


Número de Documento NRF-240-PEMEX-2009	 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
21 de julio de 2009	
PÁGINA 1 DE 39	

MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA



PEMEX
Comité de Normalización de
Petróleos Mexicanos y
Organismos Subsidiarios

**MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA
HIDROCARBUROS FASE
LÍQUIDA**

NRF-240-PEMEX-2009

Rev: 0

PÁGINA 2 DE 39

ELABORA:


ING. SANTIAGO AGUILAR ALEJO
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. JESÚS HERNÁNDEZ SAN JUAN
VICEPRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN


APRUEBA:

DR. RAÚL ALEJANDRO LIVAS ELIZONDO
PRESIDENTE SUPLENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 3 DE 39
---	---	---


CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
0. INTRODUCCIÓN	6
1. OBJETIVO	7
2. ALCANCE.....	7
3. CAMPO DE APLICACIÓN	7
4. ACTUALIZACIÓN	7
5. REFERENCIAS	8
6. DEFINICIONES	9
7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	10
8. DESARROLLO	10
8.1 Generalidades	10
8.2 Diseño.....	11
8.2.1 Requerimientos para el diseño del sistema de medición ultrasónico.....	11
8.2.2 Características técnicas de los componentes del sistema de medición de flujo ultrasónico.....	12
8.3 Materiales	19
8.3.1 Sistema de medición.....	19
8.3.2 Toma de presión y temperatura.....	20
8.3.3 Toma de densidad	20
8.3.4 Elementos secundarios de medición (transmisores de presión y temperatura).....	20
8.3.5 Elemento secundario de medición de densidad	20
8.3.6 Válvulas para control de flujo del sistema de medición ultrasónico	20
8.3.7 Sistema de fuerza ininterrumpible	20
8.4 Instalación.....	21
8.4.1 Medidor de flujo ultrasónico.....	21

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 4 DE 39
---	---	---


CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
8.4.2 Instrumentación	22
8.4.3 Acondicionador de flujo.....	22
8.4.4 Válvulas	22
8.4.5 Instalación de la tubería.....	22
8.4.6 Instalación eléctrica	22
8.4.7 Flujo bidireccional	23
8.5 Pruebas.....	23
8.5.1 Protocolo de pruebas.....	23
8.5.2 Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)	23
8.5.3 Pruebas de aceptación en sitio (OSAT)	24
8.6 Calibración	25
8.6.1 Requerimientos técnicos para la calibración	25
8.6.2 Parámetros metrológicos	26
8.6.3 Caracterización del medidor ultrasónico en sitio	26
8.7 Embalaje y transporte.....	26
8.8 Documentación que debe proporcionar el proveedor o contratista	27
8.9 Adiestramiento	27
9. RESPONSABILIDADES.....	27
9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	27
9.2 Proveedor o contratista.....	27
10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES	27
11. BIBLIOGRAFÍA	28
12. ANEXOS	28
12.1 Medición de agua en aceite (Opcional)	28

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 5 DE 39
---	---	---

CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
12.2 Sistema de muestreo (Opcional)	29
12.3 Hoja de datos para especificar el sistema de medición ultrasónico.....	32
12.4 Hoja de datos para especificar el transmisor de presión	35
12.5 Hoja de datos para especificar el transmisor de temperatura.....	37
12.6 Hoja de datos para especificar el transmisor de densidad.....	38
12.7 Presentación de documentos equivalentes.....	39

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 6 DE 39
---	---	---

0. INTRODUCCIÓN.

Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se encuentran el diseño, construcción, arranque, operación y mantenimiento de las instalaciones para extracción, recolección, procesamiento primario, refinación, petroquímica básica, almacenamiento, medición, distribución y transporte de hidrocarburos, así como la adquisición de materiales y equipos requeridos para cumplir con eficiencia y eficacia los objetivos de la empresa.

En las áreas de medición de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se requiere que los sistemas de medición se especifiquen y adquieran de acuerdo a las tecnologías más eficientes, lo que origina que se busque contar con niveles de incertidumbre acordes a los estándares Internacionales.

Con el objeto de unificar criterios, aprovechar las experiencias dispersas y conjuntar resultados de las investigaciones en normatividad nacional e internacional, PEMEX emite este documento técnico con el objeto de que se utilice como lineamientos en la adquisición de los sistemas de medición de flujo tipo ultrasónicos para hidrocarburos de fase líquida, para que cumplan con la normatividad y requisitos aplicables al diseño, materiales, instalación y pruebas, así como con los conceptos de metrología establecidos en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:


- Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y su Reglamento.
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y su Reglamento.
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y su Reglamento.
- Guía para la Emisión de Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (CNPMOS-001, 30 septiembre 2004).

En la elaboración de esta norma de referencia participaron:

- Petróleos Mexicanos
- Pemex Exploración Producción
- Pemex Gas y Petroquímica Básica
- Pemex Petroquímica
- Pemex Refinación

Participantes externos:

- Instituto Mexicano del Petróleo
- Emerson Process Management, S. A. de C. V.
- Metrología Mexicana, S. A. de C. V.
- GE Sensing Parametrics, S. A. de C. V.
- Servicios de Ingeniería Medición y Controles, S. A. de C. V.
- Humyflo, S. A. de C. V.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 7 DE 39
---	---	---

1. OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos y documentales que deben cumplir los proveedores o contratistas en el suministro de los sistemas de medición ultrasónico para hidrocarburos en fase líquida en el momento de la medición, basados en tecnología ultrasónica utilizados en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

2. ALCANCE

Esta norma de referencia cubre los requisitos técnicos que se deben cumplir en el diseño, materiales, instalación, pruebas, embalaje y transporte, de los sistemas de medición ultrasónicos para flujo de hidrocarburos en fase líquida, suministrados para los procesos industriales en instalaciones nuevas, ampliaciones o remodelaciones en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios; los cuales deben estar compuestos por:

- a) Medidor de flujo ultrasónico
- b) Instrumentación de compensación
- c) Computador de flujo
- d) Válvulas y tuberías

Este documento aplica para el proceso de medición en puntos de compra-venta y transferencia de custodia de hidrocarburos en fase líquida.


3. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma de referencia es de aplicación general y observancia obligatoria en la adquisición, arrendamiento y contratación de sistemas de medición ultrasónicos, para medición (puntos de compra-venta y transferencia de custodia) de hidrocarburos en fase líquida, que lleven a cabo los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Por lo tanto, se debe incluir en los procedimientos de contratación: licitación pública, invitación a cuando menos tres personas o adjudicación directa; como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor, contratista o licitante.

4. ACTUALIZACIÓN

Esta norma de referencia se debe revisar y en su caso modificar al menos cada 5 años o antes si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de Pemex-Exploración y Producción, quien debe programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas y en su caso, inscribirla dentro del Programa Anual de Normalización de Petróleos Mexicanos, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.


 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 8 DE 39
---	---	---

Las propuestas y sugerencias de cambio deben elaborarse en el formato CNPMOS-001-A01 de la Guía para la Emisión de Normas de Referencia CNPMOS-001-A01, Rev. 1 del 30 de septiembre de 2004 y dirigirse a:

Pemex-Exploración y Producción.
Subcomité Técnico de Normalización.
Bahía de Ballenas 5, Edificio "D", PB., entrada por Bahía del Espíritu Santo s/n.
Col. Verónica Anzures, México D. F., C. P. 11 300
Teléfono directo: 1944-9286
Conmutador: 1944-2500 extensión 380-80, Fax: 3-26-54
Correo electrónico: lortizh@pep.pemex.com

5. REFERENCIAS

- 5.1 **NOM-008-SCFI-2002** – Sistema general de unidades de medida.
- 5.2 **NMX-EC-17025-IMNC-2006 (ISO/IEC 17025:1999)** – Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- 5.3 **ISO 3171:1988** – Petroleum Liquids - Automatic Pipeline Sampling Second Edition (Líquidos del Petróleo - Muestreador automático en tubería, segunda edición).
- 5.4 **OIML R 117-1-2007** – Dynamic measuring systems for liquids other than water, Part 1: Metrological and technical requirements (Dinámica de sistemas de medición para líquidos distintos del agua), Parte 1: requerimientos técnicos y Metrológicos.
- 5.5 **NRF-020-PEMEX-2005** – Calificación y certificación de soldadores y soldadura.
- 5.6 **NRF-030-PEMEX-2006** – Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.
- 5.7 **NRF-032-PEMEX-2005** – Sistema de tuberías en plantas industriales – Diseño y especificaciones de materiales.
- 5.8 **NRF-036-PEMEX-2003** – Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.
- 5.9 **NRF-046-PEMEX-2003** – Protocolos de comunicación en sistemas digitales de monitoreo y control.
- 5.10 **NRF-048-PEMEX-2007** – Diseño de instalaciones eléctricas.
- 5.11 **NRF-049-PEMEX-2006** – Inspección de bienes y servicios.
- 5.12 **NRF-053-PEMEX-2006** – Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.
- 5.13 **NRF-081-PEMEX-2005** – Medición ultrasónica de hidrocarburos en fase gaseosa.
- 5.14 **NRF-083-PEMEX-2004** – Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 9 DE 39
---	---	---

5.15 NRF-105-PEMEX-2005 – Sistemas digitales de monitoreo y control.

5.16 NRF-111-PEMEX-2006 – Equipos de medición y servicios de metrología.

5.17 NRF-152-PEMEX-2006 – Actuadores para válvulas.

5.18 NRF-163-PEMEX-2006 – Válvulas de control con actuador tipo neumático.

6. DEFINICIONES

Para efectos de esta norma, se entiende por:

6.1 Calibración - Conjunto de operaciones que establecen, en condiciones especificadas, la relación entre los valores de las magnitudes indicadas por un instrumento de medición o un sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada o un material de referencia, y los valores correspondientes de la magnitud realizada por los patrones.

6.2 Certificado de calibración - Documento emitido por el CENAM o por un laboratorio acreditado y aprobado, en el cual se consigna el resultado de la calibración de instrumentos para medir.

6.3 Equivalente - Es la norma, especificación, método, estándar o código que cubre los requisitos y/o características físicas, químicas, fisicoquímicas, mecánicas o de cualquier naturaleza establecida en el documento normativo extranjero citado en esta especificación.

6.4 Error - Desviación observada en un medidor y se calcula como:


$$\text{Porcentaje de error} = \frac{\text{Lectura del medidor bajo prueba} - \text{Lectura del medidor de referencia}}{\text{Lectura del medidor de referencia}} \times 100$$

6.5 Estabilidad - Aptitud de un instrumento de medición para conservar sus características metrológicas durante el transcurso del tiempo.

6.6 Linealidad - Capacidad de un instrumento de medición para proporcionar una indicación que tiene una relación lineal con una determinada cantidad distinta de una magnitud de influencia.

6.7 Medición - Resultado de la cuantificación de: masa y/o volumen obtenido a partir de sistemas de medición, declarados previamente como oficiales en contratos de compra-venta con terceros o transferencia de custodia entre Organismos Subsidiarios.

- a) **Medición en transferencia de custodia** - Resultado de la cuantificación de: masa y/o volumen obtenido a partir de sistemas de medición declarados previamente como oficiales en convenios de transferencia de custodia interorganismos. Valor que es aplicado de manera oficial para el cambio de posesión y responsabilidad de la producción.
- b) **Medición en puntos de compra-venta** - Resultado de la cuantificación de: masa y/o volumen obtenido a partir de sistemas de medición, en sitios declarados previamente como oficiales en contratos de compra-venta.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 10 DE 39
---	---	--

6.8 Probador - Sistema de calibración de volumen o masa, generalmente diseñado para propósitos de aplicación a las condiciones de campo (Probador convencional, probador compacto, medidor maestro para calibrar el elemento de flujo).

6.9 Tubo de medición de flujo ultrasónico - Conjunto de equipos integrados por el medidor de flujo ultrasónico, el acondicionador de flujo, tubería recta corriente aguas arriba y tubería recta corriente aguas abajo del medidor, así como los accesorios para su ensamble, tal como se indica en las figuras número 1 y 2 de esta norma de referencia.

7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

CENAM Centro Nacional de Metrología.

ema Entidad Mexicana de Acreditación.

HMI Human Machine Interface. (Interfaz Humano Máquina).

ISO International Organization For Standardization (Organización Internacional de Normalización).

IEC International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).

OIML International Organization of Legal Metrology (Organización Internacional de Metrología Legal).

Pa Pascal.

SFI Sistema de Fuerza Ininterrumpible.

UL Underwriter Laboratories (Laboratorios de certificación)


8. DESARROLLO

8.1 Generalidades

8.1.1 El proveedor o contratista debe suministrar el sistema de medición de flujo ultrasónico para hidrocarburos en fase líquida, el cual debe estar compuesto por:

- a) Medidor de flujo ultrasónico.
- b) Instrumentación.
- c) Computador de flujo.
- d) Válvulas y tuberías.

8.1.2 El medidor de flujo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida debe contar como mínimo con cuatro pares de transductores. Los transductores se deben identificar por un número de serie en el cuerpo del medidor ultrasónico.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 11 DE 39
---	---	--

8.1.3 Las lecturas de la medición de flujo en pantalla e impresas deben ser en el sistema general de unidades de medida, de acuerdo con la NOM-008-SCFI-2002, o conforme a los requerimientos específicos del usuario.

8.1.4 El medidor de flujo ultrasónico y los componentes que conforman el sistema de medición de flujo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida, deben cumplir con los parámetros metrológicos que se establecen en la NRF-111-PEMEX-2006.

8.1.5 Las condiciones de referencia estándar deben ser 293,15 K (20 °C) y 101,325 kPa (1 atmósfera), de acuerdo con el numeral 8.5 de la NRF-111-PEMEX-2006.

8.1.6 La caída de presión permisible en todo el sistema de medición de flujo ultrasónico desde el cabezal de entrada al cabezal de salida no debe ser mayor de 49,033 kPa (0,5 kg/cm²).

8.1.7 La electrónica del sistema de medición debe estar constituida por: unidad de procesamiento electrónico del medidor, instrumentación (transmisores de temperatura, presión y densidad), computador de flujo para cuantificar los volúmenes de producción y HMI (en caso de requerirse y así se indique en las bases de licitación).

8.1.8 El sistema de medición de flujo ultrasónico debe contar con certificación para medición clase 0,3 de hidrocarburos líquidos conforme al numeral 2.4 de la OIML R 117-1-2007.

8.1.9 La instrumentación para el control y monitoreo de las variables utilizadas, debe contar con conectores rápidos para fácil manejo y operabilidad de mantenimiento y mejora, y debe cumplir con lo especificado en esta norma de referencia y sus anexos.

8.1.10 La metalurgia, los elastómeros, el recubrimiento y en general todos los materiales deben ser compatibles con el fluido del proceso y deben cumplir con el 8.4 de la NRF-032-PEMEX-2005. El recubrimiento anticorrosivo debe cumplir con la NRF-053-PEMEX-2006.

8.2 Diseño.

8.2.1 Requerimientos para el diseño del sistema de medición ultrasónico.

8.2.1.1 Se deben cumplir con las consideraciones de diseño, selección y operación indicadas en los numerales 6, 7, 8 y 12 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.


8.2.1.2 Los parámetros (características) metrológicos del medidor de flujo ultrasónico, deben cumplir con los requisitos técnicos que se establecen en la NRF-111-PEMEX-2006.

8.2.1.3 El hidrocarburo debe mantenerse en fase líquida a través del sistema de medición ultrasónico.

8.2.1.4 El sistema de medición debe ser diseñado para operación bidireccional continua durante los 365 días del año, y debe cumplir con lo indicado en el numeral 7 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.1.5 El computador de flujo debe ser capaz de manipular los elementos finales de control de manera manual ó automática, a requerimiento del operador, tanto para la operación normal como para la operación bajo calibración, a fin de lograr acciones ordenadas que garanticen un manejo estable y eficiente.

8.2.1.6 El computador de flujo y la HMI del sistema de medición ultrasónico deben contar con las funciones requeridas en el equipo "hardware" y programación "software" utilizados, para poder monitorear el estado de diagnostico del medidor de flujo ultrasónico, de la instrumentación empleada, del computador de flujo, de la HMI

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 12 DE 39
---	---	--

y accesorios, permitiendo la toma de decisiones mediante acceso restringido (clave de acceso) para evitar la alteración del resultado.

8.2.1.7 Los componentes que se mencionan en el numeral 8.1.1.8 de esta norma de referencia, deben contar con suministro de energía eléctrica confiable por medio de un SFI para asegurar una operación continua de acuerdo con el numeral 9.5.5 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente y 7.4.4 del API MPMS 21.2:2000 (R2006) o equivalente y conforme a los requerimientos técnicos indicados en el numeral 8.3.2.8 de la NRF-083-PEMEX-2004 y con el numeral el 8.3.7 de la NRF-105-PEMEX-2005.

8.2.1.8 El cálculo para el diseño del espesor de las secciones tubería corriente aguas arriba y corriente aguas bajo del sistema de medición ultrasónico, debe cumplir con lo establecido en 8.1 al 8.4 de la NRF-032-PEMEX-2005.

8.2.1.9 El diseño del sistema debe ser soportado por una memoria de cálculo del espesor de las secciones de tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo del medidor de flujo ultrasónico, misma que debe ser incluida en las bases de concurso como criterio de aceptación de propuesta y entregable, conforme a lo indicado en el numeral anterior.

8.2.1.10 Los transductores del medidor de flujo ultrasónico, deben incluir protección eléctrica del tipo seguridad intrínseca.

8.2.1.11 La unidad de procesamiento electrónico (electrónica del medidor), debe cumplir con la aprobación por UL, o equivalente.

8.2.2 Características técnicas de los componentes del sistema de medición de flujo ultrasónico

8.2.2.1 Medidor de flujo ultrasónico


8.2.2.1.1 Principio de funcionamiento. El medidor de flujo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida debe ser del tipo multirayectoria con cuatro pares de transductores como mínimo, que generen cuatro haces o trayectorias, su principio de medición debe estar basado en el tiempo de tránsito de pulsos de sonido de alta frecuencia y debe cumplir con el Apéndice A del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.2.1.2 Unidad de procesamiento electrónico del medidor de flujo ultrasónico. Puede estar montada directamente en el cuerpo del medidor ultrasónico o separada conforme a los requerimientos específicos de PEMEX y debe estar compuesta por: fuente de alimentación eléctrica, microcomputadora, componentes del procesamiento de la señal, circuitos de excitación de los transductores, alojados en un envoltorio o caja localizada local o remotamente, así mismo debe cumplir con el numeral 9.4 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.2.1.3 Configuración de la unidad de procesamiento electrónico del medidor de flujo ultrasónico. La unidad de procesamiento electrónico debe permitir la configuración y ajuste de los parámetros de medición del medidor de manera protegida mediante clave de acceso conforme con lo establecido en los numerales 12.4, 13.1 y 15 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente y el numeral 8.2.2.1.4 de esta norma de referencia.

8.2.2.1.4 Diagnóstico. El medidor de flujo ultrasónico, debe contar con la función de diagnosticar las variables y estados que se indican a continuación, entre otros y debe cumplir con los requisitos del numeral 14 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente:

- a) Autodiagnóstico.
- b) Velocidad promedio del flujo axial a través del medidor.

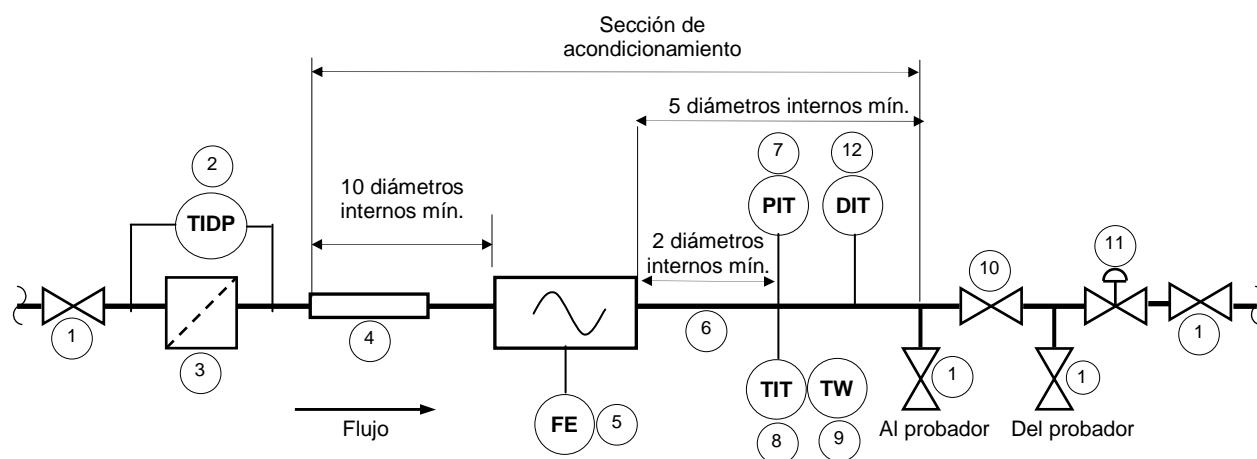
 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 13 DE 39
---	---	--

- c) Velocidad del flujo para cada trayectoria acústica.
- d) Velocidad del sonido junto con cada trayectoria acústica.
- e) Velocidad promedio del sonido.
- f) Variaciones en el intervalo del tiempo de transito.
- g) Numero de Reynolds calculado.
- h) Porcentaje de mediciones aceptadas para cada trayectoria acústica.
- i) Indicadores y alarma por falla.
- j) Indicador del estado y confiabilidad de la medición.

8.2.2.1.5 El medidor de flujo ultrasónico debe cumplir, de acuerdo al área donde se instale, con la NRF-036-PEMEX-2003 y conforme a lo indicado en el numeral 9.5 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.2.1.6 Diseño mecánico

- a) Debe cumplir con los valores máximos y mínimos de las variables de flujo, presión y temperatura, así como con las propiedades físicas de viscosidad, densidad relativa, presión de vapor, entre otras.
- b) El medidor de flujo ultrasónico se debe diseñar para que opere dentro de rangos de flujo lineal requeridos, con una rangeabilidad de 10:1, cumpliendo con los parámetros metrológicos especificados en el inciso 8.6.2 de esta norma de referencia.
- c) Para cumplir con los requerimientos de incertidumbre para medición de hidrocarburos líquidos, se debe suministrar la instrumentación requerida para medir y registrar la temperatura, presión y densidad, para efectuar los cálculos requeridos de compensación del flujo (flujo neto), conforme a las figuras 1 y 2 siguientes.



Descripción de los componentes			
1	Válvula de bloqueo	7	Transmisor Indicador de presión
2	Transmisor indicador de presión diferencial	8	Transmisor indicador de temperatura
3	Filtro y/o eliminador de aire o vapor (opcional)	9	Termopozo
4	Acondicionador de flujo	10	Válvula de doble bloqueo
5	Medidor de flujo ultrasónico	11	Válvula de control de flujo (opcional)
6	Tubería recta	12	Transmisor indicador de densidad

Figura 1, Diagrama simplificado de un medidor de flujo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida, unidireccional

- d) En la figura 2, muestra de manera esquemática, los dispositivos primarios, secundarios y terciarios, que integran un sistema de medición ultrasónico.

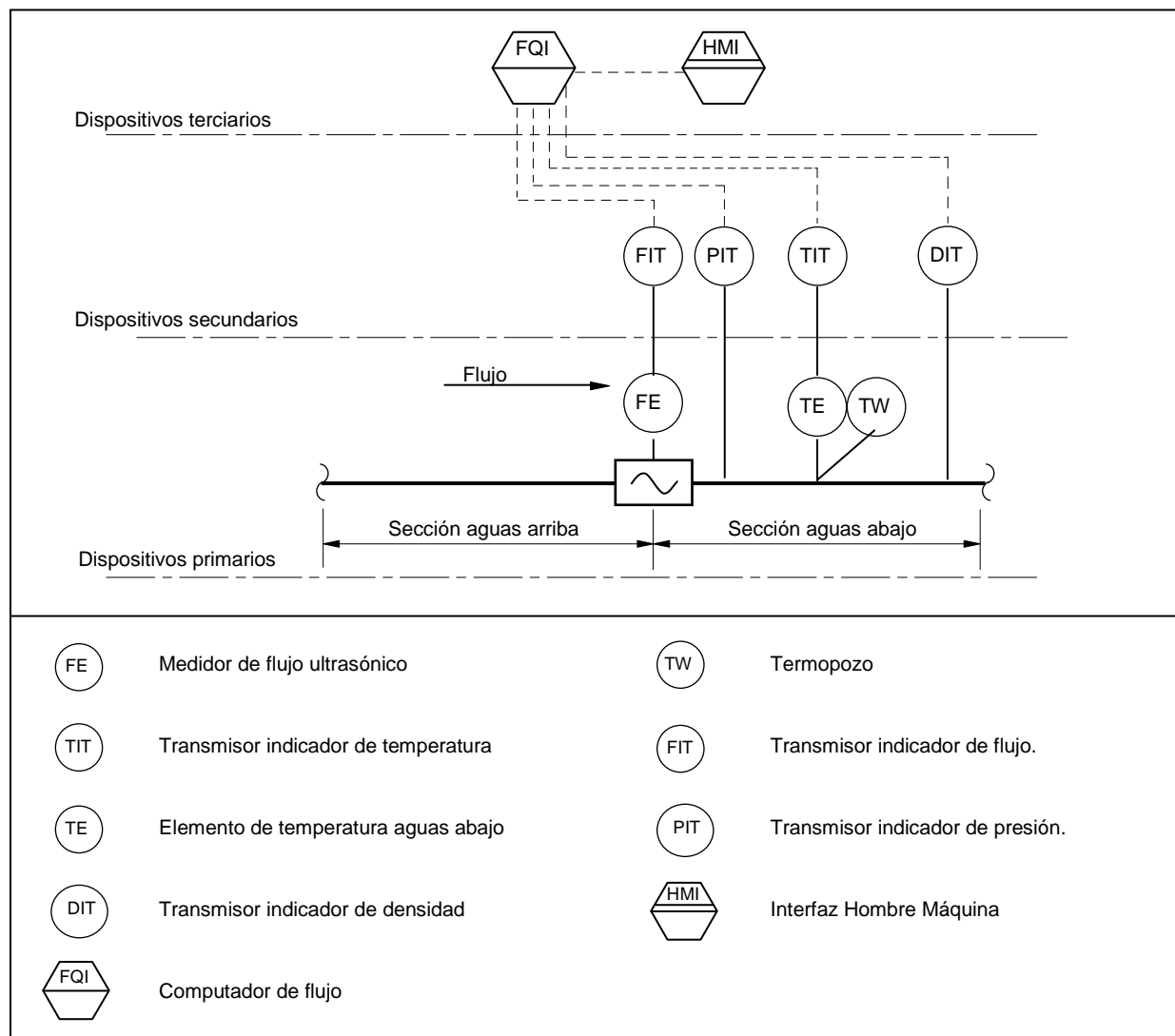



Figura 2, Esquema básico y simbología de un sistema de medición ultrasónico.

- e) La certificación de los procesos de soldadura para el medidor de flujo ultrasónico y las secciones de tubería aguas arriba y aguas abajo del sistema deben ser conforme al numeral 8.2.12 de la NRF-030-PEMEX-2006; y la calificación y certificación de los soldadores debe ser conforme al numeral 8.4 de la NRF-020-PEMEX-2005.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 15 DE 39
---	---	--

8.2.2.1.7 Límites de operación

- a) El diámetro del medidor de flujo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida debe ser de 100 (DN) (4 pulgadas) o superior y el rango de operación del medidor ultrasónico se debe ubicar dentro de los límites que se solicitan a continuación:
 - a1) Presión de operación de acuerdo con los valores de presiones de operación máxima indicada en las hojas de especificación de esta norma de referencia, conforme a los requisitos específicos del proyecto.
 - a2) Temperatura de operación de la línea de proceso 253,15 K (-20 °C) a 343,15 K (70 °C) .
 - a3) Temperatura ambiental 248,15 K (-25 °C) a 328,15 K (55 °C)
 - a4) El periodo de cálculo del medidor para obtener el volumen no corregido, debe ser menor ó igual a 1 segundo.
 - a5) Se debe contar con la función de cero flujo “cut off” programado por el usuario.
 - a6) Los límites de velocidad de diseño máximos y mínimos que deben soportar en condiciones extremas, los medidores ultrasónicos deben estar entre 0,03 y 12 m/s.

8.2.2.1.8 Requerimientos de desempeño del medidor de flujo ultrasónico

El desempeño del medidor de flujo ultrasónico debe cumplir con los numerales 6, 7 y 10 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.2.2 Válvulas de bloqueo

8.2.2.2.1 Se deben tomar en cuenta las consideraciones de diseño indicadas en el numeral 9.2 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.2.2.2.2 Para efectuar la calibración del medidor y del probador, las válvulas de bloqueo deben ser válvulas de paso completo y continuado, de doble bloqueo y purga, Se debe contar con un monitoreo automático del estado de la válvula de bloqueo que separa el probador del sistema de medición de flujo.

8.2.2.2.3 Se deben utilizar actuadores eléctricos operados remotamente, además las válvulas deben estar equipadas con interruptores límite para posición abierta o cerrada.

8.2.2.3 Válvulas para control de flujo del sistema de medición ultrasónico

8.2.2.3.1 El diseño de la válvula de control deber cumplir con los numerales 8.1 al 8.7 de la NRF-163-PEMEX-2006; así mismo, el actuador de estas válvulas debe cumplir con los numerales 8.1 al 8.11 de la NRF-152-PEMEX-2006.


8.2.2.3.2 A falla de suministro neumático en el actuador, la válvula debe quedar abierta para prevenir bloqueos.

8.2.2.3.3 La dirección del flujo, debe ser establecida claramente en el cuerpo de las válvulas.

8.2.2.3.4 La válvula de control junto con el actuador del tipo neumático, se deben especificar conforme al Anexo 12.1 de la NRF-163-PEMEX-2006.

8.2.2.4 Probadores (opcional)

8.2.2.4.1 Los equipos considerados por esta norma de referencia son:

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 16 DE 39
---	---	--

- a) Probadores convencionales.
- b) Probadores compactos.
- c) Medidor maestro.

8.2.2.4.2 Los probadores y medidores maestros deben estar calibrados y certificados con trazabilidad hacia patrones nacionales o internacionales y deben cumplir con la NRF-111-PEMEX-2006.

8.2.2.4.3 Los certificados del medidor de flujo ultrasónico y de los componentes que conforman el sistema de medición de flujo ultrasónico, deben ser emitidos por un laboratorio nacional o internacional acreditado por "ema", conforme a la NMX-EC-17025-IMNC-2006 (ISO/IEC 17025:1999) y la NRF-111-PEMEX-2006.

8.2.2.5 Instrumentación del sistema de medición

8.2.2.5.1 Localización de los sensores. La presión y la temperatura deben ser medidas en cada tubo (figura 1) del sistema de medición; cuando se mida petróleo crudo también se debe medir la presión y la temperatura en la entrada y salida del probador. La densidad debe ser medida al menos por dos densímetros en el sistema de medición en el punto donde la densidad sea la representativa de todo el sistema. Las tomas de presión y temperatura, se deben ubicar tan cerca como lo permita la instalación del densímetro, respetando las distancias indicadas en la figura 1 de esta norma de referencia.

8.2.2.5.2 Suministro eléctrico. Todas las llegadas de tubería conduit a las cajas de interconexión provenientes de la instrumentación de campo hacia el medidor de flujo ultrasónico y al computador de flujo, deben ser del tipo roscadas. El suministro eléctrico a la instrumentación de campo se debe proporcionar desde el sistema de fuerza ininterrumpible.

8.2.2.5.3 Tipos de transmisores. Los transmisores de campo deben ser del tipo electrónicos e inteligentes para propósitos de autodiagnóstico.


8.2.2.5.4 Estabilidad para transmisores inteligentes. Para los transmisores de presión debe ser igual o menor de ± 0.1 por ciento del rango del límite superior en un año. Para los transmisores de temperatura debe ser igual o menor de ± 0.1 °C en dos años.

8.2.2.5.5 Transmisor de temperatura. Los transmisores de temperatura deben cumplir con las características técnicas indicadas en el 8.3.2.2 de la NRF-083-PEMEX-2004; así mismo, se deben especificar conforme a la hoja de datos del Anexo 12.5 de esta norma de referencia.

8.2.2.5.6 Termopozo. Se deben insertar entre un 1/3 a 1/2 del diámetro del interior de la tubería, y montar de tal manera que el elemento de temperatura deba ser instalado y removido desde el termopozo por razones de mantenimiento. El termopozo se debe instalar de manera tal que conforme a la posición horizontal o vertical de la tubería, debe permanecer siempre lleno del hidrocarburo a medir y se debe especificar conforme a la hoja de datos del Anexo 12.5 de esta norma de referencia.

8.2.2.5.7 Transmisor de densidad. Los transmisores de densidad deben ser de medición continua y deben cumplir para la aplicación de procesos de transferencia de custodia y compra-venta de hidrocarburos fase líquida y se deben especificar conforme a la hoja de datos del Anexo 12.6 de esta norma de referencia.

8.2.2.5.8 Transmisor de presión. Los transmisores de presión deben cumplir con las características técnicas indicadas en el 8.3.2.1 de la NRF-083-PEMEX-2004 y se deben especificar conforme a la hoja de datos del Anexo 12.4 de esta norma de referencia.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 17 DE 39
---	---	--

8.2.2.5.9 Presión diferencial. Los transmisores en caso de requerirse deben cumplir con las características técnicas indicadas en el 8.3.2.3 de la NRF-083-PEMEX-2004 y se deben especificar conforme a la hoja de datos del Anexo 12.4 de esta norma de referencia.

8.2.2.5.10 Transmisores multivariables. En caso de requerirse transmisores multivariables, estos deben cumplir con las características técnicas indicadas en el 8.3.2.4 de la NRF-083-PEMEX-2004.

8.2.2.5.11 Tubing. El diámetro para la conexión de instrumentación, debe ser de 12,7 mm (1/2 pulgada), y la pendiente de la línea debe ser mayor de 1:12.

8.2.2.6 Computador de flujo

8.2.2.6.1 El diseño del computador de flujo debe cumplir con los numerales del 4 al 7 y 9, 10 y 12 del API MPMS 21.2:2000 (R2006) o equivalente, y con los incisos a) y del c) al l) del numeral 8.3.2.6.2 de la NRF-083-PEMEX-2004 ; adicionalmente, debe realizar las funciones descritas en incisos a) al e), g) al i), l), m), o) y p) del numeral 8.3.2.6.3 de la NRF-083-PEMEX-2004.

8.2.2.6.2 Se debe suministrar el computador de flujo conforme a esta norma de referencia y a los requisitos específicos del proyecto e indicar todas las funciones y características del mismo, como algoritmos aplicados, secuencias del sistema, respuestas al operador, manejo de errores y fallas, conforme a los numerales 7.3, 9 y 10 del API MPMS 21.2:2000 (R2006) o equivalente.

8.2.2.6.3 Se debe ubicar de manera local en un cuarto de control de medición conforme al numeral 5.2 del API MPMS 21.2:2000 (R2006), o equivalente, o de acuerdo con los requisitos específicos del proyecto.


8.2.2.6.4 Debe contar con dos interfases vía puerto de comunicación digital RS-485 con protocolo Modbus RTU para su comunicación con el SDMC de la instalación; y con el sistema de muestreo y el sistema de medición de agua en aceite (estos dos últimos opcionales), los protocolos de comunicación digital deben cumplir con lo indicado en la NRF-046-PEMEX-2003.

8.2.2.6.5 El computador de flujo debe ejecutar todas las funciones operativas siguientes:

- a) El software de cálculo, debe residir de una manera segura en el computador, debe permitir conocer la versión del software de cálculo por pantalla o impresión, el tiempo de actualización del cálculo del volumen corregido no debe ser mayor a 2 segundos.
- b) Contar con batería de respaldo para la memoria RAM para soportar un año sin pérdida de la información.
- c) La resolución de la conversión analógica a digital o viceversa para señales de entrada y salida, debe ser mediante 14 dígitos.
- d) La disponibilidad del computador de flujo debe ser mayor del 99,5 por ciento.
- e) El software no debe ocupar más del 50 por ciento de la capacidad de memoria, y las funciones no deben ocupar más del 50 por ciento de la capacidad del CPU.
- f) Debe tener al menos 25 por ciento de capacidad de reserva para entradas y salidas de campo.
- g) Debe permitir su sincronización en tiempo, mediante la interfase de comunicación con el SDMC de la instalación.

8.2.2.6.6 El computador de flujo debe contar con la función de monitoreo de los siguientes parámetros entre otros, para su envío a una HMI o SCADA vía comunicación serial, conforme a la NRF-046-PEMEX-2003:

- a) Autodiagnóstico.
- b) Temperatura.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 18 DE 39
---	---	--

- c) Presión.
- d) Densidad del fluido.
- e) Viscosidad del fluido.
- f) Indicadores y alarma por falla.

8.2.2.6.7 Cálculos. El computador de flujo debe cumplir con los requerimientos de cálculo para medición de hidrocarburos fase líquida para puntos de compra-venta o transferencia de custodia utilizando el medidor ultrasónico como elemento de medición de flujo, conforme al numeral 7.3 del adendum y capítulo 9 del API MPMS 21.2:2000 (R2006) o equivalente. Así mismo, el computador de flujo debe cumplir con las siguientes funciones:

- a) Ser la interfase gráfica con el usuario.
- b) Control de operación del medidor.
- c) Control de lotes.
- d) Control de la calibración del medidor.
- e) Parámetros de control de acceso al operador.
- f) Manejo de alarmas y eventos.
- g) Monitoreo del sistema.
- h) Actualización del software.
- i) Calcular el valor del flujo instantáneo y el acumulado para:
 - i1) Flujo en volumen actual.
 - i2) Flujo en volumen estándar.
 - i3) Flujo en masa.

8.2.2.6.8 Registro de eventos y alarmas. El computador de flujo debe cumplir con todos los registros de eventos y alarmas especificados para el medidor de flujo ultrasónico, conforme al numeral 8.3.2.6.3 incisos a), b) y c) de la NRF-083-PEMEX-2004 y de los numerales 5.3, 10.6 y 10.7 del API MPMS 21.2:2000 (R2006), o equivalente.

8.2.2.6.9 Reportes


8.2.2.6.9.1 Para sistemas de medición continua, el computador de flujo debe generar los reportes que contengan los valores de las variables de proceso y de las cantidades actuales de flujo medido y los totales, así como los factores “K” promedio, todos los valores promedio deben ser expresados en volumen, conforme al numeral 10 del API MPMS 21.2:2000 (R2006), o equivalente.

8.2.2.6.9.2 Los reportes deben estar disponibles para conocer los valores actuales, por hora y por día, indicando para los valores calculados todos los factores de corrección aplicados. Los reportes deben ser impresos de manera automática y a solicitud del operador para periodos de tiempos seleccionables o requeridos

8.2.2.6.10 Almacenamiento continuo de la información. El computador de flujo debe tener capacidad para almacenar la información generada por los reportes de alarma y eventos, conforme a lo siguiente:

8.2.2.6.10.1 Sistema de almacenamiento de datos para medición continua:

- a) Los reportes de una hora, se deben almacenar durante 62 días, los reportes diarios por 1 año y los reportes de calibración por 1 año.
- b) Todos los reportes de la calibración del medidor, se deben almacenar.
- c) Todos los valores promedios, medidos y calculados, se deben almacenar durante 62 días.
- d) Los reportes de eventos y las alarmas, se deben almacenar, al menos por 30 días.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 19 DE 39
---	---	--

8.2.2.6.10.2 Sistema de almacenamiento de datos para medición por lote (batch)

- a) Los reportes de una hora se deben almacenar para 62 lotes, los reportes por lote para 400 lotes, reportes de calibración para 400 lotes. Solo se deben almacenar los reportes de calibraciones satisfactorias del medidor.
- b) Todos los valores promedios medidos y calculados, se deben almacenar durante 62 días.
- c) Los reportes de eventos y alarma, se deben almacenar para 10 lotes.

8.2.2.6.11 Configuración del computador de flujo. Se debe realizar conforme a los requerimientos descritos en los numerales 8.2.2.6.6 al 8.2.2.6.10 de esta norma de referencia.

8.2.2.6.12 El formato para especificar el computador de flujo debe cumplir con el numeral 12.4.6 Anexo D6 de la NRF-083-PEMEX-2004 considerando el manejo de hidrocarburos en fase líquida.

8.2.2.7 Interfaz Humano Maquina (HMI)

8.2.2.7.1 El proveedor o contratista debe suministrar una Interfaz Humano-Máquina, constituida por una computadora personal para escritorio. La HMI debe soportar las funciones de monitoreo, control, diagnóstico, reportes y almacenamiento, de forma local o remota, conforme los requerimientos técnicos indicados en los incisos a), c), e) y g) del numeral 8.3.2.7 de la NRF-083-PEMEX-2004 y debe ejecutar las funciones indicadas en el numeral 8.2.2.6.6 y 8.2.2.6.10 de esta norma de referencia.

8.2.2.7.2 Configuración de la HMI. Se debe realizar conforme a los requerimientos descritos en el numeral 8.2.2.6.11 de esta norma de referencia; los programas de aplicación deben:

- a) Permitir comunicar directamente al computador de flujo conforme con la NRF-046-PEMEX-2003.
- b) Ser de manejo amigable al operador.
- c) Contener los desplegados gráficos para el monitoreo de las variables de proceso y funciones descritas en los numerales 8.2.2.6.6, 8.2.2.6.8 al 8.2.2.6.10 de esta norma de referencia.

8.2.2.7.3 El formato para especificar la Interfaz Humano Máquina, considerando el manejo de hidrocarburos en fase líquida, debe cumplir con el numeral 12.4.7 Anexo D7 de la NRF-083-PEMEX-2004.

8.2.2.8 Medidor de agua en aceite y sistema de muestreo (opcionales)

En caso de requerirse medición de agua en aceite y sistema de muestreo, sin afectar la medición de flujo, se puede contar con:


- a) Medidor de agua en aceite.
- b) Sistema de muestreo.

Estos equipos deben instalarse en la tubería regular fuera del patín de medición y en un sitio donde siempre haya flujo de fluido y deben cumplir con los requisitos técnicos indicados en los Anexos 12.1 y 12.2 de esta norma de referencia.

8.3 Materiales

8.3.1 Sistema de medición. Los materiales de los componentes del sistema de medición deben cumplir con:

- a) El tubo de medición de flujo ultrasónico.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 20 DE 39
---	---	--

- b) Las secciones de tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo respecto del medidor deben cumplir con lo indicado en el numeral 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005 y conforme a lo solicitado en el Anexo 12.3 de esta norma de referencia.
- c) La protección anticorrosiva del cuerpo del medidor, secciones de tubería corriente aguas arriba y aguas abajo respecto del medidor, deben cumplir con lo indicado en el numeral 8 de la NRF-053-PEMEX-2006.
- d) El tipo de conexión debe ser con bridas tal como se indica en el numeral 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005.
- e) Los espárragos deben ser de acero al carbón de acuerdo con 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005, con tratamiento de temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión a base de fluoropolímero ó electrodeposición a base de zinc ó cadmio, con un espesor de diez micras. La longitud total de los espárragos debe ser igual a la suma de la longitud de cuerda útil más la longitud de las dos puntas.
- f) Todos los espárragos, tornillos y pernos, deben tener los extremos ahusados: cónicos ó redondeados (extremos rematados en punta). La longitud de punta en los espárragos debe ser no menor a un hilo de rosca completa y no mayor a dos hilos de acuerdo con 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005.
- g) El empaque de las bridas debe ser cara realzada (RF), espirometálica de 3,175 mm (1/8 pulgada) de espesor, de acero inoxidable y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico, centrador de acero al carbono con recubrimiento cadmizado, de conformidad con 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005.
- h) Se debe realizar relevado de esfuerzos en las secciones tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo para diámetros mayores a 406,4 mm (16 pulgadas) y espesores mayores a 31,750 mm (1 ¼ pulgada); en todas las soldaduras aplicadas en las secciones de tubería del sistema de medición ultrasónico, conforme a lo establecido en el 8.1.2.9 de la NRF-032-PEMEX-2005.

8.3.2 Tomas de presión y temperatura. Los accesorios para las tomas de presión y temperatura deben cumplir con el numeral 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005 y estar de acuerdo con los requisitos específicos del servicio que se indiquen en las bases de licitación.

8.3.3 Tomas de densidad. Los accesorios para las tomas de densidad deben cumplir con los requisitos específicos del servicio que se indiquen en las bases de licitación.

8.3.4 Elementos secundarios de medición (transmisores de presión y temperatura). Los materiales para los elementos secundarios de medición deben cumplir con el numeral 8.4 y Anexo 12.3 de la NRF-032-PEMEX-2005, y estar de acuerdo con los requisitos específicos del servicio que se indiquen en las bases de licitación.

8.3.5 Elemento secundario de medición de densidad. Los materiales para el elemento secundario de medición de densidad, deben cumplir con los requisitos específicos del servicio que se indiquen en las bases de licitación.

8.3.6 Válvulas para control de flujo del sistema de medición ultrasónico. Los materiales de la válvula de control deben cumplir con la hoja de datos del Anexo 12.1 de la NRF-163-PEMEX-2005.

8.3.7 Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI). Los materiales del SFI deben cumplir con lo especificado en la hoja de datos del Anexo No.12 (página 99 de 101) de la NRF-105-PEMEX-2005.

8.4 Instalación

8.4.1 Medidor de flujo ultrasónico

8.4.1.1 Los requisitos técnicos para la instalación del medidor de flujo ultrasónico, longitudes, rugosidad de las superficies internas y redondez de las secciones de la tubería, corriente aguas abajo y aguas arriba, deben cumplir con lo indicado en el 8.2.5 de la NRF-081-PEMEX-2005, así como los numerales 6.5 y 7 del API 5.8 o equivalente.

8.4.1.2 El medidor de flujo ultrasónico no debe ser instalado a una distancia menor de 10 diámetros internos aguas arriba del medidor respecto de cualquier elemento que se instale antes de este, y que pueda afectar el desempeño del medidor.

8.4.1.3 Transductores ultrasónicos del medidor ultrasónico

8.4.1.3.1 Los transductores ultrasónicos deben ser del tipo removible en campo bajo presión de operación, esto significa que el reemplazo del transductor se debe realizar aun cuando el medidor se encuentre en operación, sin afectar su funcionamiento.

8.4.1.3.2 Con la finalidad de no producir disturbios en el flujo que afecten el desempeño del medidor, la instalación de los transductores y su envolvente "housing" no debe del tipo intrusivo, dicha instalación debe ser como se indica en la figura 3. Así mismo, no se aceptan los transductores del tipo abrazadera "clamp-on".

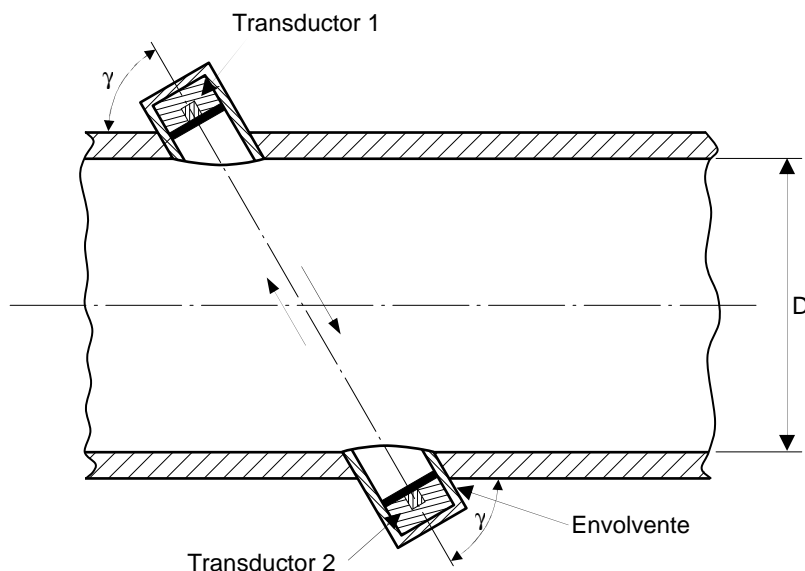



Figura 3, Arreglo típico para la instalación de transductores y su envolvente "housing"

8.4.1.3.3 El tipo de envolvente del transductor debe ser roscado, con accesorio de desmontaje en el cuerpo del medidor.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 22 DE 39
---	---	--

8.4.2 Instrumentación

La presión y la temperatura deben ser medidas en el sistema de medición ultrasónico y para el probador maestro la presión y la temperatura deben ser medidas en el interior y el exterior.

La densidad debe ser medida por un densitómetro en el sistema de medición ultrasónico, y se debe localizar donde se tengan las mediciones representativas y lo mas cercano donde lo permita la instalación de la medición de la presión y la temperatura. Se debe instalar un indicador de presión local en el cuerpo del sistema de medición para efectos de maniobrar con seguridad, e instalado en el lado de alta presión.

8.4.3 Acondicionador de flujo

8.4.3.1 A fin de disminuir las distorsiones del flujo en el medidor ultrasónico, se debe incluir un acondicionador de flujo aguas arriba del medidor de flujo ultrasónico, el cual debe cumplir con los requisitos técnicos indicados en el numeral 8.2.4 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.4.3.2 Cuando PEMEX requiera medir flujo en sentido bidireccional y se establezca este requerimiento en las bases de licitación, se debe instalar una sección de acondicionamiento en ambas entradas, y se debe recalibrar y obtener un factor de medición para cada dirección. El arreglo de la instrumentación requerida para compensación de flujo, se debe instalar en ambos sentidos de la medición.

8.4.4 Válvulas

8.4.4.1 La localización de las válvulas no debe afectar la incertidumbre de la medición.

8.4.4.2 La válvula de control de flujo debe ser localizada corriente aguas abajo del medidor ultrasónico y de las válvulas de derivación hacia el probador maestro.

8.4.4.3 A fin de evitar fugas en el arreglo de las válvulas del probador maestro, se deben instalar válvulas de doble bloqueo, las cuales deben ser a prueba de fugas.

8.4.5 Instalación de la tubería


8.4.5.1 Los soportes para la instalación de los elementos tubulares del sistema de medición deben cumplir con el numeral 8.2.2 de la NRF-032-PEMEX-2005, así como con lo indicado en la ingeniería del proyecto, las bases de licitación y las recomendaciones del fabricante.

8.4.5.2 El arreglo de tuberías del sistema de medición se debe diseñar para soportar la operación específica de la aplicación, aún en condiciones anormales y debe cumplir con el numeral 8.2.1 de la NRF-032-PEMEX-2005.

8.4.6 Instalación eléctrica

8.4.6.1 Los accesorios para instalación eléctrica deben cumplir con el 8.4.2 de la NRF-048-PEMEX-2007, así mismo debe cumplir con el numeral 9.5 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.4.6.2 Los accesorios y materiales para la interconexión eléctrica de los sistemas de medición ultrasónica deben proveer protección contra la interferencia electromagnética.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 23 DE 39
---	---	--

8.4.7 Flujo bidireccional

Cuando PEMEX requiera medir flujo en sentido bidireccional y se establezca este requerimiento en las bases de licitación, se debe instalar una sección de acondicionamiento en ambas entradas, y se debe recalibrar y obtener un factor de medición para cada dirección. El arreglo de la instrumentación requerida para compensación de flujo, se debe instalar en ambos sentidos de la medición conforme a los numerales 7.1 y 7.3 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.5 Pruebas

8.5.1 Protocolos de pruebas

8.5.1.1 Los protocolos de pruebas deben cubrir las siguientes pruebas, entre otras:

- a) Pruebas dimensionales, radiográficas e hidrostáticas y operacionales de las secciones de tubería corriente aguas arriba y aguas abajo del sistema de medición ultrasónico, sus equipos y accesorios.
- b) Pruebas forzadas de los lazos de las variables del proceso.
- c) Pruebas forzadas de la función de computación.
- d) Pruebas forzadas de la interfase de comunicación con los dispositivos superiores (HMI, SDMC)

8.5.1.2 El formato del protocolo para estas pruebas debe incluir lo siguiente:

- a) Índice del contenido del documento.
- b) Identificación, función y descripción de cada uno de los componentes del sistema.
- c) Descripción detallada para cada tipo de prueba indicando el objetivo y la forma en que se debe realizar dicha prueba.
- d) Identificación de los simuladores y equipo de pruebas y calibración.
- e) Actividades a realizar.
- f) Elementos o componentes sobre los que se tiene efecto.
- g) Resultados esperados.
- h) Criterios de aceptación.
- i) Espacio para comentarios.

8.5.1.3 Las pruebas especiales adicionales no contempladas se deben formalizar por lo menos con 15 días de anticipación.


8.5.1.4 Así mismo, se debe permitir la intervención del personal designado por PEMEX en las pruebas de aceptación dando todas las facilidades para su participación en estas.

8.5.1.5 Las pruebas deben ser atestiguadas por representantes directos de PEMEX o por terceros contratados para este fin.

8.5.1.6 La aceptación de los sistemas de medición debe estar en función de los resultados obtenidos durante dos eventos, "Pruebas de aceptación en fábrica" (FAT) y "Pruebas de aceptación en sitio" (OSAT).

8.5.2 Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)

8.5.2.1 Las pruebas de aceptación en fábrica se deben realizar conforme a lo indicado en el protocolo de pruebas correspondiente, deben cumplir con lo indicado en el 8.3.1 de la NRF-081-PEMEX-2005, así mismo se debe cumplir con el numeral 8.2.2 (Nivel II) de la NRF-049-PEMEX-2006.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 24 DE 39
---	---	--

8.5.2.2 Pruebas dimensionales de secciones de tubería corriente aguas arriba y aguas abajo. Los requisitos técnicos y documentales de las pruebas FAT para verificar las dimensiones de las secciones de tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo del sistema de medición ultrasónico por parte del proveedor o contratista, deben ser conforme al primer párrafo del numeral 8.3.1.1 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.3 Prueba hidrostática de las secciones de tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.3 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.4 Pruebas dimensionales del acondicionador de flujo. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.4 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.5 Pruebas dimensionales del medidor ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.5 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.6 Pruebas de fugas en el medidor ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.7 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.7 Pruebas hidrostáticas del medidor ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.8 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.8 Pruebas electrónicas del medidor ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.9 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.2.9 Pruebas funcionales del computador de flujo. Se deben verificar las funciones descritas en los numerales 8.2.2.6.4 al 8.2.2.6.10 de esta norma de referencia.

8.5.2.10 Pruebas funcionales de la HMI. Se deben verificar las funciones descritas en los numerales 8.2.1.5, 8.2.2.1.4 y 8.2.2.7 de esta norma de referencia.

8.5.2.11 Pruebas funcionales del SFI. Se deben verificar las funciones descritas en los numerales 8.2.1.7 de esta norma de referencia y conforme al numeral 8.4.6 inciso a) de la NRF-083-PEMEX-2004.


8.5.2.12 Verificación de cero flujo del medidor de flujo ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.1.10 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.3 Pruebas de aceptación en sitio (OSAT)

8.5.3.1 Las pruebas de aceptación en sitio se deben realizar con todos los elementos que intervienen en la medición ultrasónica de hidrocarburos en fase líquida, conforme a lo indicado en el protocolo de pruebas correspondiente, y deben cumplir con el numeral 8.3.2 de la NRF-081-PEMEX-2005 (con la excepción de lo indicado en el primer párrafo del numeral anteriormente citado), así mismo debe cumplir con el numeral 8.2.3 (Nivel III) de la NRF-049-PEMEX-2006; adicionalmente se debe incluir las pruebas de integridad mecánica y hermeticidad del sistema de medición en el sitio de instalación.

8.5.3.1.1 Previo a la realización de estas pruebas de aceptación en sitio, cada uno de los componentes del sistema de medición de flujo ultrasónico debe ser calibrado mediante un laboratorio certificado cumpliendo lo indicado en el numeral 8.6 de esta norma de referencia.

8.5.3.1.2 Estas pruebas de aceptación en sitio se deben realizar de manera integral con todos los elementos que intervienen en la medición ultrasónica de hidrocarburos en fase líquida, mismas que forman parte de la etapa de puesta en operación del sistema y que se detallan a continuación.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 25 DE 39
---	---	--

8.5.3.2 Pruebas electrónicas al medidor ultrasónico. Se deben efectuar conforme a lo indicado en el numeral 8.3.2.1 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.5.3.3 Pruebas funcionales del computador de flujo. Se deben efectuar conforme al numeral 8.5.2.9 de esta norma de referencia.

8.5.3.4 Pruebas funcionales de la HMI. Se deben efectuar conforme al numeral 8.5.2.10 de esta norma de referencia.

8.5.3.5 Pruebas funcionales del SFI. Se deben efectuar conforme al numeral 8.5.2.11 de esta norma de referencia, y al numeral 8.4.6 inciso b) de la NRF-083-PEMEX-2004.

8.5.3.6 Pruebas de configuración y puesta en operación. Se deben efectuar las pruebas en sitio para verificar la configuración, programación del computador de flujo y de la interfaz humano-máquina conforme a los numerales 8.5.3.3 y 8.5.3.4 de esta norma de referencia. Así mismo, una vez concluidas las pruebas OSAT, se debe proceder a realizar la puesta en operación del sistema de medición ultrasónico para hidrocarburos fase líquida conforme a los requerimientos técnicos descritos en esta norma de referencia y a los requisitos específicos del proyecto.

8.5.3.7 Verificación de variables y estados durante la puesta en operación del sistema de medición ultrasónico de flujo. Al finalizar la puesta en operación del sistema de medición ultrasónico en el sitio de instalación, se deben diagnosticar las variables y estados que se indican en el numeral 8.2.2.1.4 de esta norma de referencia, a fin de comparar éstas con las obtenidas en las pruebas del medidor ultrasónico de flujo en el laboratorio, para identificar las variación por los efectos de su instalación. Así mismo, se deben efectuar estas comparaciones de manera periódica durante la operación del mismo, de acuerdo con el numeral 14 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.

8.6 Calibración

La calibración del medidor de flujo ultrasónico, debe cumplir con los requisitos técnicos que se establecen en los numerales 8.2.3, 8.2.4, 8.3.2 al 8.3.5 de la NRF-111-PEMEX-2006; del numeral 10 del API MPMS 5.8:2005, o equivalente.


La calibración del computador de flujo, debe cumplir con los requisitos técnicos que se establecen en los numerales 8.2.3, 8.2.4, 8.3.2 al 8.3.5 de la NRF-111-PEMEX-2006; del numeral 11 del API MPMS 21.2:2000 (R2006), o equivalente.

Los Laboratorios de calibración que provean los servicios de metrología, deben cumplir con los requisitos técnicos que se establecen en la NRF-111-PEMEX-2006.

8.6.1 Requerimientos técnicos para la calibración

8.6.1.1 La calibración del medidor de flujo ultrasónico, los instrumentos y las variables utilizadas para los cálculos de medición se debe realizar mediante un laboratorio acreditado y se debe efectuar previo a la realización de las pruebas de aceptación en fabrica (FAT) y a las pruebas de aceptación en sitio (OSAT), conforme a lo indicado en los numerales 8.5.2 y 8.5.3 de esta norma de referencia, y el numeral 8.4 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.6.1.2 Se deben calibrar todos los instrumentos de manera separada, en su mismo circuito electrónico "loop", sin moverlos de su instalación permanente, sin desconectar cables a excepción del medidor ultrasónico que puede requerir una calibración fuera de línea (fuera de operación). El medidor ultrasónico de flujo se debe

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 26 DE 39
---	---	--

calibrar en los parámetros metrológicos que se especifiquen en la hoja de datos del Anexo 12.3 de esta norma de referencia y conforme a los requisitos específicos del proyecto.

8.6.1.3 El sistema de medición ultrasónico debe contar con los preparativos (accesorios mecánicos) para recibir el probador maestro para efectuar la calibración en sitio.

8.6.1.4 Durante el proceso de calibración del sistema de medición, el computador de flujo debe registrar de manera separada e independiente las cantidades medidas, el tiempo debe ser también registrado y mostrado en las pantallas del computador de flujo, así como en la HMI ó SDMC de la instalación.

8.6.1.5 La calibración del medidor de flujo ultrasónico en sitio, se debe efectuar con flujo utilizando hidrocarburo líquido, bajo las condiciones reales de operación. Los valores porcentuales a los cuales se debe calibrar el medidor ultrasónico son: 10, 25, 40, 70, y 100 por ciento del flujo máximo del medidor.

8.6.1.6 El probador ó medidor maestro para la calibración del sistema de medición ultrasónico, debe ser de menor incertidumbre al medidor ultrasónico del sistema bajo prueba.

8.6.2 Parámetros metrológicos

8.6.2.1 Los parámetros metrológicos del medidor de flujo ultrasónico deben cumplir con los requisitos técnicos que se establecen en el numeral 8.2.1 de la NRF-111-PEMEX-2006.

8.6.2.2 El desempeño general del sistema de medición ultrasónico de flujo de hidrocarburos fase líquida, debe cumplir con los siguientes requerimientos metrológicos antes de utilizar cualquier factor de ajuste en la calibración del medidor den flujo ultrasónico:

- La repetibilidad del valor medido para los tubos de medición ultrasónico debe ser de $\pm 0,02$ por ciento en puntos de compra-venta y en puntos de transferencia de custodia.
- La linealidad del valor medido para los tubos de medición ultrasónico debe ser de $\pm 0,2$ por ciento en puntos de compra-venta y en puntos de transferencia de custodia.
- El error máximo antes de utilizar cualquier factor de ajuste para los tubos de medición ultrasónico debe ser de $\pm 0.5 \%$ para puntos de compra-venta y en puntos de transferencia de custodia.

8.6.3 Caracterización del medidor ultrasónico en sitio

8.6.3.1 Se debe verificar el desempeño del medidor ultrasónico bajo las condiciones de operación reales, usando un medidor maestro conforme a lo establecido en el numeral 10 del API MPMS 5.8:2005 o equivalente.


8.6.3.2 Los requisitos técnicos y documentales para llevar a efecto la caracterización del medidor ultrasónico, deben ser conforme al 8.6 incisos a), b), y del d) al m) de la NRF-081-PEMEX-2005; adicionalmente se debe medir la velocidad el hidrocarburo en fase líquida bajo las condiciones reales de operación.

8.7 Embalaje y transporte

8.7.1 El sistema de medición ultrasónico para hidrocarburos fase líquida debe ser empacado, embalado y transportado para entrega en su destino final, por parte de proveedor o contratista.

8.7.2 Todos los equipos y componentes del sistema deben estar libres de defectos y vicios ocultos.

8.7.3 El almacenamiento del sistema de medición ultrasónico para hidrocarburos fase líquida debe estar bajo condiciones ambientales controladas, a fin de evitar contacto con atmósferas dañinas.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 27 DE 39
---	---	--

8.7.4 El embalaje y marcado de materiales y equipos para su embarque debe cumplir con los numerales 8.1.1 al 8.1.2, 8.1.6, 8.1.9 y 8.2 al 8.4 de la especificación P.1.0000.09:2005.

8.7.5 Para los aspectos de almacenamiento, transporte y manejo de los sistemas de medición, el proveedor o contratista debe cumplir los requisitos del numeral 8.2.6 de la NRF-111-PEMEX-2006.

8.8 Documentación que debe proporcionar el proveedor o contratista

8.8.1 Debe proporcionar toda la información técnica y documental del medidor de flujo ultrasónico conforme al numeral al 8.5 de la NRF-081-PEMEX-2005 y debe ser oficial, membretada, en idioma español y con firmas de autorización correspondientes.

8.9 Adiestramiento

8.9.1 PEMEX tiene la facultad de solicitar adiestramiento para su personal, si lo requiere.

8.9.2 Las prácticas de adiestramiento deben cubrir los aspectos de configuración, operación, mantenimiento y diagnóstico de todo el sistema de medición ultrasónico y deben cumplir con lo indicado en el numeral 8.7 de la NRF-081-PEMEX-2005.

8.9.3 La capacidad, conocimientos y experiencia del instructor en el campo de interés, se debe acreditar mediante currículum vitae.

9. RESPONSABILIDADES


9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Vigilar el cumplimiento de esta norma de referencia para la adquisición y/o contratación de servicios para el sistema de medición para hidrocarburos fase líquida en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

9.2 Proveedor o contratista. Es responsabilidad del proveedor o contratista cumplir con los requisitos del diseño, construcción, materiales, instalación, configuración, pruebas y puesta en operación del sistema de medición ultrasónico para hidrocarburos fase líquida, conforme a esta norma de referencia y los requisitos específicos del proyecto..

9.2.1 El proveedor o contratista debe responder plenamente ante la ocurrencia de anomalías en la operación de los sistemas de medición ultrasónica para hidrocarburos fase líquida que se originen por no aplicar lo indicado en esta norma de referencia.

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES

No tiene concordancia.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 28 DE 39
---	---	--

11. BIBLIOGRAFÍA

11.1 Guía para estimar la incertidumbre de las mediciones, Rev. 1 / 2004 emitida por el CENAM.

11.2 P.1.0000.09:2005 - Embalaje y marcado de equipos y materiales. Primera Edición.

11.3 P.2.0401.02:2005 – Simbología e identificación de instrumentos. Primera Edición.

11.4 P.2.0514.02:2007 – Sistemas de medición fiscal de hidrocarburos en fase gaseosa. Segunda Edición.

11.5 P.2.0602.02:2008 – Desplegados gráficos y base de datos para el SDMC de procesos. Segunda Edición

11.6 API MPMS 5.8: 2005 – Manual of petroleum measurement standards. Chapter 5 – Metering. Section 8 – Measurement of liquid hydrocarbons by ultrasonic flow meters using transit time technology. (Manual de mediciones estándares del petróleo. Parte 5 – Contabilización. Sección 8- Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de flujo ultrasónico utilizando tecnología de tránsito de tiempo).

11.7 API MPMS 8.2:1995 - Manual of petroleum measurement standards. Chapter 8 – Sampling - Section 2 –Standard practice for automatic sampling of liquid petroleum and petroleum products. . (Manual de mediciones estándares del petróleo. Parte 8 Muestreo – Sección 2 Práctica estándar para muestreo automático de petróleo líquido y productos de petróleo).

11.8 API MPMS 10.9:2005 – Manual of petroleum measurement standards. Chapter 10 – Sediment and water.- Section 9 – Standard test method for water in crude oils by coulometric Karl Fischer Titration. (Manual de mediciones estándares de petróleo. Parte 10 Sedimentos y agua – Sección 9 – Método estándar de prueba para agua en aceite crudo por coulometric Karl Fischer Titration).

11.9 API MPMS 12.3:2006 – Manual of petroleum measurement standards. Chapter 12 Calculation of petroleum quantities – Section 3 Volumetric Shrinkage resulting from blending light hydrocarbons with crude oils (Manual de mediciones estándares de petróleo. Parte 12 Cálculos de cantidades de petróleo Sección 3 Disminución volumétrica resultado de mezclar aceite crudo con hidrocarburos ligeros).


11.10 API MPMS 21.2 2000 (R2006) – Manual of petroleum measurement standards. Chapter 21 – Flow measurement using electronic metering systems Section 2 – Flow measurement using electronic metering systems, Inferred mass. Addendum, 2000, Reaffirmed 02/2006. (Manual de mediciones estándares del petróleo. Parte 21 – Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica Sección 2 – Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica, masa inferida. Adendum, 2000, Confirmada el 02/2006.

11.11 NORSOK STD I-105 2007 – Fiscal measurement system for hydrocarbon liquid (Sistema de medición fiscal para hidrocarburos líquidos).

12. ANEXOS

12.1. Medición de agua en aceite (opcional)

12.1.1 Requisitos de diseño:- Los requerimientos técnicos que se deben cumplir para medir el porcentaje de agua producida contenida por volumen en el aceite producido, debe ser de manera continua y automática, y

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 29 DE 39
---	--	--

efectuar el cálculo de agua tanto por volumen en condiciones estándar y como en base masa, ambos deben estar conforme al 6 de la Norsok STD I-105:2007 o equivalente.

12.1.1.1 Los métodos de cálculo deben cumplir con el Anexo D de la Norsok STD I-105:2007, o equivalente y con lo indicado en este anexo.

12.1.1.2 El medidor de agua en aceite se debe diseñar para una disponibilidad continua de la medición, y el tiempo de respuesta no debe ser mayor de un segundo.

12.1.1.3 La incertidumbre del medidor de agua (considerando una incertidumbre expandida con un factor de cobertura $K=2$) debe ser de $\pm 0,05$ por ciento del volumen absoluto para un contenido en agua de 0 por ciento al uno por ciento, o de $\pm 5,0$ por ciento de la lectura para un contenido en agua mayor al uno por ciento, conforme al 6.1.4.2 de la Norsok STD I-105:2007, o equivalente.

12.1.1.4 La repetibilidad debe ser menor al 0,5 por ciento para valores mayores al 0,01 por ciento de volumen de agua (para cinco repeticiones sucesivas), conforme al 6.1.4.2 de la Norsok STD I-105:2007, o equivalente.

12.1.1.5 El sistema de medición de agua en aceite no debe contar con partes móviles.


12.1.1.6 La señal eléctrica de salida debe ser de 4 a 20 mA y/o del tipo digital con protocolo Modbus RTU para su inclusión con el sistema de medición ultrasónico de hidrocarburos líquidos conforme la NRF-046-PEMEX-2003.

12.2 Sistema de muestreo (opcional)

12.2.1 Requerimientos funcionales

12.2.1.1 General

- a) El sistema de muestreo debe recoger y almacenar una muestra representativa de aceite de la línea de proceso para ser transportada al laboratorio para su análisis. El sistema se debe instalar cerca de la tubería de proceso y debe recoger por si solo muestras dentro de un período específico de tiempo de muestreo (un día, una semana, un mes o para una jornada de trabajo, entre otros) conforme al numeral 5.2 de la ISO 3171:1988 y a los requerimientos específicos de PEMEX. El equipo requerido para homogenizar la mezcla se debe instalar corriente arriba del probador de muestras.
- b) El sistema de medición ultrasónico de hidrocarburos en fase líquida debe controlar la operación automática del sistema de muestreo del aceite y debe:
 - b1) Proporcionar una señal de control de flujo, proporcional al volumen.
 - b2) Supervisar el volumen de la muestra recogida y el estado de operación del sistema de muestreo.
- c) Además, debe tener un punto para toma manual de la muestra, donde el probador manual de la muestra debe estar instalado para toma de una muestra representativa del fluido de proceso. El equipo de mezclado se debe instalar corriente arriba del probador de muestras. Sin embargo si un muestreador automático es incluido en el sistema de medición ultrasónico, el muestreo manual debe ser tomado desde este mismo probador. Cuando se instalan múltiples tomas de muestras se debe proporcionar el arreglo mecánico que asegure muestras representativas y se debe evitar la interacción entre probadores.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 30 DE 39
---	---	--

12.2.1.2 Arreglo esquemático del equipo

- a) El sistema se debe diseñar de acuerdo con ISO 3171:1988. Debe ser opcional la aplicación de las enmiendas y los suplementos a la ISO 3171:1988, y debe cumplir con los requisitos específicos del proyecto.
- b) Los requisitos específicos del muestreo, deben cumplir con el API MPMS 8.2:1995.
- c) El equipo de muestreo debe estar contenido en gabinetes, a excepción de:
 - c1) Las tomas de muestra o el extractor en línea.
 - c2) Tubería de / hacia la línea principal.
 - c3) El sistema de presión de respaldo.
 - c4) El mezclador estático en-línea (opcional).
 - c5) La bomba (conforme al requisito específico del proyecto).
- d) Los gabinetes deben estar situados lo mas cerca al punto de muestreo, conforme lo permita la instalación.
- e) Los gabinetes y el tubing deben estar aislados térmicamente y deben ser calentados para mantener la temperatura del fluido de muestreo 10 °C arriba de la aparición de cero (opcional), o de la temperatura del punto de rocío, cualquiera que sea la mayor. En caso necesario, se debe suministrar calor y aislamiento de la tubería y del receptor de la muestra. El calentamiento debe ser ajustable. No se debe instalar ninguna trampa de agua entre el probador y el receptor de la muestra.
- f) El punto manual para muestra debe estar equipado con un sistema de limpieza mediante un chorro de agua y contar con un gabinete equipado con válvulas y conectores de conexión rápida.

12.2.1.3 Desempeño


- a) Capacidad. El tamaño del receptor de la muestra debe permitir acumular hasta 10 000 ml por período de muestra dentro del 80 por ciento del rango de su llenado. El tamaño mínimo de la muestra debe ser de 1 ml o conforme a los requerimientos específicos del proyecto. Para la carga por lotes el número de muestras se debe limitar por la frecuencia máxima del muestreo.
- b) Incertidumbre. Debe cumplir con la ISO 3171:1988. Para el contenido en agua arriba del 0,5 por ciento, se debe tomar especial atención (se debe revisar el diseño, y las pruebas, incluyendo márgenes adicionales en el diseño) para asegurar la conformidad con los límites de incertidumbre y el funcionamiento apropiado del sistema de medición.
- c) Disponibilidad. El sistema se debe diseñar para medición continua en todos los rangos de flujo del sistema de medición ultrasónico.

12.2.1.4 Requerimientos operacionales. La función de control debe ser efectuada desde un controlador dedicado, desde el sistema de medición ultrasónico o del sistema de control principal de la instalación. Debe existir un monitoreo continuo en la unidad de control del volumen de la muestra recolectada y de alarma por llenado máximo.

12.2.1.5 Requerimientos de mantenimiento. Se debe tener fácil acceso a los gabinetes para todos sus componentes principales y válvulas.

12.2.1.6 Aislamiento y seccionamiento. Se deben suministrar los accesorios y valvular necesarias para aislar el sistema de muestreo del proceso principal, conforme a los requerimientos operacionales de la instalación.

12.2.1.7 Requerimientos de interfase de comunicación. El sistema de muestreo debe ser capaz de comunicarse con el SDMC o el computador del sistema de medición ultrasónico mediante un puerto de comunicación digital RS-485 redundante con protocolo Modbus RTU conforme a la NRF-046-PEMEX-2003.

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 31 DE 39
---	---	--

12.2.1.8 Requerimientos de prueba y comisionamiento. Las pruebas de aceptación en fábrica deben ser llevadas conforme al 15.3 f) de la ISO 3171:1988. La verificación de la eficiencia del mezclado conforme al 12.3 de la ISO 3171:1988 o con el Apéndice B del API MPMS 12.3:2006, o equivalente. El contenido de agua debe ser determinado de acuerdo con el API MPMS 10.9:2005, o equivalente.


12.2.2 Requerimientos técnicos

12.2.2.1 Instalación y posición del probador de muestra. La instalación del muestreador de prueba debe cumplir con 5.2 al 5.5, 7.2, 7.3, 8.2 y al Anexo A de la ISO 3171:1988, para instalaciones en línea de desvío (by pass) el muestreador de prueba debe ser del tipo tubo pitot y cumplir con 7.2 al 7.3 de la ISO 3171:1988.

12.2.2.2 Dispositivo de mezclado y su selección. La necesidad de acondicionar la mezcla debe cumplir con el Anexo A de la ISO 3171:1988. El tipo de dispositivo de mezclado debe cumplir con el 5.4 de la ISO 3171:1988. El probador debe ser instalado en posición horizontal con la tubería de proceso conforme a la figura 9 de la ISO 3171:1988.


12.2.2.3 Diseño del probador. El sistema de muestreo debe ser del tipo intermitente conforme a la figura 9 de la ISO 3171:1988. La velocidad en la entrada debe ser mantenida ± 10 por ciento de la velocidad de la tubería principal en la entrada del probador. Cada dispositivo/bomba de separación debe ser operado manualmente desde el tablero.


12.2.2.4 Receptores de la muestra. Los receptores y contenedores de la muestra deben ser del tipo estacionario. Para crudo/ condensado no estabilizado se debe utilizar un receptor de muestra tipo pistón con una presión de respaldo de un gas inerte. Para crudo estabilizado se debe utilizar un receptor con volumen fijo. El receptor de muestra tipo pistón debe estar equipado con un indicador de posición del pistón, tipo magnético. El receptor de muestra tipo estacionario debe estar equipado con un mezclador.


 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 32 DE 39
---	---	--


12.3 Hoja de datos para especificar el sistema de medición ultrasónico


El contenido de la presente hoja de datos básicos es enunciativo y no limitativo.


 PEMEX		HOJA DE DATOS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN ULTRASÓNICO		
Número de Proyecto:		Fecha:		Hoja: 1 de 2
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:	Fecha:	DTI:
				Pedido
			No. de Lazo:	No.:
				Partida:
Requerimientos Generales del Sistema	1	Identificación		
	2	Servicio	Tipo de fluido a medir:	
	3	Condiciones ambientales	%Humedad relativa _____ 3 Temperatura (°C) Mínima _____ Máxima _____	
	4	Dimensiones	Del medidor: _____ mm _____ pulgadas Del sistema completo: _____ m _____ pulgadas	
	5	Cantidad de medidores	_____ piezas	
	6	Condiciones de operación	P mínima ____ kg/cm ² P normal ____ kg/cm ² P máxima ____ kg/cm ² T mínima ____ °C T normal ____ °C T máxima ____ °C F mínimo ____ m ³ /h F normal ____ m ³ /h F máximo ____ m ³ /h Gravedad especifica _____ Caída de presión máxima _____ kg/cm ² Densidad ____ kg/m ³	
	7	Parámetros metrológicos	Rango calibrado: _____ Error máx. antes de calibración: _____ Incertidumbre : _____ Linealidad: _____ Repetibilidad: _____ Rango máximo /mínimo: _____ Factor de medición: _____	

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 33 DE 39
---	---	--


 PEMEX		HOJA DE DATOS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN ULTRASÓNICO		
Número de Proyecto:		Fecha:		Hoja: 2 de 2
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:	Fecha:	DTI:
				Pedido
			No. de Lazo:	No.: Partida:
Medidor de flujo ultrasónico	8	Tipo de medición	Unidireccional <input type="checkbox"/> Bidireccional <input type="checkbox"/>	
	9	Cédula	40 <input type="checkbox"/> 80 <input type="checkbox"/> Otro _____	
	10	Tipo de bridas	WNRF <input type="checkbox"/> RTJ <input type="checkbox"/> DIN <input type="checkbox"/> Otro _____	
	11	Clase de las bridas	150 <input type="checkbox"/> 300 <input type="checkbox"/> 600 <input type="checkbox"/> 900 <input type="checkbox"/>	
	12	Transductores	Tipo: _____ cantidad: _____ Montaje: _____ Intrínsecamente seguros _____	
	13	Material	Del cuerpo: ASTM A105 <input type="checkbox"/> SS-316L <input type="checkbox"/> Otro: _____ Del acondicionador de flujo: SS-316L <input type="checkbox"/> Otro: _____ De las bridas: ASTM A105 <input type="checkbox"/> SS-316L <input type="checkbox"/> Otro: _____	
	14	Acondicionador de flujo	Acero inoxidable 304 <input type="checkbox"/> Acero inoxidable 316L <input type="checkbox"/> Otro _____	
Computador de flujo	15	Voltaje de alimentación	12 a 24 Vc.d. <input type="checkbox"/> 120 V c.a. <input type="checkbox"/> 220 V c.a. <input type="checkbox"/>	
	16	Tipo de puerto de comunicación	RS-232 <input type="checkbox"/> RS-422 <input type="checkbox"/> RS-485 <input type="checkbox"/> Otro _____	
	17	Clasificación eléctrica de la unidad	Clase 1 División 1 Grupos B, C y D <input type="checkbox"/> Clase 1 División 2 Grupos B, C y D <input type="checkbox"/> Intrínsecamente seguro <input type="checkbox"/>	
	18	Programa de diagnóstico	Estándar del fabricante <input type="checkbox"/> Otro _____	
	19	Programa de configuración	Estándar del fabricante <input type="checkbox"/> Otro _____	

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 34 DE 39
---	---	--

 PEMEX		HOJA DE DATOS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN ULTRASÓNICO			
Número de Proyecto:			Fecha:		Hoja: 1 de 2
Elaboró:	Revisó:	Aprobó:	Fecha:	DTI:	Pedido
				No. de Lazo:	No.: Partida:
Interfase Humano Máquina	20	Identificación			
	21	Servicio			
	22	Condiciones ambientales	%Humedad relativa _____ Temperatura (°C) Mínima _____ Máxima _____		
	23	Carateristicas técnicas	Velocidad del procesador: _____ GHz a 64 Bits Unidad de memoria tipo: DVD-RW: Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Disco duro de: _____ Gb Memoria RAM: _____ Gb Tarjeta de red Ethernet 10/100 Mb: Alámbrica <input type="checkbox"/> Inalámbrica <input type="checkbox"/> Puertos disponibles serie: <input type="checkbox"/> paralelo: <input type="checkbox"/> Pantalla de matriz activa TFT: 19" <input type="checkbox"/> 21" <input type="checkbox"/> Otro: _____ Sistema Operativo: Windoswx XP <input type="checkbox"/> Windows Vista <input type="checkbox"/> Otro: _____ Controlador de cursor: Alambrico <input type="checkbox"/> Inalambrico <input type="checkbox"/> Función: Estación de operación <input type="checkbox"/> Estación de ingeniería <input type="checkbox"/>		
Secciones de tubería aguas arriba y aguas abajo	24	Cédula	40 <input type="checkbox"/> 80 <input type="checkbox"/> Otro _____		
	25	Tipo de bridas	WNRF <input type="checkbox"/> RTJ <input type="checkbox"/> DIN <input type="checkbox"/> Otro _____		
	26	Clase de bridas	150 <input type="checkbox"/> 300 <input type="checkbox"/> 600 <input type="checkbox"/> 900 <input type="checkbox"/>		
	27	Código de diseño de las bridas			
Válvula	28	De control	Requerida <input type="checkbox"/> No Requerida <input type="checkbox"/>		
SFI	29	Requerido	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
Transmisores electrónicos	31	Características	Presión <input type="checkbox"/> Temperatura <input type="checkbox"/> Densidad <input type="checkbox"/>		


 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 35 DE 39
---	---	--

12.4 Hoja de datos para especificar el transmisor de presión


		HOJA DE DATOS TRANSMISOR DE PRESIÓN				No. DOC.	REVISIÓN	FECHA
Rev.:	Fecha:	Descripción de la Revisión:	Elaboró:	Revisó:	Verificó:	Validó:	Observaciones:	
IDENTIFICACIÓN:		RANGO CALIBRADO:	PRESIÓN DE PROCESO (MAX. / NOR. / MIN.):		TEMPERATURA DE PROCESO (MAX. / NOR. / MIN.):		SERVICIO:	
CUERPO DEL TRANSMISOR					CARACTERÍSTICAS DEL DESEMPEÑO			
1	Cuerpo/Tipo de brida		38	Presión de prueba				
2	Conexión a proceso		39	Exactitud / Rangeabilidad				
3	Localización venteo / drene		40	Repetibilidad				
4	Montaje		41	Estabilidad				
5	Material cuerpo / brida		42	Límites de temperatura ambiente				
6	Material del venteo / drene		43	Error por temperatura ambiente				
7	Material de los pernos		44	Error por choque y vibración				
8	Material del adaptador y bridas		45	Error por variaciones de presión estática				
9	Material empaque / anillo		46	Error por variaciones en el suministro				
10	Material de los accesorios de montaje o		47	Banda muerta				
ELEMENTO SENSOR					ACCESORIOS			
11	Tipo de sensor		48	Indicador remoto				
12	Span		49	Otros				
13	Material del sensor							
14	Fluido de llenado							
TRANSMISOR					REQUERIMIENTOS ESPECIALES			
15	Rango calibrado							
16	Tipo de señal de salida		50	Identificación de acuerdo a proyecto				
17	Tipo de caja		51	Especificación de referencia				
18	Curva característica		52	Preparación especial				
19	Comunicación digital		53	Cumplimiento con norma / estándar				
20	Alimentación eléctrica		54	Configuración de software				
21	Indicación local		55	Bloques de funciones				
22	Limitación de carga		56	Tiempo de respuesta				
23	Certificación/ aprobación							
24	Ajuste de cero -Span							




25	Acción a falla/ diagnósticos				
26	Material de la caja				
27	Consumo eléctrico				
SELLO DE DIAFRAGMA			DATOS FÍSICOS		
28	Tipo de sello		57	Peso	
29	Conexión a proceso		58	Dimensiones	
30	Conexión al instrumento		59	Conexión eléctrica	
31	Longitud del capilar / diámetro				
32	Material del diafragma				
33	Material de la brida superior				
34	Material de la brida inferior				
35	Material de los tornillos				
36	Material del empaquete				
37	Líquido de llenado				


 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 37 DE 39
---	---	--


12.5 Hoja de datos para especificar el transmisor de temperatura.

		HOJA DE DATOS TRANSMISOR DE TEMPERATURA		No. DOC.	REVISIÓN	FECHA
Rev.:	Fecha:	Elaboró:	Revisó:	Verificó:	Validó:	
IDENTIFICACIÓN:		RANGO CALIBRADO:	TEMPERATURA DE PROCESO (MAX. / NOR. / MIN.):		SERVICIO:	
1	SENSOR (ENTRADAS)		29	CUERPO DEL TRANSMISOR		
2	TIPO DE SENSOR		30	Montaje:		
3	Nuevo <input type="checkbox"/> Existente <input type="checkbox"/>		31	Conexión Eléctrica:		
4	TERMOPAR:	B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E <input type="checkbox"/>	32	Protección envolvente:		
5		J <input type="checkbox"/> K <input type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/>	33	Material:		
6		R <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> U <input type="checkbox"/>	34	Certificaciones:		
7	RTD:	Pt 100 <input type="checkbox"/> Pt 500 <input type="checkbox"/>	35	Indicador:		
8		Pt 1000 <input type="checkbox"/> Ni 100 <input type="checkbox"/>	36	Reporte de calibración:		
9		Ni 500 <input type="checkbox"/> Ni 1000 <input type="checkbox"/>	37	TERMOPOZO		
10		2 hilos <input type="checkbox"/>	38	Material:		
11		3 hilos <input type="checkbox"/>	39	Servicio Amargo:		
12		4 hilos <input type="checkbox"/>	40	Forma:		
13	mV:	mV <input type="checkbox"/>	41	Construcción:		
14	Resistencia:	10 a 400 Ω <input type="checkbox"/>	42	Conexión a proceso:		
15		10 a 2000 Ω <input type="checkbox"/>	43	Long. De inserción:		
16	Otros:		44	ACCESORIOS		
17	TRANSMISOR		45	Cable de extensión:		
18	Salidas:		46	Niple de extensión:		
19	Suministro eléctrico (VCD):		47			
20	Rango (°C):		48	Fabricante		
21	Span min. / max (°C):		49	Modelo		
22	DESEMPEÑO		50	REQUERIMIENTOS ESPECIALES		
23	Exactitud:		51	Bloque de funciones:		
24	Estabilidad por año:		52	Otros		
25	Ajuste de amortiguamiento (seg):		53	Herramienta de configuración		
26	Linealización:		54	OBSERVACIONES		
27	Compensación de junta Fría:		55			
28	Diagnostico/señal a falla	Escala Mínima <input type="checkbox"/> Escala Máxima <input type="checkbox"/>	56			

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 38 DE 39
---	---	--

12.6 Hoja de datos para especificar el transmisor de densidad

 PEMEX		HOJA DE DATOS PARA EL TRANSMISOR DE DENSIDAD				Hoja 1 de 1		
		Rev.	Por	Fecha	Reviso	Hoja de especificación		Rev. 1
						Contrato		Fecha
						Requisición		
						Elaboro	Reviso	Valido
General	1	No. de identificación						
	2	Tipo de analizador						
	3	No. de línea						
	4	Cédula de tubería						
	5	Servicio						
Sensor	6	Tipo						
	7	Sistema de compensación						
	8	Material del sensor						
	9	Material del portasensor						
	10	Tipo de conexiones a proceso						
	11	Ensamblaje para inserción/extracción portasensor, con válvula bola para aislarlo del proceso						
	12	Accesorio de limpieza						
Transmisor	13	Válvula dren						
	14	Tipo						
	15	Material de la caja						
	16	Tipo de caja						
	17	Clasificación eléctrica						
	18	Suministro eléctrico						
	19	Rango de instrumento./calibrado						
	20	Señal de salida						
	21	Puerto de comunicación						
	22	Alarmas						
	23	Indicación local						
	24	Accesorios						
	25	Soluciones de calibración						
	26	Montaje						
	27	Herramienta de diagnóstico						
Condiciones de operación	28	Fluido						
	29	Temperatura °C						
	30	Presión kg/cm ²)						
	31	Peso molecular						
	32	Densidad @ P y T (kg/cm ³)						
	33	Densidad estándar (kg/cm ³)						
	34	°API						
	35	Fabricante						
	36	Marca						
	37	Modelo						
Notas								

 PEMEX Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	MEDICIÓN ULTRASÓNICA PARA HIDROCARBUROS FASE LÍQUIDA	NRF-240-PEMEX-2009 Rev: 0 PÁGINA 39 DE 39
---	---	--

12.7 Presentación de documentos equivalentes

Si el proveedor o contratista considera que un documento normativo es equivalente al documento normativo (Norma, Código, Especificación o Estándar) indicado en esta norma de referencia, debe solicitar por escrito a PEMEX la revisión, para en su caso autorización, del documento presuntamente equivalente, anexando los antecedentes y argumentación en forma comparativa, concepto por concepto, demostrando que como mínimo se cumplen los requisitos de la Norma, Código, Especificación o Estándar en cuestión. PEMEX debe dar respuesta por escrito a dicha solicitud, indicando si es o no autorizado para utilizarse como documento normativo equivalente.

Los documentos señalados en el párrafo anterior si no son de origen mexicano, deben estar legalizados ante cónsul mexicano o, cuando resulte aplicable, apostillados de conformidad con el “Decreto de promulgación de la Convención por la que se Suprime el Requisito de Legalización de los Documentos Públicos Extranjeros” publicado en el Diario Oficial de la Federación del 14 de agosto de 1995. Los documentos que se presenten en un idioma distinto al español se deben acompañar con su traducción hecha por perito traductor. En caso que PEMEX no autorice el uso del documento normativo equivalente propuesto, el Proveedor o Contratista está obligado a cumplir con la normatividad establecida en esta Norma de Referencia.