, cromatográficos y corte de agua, entre otros;
- c.** Información y acceso al computador de flujo y a los sistemas telemétricos en el Punto de Medición y, en su caso, por medio de la red o plataforma informática del Operador Petrolero;
- d.** Manuales de los fabricantes de los diversos Instrumentos de Medida y computadores de flujo, relativos a la operación, verificación, mantenimiento, reparación, configuración, entre otras. Asimismo, deberán conservarse los manuales desarrollados por el Operador Petrolero, tales como el manual de calidad, manual de instalación y el manual de procedimientos, debidamente actualizados;
- e.** Documentación sobre los siguientes procesos:
 - i.** Operaciones;
 - ii.** Seguridad;
 - iii.** Mantenimiento preventivo y correctivo;
 - iv.** Calibración local, remota, por laboratorio y por probador;
 - v.** Memoria de cálculo del valor de la Incertidumbre de Medida;
 - vi.** Balance de Hidrocarburos;
 - vii.** Registro de eventos;

- viii. Muestreo;
 - ix. Procesos de laboratorio;
 - x. Verificación de Computadores de Flujo;
 - xi. Contingencias;
 - xii. Emergencias, y
 - xiii. Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos.
- f. Información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los Mecanismos de Medición desde la extracción y elementos del proceso, tales como separación, mezcla, estabilización, entre otros.
 - g. Información soporte sobre los Diagnósticos y Auditorías.
 - h. Información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en la Medición de los Hidrocarburos, entre otros, que demuestren la capacidad del personal.

El Operador Petrolero deberá mantener la documentación vigente y a disposición de la Comisión en todo momento y, en su caso, dar acceso a la Comisión a los registros e información a que hace referencia esta fracción, al menos durante los cinco años siguientes a la generación de dichos registros. Transcurrido dicho plazo, deberán realizarse las acciones de respaldo, resguardo y digitalización de registros e información, establecidos en la normativa aplicable.

La información referida en los incisos a) al h) de la presente fracción, deberá ser incluida en la Bitácora de Registro.

- V. De la información a reportar. Para efecto de los reportes de información a que hacen referencia las fracciones I, II y III del presente artículo, el Operador Petrolero deberá considerar las cantidades de Petróleo, Gas Natural, agua y Condensado, considerando tanto los Condensados recuperados como los Condensados calculados provenientes de los pentanos e Hidrocarburos más pesados, expresadas en las unidades de medida requeridas para cada tipo de Hidrocarburo conforme a lo siguiente:
 - a. Para el caso del Petróleo, se reportarán los volúmenes en Barriles, el grado API y el contenido de azufre en porcentaje;
 - b. Para el caso del Condensado, el volumen se reportará en Barriles. En el caso de que los pentanos y otros hidrocarburos más pesados se encuentren en estado gaseoso en el Punto de Medición, se calculará el volumen del líquido equivalente (barriles) con el estándar API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente;
 - c. Para el caso del Gas Natural, el volumen se reportará en pies cúbicos y en millones de BTU. Asimismo, se reportará el volumen y el Poder Calorífico (en BTU/ft³) por el total y por cada uno de sus componentes (metano, etano, propano, butano, pentano y hexanos en adelante (C6⁺) en las mismas unidades de medida;
 - d. Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, la información presentada deberá estar sustentada en el análisis cromatográfico señalado en el artículo 32 de los presentes Lineamientos; considerando que el reporte de volumen de estos componentes deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5.
 - e. Para efecto de los reportes referidos en el presente artículo, se utilizará Barril y BTU. Lo anterior, conforme a lo señalado en el artículo 3, fracciones VI y VII de los presentes Lineamientos, y
 - f. Para la determinación y expresión del Poder Calorífico del Gas Natural, el cálculo se realizará de acuerdo a la API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente.

La información solicitada en las fracciones I a la IV del presente artículo, se considerará soporte de la Gestión y Gerencia de Medición.

Artículo 11. De las condiciones y unidades para la entrega de la información. Las condiciones de referencia y unidades para la entrega de información de la Medición de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en la LISH son las siguientes:

- I. Condiciones de referencia o estándar:
 - a. Temperatura 15.56°C (60° F), y
 - b. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera).
- II. Volumen para Hidrocarburo líquido en Barril (158.99 Litros);
- III. Volumen para Gas Natural en ft³, y

IV. Poder Calorífico del Gas Natural en BTU/ft³.

Artículo 12. De las unidades a utilizar en el volumen y en la calidad. La información que el Operador Petrolero remita a la Comisión deberá utilizar las unidades de medida señaladas en el artículo 11 de los presentes Lineamientos.

Artículo 13. De las conversiones de volumen, calidad y Poder Calorífico de los Hidrocarburos. Para efecto de la conversión de volúmenes del Sistema de Unidades, se podrá utilizar la publicación técnica del Centro Nacional de Metrología (CENAM-MMM-PT-003) del Capítulo V Correspondencia entre unidades.

Para efecto de la conversión del Poder Calorífico del Gas Natural, el Operador Petrolero deberá aplicar la metodología establecida en la API MPMS 14.5, utilizando las propiedades físicas señaladas en la GPA 2145 referida en la citada API.

Las conversiones citadas en los dos párrafos anteriores, se llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.

Capítulo II

De los Sistemas de Medición

Artículo 14. De la funcionalidad de los Sistemas de Medición. Los Sistemas de Medición deberán ser instalados y operados de tal manera que funcionen adecuadamente, de acuerdo al tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos, así como, en su caso, a las especificaciones en el respectivo plan de desarrollo para la Extracción que corresponda. Los Sistemas de Medición que utilice el Operador Petrolero deberán estar diseñados, construidos, instalados y operados para evitar Errores Sistemáticos.

Artículo 15. De la medición estática y dinámica. La Medición de los Hidrocarburos líquidos podrá ser estática o dinámica.

La Medición estática de los Hidrocarburos deberá realizarse en tanques medidores o de almacenamiento, debidamente instrumentados y calibrados.

Los tanques que se utilicen deberán atender a lo establecido en la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos, debiéndose complementar con los accesorios, controles y accesos adecuados para efectuar la medición de niveles y la toma de muestras en condiciones de seguridad.

La Medición dinámica de los Hidrocarburos, podrá llevarse a cabo con uno o varios Instrumentos de Medida, cumpliendo en cualquiera de los casos con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presente Lineamientos.

Artículo 16. De los Instrumentos de Medida. El Operador Petrolero deberá seleccionar los Instrumentos de Medida de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones del proceso y los volúmenes a manejar. El Operador Petrolero podrá utilizar Instrumentos de Medida de diferente tipo, tales como placa de orificio, coriolis, turbina y ultrasónico, entre otros, y deberá instalarlos y operarlos conforme a las condiciones especificadas por el fabricante.

Artículo 17. De las derivaciones. En el Punto de Medición y en la Medición de Transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos.

Los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán tener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.

Artículo 18. Del acceso a los Sistemas de Medición. Todos los elementos de los Sistemas de Medición deberán ser fácilmente accesibles para su mantenimiento, Calibración y Supervisión, en condiciones de seguridad.

Los Sistemas de Medición deberán ser construidos de tal forma que permitan su seccionamiento, cierre de partes o cierre del conjunto de Instrumentos de Medida que lo componen, con el objeto de estar en posibilidad de remover accesorios, tuberías y accesorios anexos a los Instrumentos de Medida, entre otros.

Artículo 19. De los Sistemas de Medición en el Punto de Medición. Respecto del Punto de Medición, el Operador Petrolero se sujetará a lo siguiente:

- I.** Ubicación. El Punto de Medición podrá ubicarse dentro o fuera del Área Contractual o del Área de Asignación, según lo determine la Comisión en el Dictamen Técnico correspondiente, conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.
- II.** Capacidad. El Operador Petrolero deberá garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos sea permanente, de tal forma que el máximo flujo de Hidrocarburos pueda ser medido aun cuando un conjunto de los Instrumentos de Medición en paralelo esté fuera de operación.
- III.** Sistemas telemétricos. El Operador Petrolero deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición. En todo momento, el Operador Petrolero deberá

garantizar a la Comisión el acceso a dichos sistemas, sin costo alguno para ésta. La información diaria y por periodo obtenida en el Punto de Medición debe estar disponible para ser transmitida vía telemétrica y electrónica a la Comisión.

En el caso de que por causas de fuerza mayor se impida la transmisión telemétrica de los datos obtenidos, éstos deberán ser remitidos por el Operador Petrolero directamente a la Comisión conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

- IV. Calidad. El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.
- V. Computador de flujo. El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información sobre la configuración, cambios efectuados en la misma, alarmas, fallas y valores calculados. En todo momento, el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dicho computador de flujo y, en su caso, a la red o plataforma informática que recaba esta información, sin costo alguno para ésta. Asimismo, el Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión sobre los cambios o actualizaciones en las versiones del software utilizadas y de cualquier modificación o alteración al computador de flujo.

Artículo 20. Posibilidad de compartir el Punto de Medición. Dos o más Operadores Petroleros podrán utilizar el mismo Punto de Medición en los términos que se establezcan en los respectivos Dictámenes Técnicos. Dicha instalación podrá ser propiedad de algún Operador Petrolero o de un tercero.

En todo caso, la Comisión deberá tomar en consideración el carácter de Asignatario o Contratista del Operador Petrolero, así como la modalidad contractual o los términos de la Asignación.

El plan de desarrollo para la Extracción que presenten los Operadores Petroleros para aprobación de la Comisión, deberá incluir, en su caso, el proyecto de acuerdo entre Operadores Petroleros o entre un Operador Petrolero y un tercero, el cual deberá referir, al menos, lo siguiente:

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.
- II. Los acuerdos sobre los elementos que inciden en el Balance de Hidrocarburos de cada Contrato o Asignación y el acuerdo o contrato con el tercero o terceros, hasta llegar al Punto de Medición.
- III. Las responsabilidades que asume cada Operador Petrolero y el tercero, en su caso, tales como costos, datos operativos, condición de Hidrocarburos, entre otros.
- IV. La identificación del responsable de la Gestión y Gerencia de los Mecanismos de Medición en el Punto de Medición compartido.

En caso de no llegar a un acuerdo entre Operadores Petroleros, la Comisión determinará los términos y condiciones para el uso compartido del Punto de Medición. Los Operadores Petroleros deberán dar acceso al Punto de Medición a la Comisión o al Comercializador contratado por ésta.

En su caso, la Comisión se coordinará con la Comisión Reguladora de Energía, en los términos señalados en el artículo 5 de los presentes Lineamientos.

Capítulo III

De la medición del volumen

Artículo 21. De las generalidades. La Medición de los Hidrocarburos podrá llevarse a cabo en volumen o en masa, pero deberá ser reportada a la Comisión en los términos y condiciones señalados en los artículos 11, 12 y 13 de los presentes Lineamientos.

Los Instrumentos de Medida correspondientes a la temperatura, presión y densidad deberán cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

Los resultados de los Instrumentos de Medida deberán tener Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o estándares de medida, con el objetivo de minimizar la ocurrencia de errores sistemáticos y en contribución al nivel de Incertidumbre de Medida establecido en los presentes Lineamientos y en el Dictamen Técnico.

La ubicación de los Instrumentos de Medida no deberá interferir con el desempeño del elemento primario aun cuando se encuentren próximos a éste, atendiendo a los aspectos de seguridad industrial que correspondan conforme a la normativa aplicable.

Artículo 22. De los patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición. Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, conforme a señalado por la Comisión en el Dictamen Técnico respectivo, el

Operador Petrolero podrá utilizar Patrones portátiles, cuyos resultados de Medición de Hidrocarburos cuenten con Trazabilidad Metrológica a Patrones de Medida nacionales o internacionales.

Artículo 23. De la medición de agua. Para la medición de agua, el Operador Petrolero se sujetará a lo siguiente:

- I. Unidades de Medida: El agua producida durante la Extracción de los Hidrocarburos podrá ser medida en volumen o en masa, pero deberá ser reportada en volumen.
- II. Capacidad: La selección del tipo de Instrumento de Medida para medir el agua dependerá de los volúmenes a ser medidos.
- III. Métodos: La medición del volumen de agua extraída de los pozos se podrá llevar a cabo de manera directa o indirecta. En la medición directa se podrán utilizar medidores multifásicos, justificando su uso por condiciones técnicas o económicas. La medición indirecta de agua se llevará a cabo mediante la generación de un aforo teórico diario de los volúmenes extraídos.
La medición del volumen de agua en los separadores deberá ser directa y podrá ser prorrateada a los pozos del área correspondiente. El procedimiento de prorrateo deberá ser realizado conforme a la normativa aplicable o, en su defecto, conforme al estándar *API MPMS Chapter 20* e informando a la Comisión en el correspondiente plan de desarrollo para la Extracción.

Artículo 24. De la medición multifásica. El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción, considerando lo siguiente:

- I. Selección: El Operador Petrolero deberá seleccionar los medidores multifásicos de acuerdo con las características de los fluidos, volúmenes a manejar y el costo beneficio o las condiciones técnicas u operativas del proceso.
- II. Uso: Los medidores multifásicos fijos o portátiles se podrán utilizar para prueba de pozo en lugar de separadores de prueba, siempre y cuando la diferencia de Medición de Hidrocarburos o, en su caso, la Incertidumbre de Medida esté dentro del intervalo establecido para el lugar en donde se lleve a cabo la Medición de Hidrocarburos.
- III. Aprobación: La Comisión aprobará el uso de dichos medidores en el Dictamen Técnico correspondiente.

Artículo 25. De la Medición del Gas Natural. El Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen del Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado, quemado y venteado, producto de las actividades de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos, conforme a lo siguiente:

- I. Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados, cumpliendo además con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos, aplicables de acuerdo con la tecnología utilizada.
- II. El Gas Natural aprovechado deberá medirse directamente a través de medidores de flujo.
- III. Salvo lo dispuesto en la fracción anterior, la medición del Gas Natural podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.
- IV. En todos los casos se deberá determinar la composición química del Gas Natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.
- V. Si el flujo de Gas Natural contiene pentanos e Hidrocarburos más pesados, el Operador Petrolero instalará un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado en la línea de quema o de aprovechamiento de dichos Hidrocarburos.
- VI. Para reportar el Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado o quemado se deberán desglosar los Condensados (pentanos e Hidrocarburos más pesados) y el nitrógeno, en su caso.
- VII. El nivel de Incertidumbre de Medida del Gas Natural para efectos de quema no podrá ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo del Gas Natural en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento y la reinyección tengan efectos fiscales o comerciales, los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.

En caso de que por razones excepcionales se ventee el Gas Natural, el Operador Petrolero también deberá reportarlo a la Comisión en los términos señalados en el presente artículo.

Lo anterior, sin perjuicio de lo que establezca la regulación que emita la Comisión en la materia de aprovechamiento de Gas Natural.

Capítulo IV **De la determinación de la calidad**

Artículo 26. De la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos proveniente de los pozos o de los separadores. Para cada corriente proveniente de los pozos o de los separadores se deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efectos de determinar, entre otros, su densidad, viscosidad, salinidad, contenido de azufre, agua y de metales pesados, los cuales serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.

Artículo 27. De la determinación de la calidad del Gas Natural procedente de pozos o de los separadores. Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición química, incluyendo impurezas, mismas que serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.

La densidad podrá ser medida por un densímetro en línea o calculada con una ecuación de estado, conjuntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido. La presión y la temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

La composición será determinada mediante análisis cromatográfico.

El Poder Calorífico del Gas Natural en su totalidad deberá determinarse a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico, por un analizador automático o mediante calorímetro.

Artículo 28. De la calidad en el Punto de Medición. Los Hidrocarburos a medir en el Punto de Medición deberán cumplir con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los Hidrocarburos extraídos o producidos.

El Dictamen Técnico determinará las características de calidad que deberán cumplir los Hidrocarburos en el Punto de Medición, entre las cuales se encontrarán, entre otros, las siguientes:

I. Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:

- a. Densidad API
- b. Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen;
- c. Ácido Sulfhídrico (H₂S) menor a 1 □ mol/mol (ppm);
- d. Contenido de sal menor a 200 mg/L;
- e. Contenido de azufre, menor al 5% de masa;
- f. Presión de vapor en tanque, máximo 80 kPa;
- g. Presión de vapor en ductos, depende de las condiciones de operación y diseño de la línea.

II. Gas Natural:

- a. Humedad (H₂O), máximo 110 mg/m³
- b. Azufre total máximo, 150 mg/m³
- c. Ácido Sulfhídrico (H₂S) máximo; 6.0 mg/m³
- d. Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 MJ/m³
- e. Bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% vol.
- f. Oxígeno (O₂), máximo 0.2% vol.

Artículo 29. De la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos en los Puntos de Medición. Para determinar la calidad de los Hidrocarburos líquidos en los Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con los Instrumentos de Medida continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad y el contenido de agua en cada Punto de Medición.

Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis de laboratorio en cada Punto de Medición por medio del cual se determine, al menos, el contenido de agua, la densidad relativa en grados API y la cantidad de azufre. En el caso de crudo pesado, adicionalmente se deberá determinar la viscosidad.

En adición a lo anterior, en el Dictamen Técnico se podrá requerir que se determinen otros elementos y su frecuencia.

Artículo 30. Del muestreo de los Hidrocarburos líquidos en el Punto de Medición. El Operador Petrolero deberá contar con un sistema de muestreo automático proporcional a los volúmenes medidos, que permita que las muestras obtenidas representen la composición de los fluidos. Dicho sistema de muestreo, así como su instalación y operación deberá cumplir con la normativa o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

Cuando por cuestiones técnicas u operativas no pueda llevarse a cabo el muestreo automático, el muestreo se deberá realizar de forma manual conforme a la normativa o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

El análisis de las muestras deberá llevarse a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

Artículo 31. De la determinación de la calidad del Gas Natural en los Puntos de Medición. Para determinar la calidad del Gas Natural en los Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con los Instrumentos de Medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como su composición.

Artículo 32. Estos análisis se deberán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, mismo que deberá remitir a la Comisión.

Artículo 33. De la determinación de la calidad para la Medición de Transferencia. Para la Medición de Transferencia se deberán instalar Instrumentos de Medida que permitan conocer la calidad de los Hidrocarburos en función del producto a medir y de las condiciones establecidas en los contratos entre Operadores Petroleros, entre Operadores Petroleros y los terceros que lleven a cabo actividades de Transporte o Almacenamiento. Excepcionalmente estos análisis se podrán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

Capítulo V De los Balances

Artículo 34. De la elaboración de los Balances. El Operador Petrolero deberá 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 conozcan las entradas y salidas de Hidrocarburos y no Hidrocarburos en los procesos.

Cada uno de los Balances que realice el Operador Petrolero deberá contar con su correspondiente procedimiento y metodología en función de los fluidos y los procesos, de forma tal que permita determinar las características generales del Balance realizado y sus resultados. Los Balances deben ser realizados en modo de masa o en modo volumen, a condiciones de referencia y por cada tipo de fluido, tales como Hidrocarburos líquidos, Gas Natural, agua, nitrógeno y otros no Hidrocarburos.

En el caso de que el Punto de Medición sea compartido el Operador Petrolero debe asegurar que existe Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia en su Área de Asignación o Área Contractual para sustentar los datos utilizados en los Balances.

Artículo 35. De los elementos a considerar en el Balance. El Balance deberá incluir los siguientes elementos:

- I.** Volumen extraído;
- II.** Volumen inyectado al yacimiento;
- III.** Volumen almacenado;
- IV.** Volumen usado como combustible en las actividades petroleras;
- V.** Volumen de mermas;
- VI.** Volumen de empaque y desempaque;
- VII.** Volumen quemado o venteado;
- VIII.** Volumen en el Punto de Medición;
- IX.** Volumen transferido, y
- X.** Otros propios de la operación del Área Contractual o del Área de Asignación conforme al Dictamen Técnico.

Artículo 36. Volúmenes derivados de pruebas de pozos en la etapa Exploratoria. En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos en la etapa exploratoria, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme a los formatos de balance establecidos en el Anexo I. Lo anterior, se preverá en el Dictamen Técnico correspondiente.

Capítulo VI De los niveles de Incertidumbre de Medida

Artículo 37. De la estimación de las Incertidumbres de Medida. El Operador Petrolero deberá reportar la Incertidumbre de Medida expandida U en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.

Para estimar la Incertidumbre de Medida expandida U se deberá calcular la Incertidumbre de Medida típica de cada una de las variables de entrada, así como la Incertidumbre típica del Mensurando.

Artículo 38. De la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición. La capacidad de Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, expresada en términos de Incertidumbre de Medida, no podrá ser mayor a 0.30% para el Petróleo y condensados, y de 1% para el Gas Natural.

Artículo 39. De la Incertidumbre de Medida en la Medición de Transferencia. El Dictamen Técnico que emita la Comisión establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida en la Medición de Transferencia, dependiendo de las condiciones de proceso de Producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos y del acuerdo del Operador Petrolero con un tercero al cual se le transfiere el Hidrocarburo; lo anterior, con base en la información que proporcione el Operador Petrolero conforme a los presentes Lineamientos.

Artículo 40. De la Incertidumbre de Medida para la Medición Operacional y la Medición de Referencia. El Dictamen Técnico que emita la Comisión, establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida, dependiendo de las condiciones del proceso de Producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos; lo anterior, con base en la información que proporcione el Operador Petrolero conforme a los presentes Lineamientos.

Capítulo VII

De las normas y estándares nacionales e internacionales

Artículo 41. De las normas y estándares nacionales e internacionales. Para la instrumentación de los Mecanismos de Medición, el Operador Petrolero deberá aplicar la normativa y estándares nacionales que correspondan.

En caso de no existir normativa nacional se podrán aplicar estándares internacionales, conforme se señala en el Anexo II de los presentes Lineamientos y en relación con los siguientes procesos:

- I.** Diseño e instalación de Sistemas de Medición, equipos e Instrumentos de Medida;
- II.** Medición estática de Hidrocarburos en tanques;
- III.** Medición dinámica de Hidrocarburos líquidos:
 - a.** De aplicación en diseño;
 - b.** De tipos de Instrumento de Medida de volumen o caudal;
 - c.** Patrones de referencia tipo tubería;
 - d.** Cálculos, y
 - e.** Computador de flujo y volumen.
- IV.** Medición dinámica del Gas Natural;
- V.** Determinación de la calidad de los Hidrocarburos:
 - a.** Hidrocarburos líquidos;
 - b.** Gas Natural, y
 - c.** Otros procedimientos de referencia.
- VI.** Determinación de la Incertidumbre de medida;
- VII.** Recepción y entrega de los Hidrocarburos, en su caso;
- VIII.** Prorrato;
- IX.** Gestión y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos, y
- X.** Construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y de los Sistemas de Medición.

Título III

De la aprobación y de la verificación de los Mecanismos de Medición

Capítulo I

De los requerimientos

Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:

- I.** Política de Medición del Operador Petrolero. Documento a que hace referencia el artículo 6 de los presentes Lineamientos.
- II.** Procedimientos:
 - a.** De mantenimiento de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida.

- b. Para la confirmación metrológica.
 - c. Para la elaboración del Balance.
 - d. Para la Calibración de Instrumentos de Medida.
- III.** Diagramas generales de infraestructura. Isométricos de las instalaciones de Producción, Recolección, Almacenamiento que utilizará y las cuales incluyen, al menos, pozos, baterías, compresoras, bombas, deshidratadoras, rectificadores, tanques de almacenamiento, ductos, otros Sistemas de Medición y, en general, de la infraestructura necesaria para desplazar los Hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición.
- IV.** Ubicación de los Instrumentos de Medición. Propuesta de ubicación para la instalación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, y su justificación.
- V.** Diagramas de los Instrumentos de Medida. Isométricos de la instalación de los Instrumentos de Medida que incluye su conexión con las instalaciones de Producción y los Sistemas de Medición.
- VI.** Uso compartido del Punto de Medición. En su caso, proyecto de acuerdo para el uso compartido del Punto de Medición, en los términos del artículo 20 de los presentes Lineamientos.
- VII.** Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos. Cronograma de implementación de los procedimientos, manuales, guías, programas de capacitación, entre otros, así como un programa referente a la construcción, actualización y modificación de los Sistemas de Medición y de las instalaciones de Producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.
- VIII.** Incertidumbre de Medida. Modelo de presupuesto de Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia, elaborado con base en lo dispuesto en los artículos 36 a 39 de los presentes Lineamientos.
- IX.** Evaluación económica. El análisis de las inversiones y costos de operación estimados de las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos para la definición de los Mecanismos de Medición, así como su impacto en la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.
- X.** Programa de implementación de la Bitácora de Registro. Metodología y cronograma para la implementación de la Bitácora de Registro con la cual se llevará a cabo el registro, control y evaluación de las actividades relacionadas con la operación de los Mecanismos de Medición.
- XI.** Programa de Diagnósticos. Planeación y programación anual de Diagnósticos.
- XII.** Competencias técnicas. Evidencias de las competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos, incluyendo certificados, evaluación de competencias y cursos, entre otros.
- XIII.** Indicadores de desempeño. Propuesta de indicadores de desempeño de la instrumentación de los Mecanismos de Medición, dentro de los cuales, deberán estar comprendidos, entre otros, aquellos que permitan dar cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de los presentes Lineamientos.
Asimismo, se deberá señalar la metodología de cálculo de cada indicador y, entregar, cuando menos, el nombre del mismo, la fórmula o descripción, la unidad de medida, la frecuencia de medida, las metas y los procedimientos de evaluación de los indicadores de desempeño.
- XIV.** Responsable Oficial. Datos del Responsable Oficial.

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designado con motivo de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta.

Artículo 43. De la evaluación de los Mecanismos de Medición. Para la evaluación y, en su caso, aprobación de los Mecanismos de Medición contenidos en los planes, la Comisión llevará a cabo lo siguiente:

- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo anterior de los presentes Lineamientos;
- II. Analizar la información proporcionada por el Operador Petrolero y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 siguiente;
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con los planes respectivos, y
- IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

Artículo 44. Del análisis del cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición. La Comisión analizará la integridad y contenido de la información recibida de conformidad con los siguientes criterios de evaluación:

- I. Se verificará que el Operador Petrolero cuente con un documento en donde se establezca la política de Medición de Hidrocarburos y los procedimientos que correspondan;
- II. Se analizará que los Sistemas de Medición sean los adecuados de acuerdo a lo siguiente: volumen y calidad de los fluidos a medir, considerando el tipo de yacimiento, los fluidos que contiene, los pronósticos de producción de Petróleo, Gas Natural, condensado y agua, según corresponda, el mecanismo de empuje del yacimiento, los procesos de recuperación mejorada implementados o por implementar, el estado de las instalaciones de Producción, tales como separadores, estabilizadores, rectificadores, tanques, entre otros, así como la programación de instalaciones de Producción nuevas.
Con base en lo anterior, la Comisión evaluará que exista una concordancia entre los Sistemas de Medición a instalar o actualizar con el tipo de yacimiento, fluidos a producir y condiciones de proceso, así como de que sea aplicada la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos;
- III. Se evaluará la propuesta de ubicación del Punto de Medición tomando en consideración la Incertidumbre de Medida prevista y la posibilidad de determinar la calidad de los Hidrocarburos en dicho Punto de Medición, en los términos de los presentes Lineamientos. Asimismo, se verificará que cuente con sistemas de telemetría y computadores de flujo;
- IV. Se evaluará la propuesta de ubicación de los Instrumentos de Medición para llevar a cabo la Medición de Transferencia, la Medición Operacional y de Referencia, así como la posibilidad de determinar la calidad de los Hidrocarburos en dichas mediciones;
- V. Se analizará la necesidad del uso compartido del Punto de Medición y, en su caso, el proyecto de acuerdo entre los Operadores Petroleros u otros terceros para tal efecto, en los términos del artículo 20 de los presentes Lineamientos;
- VI. Se revisará que el presupuesto de las Incertidumbres de Medida cuente con el sustento necesario para que sus elementos sean rastreables e identificables en los Sistemas de Medición;
- VII. Se verificará la posibilidad de disminuir la Incertidumbre de Medida conforme a la evaluación económica respectiva;
- VIII. Se valorará que las competencias del Responsable Oficial y del personal del Operador Petrolero sean acordes a los Sistemas de Medición instalados o que se vayan a instalar.
Las habilidades y aptitudes en Sistemas de Medición se podrán comprobar por medio de la experiencia, la capacitación y el entrenamiento; así mismo se podrán comprobar por documentos avalados por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que cuente con las competencias en Sistemas de Medición;
- IX. Se verificará que el Balance prevea la Medición directa o indirecta de los Hidrocarburos, según corresponda;
- X. Se analizará que la Bitácora de Registro prevea el registro, control y evaluación de las actividades relacionadas con la operación de los Mecanismos de Medición;
- XI. Se revisarán los alcances de los indicadores de desempeño propuestos, y
- XII. Se analizará el contenido y programa de Diagnósticos a realizar.

Artículo 45. Observaciones a los Mecanismos de Medición. Durante el procedimiento de evaluación del plan de desarrollo para la Extracción, la Comisión podrá emitir observaciones a los Mecanismos de Medición propuestos. La emisión de dichas observaciones, así como la atención que el Operador Petrolero le dé a las mismas, se realizará de

conformidad y en los términos procedimentales contenidos en los Lineamientos que la Comisión emita en materia de evaluación de planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción.

Artículo 46. De los resultados de la evaluación a los Mecanismos de Medición. Con base en la evaluación de la información a que se refiere el artículo 42 de los presentes Lineamientos, el Dictamen Técnico establecerá, en relación con los Mecanismos de Medición, lo siguiente:

- I. La aprobación de los Mecanismos de Medición, en su caso;
- II. La determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como para la Medición Operacional y de Transferencia, y
- III. La determinación de las Incertidumbres de Medida, así como los parámetros de calidad que correspondan.

Artículo 47. De las modificaciones a los Mecanismos de Medición. Sin perjuicio de los avisos y aprobaciones a que se refieren los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el plan de desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el Dictamen Técnico. Lo anterior, de conformidad y en los términos procedimentales contenidos en los términos de los Lineamientos que la Comisión emita en materia de evaluación de planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción. Dichas modificaciones incluirán los casos en el que uno o varios Operadores Petroleros suscriban acuerdos o convenios para compartir infraestructura o se determine la unificación de yacimientos.

Capítulo II

Del funcionamiento de los Sistemas de Medición

Artículo 48. De la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición. El Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en operación de los Sistemas de Medición aprobados con al menos quince días hábiles de anticipación, a efecto de que la Comisión, por sí misma o a través de un tercero designado por ella, esté presente cuando la operación se lleve a cabo si así lo considera conveniente, en los términos de los artículos 53 al 55 de los presentes Lineamientos.

Artículo 49. De las reparaciones. Si derivado de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que cualquiera de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, el Operador Petrolero deberá repararlo y asegurarse de que se encuentra en correcto estado de funcionamiento; lo anterior, en un plazo no mayor a setenta y dos horas luego de haberse detectado el desperfecto o de recibir la notificación de este hecho. La Comisión podrá considerar la autorización de un plazo mayor en función del volumen de Hidrocarburos a medir, las condiciones del proceso, los tipos de Instrumentos de Medida, así como su categoría de Medición de Hidrocarburos, ya sea de Referencia, Operacional o en el Punto de Medición.

Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema de Medición no han estado funcionando o que su operación ocasiona una desviación del 1% en el volumen medido, el Operador Petrolero deberá realizar un ajuste para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro.

En caso de que las fallas en la operación de los elementos sean detectadas por el Operador Petrolero, éste deberá realizar el ajuste necesario para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro.

En caso de que la Comisión no considere adecuado el ajuste, en un plazo de diez días hábiles contados a partir de que se hubiere reportado o descubierto la incorrección o falla en el funcionamiento, la Medición de Hidrocarburos se realizará mediante la utilización de Instrumentos de Medida de respaldo apropiados.

En caso de fallas o desviaciones en los Sistemas de Medición, si los Instrumentos de Medida de respaldo hubieren fallado o si existiera una desviación por más de 1%, se ajustan los valores de Medición como sigue:

- I. Se considerará que el periodo durante el cual las mediciones deberán ser ajustadas será la segunda mitad del periodo contado a partir de la última prueba de los Sistemas de Medición, y
- II. Las cantidades entregadas serán estimadas conforme a toda la información disponible, incluyendo los registros de cualquier venta de Hidrocarburos.

Artículo 51. Del reemplazo del Sistema de Medición. Si el Operador Petrolero decide, por causas debidamente justificadas, reemplazar cualquier Sistema de Medición, elementos o software relacionado con los mismos, se dará aviso a la Comisión para que, de considerarlo conveniente, se encuentre presente cuando la operación se lleve a cabo.

Artículo 52. De los avisos. El Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión, dentro de los siguientes cinco días hábiles posteriores, cuando ocurra lo siguiente:

- I.** Desviaciones de los volúmenes reportados respecto a los proyectados, como consecuencia de problemas en la operación o funcionamiento de los Sistemas de Medición;
- II.** Posibles retrasos o eventualidades en los programas de mantenimiento de las instalaciones e Instrumentos de Medida;
- III.** Errores en los reportes o informes que presente a la Comisión, los cuales deberán acompañarse de una justificación;
- IV.** Cambio en la programación de pruebas de Calibración, y
- V.** Entrada o salida parcial, total o definitiva de operación de los Sistemas de Medición.

Artículo 53. De las aprobaciones. El Operador Petrolero deberá someter a aprobación de la Comisión, previo a su ocurrencia, lo siguiente:

- I.** Programación de modificación o reemplazo de los Sistemas de Medición, de sus elementos o del software relacionado con los mismos;
- II.** Cambios en las versiones del software utilizadas por el computador de flujo y de cualquier modificación o alteración al mismo;
- III.** Inclusión o modificación de los equipos y procedimientos para la toma de muestras que influyen en la determinación de la calidad de Hidrocarburos, y
- IV.** Cambio en el Responsable Oficial.

Para lo anterior, el Operador Petrolero deberá remitir a la Comisión mediante escrito libre, la información que justifique la solicitud que se presenta conforme a las fracciones anteriores y estos Lineamientos.

En estos casos, la Comisión resolverá la solicitud correspondiente dentro de los 15 días hábiles posteriores a que haya sido recibida la solicitud. La Comisión podrá prevenir al interesado, dentro de los primeros 5 días hábiles posteriores que se haya recibido la solicitud, a fin de que el Operador Petrolero subsane la información. La prevención suspenderá los plazos para la aprobación de la solicitud correspondiente.

Por su parte, el Operador Petrolero deberá subsanar la información dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación de la prevención señalada en el párrafo anterior. En caso de que el Operador Petrolero no subsane la información, o no se desahogue la prevención en el plazo señalado, la Comisión desechará la solicitud.

En caso de que un Operador Petrolero presente 3 o más solicitudes de manera simultánea, los plazos establecidos en el presente artículo se ampliarán hasta por el doble del tiempo previsto para que la Comisión resuelva lo conducente.

En caso de que se detecte que alguno de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, y el Operador Petrolero requiera un plazo mayor a setenta y dos horas para repararlo, éste deberá dar aviso a la Comisión.

Título IV

Del seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del Operador Petrolero

Artículo 54. De los procedimientos administrativos. Para la Supervisión del cumplimiento de los presentes Lineamientos la Comisión instaurará, sustanciará y resolverá los procedimientos administrativos que correspondan.

Lo anterior, en los términos señalados en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y que en la materia sean aplicables.

Artículo 55. De la Supervisión. La Comisión supervisará el cumplimiento de los Lineamientos y de los Mecanismos de Medición, a través de lo siguiente:

- I.** Acciones de Supervisión.
- II.** Auditorías, y
- III.** Revisión de los resultados de los Diagnósticos que lleve a cabo el Operador Petrolero.

Para llevar a cabo las acciones de Supervisión, la Comisión podrá aprobar a terceros y hacer uso de cualquier proceso normativo, instrumento o mecanismo tecnológico conforme lo considere necesario.

Artículo 56. Supervisión de los Sistemas de Medición. En el marco de sus facultades de Supervisión la Comisión podrá verificar el cumplimiento de los presentes Lineamientos.

Asimismo, la Comisión supervisará que los Sistemas de Medición hayan sido construidos, mantenidos y operados conforme a lo aprobado en el Dictamen Técnico y, en su caso, podrá ordenar la instalación o instalar Instrumentos de Medición.

La Comisión podrá verificar el funcionamiento de los Sistemas de Medición previo a su entrada en operación, mediante rutinas de cálculo y algoritmos en las pruebas en fábrica, así como las pruebas en campo, así como el proceso y los elementos considerados en el Balance.

En caso de que la Comisión identifique que los Sistemas de Medición no operan o no se construyeron de acuerdo con lo aprobado en el Dictamen Técnico, la Comisión podrá solicitar que el Operador Petrolero lleve a cabo las acciones necesarias para ajustar su operación o construcción. La modificación respectiva deberá realizarse previo a la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición.

Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que correspondan.

Artículo 57. De las Auditorías a los Mecanismos de Medición. La Comisión podrá llevar a cabo Auditorías por sí o a través de terceros cuando así lo estime conveniente.

Artículo 58. De los Diagnósticos. Para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Operador Petrolero deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos, el cual será aprobado en el Dictamen Técnico. Los costos asociados a estos Diagnósticos correrán por cuenta del Operador Petrolero.

La Comisión podrá requerir la información recibida por el Operador Petrolero y entregada por el personal que lleve a cabo los Diagnósticos, así como solicitar la comparecencia de los mismos, a fin de emitir observaciones a los resultados de los mismos.

Artículo 59. De las competencias técnicas del Diagnosticador. El Operador Petrolero deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos. Dichos documentos deberán ser emitidos por organismos nacionales o internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que cuente con las competencias técnicas en la formación de personal para llevar a cabo Auditorías internas o de primera parte.

Artículo 60. Del seguimiento a los resultados de las Auditorías y Diagnósticos. Los resultados de las Auditorías y Diagnósticos deberán registrarse en el sistema de administración a cargo de la Comisión. El Operador Petrolero deberá atender las no conformidades, observaciones, deficiencias o comentarios respectivos.

Título V

De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión

Artículo 61. De las sanciones que podrá imponer la Comisión. Las infracciones a los presentes Lineamientos serán sancionadas en términos de lo establecido en el artículo 85, fracciones II, incisos a), f), g), j), l), m), n), o); III, incisos a), b) y c), y IV de la Ley de Hidrocarburos. Lo anterior sin detrimento de las sanciones que correspondan en caso de actualizarse los supuestos establecidos en los artículos 10 y 20 de la Ley de Hidrocarburos.

La Comisión sustanciará los procedimientos administrativos correspondientes para supervisar y, en su caso, impondrá las sanciones correspondientes. Lo anterior, tomando en cuenta la gravedad de la infracción y conforme a los procedimientos establecidos en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Artículo 62. De los principios que rigen las actuaciones de la Comisión. Todos los actos previos que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos y aquellos que deriven del cumplimiento de los mismos se sujetarán a las normas aplicables en materia de combate a la corrupción.

La actuación de los servidores públicos en el ejercicio de sus atribuciones y facultades que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos se sujetará a los principios constitucionales de legalidad, honradez, lealtad, imparcialidad y eficiencia.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Los presentes Lineamientos entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Se derogan los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, aprobados mediante la Resolución CNH.06.001/11, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de junio de 2011 y modificados mediante Resolución CNH.E.02.004/13.

TERCERO. A partir de la entrada en vigor de los presentes Lineamientos, Petróleos Mexicanos deberá remitir a la Comisión los Mecanismos de Medición de las Asignaciones vigentes para su evaluación, en los términos de los presentes Lineamientos. Derivado de dicha evaluación, la Comisión determinará las medidas y los plazos mediante los cuales Petróleos Mexicanos dará cumplimiento a los presentes Lineamientos.

Dicho proceso se llevará a cabo conforme al calendario establecido en el Anexo III de los presentes Lineamientos, salvo que Petróleos Mexicanos requiera someter a consideración de la Comisión, con antelación, la modificación de los planes de desarrollo para la Extracción para diversos efectos, supuesto en el cual la evaluación de los Mecanismos de Medición se llevará a cabo de manera simultánea al Dictamen Técnico respectivo.

CUARTO. En tanto se lleva a cabo el proceso señalado en el transitorio Tercero anterior, Petróleos Mexicanos deberá continuar reportando a la Comisión, en el portal establecido para tal efecto, la información que a continuación se describe:

- I.** Mensual:
 - a.** Información de producción mensual por instalación, campo y pozo.
- II.** Cuando exista una instalación nueva o modificación:
 - a.** DTI (Diagramas de Tubería e Instrumentación).
 - b.** Diagramas de la instalación.
 - c.** Informes y diagnósticos de Sistemas de Medición.
 - d.** Información de Telemetría.
 - e.** Lista de Personal Responsable de los Sistemas de Medición.
 - f.** Metodología para elaborar el balance.
 - g.** Memoria Descriptiva de Operación.
 - h.** Memoria Descriptiva de los Instrumentos.

QUINTO. Los interesados en obtener la aprobación de Auditores a los que hace referencia el artículo 3, fracción II, de los presentes Lineamientos, únicamente deberán presentar ante la Comisión la acreditación emitida por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano. Lo anterior, en tanto la Comisión no establezca requisitos para la citada aprobación, los cuales deberán ser publicados en el Diario Oficial de la Federación.

SEXTO. Para el caso de Contratos de Exploración y Extracción que se encuentren en producción al momento de su suscripción y, hasta en tanto no se determine el Punto de Medición, el Operador Petrolero pondrá a consideración de la Comisión el Punto de Medición que atienda lo dispuesto por los artículos 28 y 37 de los presentes Lineamientos, a partir de la suscripción del Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos respectivo o en su caso, podrá manifestar a la Comisión alguno de los puntos de Medición Operacional como Puntos de Medición. Dicha manifestación se realizará por lo menos diez días naturales previos a la transición inicial correspondiente al Contrato de Exploración y Extracción respectivo.

En caso de que dichos puntos de Medición Operacional no cumplan con los niveles de Incertidumbre y de calidad establecidos para los Puntos de Medición en términos de los artículos 28 y 37 de los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero será responsable de presentar a la Comisión sus Mecanismos de Medición para su evaluación en un plazo no mayor a 30 días hábiles siguientes a la fecha de suscripción del Contrato de Exploración y Extracción respectivo. Derivado de dicha evaluación, la Comisión determinará las medidas y los plazos mediante el Operador Petrolero dará cumplimiento a los presentes Lineamientos hasta en tanto se presente el plan de desarrollo correspondiente.

SÉPTIMO. En tanto la Comisión lleva a cabo el procedimiento señalado en el Tercero Transitorio de los presentes Lineamientos, Petróleos Mexicanos deberá considerar como Puntos de Medición los referidos en el Anexo 3 de los mismos, para efectos de la medición del volumen y calidad extraído de hidrocarburos para cada una de las Asignaciones vigentes.

Lo anterior, a efecto de que a partir de dichos Puntos de Medición, Petróleos Mexicanos lleve a cabo los Balances correspondientes, en los términos de los artículos 26, 27, 34 y 35 de los presentes Lineamientos, para determinar el volumen extraído, contenido de azufre y Densidad API para el Petróleo; el volumen extraído y calidad de cada uno de los componentes del Gas Natural, ya sean metanos, etanos, propanos y butanos, así como la Relación Gas-Aceite (RGA) y el porcentaje de azufre; así como el volumen extraído y calidad de los Condensados, incluyendo contenido de azufre y Densidad API.

Dicha información deberá ser validada por Petróleos Mexicanos y reportada por Asignación, de acuerdo a lo establecido a los numerales 5, 8, 10, 14, 17, 19 de las Reglas de Carácter General para Definir los Métodos de Ajuste del Valor de los Hidrocarburos de los Derechos Sobre Hidrocarburos publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2015, reformadas y adicionadas mediante Acuerdo 08/2015, publicado en el mismo medio de difusión oficial el 6 de julio de 2015.

La metodología para la elaboración de los Balances referidos en el párrafo anterior deberá ser presentada por Petróleos Mexicanos a esta Comisión, para su aprobación, durante los siguientes tres días hábiles contados a partir de la entrada en vigor del presente.

Junto con la metodología antes señalada, Petróleos Mexicanos presentará un plan de trabajo detallado para los ajustes que deberá de llevar cabo en el balance volumétrico o composicional, en el cual deberá considerar la homologación de unidades, factores de correspondencia entre sistemas de unidades y las condiciones de presión y temperatura en que se reporte la producción, composición química y balances de los hidrocarburos en las Asignaciones.

La metodología y el plan de trabajo deberán ser acompañados de la información soporte que permita a la Comisión llevar a cabo su análisis técnico y, en su caso aprobación, en un plazo no mayor a tres días hábiles posteriores a su entrega.

El presente transitorio estará vigente para cada una de las Asignaciones hasta que se cumpla el plazo que determine la Comisión en la evaluación correspondiente, conforme al Tercero Transitorio de estos Lineamientos.