DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Al margen un sello con el Escudo Nacional que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

LUIS REYNALDO VERA MORALES, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el Transitorio Décimo Noveno, segundo párrafo, del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, y en los artículos 1o., 2o., 3o., fracción XI, incisos c. d. y e., 5o., fracciones III, IV, VI y XXX, 6, fracción I, incisos a) y d), 27 y 31, fracciones II, IV y VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 95 y 129 de la Ley de Hidrocarburos; 1o., 2o., fracción I, 17, 26 y 32 Bis de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 4o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., fracciones I y II, 2o., fracción XXXI, inciso d), y segundo párrafo, 5o., fracción I, 41, 42, 43, fracción VIII, y 45 Bis, párrafo segundo del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y 1o., 3o., fracciones I, V, VIII y XLVII del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

Que el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, en cuyo artículo Décimo Noveno Transitorio se ordena al Congreso de la Unión la creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión, con atribuciones para regular y supervisar, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, las Instalaciones y actividades del Sector Hidrocarburos, incluyendo las actividades de desmantelamiento y abandono de Instalaciones, así como el control integral de residuos.

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en la cual se establece que la Agencia tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones del Sector Hidrocarburos, por lo que cuenta con atribuciones para regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente las actividades del Sector, considerando aspectos preventivos, correctivos y de remediación en casos de Emergencias.

Que la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos establece, entre otras, las atribuciones de esta Agencia para: a) Emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente que resulten aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, y b) Regular a través de lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general necesarias en las materias de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección del medio ambiente.

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de Hidrocarburos en la que se define el Expendio al Público como la venta al menudeo directa al consumidor de Gas Natural o Petrolíferos, entre otros combustibles, en Instalaciones con fin específico o multimodal, incluyendo Estaciones de Servicio, de compresión y de carburación, entre otras.

Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, en el que se detalla el conjunto de atribuciones que deberá ejercer esta Agencia, entre las que se encuentran, emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente que resulten aplicables a las actividades del Sector.

Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el cual establece que las actividades de Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, gestión de los Sistemas Integrados y Expendio al Público a que se refiere dicho Reglamento,

deberán realizarse de manera eficiente, homogénea, regular, segura, continua y uniforme, en condiciones no discriminatorias en cuanto a su calidad, oportunidad, cantidad y precio.

Que el citado Reglamento señala que el Expendio al Público de Gas Natural y Petrolíferos podrá llevarse a cabo a través de Estaciones de Servicio con fin Específico, Bodegas de Expendio, Estaciones de Servicio Multimodales, así como los demás medios que establezca la Comisión mediante disposiciones administrativas de carácter general.

Que la Ley de Hidrocarburos señala que corresponde a la Agencia emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial y operativa, así como de protección al medio ambiente en la industria de Hidrocarburos, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable las actividades de la industria de Hidrocarburos.

Que derivado de los riesgos asociados al desarrollo de las actividades de Expendio al Público de Gas Natural y/o Petrolíferos, es necesario establecer las directrices técnicas sobre las instalaciones y las actividades para reducir, evaluar, prevenir, mitigar, controlar y administrar los riesgos en el Sector.

En virtud de lo antes expuesto y fundado, se expide la siguiente:

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS LINEAMIENTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE, PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Los presentes Lineamientos tienen por objeto establecer las especificaciones técnicas y requisitos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento, que deberán cumplir los Regulados que cuenten con Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Artículo 2. Los presentes Lineamientos son de observancia general y obligatoria en todo el territorio nacional para los Regulados que desarrollen las actividades de Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en cualquiera de las combinaciones de los combustibles siguientes:

I. Gasolinas y/o Diésel para vehículos automotores;

II. Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores;

III. Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión;

IV. Gas Natural Comprimido para vehículos automotores, y

V. Gas Licuado de Petróleo en Recipientes Portátiles mediante Bodega de Expendio.

Artículo 3. Para los efectos de aplicación de los presentes Lineamientos, se estará a los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y en el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y en los reglamentos aplicables en materia de los presentes Lineamientos, así como a la regulación emitida por la Agencia que sea aplicable, y a las definiciones siguientes:

I. **Análisis de Capas de Protección:** Herramienta semi-cuantitativa de análisis y evaluación de riesgos que permite determinar si se requieren implementar Capas de Protección Independientes de seguridad en los escenarios de mayor riesgo identificados en el Análisis de Riesgo, comúnmente denominado LOPA por sus siglas en inglés; *Layers Of Protection Analysis*.

II. **Área de almacenamiento:** Área destinada a los Tanques o Recipientes, accesorios, bombas, compresores y tuberías de trasvase o a la guarda de Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión.

III. **Área de carga y/o descarga:** Lugar destinado a las maniobras de carga y/o descarga de Recipientes Portátiles o Recipientes Transportables sujetos a presión en Vehículos de Reparto.

IV. **Área de descarga de Gas Natural Comprimido:** Espacio y conjunto de equipos y accesorios utilizados para transferir el Gas Natural Comprimido de los Módulos de almacenamiento transportables a otros sistemas de las instalaciones para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

V. **Área de Expendio:** Área delimitada para llevar a cabo las actividades de Expendio de Petrolíferos y/o Gas Natural de forma segura, que contiene los sistemas, instrumentos, equipos y accesorios necesarios, tales como las islas o módulos de despacho de Gasolina y/o Diésel, llenaderas de Gas Natural Comprimido, Báscula de operación y báscula de seguridad para llenado parcial o total de Recipientes Portátiles de Gas Licuado de Petróleo, Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores y entrega al público de Gas Licuado de Petróleo mediante Recipientes Portátiles.

VI. **Área de Recipientes con fuga:** Área destinado para ubicar los Recipientes Portátiles y/o Recipientes Transportables sujetos a presión que presenten fuga.

VII. **Área de revisión de Recipientes Portátiles:** Área delimitada donde el personal que opera la instalación inspecciona visualmente si existen daños, fallas o fugas en los Recipientes Portátiles, previo a su llenado parcial o total.

VIII. **Bitácora:** Registros físicos y/o digitales de las actividades de Mantenimiento y Operación.

IX. **Bocatoma:** Punto donde se une la manguera de alimentación o llenadera con el sistema de Trasvase de la instalación para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

X. **Capa de Protección Independiente:** Sistema, dispositivo o acción, que cumple con las características de efectividad, independencia y ser auditable.

XI. **Certificado de fabricación:** El documento emitido y avalado por el fabricante original del equipo, en el que se establece el diseño, materiales, datos e información para su uso, pruebas y revisiones, acordes con lo establecido en el código o norma empleados para su construcción.

XII. **Condiciones de operación:** Las variables de funcionamiento de los equipos, que incluyen los límites de presión y temperatura aceptados y reconocidos como seguros, de acuerdo con las características de diseño y fabricación, y que no activan los dispositivos de seguridad ni sobrepasan los rangos de seguridad de sus instrumentos de control.

XIII. **Construcción:** Etapa donde se ejecutan actividades y obras, a través de diferentes especialidades, para erigir las Instalaciones definidas en el Diseño.

XIV. **Dictamen:** Documento que emite un Tercero Autorizado, en el cual se establece el resultado de la verificación del cumplimiento de obligaciones en las materias de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

XV. **Director Responsable de Obra:** Profesional asignado por el Regulado que es titular del proyecto ejecutivo ante la autoridad correspondiente y responsable de la ejecución del Proyecto para la correcta aplicación y cumplimiento de las disposiciones técnicas, legales y normativas que incidan o se relacionen con la construcción y la utilización de bienes y prestación de Servicios.

XVI. **Diseño:** Etapa del ciclo de vida de un Proyecto donde se establecen las especificaciones técnicas necesarias para el desarrollo de las actividades o instalaciones del Sector Hidrocarburos, que correspondan.

XVII. **Diseño original:** Información del Libro de Proyecto, previo a la Construcción que específica las condiciones de Diseño, de Operación, de Seguridad Operativa, las características y materiales utilizados en la Instalación, estructuras, accesorios, equipos y sistemas.

XVIII. **Disposiciones o lineamientos:** Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

XIX. **Dispositivos de alivio de presión o dispositivo de seguridad:** Los accesorios o cualquier otro elemento calibrados para desahogar una sobrepresión, tales como válvulas de seguridad, válvulas de alivio de presión, discos de ruptura, entre otros.

XX. **Dispositivo de llenado de desconexión seca:** Dispositivo que permite el Trasvase de Gas Licuado de Petróleo, desde la llenadera o múltiple de llenado hacia los Recipientes Portátiles.

XXI. **Exámenes no destructivos:** Los tipos de ensayos practicados al material de un tanque o recipiente de Almacenamiento y/o a sus uniones, que no alteran de manera permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales, pueden ser los siguientes entre otros:

1. Ultrasonido (medición de espesores y detección de fallas);

2. Radiografiado;

3. Neutrografía;

4. Emisión acústica;

5. Líquidos penetrantes;

6. Electromagnetismo (Corrientes de Eddy);

7. Partículas magnéticas;

8. Prueba de fuga, y

9. Revisión visual.

XXII. **Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural:** El Expendio al público de Gasolinas y/o Diésel y/o Gas Licuado de Petróleo y/o Gas Natural Comprimido para vehículos automotores; y/o Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total y/o Gas Licuado de Petróleo en Recipientes Portátiles mediante Bodega de Expendio, que se realiza en una Instalación.

XXIII. **Gabinete:** Mueble diseñado para estibar, almacenar y resguardar Recipientes Portátiles en las áreas de almacenamiento.

XXIV. **Hallazgo:** El resultado de evaluar la evidencia contra un criterio.

XXV. **Instalación reparada o modificada:** Es el conjunto de estructuras, equipos, tuberías, sistemas eléctricos, accesorios, instrumentos, auto tanque, hardware, software, dispuestos para un proceso, servicio principal, almacenamiento, carga/descarga de productos, sistema de desfogue, transporte, distribución y reparto, entre otros, que han sido intervenidos por mantenimiento para asegurar que continúen desempeñando las funciones para las cuales fueron diseñados.

XXVI. **Instrucciones o procedimientos de seguridad:** La descripción, en orden lógico y secuencial, de las actividades y condiciones seguras que deberán seguir los trabajadores en la operación, revisión, mantenimiento, pruebas de presión y exámenes no destructivos de los equipos.

XXVII. **Instrumentos de control:** Los elementos instalados en el equipo para manejar, regular y/o supervisar sus variables de operación, entre otros, las columnas de agua, los indicadores de nivel y los controles de presión.

XXVIII. **Libro de Proyecto:** Compendio de la información necesaria, generada y documentada por las disciplinas que intervienen e integran un Proyecto.

XXIX. **Lugares de concentración pública:** Los destinados por su naturaleza a actividades de esparcimiento, deportivas, educativas, de trabajo, comerciales, de salud, religiosas, sociales, de descanso, además de cualquier otra área abierta o cerrada en donde se reúna público.

XXX. **Mantenimiento:** Actividades orientadas a preservar la integridad, funcionalidad y confiabilidad de los equipos e instalaciones.

XXXI. **Módulo:** Sección del área de almacenamiento, destinada para agrupar Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión.

XXXII. **Múltiple de llenado de Recipientes Portátiles:** Parte del Sistema de Trasvase localizado en el Área de expendio que tiene instaladas más de una llenadera para Recipientes Portátiles.

XXXIII. **NPT:** Nivel de piso terminado.

XXXIV. **Operación:** Etapa donde se ejecutan las actividades del Sector Hidrocarburos, de acuerdo con las especificaciones establecidas para tal fin.

XXXV. **Peso total del recipiente (PTR):** Es la suma de los pesos, del recipiente a presión diseñado para contener Gas Licuado de Petróleo y del Gas Licuado de Petróleo contenido en el Recipiente Portátil a presión, expresado en kilogramos (kg).

XXXVI. **Presión de calibración:** El valor de la presión al que se ajusta la apertura de un dispositivo de alivio de presión.

XXXVII. **Presión de diseño:** El valor de la presión establecido en la fabricación del equipo y/o segmento de un sistema, sobre las condiciones más severas de presión y temperatura esperadas durante su funcionamiento, y conforme a las cuales se determinan las especificaciones más estrictas de espesor de pared y de sus componentes.

XXXVIII. **Presión de operación:** La presión manométrica a la que funciona un equipo y/o segmento de un sistema, en condiciones normales.

XXXIX. **Presión de operación máxima:** El valor de presión más severo de un equipo y/o segmento de un sistema, esperado durante la Operación.

XL. **Presión de prueba:** El valor de la presión a la que se somete un equipo y/o segmento de un sistema, con base en el código o norma de construcción, para comprobar que sus partes constitutivas son seguras en su operación.

XLI. **Presión de trabajo máxima permitida:** El menor de los valores de presión calculado para cualquiera de las partes esenciales del equipo según su diseño, o recalculado usando los espesores actuales, sin que presente deformación permanente.

XLII. **Recipiente de almacenamiento:** Recipiente no transportable a presión para contener Gas Licuado de Petróleo, instalado permanentemente en una instalación para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

XLIII. **Recipiente receptor:** Recipiente no transportable destinado a recibir el contenido de Recipientes Portátiles a presión dañados o con fuga.

XLIV. **Recipiente Transportable sujeto a presión:** El envase utilizado para contener Gas Natural licuado o comprimido, así como Gas Licuado de Petróleo y otros Petrolíferos, que, por sus características de seguridad, peso y dimensiones, debe ser manejado manualmente por personal capacitado del Permisionario, en términos de las normas oficiales mexicanas.

XLV. **Recomendación:** Acción preventiva y/o correctiva para corregir y/o administrar los riesgos.

XLVI. **Reparación:** Los trabajos realizados, de conformidad con un código o norma, que restauran a un estado apropiado al equipo para que funcione en condiciones seguras.

XLVII. **Revisión:** Las actividades realizadas por personal con conocimientos para determinar si el equipo opera en condiciones seguras de funcionamiento y se cumplen los procedimientos de operación y los programas de mantenimiento.

XLVIII. **Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA):** Revisión documental y de campo previo al arranque de una instalación nueva, reparada, modificada, o reactivada, con la finalidad de verificar que se hayan cumplido los aspectos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente del Diseño y Construcción, así como lo relativo a la Operación y el Mantenimiento.

XLIX. **Separador mecánico:** Dispositivo que ha sido diseñado para impedir la liberación de Gas Licuado de Petróleo al ambiente, al separarse dos tramos de manguera de una toma de Trasvase; asimismo, tiene la finalidad de actuar cuando se aplica una fuerza imprevista, en caso de que se mueva el vehículo accidentalmente estando conectada la manguera.

L. **Sistema contra incendio:** Conjunto de elementos cuya finalidad es detectar, alarmar, controlar, mitigar y minimizar las consecuencias de fugas, derrames, incendios o explosiones.

LI. **Sistema de Trasvase:** Conjunto de tuberías, válvulas, equipos y Accesorios para transferir Gas Licuado de Petróleo o Gas Natural Comprimido, construido para quedar instalado permanentemente en una Estación de Servicio.

LII. **Sistema de vaciado de Recipientes Portátiles:** Conjunto de tuberías, mangueras, conexiones, válvulas, Accesorios y Recipiente receptor, destinados al vaciado de recipientes que presenten fuga y/o daño físico.

LIII. **Tanque de almacenamiento:** Tanque no transportable a presión para contener Gas Natural, instalado permanentemente en una Instalación para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

LIV. **Temperatura de diseño:** La temperatura esperada en el equipo y/o segmento de un sistema, bajo las condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

LV. **Temperatura de operación:** La temperatura máxima del metal en el equipo y/o segmento de un sistema que se alcanza bajo condiciones normales de funcionamiento, y que nunca deberá exceder el valor de la temperatura de diseño.

LVI. **Toma de recepción:** Punto de conexión con la manguera proveniente del Auto-tanque que abastece Gas Licuado de Petróleo a los Recipientes de almacenamiento de la Instalación para el Expendio Simultáneo.

LVII. **Unidad Habitacional Multifamiliar:** Edificio que contiene tres o más unidades de vivienda.

LVIII. **Válvula de alivio hidrostático:** Dispositivo mecánico de operación automática utilizado para liberar el exceso de presión hidrostática en los tramos de la tubería y manguera de Trasvase en fase líquida, abriéndose al alcanzar un valor predeterminado y cerrándose al caer la presión por debajo de dicho valor.

LIX. **Válvula de alivio de presión:** Dispositivo mecánico de acción automática utilizado para aliviar la presión dentro del recipiente y/o segmento de tubería, que abre cuando la presión sobrepasa un valor predeterminado y cierra al disminuir ésta por debajo de dicho valor.

LX. **Válvula de exceso de flujo:** Dispositivo mecánico de acción automática que cierra cuando el flujo en estado líquido o vapor, cuando se excede el valor del gasto indicado en el cálculo.

LXI. **Válvula de llenado:** Dispositivo mecánico de operación automática formado por un doble sello de no retroceso.

LXII. **Válvula de máximo llenado:** Dispositivo mecánico de operación manual que indica el nivel preestablecido de máximo llenado en estado líquido en el recipiente, puede estar acoplada a una válvula de servicio.

LXIII. **Válvula de no retroceso:** Dispositivo mecánico o de operación automática que permite el flujo en un solo sentido, cerrando cuando el flujo se detiene o se invierte.

LXIV. **Válvula de paro de emergencia:** Dispositivo mecánico de acción remota que interrumpe el flujo al accionar el botón de emergencia.

LXV. **Vehículo de Reparto:** El medio utilizado para la distribución a través de Recipientes Transportables sujetos a presión y Recipientes Portátiles.

Artículo 4. Corresponde a la Agencia la aplicación e interpretación para efectos administrativos de los presentes Lineamientos y sus Anexos.

Artículo 5. La información que los Regulados presenten a la Agencia en razón de los presentes Lineamientos, será considerada como información pública, salvo los supuestos previstos por la legislación en materia de transparencia, acceso a la información pública y datos personales. Toda clasificación seguirá los procedimientos previstos en dicha normatividad.

Artículo 6. Los presentes Lineamientos se emiten y serán aplicados bajo el principio y el entendido de que, en materia de protección al medio ambiente, a los Regulados que realicen actividades del Sector Hidrocarburos les corresponde la responsabilidad directa y objetiva derivada del Riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen y, en consecuencia, responderán ante la Agencia por las acciones necesarias para evitar y prevenir daños ambientales derivados de esos Riesgos, así como de contenerlos, caracterizarlos y remediarlos con oportunidad bajo sus propios procesos y en cumplimiento de las medidas correctivas que sean aplicables, de acuerdo con la legislación y normatividad vigente en el ámbito administrativo competencia de la Agencia.

Lo anterior, con total independencia de cualquier otro reclamo por daños o responsabilidades civiles, administrativas o penales que sean exigibles en términos de la legislación y los procedimientos que sean aplicables en cada caso.

Artículo 7. Los Regulados que realicen la actividad de Expendio al Público y requieran realizar la modificación o ampliación de instalaciones existentes para realizar el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se apegarán a lo dispuesto en los presentes Lineamientos. Para efectos del cumplimiento de lo establecido en el Artículo 51 de la Ley de Hidrocarburos, todas las instalaciones de Expendio que no sean Estación de Servicio con fin Específico deberán observar los presentes Lineamientos.

CAPÍTULO II

DISEÑO

Artículo 8. Para llevar a cabo el Diseño de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán cumplir con lo señalado en este capítulo, así como lo indicado en los ANEXOS I, II, III, IV, V, VII, VIII y X, según le aplique y como mínimo, sin ser limitativo, con lo siguiente:

I. Todos los equipos, sistemas, estructuras, edificios y accesorios que compongan las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán ubicarse dentro de un mismo predio y con un mismo nombre, denominación o razón social;

II. Seleccionar y especificar los materiales, equipos y accesorios para controlar, prevenir y minimizar los Riesgos de las actividades de Expendio; así como mitigar las consecuencias, en función de las Condiciones de operación y las características físicas y químicas del Gas Natural, el Gas Licuado de Petróleo, las Gasolinas y/o el Diésel, según el ANEXO que le resulte aplicable;

III. Las edificaciones y las estructuras de la instalación deberán ser de material incombustible;

IV. Sistemas de control, conforme al ANEXO que le resulte aplicable;

V. Sistemas de alarmas que alerten al operador cuando los parámetros de operación se encuentren fuera de límites de control de operación segura y que requieran una acción del operador. El Sistema de alarmas puede estar incorporado en el sistema de control;

VI. Sistemas, dispositivos de desconexión seca y accesorios para la reducción o eliminación de Emisiones a la atmósfera de Gas Natural Comprimido y Gas Licuado de Petróleo, conforme al ANEXO que le resulte aplicable;

VII. Un Sistema de Paro por Emergencia de bombas o compresores y cierre de válvulas de paro de emergencia, que permita llevar las operaciones de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural a condiciones seguras; deberán instalarse botoneras, en lugares accesibles, para activar el Sistema de Paro por Emergencia: en el Área de Expendio, Área de almacenamiento, fachada e interior de oficinas y otra que permita la activación remota en caso de Emergencias. Los elementos del Sistema de Paro por Emergencia deberán ser especificados para quedar en posición segura, en caso de falla y cumplir para Áreas peligrosas (clasificadas) en donde aplique;

VIII. Un Sistema de protección contra incendio fijo (por agua), esto incluye sus redes de distribución, bombas, almacenamiento y fuentes de agua, monitores, aspersores e hidrantes. El sistema deberá ser calculado y diseñado con los elementos necesarios para detectar, alarmar, controlar, mitigar y minimizar las consecuencias de los escenarios de fuga, derrame, incendio o explosión en áreas de Riesgo, Almacenamiento, áreas de carga y descarga, Área de Recipientes con fuga, islas de Expendio, oficinas y estacionamientos. El agua de abastecimiento a la cisterna del Sistema contra incendio será exclusiva para este fin.

El Diseño también deberá considerar cuando aplique por el tipo de combustible, la utilización de dióxido de carbono y/o polvo químico seco y/o espuma, y deberá basarse en lo aplicable de códigos, normas, mejores prácticas o estándares y cumplir las recomendaciones del Análisis de Riesgo de la Instalación. Los materiales, accesorios, equipos y servicios del Sistema de protección contra incendio deberán ser dedicados y listados por UL (*Underwriters Laboratories*), ISO (*International Organization for Standardization*), FM (*Factory Mutual*), ULC (*Underwriters Laboratories of Canada*), CE (*Compliant with European Community Standards*), LPSB (*Loss Prevention Certification Board*), o cualquier otro organismo nacional o extranjero que desarrolle una aprobación o certificación con requisitos y especificaciones equivalentes;

IX. Elementos de detección de gas y fuego y/o mezclas explosivas, según el ANEXO que aplique, ubicados en Islas de Expendio, áreas de Almacenamiento, Bodegas de Expendio, oficinas y áreas que no permitan la ventilación natural, interior del dispensario de Gas Licuado de Petróleo o de múltiples combustibles (cuando incluya Gas Licuado de Petróleo), entre otros;

X. Alarmas visibles y audibles de gas y fuego, de activación manual y/o automática, para alertar al personal en caso de emergencia. Las alarmas visibles deberán ser de luz con efecto estroboscópico de alta intensidad. Las alarmas sonoras podrán ser cornetas, sirenas o parlantes, y su nivel de sonido deberá estar por arriba del nivel promedio de ruido ambiental en el sitio, según el ANEXO que le resulte aplicable;

XI. Sistema de control, protección, prevención o mitigación adicional contra incendio, según aplique, acorde al Expendio y Almacenamiento del Gas Natural, Gas Licuado de Petróleo, las Gasolinas y/o el Diésel, atendiendo las recomendaciones que se especifiquen en el Análisis de Riesgo;

XII. Dispositivos de corte rápido o de aislamiento en todas las líneas de combustibles que lleguen a los dispensarios y las tuberías de entrada y salida de los tanques y/o recipientes de Almacenamiento, por lo que no se deberán utilizar recipientes de Auto-tanques o Semirremolques como Recipientes de almacenamiento, así como los instalados sobre rueda inflada o metálica;

XIII. Medios físicos de protección contra impacto vehicular en las áreas de Expendio y en los tanques y/o recipientes de Almacenamiento, área de vaciado de recipiente portátil con fuga, toma de recepción, áreas que colindan con la zona de circulación de vehículos de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo, tales como los siguientes:

a. Postes.

i. Deberán estar espaciados no más de 1.00 m entre caras interiores, enterrados verticalmente no menos de 0.90 m bajo NPT, con altura mínima de 0.90 m sobre NPT. Deberán ser de cualquiera de los siguientes materiales:

ii. Postes metálicos de concreto armado. De al menos 0.20 m de diámetro, como mínimo;

iii. Postes de concreto armado de 0.20 m x 0.20 m, como mínimo;

iv. Postes metálicos de tubería de acero al carbono: Cédula 80, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal, rellena con concreto;

v. Postes metálicos de tubería de acero al carbono: Cédula 40, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal, rellena con concreto, y

vi. Tramos de viga en "I" de 0.15 m de ancho y espesor mínimo de 6.00 mm.

b. Barandales.

i. Viga "I" o canal de cuando menos 0.15 m y espesor no menor de 6.00 mm, enterrados no menos de 0.90 m bajo el NPT, soportados por postes espaciados no menos de 1.85 m entre caras interiores. La parte alta del elemento horizontal deberá quedar a no menos de 0.60 m del NPT.

c. Muretes de concreto armado.

i. Deberán estar espaciados no más de 1.00 m entre caras laterales, enterrados verticalmente no menos de 0.40 m bajo NPT, con altura mínima de 0.75 m sobre NPT y al menos 0.20 m de espesor. Se permite también el murete corrido;

ii. En caso de ser murete corrido, éste deberá tener en la parte inferior ventilas para drenaje que eviten la acumulación de líquidos, de 100 cm2 ± 10 cm2 de área a no más de 2.50 m entre ellas, y

iii. Se pueden colocar de manera provisional, cuando sea requerido, elementos del tipo conocido como barrera tipo Turnpike New Jersey de concreto armado o tipo similar de no menos de 0.75 m de altura y con ancho de la base no menor que su altura.

d. Protecciones en "U" (grapas).

i. Se deberá emplear tubería de acero al carbono, cédula 80 con o sin costura, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal, enterradas verticalmente no menos de 0.90 m bajo NPT. La parte alta del elemento horizontal deberá quedar a una altura mínima de 0.75 m sobre NPT. La separación máxima entre las caras de cada grapa, y entre grapas, deberá ser de 1.00 m.

ii. Se deberá emplear tubería de acero al carbono, cédula 40 con o sin costura, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal, enterradas verticalmente no menos de 0.90 m bajo NPT. La parte alta del elemento horizontal deberá quedar a una altura mínima de 0.60 m sobre NPT. La separación máxima entre las caras de cada grapa, y entre grapas, deberá ser de 1.00 m.

e. Las protecciones antes señaladas deberán marcarse con franjas diagonales alternas amarillas y negras, y estar ubicadas a cuando menos 1.00 m del sistema expuesto a impacto vehicular.

XIV. Las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural contarán con drenajes Pluvial, Aceitoso y Sanitario, independientes y exclusivos, el Diseño deberá considerar lo siguiente:

a. Pluvial: Captará exclusivamente las aguas de lluvia provenientes de las diversas techumbres de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y las de circulación que no correspondan al Área de almacenamiento y despacho de combustibles;

b. Aceitoso: Captará exclusivamente las aguas aceitosas provenientes de las áreas de despacho, Almacenamiento y donde sea requerido. No deberá ser instalado por debajo del área de Expendio de Gas Licuado de Petróleo y/o Gas Natural (cuando la actividad se realice en islas dedicadas a ello). El Diseño del drenaje aceitoso deberá tomar en cuenta la aportación de agua por activación del sistema contra incendio y las precipitaciones de temporada de lluvias cuando aplique;

c. Sanitario: En caso de especificarse, se describirá el que captura exclusivamente las aguas residuales de los servicios sanitarios;

d. Los diámetros de las tuberías deberán ser determinados con base en los resultados del Proyecto de instalación. El diámetro de los cabezales será de 15 cm (6 pulg) o superior;

e. En el caso de drenajes aceitosos, la tubería será de materiales que resistan la corrosión de residuos aceitosos;

f. Los recolectores de líquidos aceitosos tales como registros y trampas de combustibles, deberán ser construidos de concreto armado, polietileno de alta densidad o fibra de vidrio que cuenten con certificados UL (Underwriters Laboratories), TÜV (Technischer Überwachungs-Verein) o equivalente con reconocimiento internacional;

g. En el caso de instalar sistemas separadores de grasas y combustibles, éstos contarán con un Gabinete separador con rejilla de acero, dispositivo de filtración coalescente, Módulos recolectores con filtros conectados al Gabinete separador y entradas pasa-hombre para los Módulos recolectores;

h. Los registros que no sean del drenaje aceitoso deberán ser construidos de tabique con aplanado de cemento-arena y un brocal de concreto en su parte superior, o prefabricados;

i. Las rejillas metálicas para los colectores del drenaje pluvial y aceitoso deberán ser de acero electro forjado o similar y deberán soportar el tránsito de vehículos pesados. Las medidas del registro no excederán de 700 mm x 500 mm, en su interior;

j. La pendiente de las tuberías de drenaje será de al menos 2%. La pendiente del piso hacia los registros recolectores será del al menos 1%;

k. La profundidad de la excavación para alojar las tuberías de drenaje será mayor a 60 cm desde el NPT a la parte superior del tubo, sin que se altere la pendiente establecida;

l. Cuando el material de la tubería utilizada sea polietileno de alta densidad y corrugada (acostillada), esta podrá colocarse a por lo menos 0.30 m de profundidad;

m. La caída de aguas pluviales de las techumbres hacia el piso deberá canalizarse a través de tubería al sistema de drenaje pluvial de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

n. En la zona de Almacenamiento se deberán ubicar registros que puedan captar el derrame de combustibles, y que cumplan con las características establecidas en esta sección;

o. El volumen de agua recolectada en las zonas de Almacenamiento y despacho pasará por la trampa de combustibles o el separador de grasas y combustibles, antes de conectarse al sistema para el aprovechamiento y reúso de aguas residuales o al colector municipal;

p. Los drenajes aceitosos no deberán ser instalados por debajo del área de Expendio de Gas Licuado de Petróleo y/o Gas Natural (cuando la actividad se realice en islas de Expendio);

q. El Diseño del drenaje aceitoso deberá tomar en cuenta la aportación de agua por activación del sistema contra incendio, y

r. Cuando exista limitación o carencia de infraestructura de drenaje en el sitio del proyecto, deberá diseñarse un sistema de captación y/o pozos de absorción, con capacidad suficiente y lo necesario para impedir las filtraciones de residuos hacia el suelo y mantos freáticos.

XV. Sistema de tuberías de Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural con:

a. Uniones soldadas con tuberías sin costura;

b. Canalizadas por trincheras independientes y con drenaje;

c. Radiografiado al 100% en uniones soldadas a tope;

d. Gammagrafía al 100% en caja soldable;

e. Cuando sean requeridas, las uniones bridadas o roscadas, del sistema de tuberías de Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural, deberán ser las mínimas necesarias en equipos para el almacenamiento de combustibles;

f. Utilizar soldadura de sello donde sea requerido;

g. Instrumentos, venteos y purgas con conexión roscada y válvulas de bloqueo;

h. Cubiertas de trincheras, deberán especificarse para soportar cargas vivas, estáticas o transitorias de cualquier vehículo que transite en las Instalaciones;

XVI. Instalaciones y sistemas eléctricos y/o electrónicos de acuerdo con especificaciones de Áreas peligrosas (clasificadas), de conformidad con las normas y estándares nacionales e internacionales aplicables;

XVII. Pisos de las áreas o zonas de circulación dimensionados y especificados para soportar el tránsito de los vehículos de suministro de combustibles y su estacionamiento, de material antiderrapante e incombustible que impidan filtraciones al subsuelo de cualquier sustancia contaminante;

XVIII. Especificación de la ingeniería de corrosión que mantenga la integridad mecánica de los recipientes de Almacenamiento, la tubería y para todos los elementos de la Instalación, susceptibles a la corrosión. El sistema de protección anticorrosiva deberá ser seleccionado conforme a la zona geográfica, condiciones ambientales, lo recomendado en códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales y considerando entre otros parámetros los siguientes:

a. Características geométricas de los equipos, estructuras y accesorios;

b. Limpieza previa de la superficie y perfil de anclaje, y

c. Calidad del recubrimiento mediante el control entre otros parámetros, de los siguientes:

i. Materiales y equipo para limpieza;

ii. Reportes de calidad de recubrimientos;

iii. Condiciones y tiempo de almacenamiento de recubrimientos;

iv. Procedimiento, condiciones y equipo de aplicación;

v. Verificación de condiciones ambientales y de aplicación, y

vi. Verificación del recubrimiento aplicado y pruebas finales.

XIX. Los Regulados deberán realizar el Diseño, con los materiales y las consideraciones indicadas por los códigos, normas estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales, utilizando métodos de Diseño por estado límite, los factores de seguridad parcial deberán calibrarse mediante el uso de métodos basados en confiabilidad, estableciendo una confiabilidad en función de la gravedad de las fallas identificadas durante el Diseño.

Los Regulados deberán identificar los peligros y clasificar las condiciones de falla incluyendo como mínimo las siguientes:

a. La determinación de las condiciones del estado límite que constituyen un incumplimiento estructural, y

b. La determinación de No conformidad estructural en términos de cargas, resistencia y degradación.

Los Regulados deberán definir el nivel de seguridad objetivo, para todas las zonas de la Instalación, de acuerdo con la ubicación y categorización de las consecuencias.

Los Regulados deberán determinar los niveles de seguridad objetivo, para todas las fases de la vida útil de la instalación tales como Construcción, operación normal y cualquier condición temporal.

Para establecer las distancias de seguridad entre elementos internos y externos de la Instalación, también deberá cumplir como mínimo con lo siguiente:

a. Ubicar el predio a una distancia mínima de 100.0 m con respecto a Plantas de Almacenamiento y Distribución de Gas Licuado de Petróleo, tomar como referencia a la tangente del tanque de Almacenamiento más cercano localizado dentro de la planta de gas, al límite del predio propuesto para las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

b. Ubicar los tanques de Almacenamiento de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural a una distancia de 30.0 m con respecto a antenas de radiodifusión o radiocomunicación, antenas repetidoras, líneas de alta tensión, vías férreas y Ductos que transportan productos derivados del Petróleo; dicha distancia se deberá medir tomando como referencia la tangente de tanque de Almacenamiento más cercano de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural a las proyecciones verticales de los elementos de restricción señalados;

c. Ubicar los tanques de Almacenamiento de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural a una distancia de 30.0 m con respecto a otras Instalaciones de Almacenamiento de combustibles, tomar como referencia la tangente de los tanques de Almacenamiento de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

d. Si por algún motivo se requiere la Construcción de accesos y salidas sobre Ductos de Transporte o Distribución de Hidrocarburos, se adjuntará la descripción de los trabajos de protección para éstos, los cuales deberán estar acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas nacionales e internacionales;

e. Las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que se encuentren al margen de carreteras se ubicarán fuera del derecho de vía de las autopistas o carreteras. Deberán tener carriles de aceleración y desaceleración para facilitar el acceso y salida segura, siendo los únicos elementos que pueden estar dentro del derecho de vía, y

f. Las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que se encuentren al margen de vías primarias o secundarias deberán tener carriles para facilitar el acceso y salida de forma segura.

XX. Tuberías de conducción eléctrica en distintas trincheras donde se canalicen las tuberías de combustibles. En caso de requerirse canalizar las tuberías de combustibles y de conducción eléctrica en la misma trinchera, Las tapas deberán ser ventiladas o se deberá utilizar rejillas, de forma que no permitan la generación de atmosferas explosivas;

XXI. Las tuberías de conducción de comunicaciones en trincheras distintas de las tuberías de conducción eléctrica;

XXII. Tanques de Almacenamiento con sistemas de pararrayos, cuando sean superficiales no confinados;

XXIII. El alumbrado y los sistemas de control no deberán compartir el mismo tablero, y

XXIV. Sólo se permitirá el Diseño de contenedores bajo dispensarios, contenedores para bombas sumergibles y contenedores para boquilla de llenado, sistemas de tanques de Almacenamiento y tuberías de conducción subterráneos de Gasolinas y/o Diésel con el criterio de doble contención.

Artículo 9. Los Regulados deberán realizar un Análisis de Riesgo de conformidad con lo establecido en la regulación que emita la Agencia en materia de Análisis de Riesgo donde contemple entre otros, lo siguiente:

I. Descripción detallada del proceso;

II. Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares;

III. Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada;

IV. Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos;

V. Evaluación y jerarquización de riesgos;

VI. Identificación de escenarios más probables y peor caso;

VII. Análisis detallado de consecuencias;

VIII. Determinación de radios potenciales de afectación;

IX. Interacciones de riesgos al interior y al exterior de la instalación;

X. Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo, y

XI. Recomendaciones del Análisis de Riesgo, así como el programa de atención de las mismas.

Artículo 10. En las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los dispensarios podrán expender diversos combustibles en la misma posición de carga, deberán cumplir con aquellos estándares o certificaciones necesarios por su configuración y combustibles a manejar tales como UL (Underwriters Laboratories), ULC (Underwriters Laboratories of Canada), TÜV (Technischer Überwachungs-Verein), PED (Pressure Equipment Directive), ATEX Ex (Appareils destinés à être utilisés en ATmosphères EXplosives, marcado para equipos que trabajan en atmósferas explosivas), CE (*Conformité Européenne*), DEKRA (Deutscher Kraftfahrzeug-Überwachungs-Verein; Asociación Alemana de Vigilancia de Vehículos Motorizados), IECEx (International Electrotechnical Commission System for Certification to Standards Relating to Equipment for Use in Explosive Atmospheres), FM (*Factory Mutual*), o de un organismo certificador equivalente, referente a pruebas de seguridad y atmósferas explosivas, los componentes internos deberán ser resistentes a las características de los combustibles.

En el Diseño de las islas de Expendio únicamente deberá considerar un dispensario por cada posición de carga.

Artículo 11. Si en las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se cuenta con cajones de estacionamiento dentro de la misma, éstos no deberán obstruir el acceso al interruptor general eléctrico, al equipo contra incendio, a las áreas de circulación y a las entradas y salidas de la Instalación.

Artículo 12. Las áreas de estacionamiento al público deberán asignarse fuera de los límites de las Áreas peligrosas, clasificadas de acuerdo con la legislación aplicable vigente.

Artículo 13. Las delimitaciones, los accesos, las vialidades, jardineras y las colindancias de la Instalación; así como, los radios de giro y los espacios del estacionamiento necesarios para las operaciones de arribo de vehículos de suministro de combustibles deberán cumplir con las distancias determinadas de conformidad con los ANEXOS I, II, III, IV, VIII y X y con las recomendaciones derivadas de los resultados del Análisis de Riesgo.

Los claros de los accesos deberán ser proporcionales a las dimensiones del muro perimetral. Las delimitaciones de áreas que colinden con Construcciones u otras instalaciones industriales, deberán ser de bardas o muros ciegos de material incombustible con una altura mínima de 3.00 m sobre el NPT, las áreas que lo requieran deberán delimitarse por medio de malla ciclón, barda de block o ladrillo, o combinación barda y malla con altura mínima de 1.80 m al NPT en áreas internas y no menor a 3.00 m sobre el NPT en aquellas que colinden con el perímetro, deberán permitir la ventilación, bloquear los impactos de un vehículo (donde se requiera) y tomando en cuenta las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

El Análisis de Riesgo deberá elaborarse, como mínimo, con los estudios e información del ANEXO VII, que le resulten aplicables, respecto al Diseño de la Instalación.

Artículo 14. Las salidas de emergencia deberán ser identificables, dirigidas hacia los puntos de reunión o zonas de seguridad.

Artículo 15. Los radios de giro para los vehículos serán como mínimo 6.00 m para automóviles y 10.40 m para camiones o Auto-tanques para la Distribución de Petrolíferos y las distancias necesarias conforme al Diseño para las dimensiones de los Módulos de Almacenamiento Transportable por Semirremolque que abastecerá de Gas Natural Comprimido a las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

En predios que tengan un frente con ángulo diferente a 90°, o con dimensiones menores en el fondo con respecto al frente, se requiere que el Auto-tanque para la Distribución de Petrolíferos realice el acceso y salida de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural de forma segura, y que los giros o vueltas que impliquen efectuar alguna maniobra de reversa, los realice dentro del predio, en áreas libres de elementos que impliquen Riesgo o de obstáculos que impidan efectuar las maniobras.

Para los Módulos de Almacenamiento Transportables por Semirremolque deberán realizar el acceso y salida de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural de forma segura, así mismo los giros o vueltas que impliquen efectuar alguna maniobra de reversa de forma segura.

Artículo 16. Los Regulados deberán implementar en la Instalación, sistemas para el control de Emisiones a la atmósfera, de acuerdo con lo siguiente:

I. Para el Expendio de Gas Natural Comprimido, se deberá especificar, dimensionar e instalar un sistema para el control de Emisiones y de aprovechamiento de Gas Natural residual de la operación. No se permite el Venteo directo a la atmosfera del Gas Natural residual;

II. Para el Expendio de Gas Licuado de Petróleo se deberá especificar, dimensionar e instalar un dispositivo de desconexión seca o que emita un volumen de Gas Licuado de Petróleo residual de como máximo 0.5 cm3 por cada operación;

III. Para el Expendio de Gasolinas, se deberá especificar y dimensionar un sistema de control de Emisiones para vapores de Gasolinas o un Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) de acuerdo con lo indicado en el ANEXO V, siempre y cuando se encuentren dentro de las Zonas, Alcaldías y Municipios establecidos en la NOM-004-ASEA-2017 o la que la modifique o sustituya.

Artículo 17. Con excepción de lo establecido en la fracción XIX del artículo 8, los Regulados que requieran reducir las distancias de seguridad de elementos internos y/o externos de la instalación, deberán desarrollar un Análisis de Capas de Protección, de conformidad con las mejores prácticas nacionales e internacionales disponibles en materia de Análisis de Riesgo y determinar la reducción de Riesgo cuantitativo.

El Análisis de Capas de Protección deberá ser desarrollado para la reducción de Riesgo cuantitativo de la instalación y de acuerdo con las mejores prácticas nacionales e internacionales disponibles, tales como: IEC-61511-1-3:2016, Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1-3 (Seguridad Funcional – Sistemas de seguridad instrumentada para los procesos del sector industrial), ANSI/ISA 84.00.01 part. 1, 2 y 3 2004, Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1, 2 and 3 (Seguridad Funcional – Sistemas de seguridad instrumentada para los procesos del sector industrial) o aquellos que los sustituyan; o código o estándar equivalente, similar o superior; y deberán ser ejecutados por una persona moral con reconocimiento nacional o internacional en la materia.

Las recomendaciones derivadas del Análisis de Capas de Protección deberán ser integradas al Diseño de las Instalaciones y ser implementadas durante la etapa de Construcción. El Regulado deberá conservar la evidencia del cumplimiento de dichas recomendaciones durante las Etapas de Desarrollo del Proyecto.

Artículo 18. En el Diseño de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, no se deberá realizar el Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo y/o de Gas Natural Comprimido en tanques o recipientes de Almacenamiento subterráneos, parcialmente enterrados, en estructuras con altura superior a 1.5 metros, techos o azoteas ubicados dentro o fuera de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Conforme al párrafo anterior las Estaciones de Servicio donde existan estructuras subterráneas tales como: sistemas de tubería, ductos, tanques, recipientes, equipos, entre otros, que resulte imposible reubicar sobre el NPT durante las modificaciones para convertirlas en instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán realizar el Análisis de Riesgo e implementar las recomendaciones, deberán realizar el Análisis de Capas de Protección cuando sea necesario y deberán incluir en el Diseño un sistema de protección catódica considerando entre otros aspectos los siguientes:

I. Tipo de electrolito y propiedades (resistividad y pH);

II. Potencial tubo-suelo;

III. Considerar el IR en la medición de potenciales en los sistemas de protección catódica. Caída IR (Cambio de potencial debido al paso de una corriente eléctrica "I" en un circuito de resistencia "R");

IV. Corrosión microbiológica (MIC);

V. Aislamiento eléctrico de la estructura;

VI. Integridad del aislamiento de las conexiones del sistema de protección catódica;

VII. Área superficial que proteger;

VIII. Tipo de protección catódica (corriente impresa para necesidades de corriente mayores a 1A o ánodos galvánicos para electrolitos con resistividad menor que 10000 ohm-cm y necesidad de corriente menor de 1A) ó el criterio que se elija para el Diseño;

IX. Tipo y material de ánodos, tipo de cama anódica, masa anódica mínima requerida, dimensiones y cantidad de ánodos;

X. Resistencia del ánodo o cama anódica;

XI. Corriente total entregada por los ánodos, en el caso de corriente impresa la corriente a drenar por cada ánodo no deberá rebasar la cantidad de corriente por unidad de área recomendada;

XII. Soldadura en el sistema de protección catódica;

XIII. Apantallamientos y estructuras existentes;

XIV. Polarización;

XV. Tipo de recubrimiento;

XVI. Influencia de corrientes parásitas;

XVII. Líneas de conducción eléctrica;

XVIII. Sistemas existentes de protección catódica;

XIX. Temperatura de operación de la superficie a proteger;

XX. Densidad de corriente requerida;

XXI. Factor de daño del recubrimiento;

XXII. Vida útil del sistema de protección catódica;

XXIII. Consideraciones de Diseño de equipos, tubería y estructuras.

XXIV. El Regulado deberá cumplir con al menos uno de los criterios de polarización siguientes:

a. Para estructuras enterradas nuevas o lacustres: un potencial estructura – electrolito o medio corrosivo, medido en la superficie del terreno, cuyo valor deberá ser igual o más negativo que -0.850 V y no más negativo que -1200 V para evitar daños al recubrimiento. Este potencial se deberá medir con respecto a un electrodo de referencia de CU/CuSO4, con el sistema de protección catódica encendido y la corriente eléctrica circulando en el circuito, para minimizar la caída IR el electrodo de referencia se deberá colocar lo más cerca posible del ducto;

b. En instalaciones a ser modificadas para las estructuras existentes, también deberá realizarse el Diseño de sistema de protección catódica; para una interpretación válida de la medición de potencial y debido a que la IR hacen más positivo o menos negativo el potencial estructura – electrolito o medio corrosivo, se deberá sumar el valor absoluto de IR al potencial negativo medido con el sistema de protección operando. Estas caídas IR se deberán determinar a partir del levantamiento de potenciales a intervalos cercanos (CIS). En la determinación de las caídas IR, se deberá incluir además de los potenciales a intervalos cercanos, un análisis del desempeño histórico del sistema de protección catódica y evaluar las características físicas y eléctricas del ducto o estructura y del electrolito o medio circundante. En los tanques o recipientes enterrados se deberán instalar medias celdas de medición de potencial permanente, repartidas en posiciones estratégicas que mitiguen el efecto IR;

c. Para estructuras en suelos de alta resistividad. Un potencial estructura – electrólito o medio corrosivo, determinado en función de la resistividad del electrólito donde se ubican, conforme con los siguientes valores:

Tabla 1. Potencial estructura – electrólito o medio corrosivo

Potencial (V) vs electrodo Cu/Cu SO4	**Resistividad del suelo (ρ) en Ω m (Ω cm)**
Igual o más negativo que -0.75	100 (10000) ‹ ρ ‹ 1000 (100000)
Igual o más negativo que -0.65	P $\geq$ 1000 (100 000)

d. Para una interpretación válida de esta medición de potencial se deberán incluir las caídas de potencial IR, diferentes a las de la interfase metal – electrolito y aplicar solamente a sistemas de protección catódica a base de corriente impresa. El informe del perfil de potenciales obtenido deberá referir la resistividad del electrolito donde se localiza el ducto o estructura.

e. Cambio mínimo de 0.100 V en el potencial de ductos o estructuras, más negativo que el valor de potencial estructura – electrolito medido sin protección catódica (OFF). Este cambio de potencial se deberá medir de manera inmediata al apagar el sistema de protección catódica apagado instantáneamente o "instant OFF" y el valor de potencial natural que se mide manteniendo el sistema de protección catódica apagado (OFF), ambos con un electrodo de referencia Cu/CuSO4.

El potencial OFF se deberá determinar al interrumpir la corriente eléctrica de protección y medir el abatimiento de la polarización.

Este criterio de protección de un cambio de 0.100 V en el potencial de tubería, equipos, tanques, recipientes o estructuras, no se deberá utilizar en tubería, equipos, tanques, recipientes o estructuras que presenten alguna de las restricciones o condiciones siguientes:

1. Temperaturas altas de operación, en suelos que contengan Bacterias Sulfato Reductoras (BSR), con corrientes de interferencia, con corrientes de compensación o telúricas. Las condiciones se deberán caracterizar previamente al uso del criterio. Tampoco se deberá utilizar el criterio en el caso de ductos conectados a componentes de materiales diferentes al acero al carbono o ductos con segmentos de materiales distintos al acero al carbono;

2. Exista corrosión que presente agrietamiento por estrés debido a un alto pH en un intervalo de potenciales que va de -0.650 V a -0.750 V, esto se deberá evitar cuando se utilicen potenciales de protección más positivos de -0.850 V;

3. Se deberá cuidar el uso de todos los criterios de protección en situaciones donde el ducto tenga continuidad eléctrica con componentes fabricados con metales más nobles que el acero al carbón tales como el cobre en sistemas de tierra, y

4. Temperatura de Operación mayores de 40° C, valores más positivos que -0.850 V no representan una protección eficiente, en estos casos se deberán verificar y aplicar otros criterios.

f. Estructuras con ánodos galvánicos de aluminio. Un potencial estructura – electrólito o medio corrosivo cuyo valor deberá ser igual o más negativo que -0.800 V cuando están inmersas en agua de mar o un valor igual o más negativo de -0.900 V cuando están enterradas en el lecho marino con actividad de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) y/o temperaturas mayores de 60° C y en ambos casos, no más negativo que -1.100 V para evitar daños al recubrimiento. Este potencial se deberá medir con respecto a un electrodo de referencia de Ag/AgCl en agua de mar, los valores que se establecen se determinaron en agua de mar con una resistividad de 30 Ω cm.

g. Estructuras en suelo anaerobio en presencia de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) y/o de otro tipo asociado a corrosión, un potencial estructura – electrólito o medio corrosivo, con valor igual o más negativo que -0.950 V y no más negativo que -1.200 V para evitar daños al recubrimiento. Este potencial se deberá medir con respecto a un electrodo de referencia de Cu/CuSO4, con el sistema de protección catódica en operación y la corriente eléctrica circulando en el circuito. Para minimizar la caída IR, el electrodo de referencia se deberá colocar lo más cerca posible de lo que se deberá proteger.

XXV. El manejo de corriente impresa deberá evitar la acumulación de corriente en la estructura y generación de chispas, se deberá implementar lo necesario para la mitigación de la corriente impresa.

Artículo 19. Las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo deberán ser aplicadas en el Diseño de la Instalación previo a la obtención del Dictamen de Diseño.

Artículo 20. Los Regulados deberán incluir en el Análisis de Riesgo los escenarios de riesgo por fuga, derrame, incendio y/o explosión de conformidad con lo establecido en la regulación que emita la Agencia en materia de Análisis de Riesgo y deberán analizar como mínimo los efectos sinérgicos siguientes:

I. Entre los tanques o recipientes de Almacenamiento;

II. Entre las islas de Expendio;

III. Entre las islas de Expendio y los tanques o recipientes de Almacenamiento;

IV. Entre las operaciones de suministro de combustibles a los tanques o recipientes de Almacenamiento;

V. Entre las operaciones de recepción y el arribo de los vehículos que suministren el Gas Natural, Gas Licuado de Petróleo, Gasolinas y/o Diésel; Recipientes Portátiles, así como los relacionados con los radios de giro y los espacios de estacionamiento;

VI. Entre las operaciones de Expendio y otras áreas de la Instalación;

VII. Entre las operaciones de Expendio y agentes externos;

VIII. Entre las operaciones de Expendio y proveedores, clientes, visitas, gente circulando dentro de las delimitaciones, de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

IX. Entre las operaciones de Expendio y las instalaciones aledañas incluyendo aquellas que realicen actividades del Sector Hidrocarburos, que pudieran ser afectadas en caso de un Evento no deseado;

X. Entre las diversas operaciones de Expendio a vehículos automotores;

XI. Entre las diversas operaciones de Expendio a Recipientes Portátiles y de Expendio de Recipientes Portátiles no sujetos a presión;

XII. Entre vehículos externos e islas de Expendio;

XIII. Entre las operaciones de Recepción de combustibles y los sistemas de compresión, secador, sistemas cascada y las estaciones de regulación y medición;

XIV. Entre Venteos y fuentes de ignición de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural o externas;

XV. Entre los tanques o recipientes de Almacenamiento y la bodega de Expendio de Recipientes Portátiles;

XVI. Entre las islas de Expendio y la bodega de expendio de Recipientes Portátiles;

XVII. Entre los elementos de las Instalaciones para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y fuentes de energía o ignición, y

XVIII. Entre los elementos de las Instalaciones para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y otros almacenamientos de materiales tales como: explosivos, gases a presión inflamables y/o tóxicos, líquidos inflamables y/o combustibles que no son alcance de los presentes Lineamientos, sustancias que pueden presentar combustión espontánea, sustancias oxidantes y/o peróxidos orgánicos, sustancias toxicas y/o infecciosas, materiales radiactivos y sustancias corrosivas; entre otros materiales o sustancias peligrosas que puedan afectar a la comunidad o al medio ambiente.

Artículo 21. Los Regulados deberán integrar un Libro de Proyecto que contenga nombre, razón o denominación social del Regulado y fecha de elaboración, el domicilio del predio donde se planea ubicar la Instalación para el Expendio simultáneo, incluyendo las coordenadas geográficas o sistema de coordenadas UTM (por sus siglas en inglés, Universal Transverse Mercator), la información documental con las memorias de cálculo, memorias técnico descriptivas, especificaciones, hojas de datos de seguridad, filosofías de operación, filosofía de control, registros de pruebas, diagramas y los planos de corrosión, civil, mecánica, tuberías, instrumentación y control, eléctrica, seguridad y contra incendio, conforme a lo establecido en el ANEXO VII.

El Libro de Proyecto deberá estar firmado por el responsable técnico de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y estar disponible en las Instalaciones para cuando la Agencia lo requiera.

Artículo 22. En caso de existir una modificación al Diseño original de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberá de actualizar el Análisis de Riesgo.

Artículo 23. Los Regulados deberán instalar la cantidad de extintores de acuerdo con la regulación vigente en la materia, así como con los cálculos del Diseño, las recomendaciones del Análisis de Riesgo y como mínimo con lo indicado en la tabla siguiente:

Tabla 2. Cantidad requerida de extintores como mínimo.

Área	Cantidad
Toma de recepción. (2)	1
Toma de suministro. (2)	2 (uno a cada lado)
Islas de Despacho (Módulo de despacho).	1 por cada Módulo de despacho
Área de vaciado de Recipientes Portátiles con Fuga. (2)	1
Tablero eléctrico (CO2).	1
Área de almacenamiento (2)	2
Oficinas.	2
Cuarto de máquinas.	1
Área de almacén temporal de residuos peligrosos.	1
Área de almacenamiento de Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión. (1) (2) (3)	1 por cada 500 kg de Gas Licuado de Petróleo almacenado.
Área de venta, de la Bodega de Expendio. (2) (3)	1

(1) Los extintores del Área de almacenamiento se deberán localizar entre los pasillos de los Gabinetes o Módulos de despacho, según corresponda, a no más de 10.0 m del Módulo de despacho o Gabinete correspondiente.

(2) Los extintores deberán estar protegidos de la Intemperie.

(3) Los extintores deberán tener una capacidad mínima nominal de 9.0 kg.

Artículo 24. Los Regulados deberán cumplir con los requisitos para el sistema contra incendio siguientes:

I. El sistema de agua contra incendio deberá:

a. Ser alimentado desde una cisterna o un tanque de agua de uso exclusivo para éste;

b. Cuando el agua sea aplicada mediante sistema fijo y se cuente con auxilio de cuerpos de atención a emergencias, la capacidad mínima de la cisterna o tanque de agua deberá ser la requerida de acuerdo con el cálculo hidráulico para la Operación del sistema de enfriamiento durante 30 min, tomando como base el Recipiente de Almacenamiento de mayor superficie en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

c. Cuando el agua sea aplicada mediante sistema de enfriamiento por aspersión y no se cuente con auxilio de cuerpos de atención a emergencias la capacidad de Almacenamiento de agua deberá mantener el gasto de agua por el tiempo necesario para controlar y mitigar el peor escenario de Riesgo, conforme a la memoria técnico-descriptiva del proyecto contra incendio y

d. Cuando se tenga un suministro alterno a la red de agua contra incendio proveniente de la red municipal o de fuentes móviles, se deberá instalar una válvula de retención o *check* en la tubería de interconexión a la red contra incendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

II. El equipo de bombeo deberá:

a. Estar especificado y seleccionado de acuerdo con el Diseño y el cálculo hidráulico de la red, y

b. Estar compuesto por una bomba principal y una de respaldo, de acuerdo con las combinaciones de la Tabla 3;

Tabla 3. Tipo de impulsor aceptado para los equipos de bombeo.

Principal	Respaldo
Motor eléctrico	Motor de combustión interna.
Motor eléctrico	Motor eléctrico (siempre que se cuente con planta de generación de energía eléctrica). La planta de generación puede abastecer más de un servicio siempre que tenga la capacidad de generación para alimentar simultáneamente los servicios que abastece.
Motor de combustión interna	Motor de combustión interna.

c. Los equipos de bombeo de agua de enfriamiento y sus accesorios deberán ser dedicados y listados por UL (Underwriters Laboratories) o FM (Factory Mutual) o por organismo certificador equivalente para servicio contra incendio, no deberá ser accionado por sistema dual;

d. Tener un rotulo, número o código de identificación (TAG);

e. Tener una placa de identificación colocada en un lugar visible del motor, en donde se señalen sus características principales como son: fabricante, tipo, número de serie, revoluciones por minuto, potencia, listada y aprobada por UL o FM o de organismo certificador equivalente;

f. No utilizar la bomba principal o de respaldo para mantener la presión estática en la red contra incendio;

g. Operar el bombeo principal y de respaldo de manera automática por pérdida de presión. Adicionalmente deberá tener una botonera local para arranque manual;

h. El gasto y presión de bombeo mínimos de cada uno de los equipos de acuerdo con los requisitos del sistema de agua contra incendio que abastecen, calculados siguiendo los criterios siguientes:

i. Mantener la presión manométrica de la red de agua de enfriamiento en el punto más desfavorable como mínimo de 392.2 kPa (4 kg/cm2; 56.89 lbs/pulg2), y

ii. Mantener la presión de la red de agua de enfriamiento, suministrando agua a plena capacidad de combate (flujo y caudal necesarios para la intención de Diseño) con los elementos que sean utilizados en el peor escenario de Riesgo identificado, como mínimo de 392.2 kPa (4 kg/cm2; 56.89 lbs/pulg2) en el punto más desfavorable.

i. El uso de los mismos equipos de bombeo será permitido para abastecer simultáneamente tanto al sistema de hidrantes y monitores, como al de enfriamiento por aspersión por agua. En este caso, el caudal mínimo deberá ser la suma de los requeridos independientemente por cada sistema y la presión mínima deberá ser la que resulte mayor de las requeridas independientemente por cada sistema, ambos parámetros evaluados según su cálculo hidráulico, y

j. El gasto de agua de enfriamiento deberá ser de acuerdo con la Tabla 4.

Tabla 4. Gasto de agua de enfriamiento por elemento.

Elemento	Gasto mínimo	Presión mínima de descarga de agua
Hidrante de 38.00 mm (1.5 pulg)	378.50 L/min (100 gpm)	4.5 kg/cm2 (441.3 kPa)
Hidrante de 63.50 mm (2.5 pulg)	946.25 L/min (250 gpm)	7.0 kg/cm2 (686.5 kPa)
Monitor de 38.00 mm (1.5 pulg)	378.50 L/min (100 gpm)	4.5 kg/cm2 (441.3 kPa)
Monitor de 63.50 mm (2.5 pulg)	946.25 L/min (250 gpm)	7.0 kg/cm2 (686.5 kPa)
Aspersor	10.20 (L/min) /m2 (0.25 gpm/ft2)	4.0 kg/cm2 (392.3 kPa)

III. Instalar un equipo para mantener presurizado el sistema, en el punto más lejano de la red contra incendio a una presión mínima de 392.2 kPa (4.0 kg/cm2; 56.89 lbs/pulg2) con base en las mejores prácticas y estándares Nacionales o Internacionales, en materia de protección contra incendio;

IV. Hidrantes o monitores

a. El sistema de hidrantes deberá contar con mangueras de longitud máxima de 30.50 m y diámetro nominal de 38.00 mm ó 63.5 mm, con boquilla que permita surtir neblina. Este sistema deberá cubrir la totalidad en el Área de almacenamiento, Área de Expendio, toma de suministro y recepción cuando aplique;

b. Los monitores deberán ser estacionarios, tipo corazón o similar, de una o dos cremalleras, de diámetro nominal de 63.50 mm, con mecanismos que permitan girar la posición de la boquilla mínimo 120º en el plano vertical, 360º en el plano horizontal, y mantenerse estable en la posición seleccionada sin necesidad de un seguro adicional, con boquilla que permita surtir neblina, y

c. Los hidrantes o monitores no deberán dejar áreas de riesgo sin proteger, en función del área de cobertura de los mismos.

V. Sistema de aspersión

a. El Diseño del sistema de aspersión se deberá realizar tomando en cuenta la presión y densidad de aplicación requeridas, ver Tabla 4. Lo anterior para calcular y seleccionar la cantidad de boquillas, distribución, ubicación de éstas y el ángulo de cobertura. El sistema de aspersión deberá cubrir a cada Recipiente de Almacenamiento superficial;

b. El agua descargada por el sistema de aspersión deberá cubrir cuando menos el 90% de la superficie por encima del ecuador del recipiente de Almacenamiento que corresponda;

c. Las boquillas de aspersión deberán ser de material de bronce o acero inoxidable, de cono lleno, listada y aprobada por UL o FM o de organismo certificador equivalente, y

d. El sistema de aspersión deberá contar con materiales y dispositivos listados para servicio contra incendio.

VI. Válvulas del Sistema por aspersión

a. El sistema de protección fijo deberá contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos que permitan seccionar las áreas o aislar el sistema en anillos y tramos de tubería, sin dejar de proteger ninguna de las áreas o equipos que lo requieran, para fines de Mantenimiento o ampliación; así como para conducir preferentemente el agua hacia el área o equipos a proteger; tomando en cuenta su ubicación en lugares accesibles, libres de obstáculos y protegidas contra daños físicos;

b. La activación de las válvulas de alimentación al sistema de aspersión de agua se puede efectuar por:

i. Operación manual remota, y

ii. Operación automática.

c. Deberá contarse con una válvula de bloqueo en cada línea de abastecimiento de agua al sistema de aspersión en cada uno de los Recipientes de Almacenamiento, y

d. Todas las válvulas instaladas, deberán estar listadas y aprobadas por UL o FM o por organismo certificador equivalente, para servicio contra incendio. Componentes que no afecten el desempeño del sistema tales como drenaje y señalización no requieren estar listados o aprobados por UL o FM o por organismo certificador equivalente.

VII. Toma siamesa

a. Instalada en el exterior de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y en un lugar libre de obstáculos, para suministrar directamente a la red contra incendio el agua que sea proporcionada.

Artículo 25. Los Regulados deberán incluir en el Diseño, como mínimo lo siguiente:

I. La superficie para las áreas de máquinas de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural estará en función de las necesidades del Proyecto. En esta área se localizará en su caso la planta eléctrica de emergencia, compresores, equipos de respaldo, equipo hidroneumático, bombas de agua contra incendio, así como cualquier otro equipo requerido;

II. Los equipos deberán instalarse de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, además de contar con las medidas necesarias para contener las Fugas y Derrames para evitar la contaminación que pudiera generarse por la Operación y Mantenimiento de estos equipos, y

III. El área para el cuarto de controles eléctricos estará en función de las necesidades del Proyecto y en él deberán instalarse el interruptor general de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los interruptores y arrancadores de los equipos, así como los interruptores y tableros generales de control que correspondan tales como el de fuerza o el de iluminación de toda las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Artículo 26. Los Regulados deberán evidenciar durante el proceso de obtención del Dictamen de Diseño, con copia simple o electrónica que la Instalación, para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, cuenta con el Dictamen de una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVIE) acreditada y aprobada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.

CAPÍTULO III

CONSTRUCCIÓN

Artículo 27. Para llevar a cabo la Construcción de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán contar con el Dictamen de Diseño emitido por un Tercero Autorizado por la Agencia, y cumplir con lo señalado en este capítulo, así como con los ANEXOS I, II, III, IV, V, IX y X, según le aplique y como mínimo con lo siguiente:

I. Construir e instalar los materiales, equipos y accesorios conforme al Diseño, Libro de Proyecto y Dictamen de Diseño emitido por el Tercero Autorizado por la Agencia, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VII Dictámenes de los presentes Lineamientos;

II. Señalar accesos, avisos, salidas, zonas peatonales y todas las áreas de la Instalación de acuerdo con la regulación vigente y lo indicado en el ANEXO IX;

III. Identificar el sentido del flujo de las sustancias en las tuberías, accesos, salidas, zonas peatonales y todas las áreas y partes de la Instalación;

IV. Cumplir con las señales y avisos, la identificación y comunicación requerida de Peligros y Riesgos por las sustancias que sean manejadas en la Instalación, de acuerdo con la regulación aplicable y lo indicado en el ANEXO IX;

V. Contar con un mecanismo de procura y aseguramiento de la calidad conforme a lo establecido en su Sistema de Administración autorizado, para que los Tanques y Recipientes de Almacenamiento, equipos, sistemas, tuberías y accesorios sean especificados, adquiridos, evaluados e instalados conforme a las especificaciones indicadas en el capítulo de Diseño, las recomendaciones del fabricante, las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo, y

VI. Los trabajos de Construcción e instalación deberán ser realizadas por personal competente. El regulado deberá conservar los registros físicos y/o digitales, cartas laborales y/o certificaciones y presentarlos cuando la Agencia lo requiera.

VII. Durante la Construcción de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberá cumplir con los requisitos siguientes:

a. Cuando se realicen actividades de despalme y deshierbe éstas deberán realizarse únicamente dentro del predio para el Proyecto y, en caso necesario, del camino de acceso. En estas actividades no se pueden utilizar agroquímicos y/o fuego;

b. Se deberán utilizar los caminos de acceso ya existentes. En el caso excepcional de que sea imprescindible la apertura de nuevos caminos de acceso, se deberán construir de forma que no se modifiquen los patrones originales de escurrimiento de agua, para evitar la erosión y hundimiento de suelo;

c. No se permiten las actividades de Mantenimiento de vehículos y maquinaria ajenos a la instalación dentro del predio;

d. Para la realización de las obras de Construcción no se deberá usar agua potable;

e. Para los materiales producto de la excavación que permanezcan en la obra se deberán aplicar las medidas necesarias para evitar la dispersión de polvos;

f. En caso de no contar con sanitarios fijos, se deberán instalar en las etapas de preparación y Construcción del Proyecto, sanitarios portátiles para todo el personal, además de contar con los servicios para la disposición de los residuos que se generen;

g. En caso de que se requiera instalar campamentos, almacenes, oficinas y patios de maniobra, éstos deberán ser temporales y ubicarse en zonas ya perturbadas;

h. Se deberán tomar las medidas preventivas en el uso de soldaduras, solventes, aditivos y materiales de limpieza, para que no se contamine el agua y/o suelo, y

i. En los casos en los que se hayan construido desniveles o terraplenes, éstos deberán contar con una cubierta vegetal de tipo herbáceo o de otro material para evitar la erosión del suelo.

Artículo 28. Los Regulados deberán proteger la instalación de acuerdo con lo especificado por la disciplina e ingeniería de corrosión y de conformidad con lo establecido en el Diseño, así como códigos, estándares y buenas prácticas nacionales o internacionales que sean aplicables.

Artículo 29. Los Regulados deberán identificar las tuberías y los Recipientes de Almacenamiento de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo, así como los Tanques de Almacenamiento de Gasolinas y Diésel cuando aplique; de conformidad con los códigos, estándares y buenas prácticas nacionales o internacionales que le sean aplicables, e indicar las características del producto contenido conforme al Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos.

Artículo 30. No se deberán construir Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que se ubiquen debajo de puentes vehiculares o sobre puentes vehiculares o sitios elevados colindantes a centros de concentración masiva o con ventanales, ni en zonas núcleo de áreas naturales protegidas o en áreas terrestres prioritarias para la conservación.

CAPÍTULO IV

PRE-ARRANQUE

Artículo 31. Los Regulados deberán contar con un mecanismo para realizar la Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA), para los equipos o Instalaciones sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, donde se involucran equipos que almacenen y conduzcan combustibles; así como, los sistemas de seguridad, cuando se presente alguno de los siguientes escenarios:

I. Instalaciones y/o equipos nuevos;

II. Reparaciones y/o modificaciones de Instalaciones y/o equipos, debido a paros según resulte aplicable, atendiendo los riesgos asociados a la actividad objeto de las presentes Disposiciones;

III. Instalaciones que hayan estado fuera de operación debido a paros por accidentes, por logística de operación, fines comerciales, entre otras, y podrá ser efectuada según resulte aplicable, atendiendo los riesgos asociados a la actividad objeto de las presentes Disposiciones, y

IV. Entre otros, que difieran de los aludidos en las fracciones anteriores, atendiendo los riesgos asociados a la actividad objeto de las presentes Disposiciones.

Artículo 32. Los Regulados deberán efectuar la RSPA, de forma total o por etapas de acuerdo con la complejidad de la instalación, los sistemas y los procesos:

I. Total, cuando la logística del arranque de sus instalaciones y procesos lo permita, y

II. Por etapas o secuenciada, cuando la logística del arranque de sus instalaciones y procesos así lo requieran.

Artículo 33. Los Regulados deberán conformar un grupo de RSPA, el cual estará formalizado e integrado por un coordinador y personal con experiencia y conocimientos en Diseño, Construcción, reparación, modificación o rehabilitación de los equipos y/o instalaciones, así como aquellos que operarán, darán Mantenimiento y ejecutarán las funciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, una vez que se lleve a cabo el inicio o reinicio de la Operación.

Artículo 34. En caso de ser necesario, en el desarrollo de la RSPA y atendiendo a la complejidad de los procesos, instalaciones o equipos, deberán integrarse especialistas en materias tales como: civil, eléctrico, mecánico, ya sea estático o dinámico, instrumentos, áreas internas y externas, fabricantes, licenciadores, o cualquier otro personal propio, contratista, subcontratista, proveedor o prestador de servicio que, por su relación con el equipo o instalación, intervenga.

Artículo 35. Los integrantes del grupo responsables de llevar a cabo la RSPA deberán, entre otras:

I. Elaborar las listas de verificación necesarias acorde a las instalaciones;

II. Llevar a cabo la revisión documental;

III. Levar a cabo la revisión física;

IV. Evaluar y clasificar el riesgo de los Hallazgos;

V. Elaborar y ejecutar los programas de atención de recomendaciones de los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda;

VI. Elaborar y ejecutar los programas de atención de recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda;

VII. Validar el cumplimiento de los programas establecidos en las fracciones V y VI;

VIII. Verificar que se cumplan las recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA;

IX. Generar los registros físicos y/o digitales de su participación y aportación de acuerdo con su especialidad, entregándolos al coordinador de la RSPA, y

X. Emitir el resultado de la RSPA.

Artículo 36. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá realizar la revisión documental conforme a planos Aprobados Para Construcción, (APC), planos As built (como quedó construido), Diagramas de flujo de proceso, manuales, procedimientos, filosofía de operación, de control, recomendaciones de fabricantes, resultados de pruebas, u otra información que consideren necesaria atendiendo la naturaleza de la actividad que se desarrolle en el Sector Hidrocarburos; con la finalidad de verificar que los requisitos y especificaciones técnicas de Diseño, Construcción, así como aquellos requisitos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente necesarios para un arranque seguro, han sido cumplidos.

Artículo 37. La revisión documental de las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, deberá llevarse a cabo utilizando listas de verificación que permitan la identificación, verificación, control y seguimiento de los Hallazgos de la RSPA, considerando los elementos de su Sistema de Administración autorizado.

Artículo 38. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá revisar las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones verificando en campo que se cumplen los requisitos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente. La revisión física podrá incluir elementos tales como: minutas de trabajo, fotografías, entrevistas, pruebas, reportes de campo, registros físicos y/o digitales u otros medios de verificación, que permitan demostrar como mínimo lo siguiente:

I. Congruencia entre lo indicado en la revisión documental y lo existente en campo;

II. Cumplimiento de lo dispuesto en las especificaciones de Diseño y planos Aprobados Para Construcción (APC) y planos As built (Como quedó construido), Diagramas de flujo de proceso, filosofía de control, filosofía de operación, manuales, procedimientos;

III. Que se realizaron todas las inspecciones y pruebas establecidas en el Diseño, atendiendo la naturaleza de la actividad del Sector Hidrocarburos que se desarrolla;

IV. Cumplimiento de requisitos físicos, de integridad mecánica y operatividad;

V. Cumplimiento de los requisitos legales y documentales de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, aplicables a las instalaciones y/o equipos sujetos a la RSPA;

VI. Cumplimiento de los requisitos orientados a la competencia, capacitación y adiestramiento del personal involucrado que operará y mantendrá la instalación; así como de los contratistas, subcontratistas, proveedores y prestadores de servicios aplicables a las instalaciones y/o equipos sujetos a la RSPA, y

VII. Cumplimiento de las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

Artículo 39. La información que se genera de la revisión documental y de campo deberá registrarse en listas de verificación que permitan la identificación, verificación, control y seguimiento de los Hallazgos de Pre-arranque, conteniendo al menos la siguiente información:

I. Nombre del elemento a revisar;

II. Puntos que verificar;

III. Comentario o información presentada;

IV. Hallazgo;

V. Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones;

VI. Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones;

VII. Acciones para atención de Hallazgos;

VIII. Responsable;

IX. Fecha de atención, y

X. Estado de cumplimiento.

Artículo 40. Cada integrante de acuerdo con su especialidad deberá identificar los Hallazgos considerando lo indicado en los Artículos 37 (Revisión documental) y 38 (Revisión física).

Artículo 41. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá analizar, evaluar y clasificar los Hallazgos.

Artículo 42. Los Hallazgos se deberán registrar y plantear en escenarios de riesgo, de tal forma que se identifiquen los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones por los riesgos que representan; así como también aquellos que no lo impiden.

Artículo 43. Para evaluar los escenarios de riesgo, el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá desarrollar una matriz de riesgo de frecuencia y consecuencia, tomando como base información de datos propios o de bibliografía especializada, para definir los valores que se asignarán a la frecuencia y consecuencia de los Hallazgos, justificando la información presentada y/o indicando las fuentes o referencias bibliográficas.

Artículo 44. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá clasificar los Hallazgos, de conformidad con lo establecido en la matriz de riesgo definida en el artículo 43, identificando aquellos que impidan o no el inicio o reinicio de operaciones.

Artículo 45. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá elaborar los programas de atención de las recomendaciones a los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda, los cuales serán atendidos previo al inicio o reinicio de operaciones.

Artículo 46. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá elaborar los programas de atención de las recomendaciones a los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, en los cuales se estipularán los plazos y los responsables para su cumplimiento.

Artículo 47. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá validar el cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones, de acuerdo con el mecanismo que los Regulados establezcan, pudiendo ser evidencias documentales o físicas para el cierre de recomendaciones, y éstas serán conservadas en las instalaciones.

Artículo 48. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá validar que las instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, se encuentran en condiciones de iniciar operaciones, documentando como mínimo la información siguiente:

I. Lugar y fecha de inicio y terminación de la RSPA;

II. Nombre, domicilio y descripción de la instalación y los equipos revisados;

III. Cumplimiento de las recomendaciones derivadas de la totalidad de Hallazgos que impiden el inicio o reinicio de operaciones;

IV. Programa de atención al cumplimiento de recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, de conformidad con lo establecido en el artículo 46;

V. Escrito bajo protesta de decir verdad en donde se mencione que los equipos e instalaciones han sido revisados y las condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para un arranque seguro han sido cumplidas, y

VI. Nombre, cargo y firma de los integrantes del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA.

Artículo 49. El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA deberá validar el cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, de acuerdo con el mecanismo que los Regulados establezcan.

Artículo 50. Cuando el grupo responsable efectúe el RSPA en varias etapas, los Regulados deberán obtener la validación correspondiente para cada etapa, de acuerdo con el Artículo 48.

Artículo 51. Una vez que se ha concluido la RSPA, los Regulados deberán obtener un Dictamen de Pre-arranque emitido por un Tercero Autorizado, en el que conste que la Construcción y los equipos son acordes a la ingeniería de detalle, a las modificaciones incorporadas en dicha ingeniería durante la Construcción, y que las recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arranque que impiden el inicio o reinicio de operaciones fueron atendidas satisfactoriamente.

Artículo 52. Una vez obtenido el Dictamen de Pre-arranque favorable, establecido en el Artículo 51, los Regulados podrán autorizar la puesta en operación de equipos o instalaciones nuevas, reparadas, modificadas o reactivadas.

Artículo 53. Cuando los Regulados realicen la RSPA por etapas o secuenciada de las instalaciones y/o equipos, los Regulados deberán obtener un solo Dictamen de Pre-arranque que verifique el cumplimiento de la totalidad de las revisiones que fueron necesarias para el inicio o reinicio de las operaciones de la instalación y/o equipo sujeto a la RSPA.

Artículo 54. Los Regulados deberán presentar el Dictamen de Pre-arranque a la Agencia, en copia simple y original para cotejo, en un plazo máximo de 10 días hábiles posterior al inicio de operación.

Artículo 55. Los Regulados deberán hacer constar en un acta de cierre, cuando la totalidad de las recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA que impiden o no, el inicio o reinicio de las operaciones se hayan cumplido. Los Regulados conservarán en sus instalaciones, de conformidad con lo plazos establecidos en la normatividad emitida por la Agencia, documentando la información siguiente:

I. Lugar y fecha de inicio y terminación de la RSPA;

II. Nombre y domicilio de la instalación;

III. Localización y descripción de la instalación y/o de los equipos revisados;

IV. Nombre, cargo, especialidad y firma de los participantes en la RSPA;

V. Fecha del inicio o reinicio de operaciones;

VI. Cumplimiento de las recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, y

VII. Escrito bajo protesta de decir verdad en donde se menciona que los equipos e instalaciones fueron revisados y las condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el arranque seguro fueron cumplidas, como se inicia en el Artículo 48, fracción V.

CAPÍTULO V

OPERACIÓN

Artículo 56. Para llevar a cabo la operación de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán cumplir con lo señalado en este capítulo, así como con los ANEXOS I, II, III, IV, V y X según le aplique y como mínimo con lo siguiente:

I. Desde la Recepción de Gas Natural Comprimido, Gas Licuado de Petróleo, Gasolinas y/o Diésel hasta la Entrega al Usuario Final:

a. Mantener disponible (que está listo para usarse) y operable (que puede ser operado, que cumple su intención de Diseño) el sistema de control en rangos seguros de operación;

b. Mantener disponible y operable el sistema de alarmas que alerte al operador cuando los parámetros de operación se encuentren fuera de rango de operación seguro y requieran una acción del operador;

c. Mantener disponibles y operables los sistemas y/o dispositivos para la reducción o recuperación de Emisiones a la atmósfera, que apliquen;

d. Mantener disponible y operable el Sistema de Paro por Emergencia, en las áreas de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, de acuerdo con el plano de localización y lo establecido en los presentes Lineamientos;

e. Mantener disponible, operable, en buen estado y en cantidad necesaria (cantidad adecuada, forzosa e indispensable para el número de trabajadores de la instalación que la requieran para la ejecución de su trabajo); el equipo de seguridad y protección personal, así como las herramientas, los materiales, equipos adecuados y los accesorios que requiera el personal de la Instalación para la ejecución de sus actividades, de los procedimientos operativos y de Emergencia;

f. Mantener disponible y operables el sistema de detección, alarma y protección contra incendio;

g. Mantener disponibles, vigentes y operables los extintores en las áreas de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural de acuerdo con el plano de localización y lo establecido en los presentes Lineamientos;

h. Mantener disponible y operable el sistema de captación de drenaje aceitoso y con un nivel menor del 50% o vacío de acuerdo con las características climatológicas de la zona y época del año;

i. Actualizar el Análisis de Riesgo de forma periódica conforme a la normatividad vigente y buenas prácticas nacionales e internacionales, y

j. Mantener disponibles y operables todos los dispositivos de alivio de presión y/o dispositivos de seguridad, tales como válvulas de relevo y/o alivio, discos de ruptura, válvulas de corte rápido y/o aislamiento, etcétera.

II. Desde la Recepción de Gas Natural Comprimido, Gas Licuado de Petróleo, Gasolinas y/o Diésel hasta la Entrega al Usuario Final, desarrollar y documentar los procedimientos operativos, de Mantenimiento y de seguridad; y capacitar y adiestrar al personal que opere la Instalación para que cuenten con las habilidades técnicas y experiencia que garantice su competencia en este tipo de Instalaciones, conozca y aplique correctamente los procedimientos y actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente.

III. Los Regulados deberán evidenciar el cumplimiento a la capacitación, adiestramiento y concientización del personal que opere las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, para que sea competente en los procedimientos de la Instalación, la aplicación de las metodologías de Análisis de Riesgo para situaciones excepcionales de operación, conforme a la normatividad vigente y buenas prácticas nacionales e internacionales, así como lo indicado en los presentes Lineamientos.

Artículo 57. Los Regulados deberán elaborar e implementar los procedimientos de operación y emergencia de acuerdo con las Instalaciones y evidenciar el cumplimiento de los procedimientos. Los procedimientos deberán estar disponibles en un lugar de acceso inmediato donde puedan ser consultados por el personal que lo requiera y deberán incluir como mínimo la información siguiente:

I. Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada sistema o Instalación;

II. Descripción de los Componentes y sistemas del procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y Condiciones de operación normal;

III. El inicio de operaciones de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

IV. Operación normal de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

V. Monitoreo y control de temperatura, presión, flujo y otras variables necesarias, para mantenerlos dentro de los límites de operación previstos y tener una respuesta inmediata ante un evento no deseado;

VI. Ajuste de los sistemas de control para que la operación se realice dentro de los límites de Diseño, incluyendo un listado de alarmas de alta y baja donde corresponda;

VII. Identificación de Condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal;

VIII. Paro y arranque de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

IX. Especificaciones de los ajustes de los Dispositivos de alivio de Presión o vacío, o la Presión de Operación Máxima o mínima de cada Componente;

X. Descripción de los sistemas de seguridad de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

XI. Descripción de los parámetros que se deberán verificar previo al suministro de combustible a los vehículos automotores;

XII. Aquellos procedimientos específicos o especiales para las actividades de cada zona de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

XIII. La obligación del personal de Operación para restringir que personas externas o de la Instalación fumen o generen fuentes de ignición;

XIV. La obligación del personal de Operación para restringir el uso del celular en áreas de Expendio, Recepción, suministro y Almacenamiento;

XV. La obligación del personal de Operación para restringir el Expendio al transporte público con pasajeros a bordo;

XVI. La obligación del personal de Operación para restringir el Expendio a vehículos con motor encendido;

XVII. Descripción de los procedimientos de Recepción, Almacenamiento y despacho de combustibles;

XVIII. Comunicación efectiva de las condiciones operativas y de Riesgo;

XIX. Obligación de realizar y contar con los registros físicos y/o digitales en Bitácora de las actividades, eventos anormales y Emergencias, y

XX. Obligación de realizar y contar con los registros y procedimientos de investigación de Accidentes e Incidentes.

Artículo 58. Los Regulados deberán elaborar, implementar y evidenciar el cumplimiento de un manual de seguridad y un manual de operación, en apego a su Sistema de Administración autorizado.

Artículo 59. Los Regulados deberán cuantificar, registrar y totalizar de forma anual el volumen de las Emisiones generadas por el manejo de Petrolíferos y/o Gas Natural residual, derivadas de las operaciones, descontroles y/o fallas operativas.

Artículo 60. Los Regulados deberán mantener en operación continua los dispositivos de corte rápido o de aislamiento en las líneas de combustibles que lleguen a los dispensarios, las tuberías de entrada y salida de los tanques y/o recipientes de Almacenamiento.

Artículo 61. Los Regulados deberán mantener libres los espacios de los radios de giro y de estacionamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para las operaciones de arribo de vehículos de suministro de combustibles.

Artículo 62. Los Regulados deberán mantener la integridad y libertad de flujo del drenaje pluvial y de servicios.

Artículo 63. Los Regulados deberán mantener la integridad y libertad de flujo del drenaje aceitoso hacia la trampa de combustible.

Artículo 64. Los Regulados deberán mantener la integridad y libertad de flujo del drenaje de las trincheras.

Artículo 65. Los Regulados deberán mantener la integridad, características y libres de obstrucciones los pisos, trincheras, las áreas o zonas de circulación, estacionamientos y las zonas de Carga y Descarga de combustibles.

Artículo 66. Los Regulados no deberán realizar la Recepción de combustibles en las zonas de Almacenamiento en forma simultánea, para dos recipientes de Almacenamiento de distintas sustancias.

Artículo 67. Los Regulados no deberán realizar la Operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural mientras existan secciones de los sistemas de tubería y almacenamiento que se encuentren en desuso, presurizados o empacados con petrolíferos o Gas Natural, por periodos de tiempo que excedan lo indicado en los procedimientos de Operación y que puedan generar condiciones de Riesgo, por lo que los procedimientos de Operación deberán indicar las secciones que por necesidad operativa requieran permanecer disponibles, los requisitos para una operación segura y como mínimo la despresurización, drenado y aislamiento.

Artículo 68. Los Regulados deberán designar al responsable o los responsables de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, de los cuales al menos uno deberá estar presente en la Instalación durante la Operación.

Artículo 69. Los Regulados deberán suministrar solo un combustible a la vez por posición de carga, es decir, en aquellos vehículos híbridos se deberá realizar el suministro de un combustible y después el otro; sin que esta operación sea simultánea en un mismo vehículo.

CAPÍTULO VI

MANTENIMIENTO

Artículo 70. Los Regulados deberán contar con el Dictamen de Operación y Mantenimiento emitido por un Tercero Autorizado por la Agencia, de conformidad con el Capítulo VII Dictámenes, y cumplir con lo señalado en este capítulo.

Artículo 71. Para llevar a cabo el Mantenimiento de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán cumplir con lo señalado en este capítulo, así como con los ANEXOS I, II, III, IV, V, VI, IX y X según resulte le aplicable y como mínimo lo siguiente:

I. Desarrollar, ejecutar y evidenciar el cumplimiento de un programa de Mantenimiento indicando el criterio de aceptación o rechazo, para evaluar y conservar la confiabilidad e integridad de los elementos de la instalación, los elementos constructivos, sistema eléctrico y equipos críticos, incluyendo el sistema de seguridad y protección contra incendio, Sistema de Paro por Emergencia, sistemas para el control de Emisiones y medios de protección contra impacto vehicular, tanques, recipientes, bombas y tuberías. El programa de Mantenimiento deberá ser de carácter predictivo y preventivo, indicar la periodicidad de las actividades de Mantenimiento que deberán llevarse a cabo en un año calendario;

II. El programa de Mantenimiento deberá incluir como mínimo lo siguiente:

a. Ser elaborados conforme lo prevean los manuales de Mantenimiento de cada equipo;

b. Seguir las indicaciones de los fabricantes, proveedores de materiales y constructores;

c. Incluir las conclusiones de los análisis correspondientes a las fallas ocurridas durante la vida de la instalación;

d. Incluir las actividades de limpieza y funcionalidad de los sistemas de drenaje;

e. Verificar que se lleven a cabo las revisiones, evaluaciones de integridad mecánica y pruebas periódicas a los equipos, tuberías, válvulas de corte o aislamiento, válvulas internas, dispositivos, accesorios, sistemas y revisar la funcionalidad de los equipos relacionados con la Operación;

f. Revisar que los materiales y/o refacciones que se usan en los equipos son de acuerdo con las especificaciones de Diseño y recomendaciones del fabricante;

g. Revisar las secciones de los sistemas de tubería y almacenamiento que se encuentren fuera de operación, presurizados o empacados con Petrolíferos o Gas Natural, y

h. Establecer los periodos de tiempo en los cuales se encontrarán fuera de operación las secciones de los sistemas de tubería y almacenamiento, presurizados o empacados con Petrolíferos o Gas Natural.

III. La revisión realizada por el Regulado deberá determinar los mecanismos de daño, indicar las metodologías de revisión, así como los periodos de revisión para equipos, tuberías, válvulas de seguridad y/o alivio, entre otros y deberá reevaluarse de acuerdo con los resultados obtenidos en cada revisión;

IV. Desarrollar y ejecutar un programa que permita capacitar, adiestrar y evaluar al personal que revise y realice el Mantenimiento de la Instalación, para que cuenten con las habilidades técnicas y experiencia que garantice su competencia en este tipo de Instalaciones, conozca y aplique correctamente los procedimientos y operaciones de seguridad y Mantenimiento, conozca y aplique en forma previa a las actividades a realizar, la metodología de Análisis de Riesgo adecuada;

V. Comprobar, conservar y presentar a la Agencia cuando así lo requiera, los registros físicos y/o digitales, y evidencias de que el personal externo que realice actividades del programa de revisión y Mantenimiento, tales como contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores, cuentan con la competencia para realizar dichas actividades en la Instalación;

VI. Mantener disponible, en buen estado y en cantidad necesaria; el equipo de seguridad y protección personal, así como herramientas, equipos adecuados y accesorios que requiera el personal de la Instalación para la ejecución de sus actividades y de los procedimientos de Mantenimiento;

VII. Identificar los Riesgos previos a la realización de las operaciones de Mantenimiento y cumplir las medidas de seguridad establecidas en los procedimientos de seguridad y de Mantenimiento, las recomendaciones del Análisis de Riesgo, las recomendaciones del fabricante previo y durante las actividades de Mantenimiento;

VIII. Registrar en una base de datos digital o en algún medio físico las fallas funcionales, la frecuencia de falla, el modo de falla y los análisis correspondientes, de los equipos, sistemas, elementos, instrumentos y accesorios de la Instalación, derivado de las revisiones y Mantenimientos realizados. Dichos registros físicos y/o digitales deberán estar disponibles para cuando la Agencia los requiera;

IX. Desarrollar un expediente de integridad mecánica de equipos, donde se registren los resultados de las revisiones y Mantenimiento, durante la vida útil de los recipientes y/o tanques de Almacenamiento, como se indica en el ANEXO VI, y

X. Para los sistemas de tubería, tanques, recipientes, equipos o estructuras subterráneos, el Regulado deberá desarrollar el programa de revisión del estado del Sistema del recubrimiento anticorrosivo, del sistema de protección catódica y sus componentes, dicho programa deberá incorporar las nuevas tecnologías que comprueben su efectividad e incluir entre otros métodos los siguientes:

a. Detección acústica;

b. Termografía;

c. Inspección electromagnética superficial;

d. Ondas guiadas;

e. Ultrasonido de haz recto;

f. Ultrasonido haz angular, y

g. Fuga de flujo magnético.

XI. El Regulado deberá indicar entre otros datos los siguientes:

a. Determinar las características del suelo, resistividad, pH, humedad, potencial de polarización, potencial natural de corrosión, potencial reducción - oxidación;

b. Determinar la trayectoria del sistema de tubería (en plano y profundidad);

c. Evaluar cuantitativamente las resistencias de fuga de corriente y del recubrimiento del ducto;

d. Clasificar y delimitar las zonas con diferente grado de daños del recubrimiento;

e. Estado de las camas anódicas;

f. Detectar conexiones entre sistemas de tubería en operación y tuberías fuera de servicio conectados al sistema de protección catódica, y

g. Estimar las cargas del sistema de protección catódica en operación.

Artículo 72. Los Regulados deberán elaborar un manual de Mantenimiento de los equipos e instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Artículo 73. El Regulado deberá mantener los registros físicos y/o digitales de la capacitación y adiestramiento al personal de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, así como la competencia en la ejecución de los procedimientos de Mantenimiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en apego a lo establecido en su Sistema de Administración autorizado, y tenerlos disponibles para cuando la Agencia los requiera.

Artículo 74. El Regulado deberá tener el Manual de Mantenimiento disponible en físico en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para el personal que lo requiera.

Artículo 75. Los Regulados deberán mantener funcionales los medios físicos de protección contra impacto vehicular de las áreas de Expendio y los tanques y/o recipientes de Almacenamiento en las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Artículo 76. En las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, los Regulados deberán mantener funcionales las delimitaciones, los accesos, las vialidades y las colindancias de la Instalación.

Artículo 77. Los Regulados deberán conservar los reportes de la ejecución del programa de revisión y Mantenimiento de las tuberías para cuando la Agencia lo requiera.

Artículo 78. Los Regulados deberán designar al responsable o los responsables de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, de los cuales al menos uno deberá estar presente en la durante el Mantenimiento.

Artículo 79. Los Regulados deberán elaborar, implementar y registrar el cumplimiento de programas de Mantenimiento que incluyan todas las operaciones relacionadas para preservar los equipos, sistemas, accesorios, estructuras, edificaciones, entre otros, de acuerdo con las especificaciones de Diseño de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, y deberá incluir como mínimo lo siguiente:

I. Mantener el funcionamiento de los equipos, instrumentos y accesorios relacionados con la operación;

II. Mantener el funcionamiento de los equipos, instrumentos y accesorios relacionados con la seguridad;

III. Suministrar los materiales y refacciones que se usan en los equipos y que cumplan con las especificaciones requeridas;

IV. Llevar a cabo las revisiones y pruebas periódicas a los equipos;

V. Realizar el Mantenimiento con base en las recomendaciones del fabricante y procedimientos internos;

VI. Cumplir y registrar las acciones correctivas resultantes del Mantenimiento;

VII. Revisar y eliminar fracturas y fisuras en pisos de zonas de Carga y Descarga de combustible, sellando con material resistente a los Hidrocarburos;

VIII. Aplicar material sellador en las juntas de expansión de los pisos;

IX. Revisar que no existan baches en zonas de circulación;

X. Revisar los equipos nuevos y de reemplazo, para el cumplimiento con los requerimientos de Diseño y donde estarán instalados;

XI. Definir los criterios o límites de aceptación; la frecuencia de las revisiones y pruebas, conforme a las recomendaciones del fabricante; las buenas prácticas de ingeniería; los requerimientos regulatorios y las políticas del Regulado, entre otros, y

XII. Cumplimiento de las medidas de seguridad de acuerdo con lo indicado en los procedimientos, para evitar Riesgos en las operaciones de Mantenimiento.

Artículo 80. El Mantenimiento de los elementos de la obra civil de la Instalación se deberá revisar y comprobar como mínimo cada 4 meses, incluyendo al menos los siguientes elementos:

I. Las delimitaciones;

II. Los accesos;

III. Las edificaciones y estructuras;

IV. Los estacionamientos (en caso de contar con ellos);

V. El Área de almacenamiento;

VI. El Área de Expendio;

VII. El área de compresión;

VIII. La zona de la estación de regulación y medición;

IX. Cuarto eléctrico;

X. Cuarto de máquinas;

XI. Las protecciones contra impacto vehicular;

XII. Las señales y avisos, y

XIII. Las áreas de circulación.

Artículo 81. Para el Mantenimiento a los elementos del sistema eléctrico se deberá realizar el corte en el suministro de energía eléctrica del circuito, donde se llevarán a cabo las actividades de Mantenimiento y deberá incluir como mínimo las acciones siguientes:

I. Revisar que los conductores y canalizaciones eléctricas no presenten daño o desviación en su Diseño y/o instalación;

II. Revisar que los Accesorios eléctricos (interruptores; contactos, cajas de conexiones, sellos eléctricos, tableros, etc.) tengan su correspondiente tapa, compuesto sellador y contratapa de protección firmemente colocada;

III. Revisar el funcionamiento de interruptores de circuitos de fuerza e iluminación desde los tableros y corregir en caso de falla;

IV. Revisar la firme sujeción de tornillos y elementos susceptibles de vibración;

V. Revisar que los sistemas de tierras cumplan con la continuidad y resistividad menor a 5 ohms;

VI. Revisar el Sistema de pararrayos en apego al programa de Mantenimiento, y

VII. Revisar y mantener el Sistema de Paro por Emergencia.

Lo anterior deberá ser realizado cada seis meses y cumplir el criterio de aceptación del programa de Mantenimiento.

Artículo 82. Los Regulados deberán desarrollar e implementar su(s) procedimiento(s) internos de seguridad y deberá incluir al menos los siguientes:

I. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas eléctricas;

II. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas con productos;

III. Trabajos Peligrosos con fuentes que generen ignición (soldaduras, chispas y/o flama abierta);

IV. Trabajos en alturas con escaleras o plataformas superiores a 1.5 m, y

V. Trabajos en áreas confinadas.

Artículo 83. Los productos que se utilicen para las tareas de limpieza de Hidrocarburos deberán ser biodegradables, los desechos serán enviados a los drenajes aceitosos que conducen a la trampa de combustible, para su posterior disposición como Residuo Peligroso.

El desarrollo y frecuencia de estas operaciones se divide como se indica a continuación:

I. Operaciones que se deberán realizar diariamente:

a. Limpieza general en áreas comunes, paredes, bardas, herrería en general, puertas, ventanas y señales y avisos;

b. Lavar con agua y productos biodegradables para la remoción o emulsión de grasas;

c. Lavar con agua y productos biodegradables pisos de zonas de despacho y la zona próxima a la Bocatoma de llenado de tanques, y

d. Limpieza de dispensarios por el exterior, mangueras y pistolas de despacho.

II. Operaciones que se deberán de realizar cada 30 días naturales como máximo y cuando sea necesario:

a. Limpieza de registros y rejillas. Retirar rejillas y lavar con agua y productos biodegradables, y

b. Realizar revisión y hacer limpieza de trampas de combustibles y de grasas, cuando se requiera lavar con agua y productos biodegradables y recolectar los residuos flotantes y lodos en depósitos de cierre hermético.

III. Operaciones que se deberán de realizar cada 90 días naturales como máximo y cuando sea necesario:

a. Limpieza de drenajes. Desazolvar drenajes, y

b. Las actividades de limpieza deberán ser ejecutadas con personal interno o externo, competente y ser registrado en Bitácora.

Artículo 84. Los Regulados deberán realizar las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, con base en un programa que considere cada una de dichas etapas, el programa deberá contener todos los elementos necesarios para garantizar la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección del medio ambiente, de conformidad con la regulación que para tal efecto emita la Agencia.

CAPÍTULO VII

DICTÁMENES

Artículo 85. En el presente capítulo se establecen los Dictámenes con los que deberán contar los Regulados para las etapas de Diseño, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento, para llevar a cabo la actividad de Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

Artículo 86. Sin perjuicio de la facultad de inspección de la Agencia, la verificación del cumplimiento de los requisitos y especificaciones establecidas en el presente Lineamiento, serán realizadas a petición de parte, a través de Terceros Autorizados por la Agencia.

Artículo 87. El Regulado deberá contar con un Dictamen emitido por un Tercero Autorizado, mediante el cual verifique que cumple con las especificaciones, requisitos y parámetros establecidos en el presente Lineamiento, para cada una de las etapas siguientes:

I. Diseño;

II. Pre-arranque, y

III. Operación y Mantenimiento.

Para dictaminar la etapa de Pre-arranque, el Tercero Autorizado deberá evaluar la información generada por el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA.

Para dictaminar la etapa de Operación y Mantenimiento, de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y que entre otros combustibles expenda Gasolinas, el Regulado presentará en copia simple y original para cotejo, al Tercero Autorizado, el informe de resultados del Sistema de Recuperación de Vapores realizados por un Laboratorio de prueba acreditado y aprobado por la Agencia en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para la NOM-004-ASEA-2017, de conformidad con lo establecido en el ANEXO V, siempre y cuando la instalación se encuentren dentro de las Alcaldías y Municipios siguientes: los municipios de Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan, (Zona Metropolitana de Guadalajara), los municipios de Monterrey, Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García, Santa Catarina y Benito Juárez (Zona Metropolitana de Monterrey), las Alcaldías de Álvaro Obregón, Azcapotzalco, Benito Juárez, Coyoacán, Cuajimalpa, Cuauhtémoc, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Iztapalapa, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan, Venustiano Carranza, Xochimilco y los municipios de Atizapán de Zaragoza, Acolman, Atenco, Coacalco, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Valle de Chalco Solidaridad, Chalco, Chicoloapan, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, Jaltenco, La Paz, Melchor Ocampo, Naucalpan de Juárez, Nextlalpan, Nezahualcóyotl, Nicolás Romero, Tecámac, Teoloyucan, Tepotzotlán, Texcoco, Tlalnepantla de Baz, Tultepec, Tultitlán y Zumpango (Zona Metropolitana del Valle de México), los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz, los municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato, los municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxcoapan y Apaxco, en los Estados de Hidalgo y de México, los municipios de Tampico, Altamira y Cd. Madero, en el Estado de Tamaulipas, el municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua y los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.

Artículo 88. Los Dictámenes referidos en el artículo anterior, deberán contener como mínimo la información siguiente:

I. Datos del Regulado;

a. Nombre, Denominación o razón social;

b. Domicilio completo de la instalación, y

c. Nombre del Representante legal, en su caso.

II. Datos del Tercero Autorizado;

a. Denominación o Razón social;

b. Número de registro y vigencia de la autorización;

c. Nombre y firma del Responsable Técnico, y

d. Nombre completo y número de contrato del personal que intervino en la verificación.

III. Datos de la verificación, y

a. Periodo de verificación;

b. Lineamiento correspondiente y etapa verificada;

c. Lugar y fecha de emisión del Dictamen;

d. Vigencia del Dictamen;

e. Resultado de la verificación, y

f. Soporte de la verificación realizada.

IV. Nombre y firma del:

a. Responsable Técnico del Tercero Autorizado, y

b. Representante legal del Regulado, en su caso.

Artículo 89. El Regulado deberá conservar el original del Dictamen vigente y entregar copia simple a la Agencia, de acuerdo con la tabla siguiente:

Tabla 5. Conservación y entrega del Dictamen.

Dictamen	Conservación	Entrega a la Agencia
Diseño	Durante el tiempo de vida del Proyecto.	Cuando sea solicitado por la Agencia.
Pre-arranque (incluyendo Construcción)	Como mínimo por 5 años a partir de su emisión.	La copia simple en un plazo máximo de 10 días hábiles posterior al inicio de operación, el original deberá estar disponible para cuando la Agencia lo requiera.
Operación y Mantenimiento	Durante la vigencia del Dictamen.	La copia simple en el primer trimestre de cada año calendario, respecto de las actividades desarrolladas en el año inmediato anterior y el original deberá estar disponible para cuando la Agencia lo requiera. En Proyectos nuevos, el primer Dictamen se entregará dentro de los primeros tres meses una vez cumplido el primer año de inicio de operaciones.

Artículo 90. La verificación del cumplimiento de cada una de las etapas del proyecto deberá realizarse conforme a lo siguiente:

Tabla 6. Verificación del cumplimiento.

Dictamen	Periodicidad de verificación	Tipo de verificación
Diseño	Previo a la Construcción.	Documental
Pre-arranque (incluyendo Construcción)	• Durante el periodo de Construcción y previo al inicio de operaciones. • Después de la modificación a las instalaciones y equipos, ya sea como mejora o por la ocurrencia de un accidente.	Documental y en sitio
Operación y Mantenimiento	Verificación anual a partir del primer año del inicio de operaciones.	Documental y en sitio

Tabla 7. Verificación del cumplimiento.

Dictamen	Capítulos y Anexos que verificar
Diseño	Capítulo II y según corresponda con los ANEXOS I, II, III, IV, V, VII, VIII y X.
Pre-arranque (incluyendo Construcción)	Capítulos III, IV y según corresponda con los ANEXOS I, II, III, IV, V, VI, IX y X.
Operación y Mantenimiento	Capítulos V y VI y según corresponda con los ANEXOS I, II, III, IV, V, VI, IX y X.

TRANSITORIOS

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

Segundo. Los Regulados que cuenten con una Instalación para el Expendio simultáneo de petrolíferos y/o Gas Natural que no hayan iniciado operaciones a la entrada en vigor de los presentes Lineamientos y realicen modificaciones o ampliaciones a la Instalación en el mismo predio, les serán exigibles los requisitos de Diseño, Construcción y Pre-arranque.

Tercero. Los Regulados que cuenten con una Instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que hayan iniciado operaciones antes de la entrada en vigor de los presentes Lineamientos, contarán con 180 días naturales a partir de la entrada en vigor de los presentes Lineamientos para cumplir con los requisitos establecidos en el CAPÍTULO V "OPERACIÓN", CAPÍTULO VI "MANTENIMIENTO". Así mismo, cuando realicen modificaciones o ampliaciones a la Instalación les serán exigibles los requisitos del CAPÍTULO II DISEÑO, CAPÍTULO III CONSTRUCCIÓN y CAPÍTULO IV PRE-ARRANQUE.

Cuarto. En tanto no se cuente con Terceros Autorizados para realizar los Dictámenes y Evaluaciones Técnicas previstos en los presentes Lineamientos, los Regulados podrán someter a consideración de la Agencia, por Proyecto y para la etapa que corresponda de los presentes Lineamientos, a una persona moral que demuestre conocimiento y experiencia en el Diseño, Pre-arranque y, Operación y Mantenimiento en Estaciones de Servicio para el Expendio, así como conocimiento y experiencia en Análisis de Riesgos y cuente con reconocimiento nacional o internacional en el alcance de la etapa que evaluará, con la finalidad de que emita una opinión en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente.

Para demostrar el conocimiento y la experiencia se deberá presentar, al menos, acreditaciones profesionales, certificaciones, reconocimientos y cursos de actualización en los procesos y las instalaciones, incluyendo sus equipos. Así mismo, se deberá adjuntar la declaratoria de no existencia de conflicto de interés.

Quinto. La Agencia podrá establecer mediante programas, los periodos en los que se deberán presentar los Dictámenes de Operación y Mantenimiento. En tanto no se publiquen dichos programas, se estará a los plazos establecidos en los presentes Lineamientos.

Ciudad de México, a los veintidós días del mes de julio de dos mil diecinueve.- El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, **Luis Reynaldo Vera Morales**.- Rúbrica.

CÓDIGOS, ESTÁNDARES Y/O ESPECIFICACIONES APLICABLES

Para la observancia de los presentes Lineamientos, los Regulados podrán tomar códigos, estándares y/o especificaciones internacionales, equivalentes o superiores tales como:

- ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 23 de febrero de 2017.
- EC0252-2012, CONOCER Asociación Nacional de la Industria Química, Estándar de competencia, Respuesta a emergencias que involucran materiales peligrosos.
- EC0290-2012, CONOCER Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), Estándar de competencia, Atención de incendios que involucran materiales, productos y sustancias químicas.
- EC0291-2012, CONOCER Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), Estándar de competencia, Implementación de acciones de respuesta a emergencias en plantas industriales.
- Guía para la aplicación del estándar de competencia laboral: Implementación de la metodología para la gestión de perfiles y mapas de Riesgo en seguridad y salud en el trabajo en la organización. Basada en la metodología de la OIT de trabajo seguro (*safework*).
- EC1035, CONOCER ASEA, Estándar de Competencia, Suministro seguro de combustibles en la estación de servicio para el expendio al público de gasolinas y diésel, Comité de Gestión por Competencias de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente.
- EC1036, CONOCER ASEA, Estándar de Competencia, Supervisión de la operación segura de la estación de servicio de expendio al público de gasolinas y diésel, Comité de Gestión por Competencias de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente.
- EC0889, CONOCER Instituto Politécnico Nacional, Elaboración de estudios de riesgo en procesos industriales, Comité de Gestión por Competencias del Instituto Politécnico Nacional.
- Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, Secretaría de medio Ambiente y Recursos Naturales.
- Lineamientos para la operación del Programa de Apoyo para la Productividad, 2013.
- Perfiles ocupacionales y competencias de las personas, Registro Nacional de Estándares de Competencia, Secretaría de Educación Pública, CONOCER.
- NMX-AA-009-1993-SCFI, Contaminación Atmosférica - fuentes fijas - determinación de flujo de gases en un conducto por medio de tubo pitot.
- NMX-AA-023-1986 Protección al Ambiente-Contaminación Atmosférica-Terminología. Declaratoria de Vigencia publicada en el DOF el 15 de julio de 1986.
- NMX-AA-103-SCFI-2006, Residuos-determinación de compuestos orgánicos volátiles por cromatografía de gases acoplado a un espectrómetro de masas en productos de extracción de constituyentes tóxicos PECT)-método de prueba.
- NMX-B-010-1986, Industria siderúrgica tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente para usos comunes.
- NMX-B-177-1990, Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.
- NMX-B-179-1983, Productos siderúrgicos, tubos de acero con o sin costura, series dimensionales.
- NMX-B-482-CANACERO-2016, Industria Siderurgia-Capacitación Calificación y Certificación de Personal en Ensayos no Destructivos.
- NMX-E-181-CNCP-2016, Industria del plástico-tubos y conexiones de poli (cloruro de vinilo clorado) (CPVC) para sistemas de distribución de agua caliente y fría-especificaciones y métodos de prueba (cancela a la NMX-E-181-CNCP-2006).
- NMX-E-226/1-SCFI-1999, Industria del plástico–Tubos de polipropileno (PP) para unión roscada empleados para la conducción de agua caliente y fría en edificaciones-Especificaciones.
- NMX-E-226/2-CNCP-2007, Industria del plástico- Tubos de polipropileno (PP) para unión por termofusión empleados en instalaciones para la conducción de agua caliente o fría - serie métrica-Especificaciones".

- NMX-R-019-SCFI-2011, Sistema armonizado de clasificación y comunicación de peligros de los productos químicos (*Globally harmonized system*).
- NMX-R-050-SCFI-2006, Accesibilidad de las personas con discapacidad a espacios construidos de servicio al público - Especificaciones de Seguridad.
- NMX-X-020-SCFI-2013 Industria del gas – Dispositivo de llenado de desconexión seca para uso en trasiego, entre recipientes no transportables – Especificaciones y métodos de prueba (cancela a la NMX-X-020-SCFI-2007).
- NMX-X-021-SCFI-2014, Industria del gas-Tubos multicapa de Polietileno-Aluminio-Polietileno (PE-AL-PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-Especificaciones y métodos de ensayo.
- NMX-X-023-SCFI-2018 Industria del gas – Acoplamiento de llenado de desconexión seca para carga y descarga de los vehículos que transportan Gas L.P. – Especificaciones y métodos de prueba (cancela a la NMX-X-023-SCFI-2013).
- NMX-X-031-SCFI-2017, Industria del gas-Válvulas de paso-Especificaciones y métodos de prueba.
- NMX-X-032-SCFI-2013, Industria del gas-Reguladores para gas natural-Especificaciones y métodos de prueba.
- NMX-X-044-SCFI-2017, Industria del gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado-aluminio-policloruro de vinilo clorado para la conducción de gas natural (gn) y gas licuado de petróleo (glp)-Especificaciones y métodos de prueba.
- N-CMT-5-03-001, Características de los materiales, Parte 5 Materiales para señalamiento y dispositivos de seguridad. (SCT - Libro CMT).
- Manual de Obras Civiles Estructuras, Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Manual de construcción en acero. Diseño por esfuerzos permisibles IMCA, 5 edición, 2014, Instituto Mexicano de la Construcción en Acero.
- Manual de Proyecto Geométrico de Carreteras, SCT 1991.
- Manual of steel construction 3rd edition, American Institute of Steel Construction, Inc.
- ISO 1461: 2009, Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles – Specifications and test methods.
- ISO 16923: 2016. Natural Gas Fuelling Stations – CNG stations for fuelling vehicles.
- ISO 16924: 2016. Natural Gas Fuelling Stations – LNG stations for fuelling vehicles.
- ISO 3183: 2012, Petroleum and natural gas industries -- Steel pipe for pipeline transportation systems.
- ISO 4126-1: 2013, Safety devices for protection against excessive pressure - Part 1: Safety valves.
- ISO 4624: 2016 Paints and varnishes – Pull-off test for adhesión.
- ISO 4628-1-10: 2016 Paints and varnishes – Evaluation of degradation of coatings – Designation of quantity and size of defects, and of intensity of uniform changes in appearance.
- ISO 5208: 2015, Industrial valves -- Pressure testing of metallic valves.
- ISO 5209: 1977 (2013), General purpose industrial valves -- Marking.
- ISO 5210: 2017, Industrial valves; multi-turn valve actuator attachments.
- ISO 5211: 2017, Industrial valves - Part-turn actuator attachment.
- ISO 5752: 1982 (2012), Metal valves for use in flanged pipe systems -- Face-to-face and center-to-face dimensions.
- ISO 5996:1984, Cast iron gate valves.
- ISO 6002: 1992, Bolted bonnet steel gate valves.
- ISO 6182-1: 2014, Fire protection - Automatic sprinkler systems - Part 1: Requirements and test methods for sprinklers.

- ISO 6182-2: 2012, Fire protection; automatic sprinkler systems; part 2: requirements and test methods for wet alarm valves, retard chambers and water motor alarms.
- ISO 6182-3: 2012, Fire protection; automatic sprinkler systems; part 3: requirements and test methods for dry pipe valves.
- ISO 6182-4: 2019, Fire protection; automatic sprinkler systems; part 4: requirements and test methods for quick-opening devices.
- ISO 6182-5: 2012 Fire protection - Automatic sprinkler systems - Part 5: Requirements and test methods for deluge valves.
- ISO 7005-1: 2011 Pipe flanges – Part 1 Steel flanges for industrial and general service piping systems.
- ISO 7010: 2011, Graphical symbols -- Safety colours and safety signs -- Registered safety signs.
- ISO 7121:1986, Flanged steel ball valves.
- ISO 8044:2015, Corrosion of metals and alloys – Basic terms and definitions.
- ISO 8501 1-4: 2007, Preparation of steel substrates before application of paints and related products. Visual assessment of surface cleanliness.
- ISO 9001: 2000, Quality management systems – Requirements.
- ISO 9223: 2012, Corrosion of metals and alloys corrosivity of atmospheres – Classification, determination and estimation.
- ISO 9606-1: 2012, Qualification testing of welders- fusión welding part 1.
- ISO 9712: 2012, Non-destructive testing -- Qualification and certification of NDT personnel.
- ISO 9809-1: 2010, Gas cylinders refillable seamless steel gas cylinders - Design, construction and testing – Part 1: Quenched and tempered steel cylinders with tensile strength less than 1 100 MPa.
- ISO 9809-3: 2010, Gas cylinders refillable seamless steel gas cylinders - Design, construction and testing – Part 3: Normalized steel cylinders.
- ISO 10434: 2004, Bolted Bonnet Steel gate valves for the petroleum, petrochemical and allied industries.
- ISO 10474: 2013, Steel and Steel products – Inspection documents.
- ISO 10497: 2010, Testing of valves - Fire type-testing requirements.
- ISO 10628-1-2:2014, Diagrams for the chemical and petrochemical industry.
- ISO 10631:2013, Metallic butterfly valves for general purposes.
- ISO 12100: 2010, Safety of machinery – general principles for design – risk assesment and risk reduction – First edition.
- ISO 11124-1-4: 2018, Preparation of steel substrates before application of paints and related products -- Specifications for metallic blast-cleaning abrasives.
- ISO 11126 1-8: 2018, Preparation of steel substrates before application of paints and related products -- Specifications for non-metallic blast-cleaning abrasives.
- ISO 11126 1-9: 2004, Preparation of steel substrates before application of paints and related products -- Specifications for non-metallic blast-cleaning abrasives.
- ISO 11126 10: 2017, Preparation of steel substrates before application of paints and related products -- Specifications for non-metallic blast-cleaning abrasives.
- ISO 11439: 2013 Gas Cylinders-High Pressure Cylinders for the on-board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles.
- ISO 12149: 1999, Bolted Bonnet Steel globe valves for general-purpose applications.
- ISO 12489: 2013, Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Reliability modelling and calculation of safety systems.
- ISO-12944-1-4, 7-8: 2017, Corrosion protection of steel structures by protective paint systems.

- ISO-12944-5-6: 2018, Corrosion protection of steel structures by protective paint systems.
- ISO 13174: 2012, Cathodic protection of harbour installations -First Edition.
- ISO 13623: 2017, Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems.
- ISO 13702: 2015, Petroleum and natural gas industries - Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations - Requirements and guidelines.
- ISO 13709: 2009, Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries, Second edition.
- ISO 13943: 2017, Fire safety Vocabulary – Third edition.
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems - Requirements with guidance for use.
- ISO 14224: 2016 Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.
- ISO 14313: 2007, Petroleum and natural gas industries -- Pipeline transportation systems -- Pipeline valves.
- ISO 14713-1-3: 2017, Zinc coatings -- Guidelines and recommendations for the protection against corrosion of iron and steel in structures -- Part 1: General principles of design and corrosion resistance.
- ISO 15156-1-3: 2015, Petroleum and natural gas industries -- Materials for use in H2S-containing environments in oil and gas production.
- ISO 15501-1: 2016 Road vehicles – Compressed natural gas (CNG) fuel systems – Part 1 Safety requirements.
- ISO 15501-2: 2016 Road vehicles – Compressed natural gas (CNG) fuel systems – Part 2 Test methods.
- ISO 15589-1: 2015, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Cathodic protection of pipeline systems – Part 1: On-land pipelines.
- ISO 15609-1: 2004, Specification and qualification of welding procedures for metallic materials - Welding procedure specification – Part 1: Arc Welding – First Edition.
- ISO 15609-2: 2001, Specification and Qualification of Welding Procedures for Metallic Materials – Welding Procedure Specification – Part 2: Gas Welding – First Edition.
- ISO 15609-3: 2004, Specification and qualification of welding procedures for metallic materials Welding procedure specification Part 3: Electron beam welding – First Edition.
- ISO 15609-4: 2009, Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure specification – Part 4: Laser beam welding – Second Edition.
- ISO 15609-5: 2011, Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure specification – Part 5: Resistance welding – Second edition; Corrected Version.
- ISO 15609-6: 2013, Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure specification – Part 6: Laser-arc hybrid elding – First Edition.
- ISO 15649: 2001, Industrias del petróleo y gas natural – Tuberías.
- ISO 15761: 2002, Steel gate, globe and check valves for sizes DN 100 and smaller for the petroleum and natural gas industries.
- ISO 15848-1: 2015, Industrial valves -- Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions -- Part 1: Classification system and qualification procedures for type testing of valves.
- ISO 15848-2: 2015 Industrial valves –Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions – part 2: Production acceptance test of valves.
- ISO-15874-1: 2013-Plastics piping systems for hot and cold water installations-Polypropylene (PP)-Part 1: General, International Standards Organization.
- ISO/TR 16922: 2013, Natural gas - Odorization.
- ISO 16923: 2016, Natural gas fuelling stations - CNG stations for fuelling vehicles.

- ISO 16924: 2016, Natural gas fuelling stations - LNG stations for fuelling vehicles.
- ISO 17292: 2015 Metal ball valves for petroleum, petrochemical and allied industries.
- ISO/TS 17969: 2017, Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Guidelines on competency for management for well operations personnel.
- ISO 31000: 2018, Risk management -- Principles and guidelines.
- ISO 31010: 2009, Risk management – Risk Assesment tecniques.
- ISO 45001: 2018 - Occupational health and safety.
- ISO 55000: 2014 Asset management -- Overview, principles and terminology.
- ISO/IEC 17021-3: 2017, Conformity assessment -- Requirements for bodies providing audit and certification of management systems -- Part 3: Competence requirements for auditing and certification of quality management systems.
- ISO/IEC TS 17021-5: 2014, Conformity assessment -- Requirements for bodies providing audit and certification of management systems -- Part 5: Competence requirements for auditing and certification of asset management systems.
- ISO/IEC 17024: 2012, Conformity assessment – General requirements for bodies operating certification of persons.
- ISO/TS 17969: 2015, Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Guidelines on competency for personnel.
- ISO/TS 18683: 2015, Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships, ISO, 2015.
- IEC 60079-10-1: 2015, Explosive atmospheres – Part 10-1: Classification of areas – Explosive Gas atmospheres.
- IEC 60079-14: 2013, Explosive atmospheres – Part 14: Electrical installations design, selection and erection – Edition 5.0.
- IEC 60079-17: 2013, Explosive atmospheres – Part 17: Electrical installations inspection and maintenance – Edition 5.0.
- IEC 60204-1: 2016, Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements – Edition 6.0.
- IEC 61131-1-2: 2003. Programmable Controllers – Part 1.
- IEC 61131-3: 2013. Programmable Controllers – Part 3.
- IEC 61508-1-7: 2010 Electronic Functional safety systems.
- IEC 61511-1-3:2016 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1-3.
- API 6D:2014, Specification for Pipeline and Piping Valves.
- API 510:2014, Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.
- API Standard 520-Part I, 2014, Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices, Part I-Sizing and Selection.
- API Standard 526, 2017, Flanged Steel Pressure Relief Valves.
- API RP 545: 2009, Recommended Practice for Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids.
- API RP 551: 2016, Process Measurement Instrumentation.
- API 570: 2016, Piping Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems.
- API RP 572: 2016, Inspection Practices for Pressure Vessels.
- API RP 574: 2016, Inspection Practices for Piping System Components.

- API RP 575:2014, Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks.
- API 579-1/ASME FFS-1, 2007, Fitness-For-Service.
- API RP 580: 2016, Risk-Based Inspection.
- API RP 581: 2016, Risk-based Inspection Methodology.
- API Std 594: 2018, Check valves: flanged, lug, wafer, and butt-welding.
- API Std 600: 2015, Steel Gate Valves-Flanged and Butt-Welding Ends, Bolted Bonnets.
- API Std 602: 2015, Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN 100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries, Tenth Edition, Includes Errata (September 2016).
- API Std 603: 2013, Corrosion-Resistant, Bolted Bonnet Gate Valves-Flanged and Butt-Welding Ends.
- API Std 607: 2016, Fire test for quarter-turn Valves and Valves Equipped with non metallic seats.
- API Std 608: 2012, Metal Ball Valves-Flanged, Threaded, and Welding Ends.
- API Std 609: 2016, Butterfly Valves: Double-Flanged, Lug- and Wafer-Type.
- API Std 610: 2010, Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries, Eleventh Edition (ISO 13709:2009 Identical Adoption), Includes Errata (July 2011).
- API RP 615: 2016, Valve selection Guide.
- API Std 622: 2011, Type Testing of Process Valve Packing for Fugitive Emissions.
- API Std 624: 2014, Type Testing of Rising Stem Valves Equipped with Flexible Graphite Packing for Fugitive Emissions.
- API Std 641: 2016, Type Testing of Quarter-Turn Valves for Fugitive Emissions.
- API Std 682: 2014, Pumps – Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps.
- API 1004 – Bottom Loading and Vapor Recovery for MC -306 and DOT -406 Tank Motor Vehicles.
- API RP 1615: 2011 Installation of Underground Petroleum Storage Systems.
- API RP 1621: 2012, Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets, American Petroleum Institute.
- API RP 1632: Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems.
- API RP 2003: 2015 – Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents.
- API STD 2510: 2001 (R2011), Design and Construction of LPG Installations.
- API Publ 2510A: 2015, Fire Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas Storage facilities.
- API RP 3000: 2014, Classifying and Loading of Crude Oil into Rail Tank Cars.
- BS EN 1160: 1997 Installations and equipment for liquefied Gas. General characteristic of liquefied.
- BS EN 1473: 2016, Installation and equipment for liquefied natural Gas – Design of onshore installations.
- EN 14841: 2014, LPG equipment and accessories- Discharge procedures for LPG rail tankers.
- ANSI/ISA-5.06.01-2007 - Functional Requirements Documentation for Control Software Applications.
- ANSI/ISA-5.1-2009 - Instrumentation Symbols and Identification.
- ANSI/ISA-18.2-2016 - Management of Alarm Systems for the Process Industries.
- ANSI/ISA-12.12.01-2015 / CAN/CSA C22.2 NO. 213-15, Nonincendive Electrical Equipment for Use in Class I and II, Division 2 and Class III, Divisions 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations.
- ANSI/ISA 84.00.01 part. 1, 2 and 3 2004. Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 1, 2 and 3: Guidance for the Determination of the Required Safety Integrity Levels.
- ANSI/ISA-101.01-2015 - Human Machine Interfaces for Process Automation Systems.
- ANSI/ISA-TR77.70.01-2010 (R2015) - Tracking and Reporting of Instrument and Control Data.

- ANSI NGV 1: 2017, Natural Gas Vehicles (NGV) Fueling Connection Devices.
- ANSI NGV 2: 2016, American National Standard for Natural Gas Vehicle Containers.
- ANSI/IAS NGV 4.1-99/CSA 12.5-M99 (R2014) - NGV Dispensing Systems.
- ANSI NGV 4.8/CSA 12.8: 2018, Standard for Natural Gas Vehicle Fueling Station Reciprocating Compressor Guidelines.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section II, 2015, Materials.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section V, 2017, Nondestructive Examination.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section VIII Division 1, 2015, Rules for Construction of Pressure Vessels.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section VIII Division 2, 2015, Rules for Construction of Pressure Vessels, Alternative Rules.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section IX, 2015, Welding, Brazing, and Fusing Qualifications.
- ASME Boiler and Pressure Vessels Code, Section X, Fiber reinforced plastic pressure vessels.
- ASME B16.5: 2017, Pipe flanges and flanged fittings NPS ½ trough NPS 24 Metric/Inch Standard.
- ASME B16.9: 2012, Factory-Mades wrought buttwelding fittings.
- ASME B16.10: 2017, Face-to-face and End-to-end dimensions of valves.
- ASME B16.11: 2016, Forged fittings, socket-welding and threaded.
- ASME B16.20: 2017, Metallic gaskets for pipe flanges, ring-joint, spiral-wound and jacketed.
- ASME B16.21: 2011, Nonmetallic flat gaskets for pipe flanges.
- ASME B16.25: 2017, Buttwelding ends.
- ASME B16.34: 2017, Valves-Flanged, Threaded, and Welding End.
- ASME B16.48: 2015, Line blanks.
- ASME B31.3: 2016, Process piping.
- ASME B36.10M: 2015, Welded and seamless wrought steel pipe.
- ASME B36.19M: 2018, (R2015) Stainless steel pipe.
- ASTM A36 / A36M – 14, Standard Specification for Carbon Structural Steel.
- ASTM A47 / A47M-99 (2018) Standard Specification for Ferritic Malleable Iron Castings.
- ASTM A53/A53M-12 Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless.
- ASTM A105/A105M-14 Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications.
- ASTM A106/A106M-15 Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service.
- ASTM A216/A216M-16 Standard Specification for Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding, for High-Temperature Service.
- ASTM A234/A234M-17 Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service.
- ASTM A269/A269M-15a Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service.
- ASTM A351/A351M-18, Standard Specification for Castings, Austenitic, for Pressure-Containing Parts.
- ASTM A372/A372M-16 Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Forgings for Thin-Walled Pressure Vessels.
- ASTM A395/A395M-99 (2018) Standard Specification for Ferritic Ductile Iron Pressure-Retaining Castings for Use at Elevated Temperatures.

- ASTM A435/A435M-. 2012, Standard Specification for Straight-Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates.
- ASTM A536-84(2014) Standard Specification for Ductile Iron Castings.
- ASTM E136-16a Standard Test Method for Behavior of Materials in a Vertical Tube Furnace at 750°C.
- ASTM E2061 – 15, Standard Guide for Fire Hazard Assessment of Rail Transportation Vehicles.
- ASTM E709:2015, Standard Guide for Magnetic Particle Testing.
- ASTM E3:2017, Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens.
- ASTM E1351:2012, Standard Practice for Production and Evaluation of Field Metallographic Replicas.
- ISA-5.3-1983 - Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic, and Computer Systems.
- ISA-20-1981 - Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements, and Control Valves.
- ISA-71.01-1985 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Temperature and Humidity.
- ISA-71.02-1991 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Power.
- ISA-71.03-1995 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Mechanical Influences.
- ISA-82.03-1988 - Safety Standard for Electrical and Electronic Test, Measuring, Controlling, and Related Equipment.
- ISA-84.00.01-2018 Functional safety – safety instrumented systems for the process industry sector.
- ISA-TR84.00.07-2010 - Guidance on the Evaluation of Fire and Gas System Effectiveness.
- ISA-TR12.2-1995 - Intrinsically Safe System Assessment Using the Entity Concept.
- ISA-TR18.2.2-2016 - Alarm Identification and Rationalization.
- ISA-TR18.2.3-2015 - Basic Alarm Design.
- ISA-TR18.2.4-2012 - Enhanced and Advanced Alarm Methods.
- ISA-TR18.2.5-2012 - Alarm System Monitoring, Assessment, and Auditing.
- ISA-TR18.2.6-2012 - Alarm Systems for Batch and Discrete Processes.
- ISA-TR18.2.7-2017 - Alarm Management When Utilizing Packaged Systems.
- ISA-84.00.01-2004 Functional safety – safety instrumented systems for the process industry sector.
- ISA-TR91.00.02-2003 - Criticality Classification Guideline for Instrumentation.
- IMO, International Safety Management Code, as amended.
- IMO IGC Code, International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, as amended.
- Resolution IMO MSC 391(95), Adoption of International Code of Safety for Ships Using Gases or other Low- Flashpoint Fuels (IGF Code), 2015-06-19.
- ICS, OCIMF and IAPH, ISGOTT International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals, 5th Edition, Witherby Seamanship, 2006.
- SIGTTO, ESD Arrangements & Linked Ship/Shore Systems for Liquefied Gas Carriers, 2012.
- DNV GL Rules for Classification of Ships, Part 6, Chapter 2, Section 5, Gas Fuelled Ship Installations, 2015-10.
- DNV GL Rules for Classification of Ships, Part 6, Chapter 5, Section 14, Gas bunker vessels, 2015-10.
- DNV GL Rules for Classification of Ships, Part 5, Chapter 7, Liquefied Gas Tankers, 2015-10.
- NFPA 1: 2018, Fire Code.

- NFPA 10: 2018, Standard for Portable Fire Extinguishers.
- NFPA 12: 2018, Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems.
- NFPA 13: 2019, Standard for the Installation of Sprinkler System.
- NFPA 14: 2019, Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems.
- NFPA 15: 2017, Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection.
- NFPA 20: 2016, Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection.
- NFPA 24: 2019, Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances.
- NFPA 25: 2017, Standard for the Inspection, Testing, and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems.
- NFPA 30: 2018, Flammable and Combustible Liquids Code.
- NFPA 30A: 2018, Code for Motor Fuel Dispensing Facilities and Repair Garages.
- NFPA 37: 2018, Standard for the installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines.
- NFPA 52: 2019, Vehicular Natural Gas Fuel Systems Code.
- NFPA 54: 2018, National Fuel Gas Code.
- NFPA 58: 2017, Liquefied Petroleum Gas Code; National Fire Protection Association.
- NFPA 58H: 2017, LP Gas Code Handbook.
- NFPA 59A: 2019 Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).
- NFPA 68: 2018, Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting.
- NFPA 69: 2019, Standard on Explosion Prevention Systems.
- NFPA 70: 2017, National Electrical Code.
- NFPA 72: 2019, National Fire Alarm Code.
- NFPA 90A: 2018, Standard for the Installation of Air-Conditioning and Ventilating Systems; National Fire Protection Association.
- NFPA 303: 2016, Fire Protection Standard for Marinas and Boatyards; National Fire Protection Association.
- NFPA 496: 2017, Standard for Purged and Pressurized Enclosure for Electrical Equipment.
- NFPA 780: 2018, Standard for the installation of Lightning Protection Systems.
- NFPA 901: 2016, Standard Classifications for Incident Reporting and Fire Protection Data.
- NACE Std SP0285: 2011, External Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection.
- NACE SP0388: 2018, Impressed Current Cathodic Protection of Internal Submerged Surfaces of Carbon Steel Water Storage Tanks.
- NACE SP0572: 2007, Design, installation, and Maintenance of impressed Current Deep Anode Beds.
- NEMA Standards Publication, National Electrical Manufacturers Association.
- Fire protection handbook, National Fire Protection Association.
- Fire Safety Analysis Manual for LP-Gas Storage Facilities, 2011, Propane Education & Research Council.
- CARB CP-201, Certification Procedure for Vapor Recovery Systems at Gasoline Dispensing Facilities, April 23, 2015, Junta de Recursos del Aire de California CP-201.
- CARB TP-201.1E, Leak Rate and Cracking Pressure of Pressure/Vacuum Vent Valves, October 8, 2003.
- CARB TP-201.2, Efficiency and Emission Factor for Phase II Systems May 2, 2008.

- CARB TP-201.2, Figures October 8, 2003.
- CARB TP-201.2B-Flow and Pressure Measurement of Vapor Recovery Equipment, 2003.
- CARB TP-201.2E, Gasoline Liquid Retention in Nozzles and Hoses February 1, 2001.
- CARB TP-201.2F, Pressure-Related Fugitive Emissions October 8, 2003.
- CARB TP-201.2H, Determination of Hazardous Air Pollutants from Vapor Recovery Processors February 1, 2001.
- CARB TP-201.3, Determination of 2 Inch WC Static Pressure Performance of Vapor Recovery Systems of Dispensing Facilities March 17, 2012.
- CARB TP-201.3A, Determination of 5 Inch WC Static Pressure Performance of Vapor Recovery Systems of Dispensing Facilities April 12, 1996.
- CARB TP-201.3C, Determination of Piping Connections to Underground Gasoline Storage Tanks (Tie-Tank Test) March 17, 1999.
- CARB TP-201.4, Dynamic Back Pressure July 3, 2002.
- CARB TP-201.5, Air to Liquid Volume February 1, 2001.
- CARB TP-204.3, Determination of Leaks March 17, 1999.
- US EPA Method 2, Determination of Gas Velocity and Volumetric Flow Rate (Type S Pitot Tube) February, 2000.
- US EPA Method 2A, Direct Measurement of Gas Volume Through Pipes and Small Ducts February, 2000.
- US EPA Method 2B, Determination of Exhaust Gas Volume Flow rate From Gasoline Vapor Incinerators February, 2000.
- US EPA Method 3A, Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) 11/6/08.
- US EPA Method 6C, Determination of Sulfur Dioxide Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) 11/6/08.
- US EPA Method 7E, Determination of Nitrogen Oxides Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) 6/2/09.
- US EPA Method 10, Determination of carbon monoxide emissions from stationary sources 8/14/06.
- US EPA Method 21, Determination of volatile organic compound leaks February, 2000.
- US EPA Method 25A, Determination of total gaseous organic concentration using a flame ionization analyzer February, 2000.
- US EPA Method 25B, Determination of total gaseous organic concentration using a nondispersive infrared analyzer February, 2000.
- US EPA, AP-42, Fifth Edition Compilation of air pollutant emission factors, Volume 1, Stationary point and Area sources.
- IP-15 - Area classification for installations handling flammable liquids – Annex C – Part 2, background to a risk-based approach; 3rd edition, July 2005.
- UL-30 – Metal Safety Cans, 2014.
- UL-58-Standard for Safety for Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids, Underwriters Laboratories Inc., 2018.
- UL-79 - Standard for Power-Operated Pumps for Petroleum Dispensing Products., 2016.
- UL-87-Power-Operated Dispensing Devices for Petroleum Products; Underwriters Laboratories Inc., 2016-03-24.
- UL-142-Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids; Underwriters Laboratories Inc., 2006-12-28.

- UL-340-Standard for Tests for Comparative Flammability of Liquids, Underwriters Laboratories Inc., 2017-07-24.
- UL-525-Standard for Safety for Flame Arresters; Underwriters Laboratories Inc., 2008-05-09.
- UL-971-Standard for Nonmetallic Underground Piping for Flammable Liquids., 1995-10-30.
- UL-1316-Standard for Safety for Glass-Fiber-Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products, Alcohols, and Alcohol-Gasoline Mixtures, Underwriters Laboratories Inc., 2018-11-21.
- UL-1746-External Corrosion Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks, Underwriters Laboratories Inc., 2007-12-30.
- UL-2080-Standard for Fire Resistant Tanks for Flammable and Combustible Liquids., 2000-03-14.
- UL-2085 Standard for Safety for Protected Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids, Underwriters Laboratories Inc., 1997-12-30.
- UL-2244 Standard for Safety Aboveground Flammable Liquid Tank Systems.
- Standards and best practice guidelines for vapour recovery at petrol service stations - Environment Protection Authority (EPA) - Department of Environment, Climate Change and Water, New South Wales, Australia, November 2009 – Estándares y directrices de las mejores prácticas para recuperación de vapor en estaciones de servicio – Autoridad de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) – Departamento de ambiente, Cambio Climático y Agua, Nueva Gales del Sur, Australia, Noviembre 2009.
- CAN/ULC-S603-14 – Standard for Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids – Estándar para Tanques Subterráneos de Acero para Combustible y Líquidos Inflamables.
- ISGINTT, International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals.
- ISGOTT, International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals.
- PEI/RP-800 Prácticas Recomendadas por el Petroleum Equipment Institute, 2018.
- R891-91-Recommended Practice for Hold Down Strap Isolation; Steel Tanks Institute.
- R892-91-Recommended Practice for Corrosion Protection of Underground Piping Networks Associated With Liquid Storage And Dispensing Systems; Steel Tanks Institute.
- R893-89-Recommended Practice for External Corrosion Protection of Shop Fabricated Aboveground Tank Floors; Steel Tanks Institute.
- RP-011-01-Recommended Practice for Anchoring Of Steel Underground Storage Tanks; Steel Tanks Institute.
- PEI RP-100-UST-Recommended Practices for Installation of Underground Liquid Storage Systems; Petroleum Equipment Institute, 2017.
- PEI RP-200-AST-Recommended Practices for Installation of Aboveground Storage Systems for Motor Vehicle Fueling; Petroleum Equipment Institute, 2013.
- PEI RP-300-Recommended Practices for Installation and Testing of Vapor Recovery Systems at Vehicle Fueling Sites; Petroleum Equipment Institute, 2009.
- PEI RP-400-Recommended Procedure for Testing of Electrical Continuity of Fuel-Dispensing Hanging Hardware; Petroleum Equipment Institute, 2018
- PEI-RP-600 Recommended Practices for Overfill Prevention for Shop-Fabricated Aboveground Tanks, 2018.
- SWRI 93-01-Testing Requirements for Protected Aboveground Flammable Liquid Fuel Storage Tanks; SouthWest Research Institute.
- Appendix II-F-Protected Aboveground Tanks for Motor Vehicle Fuel-Dispensing Stations Outside Buildings; Uniform Fire Code.
- Impact of Gasoline Blended with Ethanol on the Long-Term Structural Integrity of Liquid Petroleum Storage Systems and Components: 2003.

- Guidelines for Engineering Design for Process Safety, 2nd Edition CCPS.
- Inherently Safer Chemical Processes: A Life Cycle Approach, 2nd Edition. (CCPS).
- Continuous Monitoring for Hazardous Material Releases, March, 2009 CCPS.
- Guidelines for Initiating Events and Independent Protection Layers in Layer of Protection Analysis, February, 2015. (CCPS).
- Guidelines for Enabling Conditions and Conditional Modifiers in Layers of Protection Analysis, November, 2013. (CCPS).
- United States Code of Federal Regulations, 33 CFR, Chapter I, Subchapter or Part 154, 156.
- D.M. 19/09/26. Recipienti per transporto di gas compressi, liquifatti o disciolti con capacita fino a 1000 litri.
- Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, Wiley, 2001.
- Introduction to layers of protection analysis, J Hazard Mater. 2003.
- Guidelines for Initiating Events and Independent Protection Layers in Layers of Protection Analysis, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, Wiley, 2014.
- Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, third edition, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, Wiley.
- Guía de Respuesta a Emergencias del Centro de Emergencia del Transporte Canadiense (CANUTEC), Departamento de Transporte de los Estados Unidos (U.S. DOT), Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), Transporte de Canadá, 2016.
- Patty´s Industrial Hygiene, Hazard Recognition, Volume 1 Sixth Edition, Wiley.
- Handbook of Human Factors and Ergonomics, Fourth Edition, Gavriel Salvendy, John Wiley and Sons Inc.
- Fuels and Lubricants Handbook: Tecnology, Properties, Performance, and Testing, George E. Totten, ASTM International.
- Center for Chemical Process Safety, Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases, Wiley.
- SSPC SP 1: 2015, Solvent Cleaning.
- SSPC SP 2: 2018, Hand Tool Cleaning.
- SSPC SP 3: 2018, Power Tool Cleaning.
- SSPC SP 5: 2007, White Metal Blast Cleaning.
- SSPC SP 6: 2007, Commercial Blast Cleaning.
- SSPC SP 7: 2007, Brush-off Blast Cleaning – NACE No. 4.
- SSPC SP 8: 2004, Picking.
- SSPC SP 10: 2007, Near- White Metal Blast Cleaning.
- SSPC SP 11:2012, Power-Tool Cleaning to Bare Metal.
- SSPC SP 12: 2002, Surface Preparation and Cleaning of Cleaning of Metals by Waterjetting Prior to Recoating – NACE No. 5.
- SSPC SP 13: 2003, Surface Preparation of Concrete – NACE No. 6-1997.
- SSPC SP 14: 2007, Industrial Blast Cleaning.
- SSPC SP 15: 2013, Commercial Grade Power-Tool Cleaning.
- SAE JA1011: 2009, Evaluation Criteria for Reliability – Centered Maintenance (RCM) Processes.
- CGA S-1.1:2011, Pressure relief device Standards – part 1 – cylinders for compressed gases.
- AGA Z380.1: 2018, Guide for Gas Transmission and Distribution and Gathering Piping Systems.

ANEXO I

ESPECIFICACIONES Y REQUISITOS PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ZONA DE GASOLINAS Y/O DIÉSEL PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS REGULADOS DE LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL, QUE ENTRE OTROS COMBUSTIBLES EXPENDAN GASOLINAS Y/O DIÉSEL PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES.

I. DISEÑO

I. El Diseño de la zona de Gasolinas y/o Diésel de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contener lo siguiente:

1. Proyecto básico.

a. En el Proyecto básico, además de incluir lo aplicable en lo señalado en el ANEXO VII, se deberá incluir lo siguiente:

1. Planos de instalaciones mecánicas.

2. Los planos de planta de conjunto y plano isométrico deberán contener la información siguiente:

a. Marcar la distribución de líneas de producto, recuperación de vapores y Venteos, con la indicación de sus diámetros, pendientes y el tipo de material de las tuberías, señalar cada uno de los combustibles; se especificará la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de proceso y con base en ella deberán ser probadas.

b. Instalación del Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) el cual deberá cumplir lo indicado en el ANEXO V, indicando los límites físicos del Sistema, tales como los puntos de interconexión.

c. Tipo y características (materiales y presión de operación máxima) de dispensarios.

d. Indicar válvulas, accesorios y conexiones de seguridad, detalle de contenedores en dispensarios, Bocatomas de llenado y bombas sumergibles, sistemas de detección de fugas, sistemas contra incendios, válvulas de corte rápido (*shut-off*), válvulas de presión vacío en Venteos de gasolina, válvulas de Venteo y/o arrestador de flama para combustible diésel, pozos de observación, pozos de monitoreo, pozos de condensados y válvulas de emergencia.

e. Indicar cortes de trincheras.

f. Especificar el sistema electrónico de detección, alarma y mitigación por fugas en dispensarios, contenedores de dispensarios y bombas sumergibles, Bocatomas de llenado, espacio anular de tanques de Almacenamiento y, en su caso, pozos de observación y monitoreo.

2. El Proyecto arquitectónico deberá contener la información establecida en el ANEXO VII.

II. Instalaciones hidráulicas.

1. Planta de conjunto y plano isométrico.

a. Marcar la distribución de las líneas de agua, su diámetro, sus válvulas, sus conexiones, tipo de tubería y lista de materiales.

b. Especificar la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de agua y con base en ella será probada.

c. Señalar capacidad de la Cisterna y ubicación de sus equipos.

d. Diagrama de la instalación incluyendo conexiones y tomas de las redes, indicar válvulas de no retorno (*check valve*) para prevenir contra flujos.

III. Drenajes.

1. Planta de conjunto con la distribución de la red de drenajes pluviales, sanitarios y aceitosos.

a. Señalar su diámetro y pendientes de tuberías y su descarga a la red municipal o en cualquier Bien Nacional, incluyendo los detalles en planta y corte de registros y rejillas.

b. Cuando no exista red municipal indicar pozo de absorción, o en su caso el sistema de desecho de aguas a utilizar.

c. Se indicarán por separado los registros que capten aguas aceitosas.

d. En el caso de sistemas de drenaje para aguas aceitosas, indicar planta, cortes y detalles de trampa de combustibles.

e. Señalar sistemas para el aprovechamiento y reúso de aguas residuales, en su caso.

f. Señalar cuadro de simbología hidráulica y lista de materiales.

IV. Instalaciones eléctricas.

1. Planta de conjunto y planos eléctricos adicionales que se requieran.

a. Indicar la acometida, el centro de control eléctrico y radios de áreas peligrosas.

b. Diagrama unifilar.

c. Señalar el o los cuadros de cargas.

d. Indicar detalles de los tableros de control.

e. Indicar distribución eléctrica de corriente alterna (CA), y cuando exista, indicar la corriente directa (CD).

f. Indicar control eléctrico de los sistemas de medición y del sistema electrónico de detección y alarma por fugas, señalar el equipo a prueba de explosión necesario para cada caso. Indicar tanto cédula de tuberías como sellos eléctricos, de acuerdo con la clasificación de áreas peligrosas del grupo D, clase I, divisiones 1 o 2.

g. Señalar sistema de alumbrado, controles de iluminación y anuncios.

h. Señalar sistema de comunicación en línea, u otro medio de transmisión, de tanques de Almacenamiento y dispensarios a través de la consola o la unidad central de control.

i. Señalar sistema de tierras y paros de emergencia.

j. Indicar suministro de fuerza a equipo con activador eléctrico.

k. Señalar interruptores manuales o de fotocelda.

l. Indicar instalaciones especiales cuando aplique, de acuerdo con las necesidades para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural (aire acondicionado, sistema de purgado y presión positiva, teléfono, sonido, sistemas inteligentes, Circuito Cerrado de Televisión/CCTV, periféricos electrónicos intrínsecamente seguros, entre otros).

m. Indicar cuadro de simbología eléctrica.

V. Distancias de seguridad a elementos externos.

1. Señala la separación que deberá haber entre elementos de restricción y el predio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural. En cuanto a las restricciones se observará según se indica:

a. El área de despacho de combustibles se deberá ubicar a una distancia de 15.0 m medidos a partir del eje vertical del dispensario con respecto a los Lugares de concentración pública, así como del Sistema de Transporte Colectivo o cualquier otro sistema de transporte electrificado en cualquier parte del territorio nacional.

b. Tomar en cuenta la superficie y frente mínimos necesarios de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural de acuerdo con el apartado VI y la Tabla I-1:

Tabla I-1.

Superficie mínima (m2)	Frente principal mínimo (m lineal)
400	20

VI. Aspectos del Proyecto básico.

1. Los pisos del cuarto de máquinas y/o cuarto eléctrico deberán ser de concreto hidráulico sin pulir o de cualquier material antiderrapante.

2. En cuarto de máquinas y/o cuarto eléctrico estarán recubiertos con aplanado de cemento-arena y pintura, lambrín de azulejo, cerámica o cualquier otro material similar.

VII. Oficinas.

1. Las oficinas deberán cumplir con los presentes Lineamientos, la legislación nacional y el Proyecto respecto de su ubicación, dimensiones, diseño estructural, características, materiales de Construcción y medidas de seguridad, entre otros.

VIII. Almacén temporal de residuos peligrosos.

1. El Regulado deberá cumplir lo indicado en la regulación que emita la Agencia en materia de manejo de residuos.

IX. Módulos de despacho o abastecimiento de combustible.

1. Los Módulos de despacho o abastecimiento de combustibles guardarán distancias entre sí y los diversos elementos arquitectónicos que conforman la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural (excepto para las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicadas en zona marina), por lo que se aplicarán, como mínimo, las distancias señaladas en las tablas I-2 y I-3:

Tabla I-2.

Distancia Transversal [m]		**Zona de vehículos ligeros**		**Zona de vehículos pesados**	
		Módulo de despacho Doble	**Módulo de despacho Sencillo**	**Módulo de despacho Sencillo**	**Módulo de despacho Satélite**
1	Módulo de despacho a guarnición de banqueta o en accesos y salidas	6.00	6.00	6.00	6.00
2	Módulo de despacho a guarnición de banqueta en colindancias	6.00	3.50	6.00	3.50
3	Módulo de despacho a módulo de despacho	9.00	6.00	7.00	3.50
4	Módulo de despacho sencillo diésel a Módulo de despacho satélite diésel	-	-	3.50	3.50
5	Zona de Gasolinas a zona de diésel	10.00	10.00	10.00	10.00

Tabla I-3.

Distancia Longitudinal [m]		**Zona de vehículos ligeros**		**Zona de vehículos pesados**	
		Módulo de despacho Doble	**Módulo de despacho Sencillo**	**Módulo de despacho Sencillo**	**Módulo de despacho Satélite**
A	Módulo de despacho a guarnición de banqueta en edificios en colindancia	8.00	8.00	13.00	13.00
B	Módulo de despacho a guarnición en salidas (con salida(s) al frente)	6.00	6.00	6.00	6.00
C	Módulo de despacho a módulo	5.00	-	-	-
D	Zona de Gasolinas a zona de Gasolinas	12.00	12.00	-	-
E	Zona de Gasolinas a zona de Diésel	18.00	18.00	18.00	18.00

a. Para los Módulos de despacho no especificados en las tablas I-2 y I-3, aplicarán las distancias establecidas para los Módulos dobles.

b. En el distanciamiento de los diferentes tipos de Módulos de despacho o abastecimiento de combustible se deberán tomar en cuenta los radios de giro de los diferentes tipos de vehículos que usarán dichos Módulos de despacho.

c. Se deberán instalar elementos protectores en cada extremo de los Módulos de despacho o abastecimiento.

3. Zona de abastecimiento de combustible en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que atiende embarcaciones dedicadas a la pesca y al turismo.

a. La zona de abastecimiento de combustible se ubicará en muelles fijos o flotantes, dependiendo del uso, tipo y tamaño de las embarcaciones que tengan un peso bruto hasta 272 toneladas; siempre y cuando se destinen a actividades pesqueras o servicios recreativos.

b. El peso bruto de embarcación consiste en la suma de las masas que se transportan, incluye el cargamento, el combustible propio, las provisiones, el agua dulce para consumo humano, el agua de lastre, la tripulación, los pasajeros y sus equipajes.

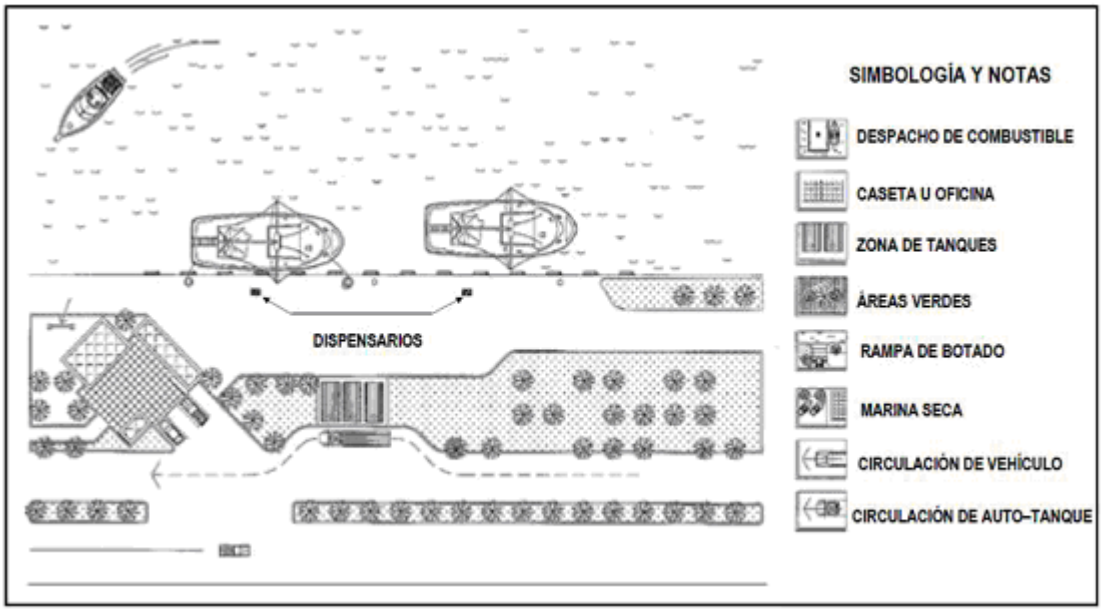
c. Para la operación segura del despacho de combustible a embarcaciones turísticas y/o pesqueras de grandes dimensiones, se pueden utilizar mangueras y dispensarios con bomba eléctrica compacta y medidor de mayor diámetro y capacidad.

d. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicadas en zonas marinas, tipos turística o pesquera, se utilizan muelles, los cuales se clasifican en fijos y flotantes.

1. Muelles Fijos:

a. Marginales: Este tipo de muelle va paralelo a la orilla del mar, laguna o río y va apoyado en tierra firme. Su estructura es a base de una plataforma o cubierta apoyada en tierra firme y sobre muros de concreto.

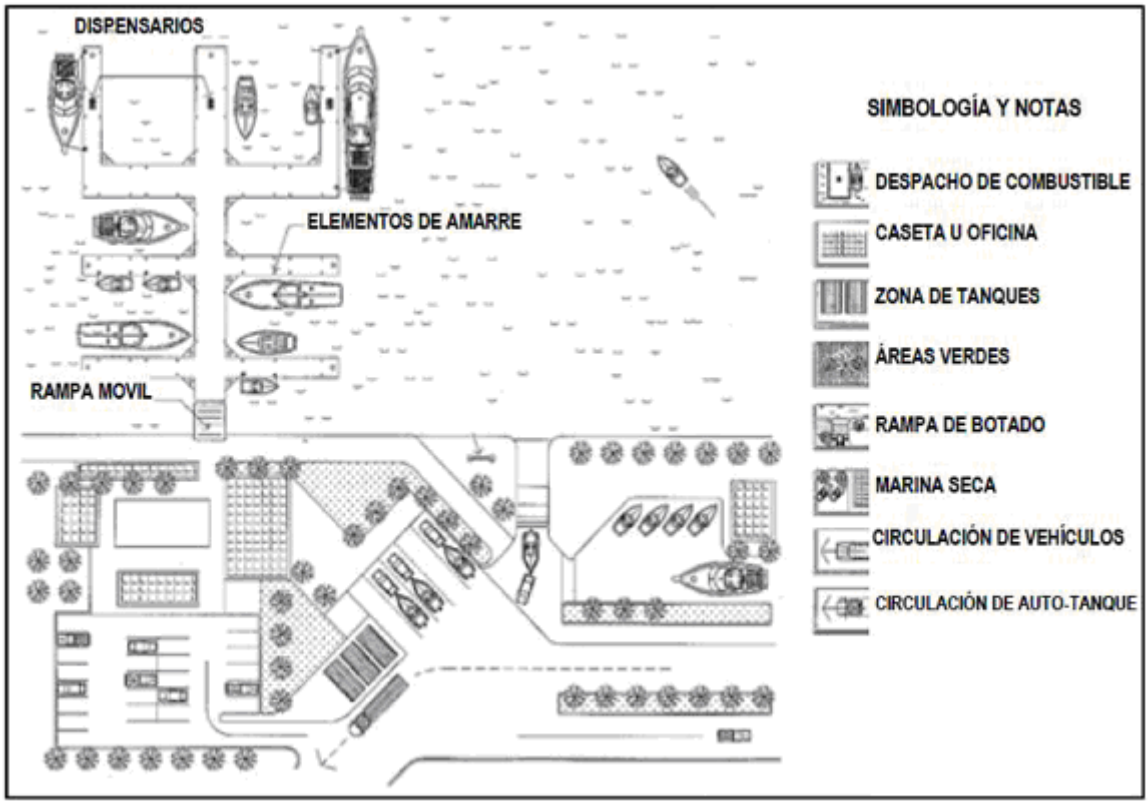
Figura I-1. Disposición y arreglo típico para un muelle fijo marginal.



Las opciones aquí presentadas son sólo demostrativas, quedando a juicio de las compañías especializadas encargadas de los proyectos, la disposición final de las áreas, siempre y cuando, cumplan con todos los requisitos y especificaciones contenidos en el presente ANEXO.

b. Muelle tipo "T": Este muelle se conecta a tierra firme en forma perpendicular a la costa y generalmente su estructura es una cubierta de concreto apoyada en pilotes de concreto armado.

Figura I-2. Disposición y arreglo típico para un muelle fijo tipo "T".



Las opciones aquí presentadas son sólo demostrativas, quedando a juicio de las compañías especializadas encargadas de los proyectos, la disposición final de las áreas, siempre y cuando, cumplan con todos los requisitos y especificaciones contenidos en el presente ANEXO.

2. Muelles flotantes:

a. Este tipo de muelle va conectado a tierra firme en sentido perpendicular en forma de peine "slip", (es decir, tiene un muelle principal) y otros más que se conectan a él, llamados dedos "*fingers*" Este muelle se sostiene sobre el agua por medio de flotadores, los cuales van guiados por pilotes de acero o de concreto.

b. Para la Construcción de cualquier sistema de muelle se deberán tomar en cuenta las condiciones físicas de la zona donde se ubicará, para lo cual se deberán tomar en cuenta los estudios de vientos dominantes, vientos reinantes y locales, oleaje, mareas, corrientes y grado de sismicidad.

X. Caseta.

1. Los Regulados podrán instalar casetas en los basamentos de Módulos de despacho sencillos o entre basamentos de Módulos de despacho dobles, fabricadas con materiales incombustibles y/o a prueba de fuego.

2. En el interior de las casetas ubicadas en áreas peligrosas (clasificadas), las instalaciones eléctricas deberán ser a prueba de explosión.

a. Instalación de aparatos a prueba de explosión.

b. Sistemas intrínsecamente seguros.

c. Purgado y presurizado por medio de un sistema de ventilación de presión positiva con tomas de aire limpio y dispositivo para evitar fallas en la ventilación, cuando la instalación eléctrica no sea a prueba de explosión y cuando los equipos electrónicos estén dentro de las áreas peligrosas (clasificadas) clase 1, división 1 y 2.

3. En el caso de utilizar sistemas de ventilación positiva para el purgado y presurizado del interior de la caseta, se instalarán dispositivos de paro automático del despacho de combustibles a los dispensarios para el caso de falla del sistema de presurización.

XI. Techumbres en zona de despacho

1. Las techumbres se instalarán de manera opcional en las áreas de despacho a vehículos pesados brindando protección a los trabajadores y los usuarios con respecto al clima, tomando en cuenta que el Diseño y Construcción de la estructura soporte cargas fijas o móviles, y se deberán construir de tal manera que asegure su resistencia a fallas estructurales y riesgos de impacto.

2. Las techumbres de las zonas de despacho deberán ser impermeables, deberán contar con sistemas que eviten el estancamiento de líquidos y deberán garantizar la seguridad de las instalaciones ante siniestros como impacto accidental de vehículos, fenómenos hidrometeorológicos y sismos.

3. Cuando las techumbres sean a base de lámina metálica de material engargolado deberán contar con canalones para el desagüe de aguas pluviales y sistemas de iluminación a prueba de intemperie. En estos casos se podrá prescindir de la instalación del falso plafón.

4. En la sección superior de las estructuras de las techumbres, se podrán colocar sistemas de generación de energía eléctrica por medio de celdas fotovoltaicas.

5. Las aguas pluviales captadas en la cubierta se canalizarán por medio de tuberías.

6. Las columnas que se utilicen para soportar las techumbres en el área de despacho deberán ser metálicas o de concreto.

7. Cuando se instalen sistemas neumáticos de transferencia de efectivo desde la zona de abastecimiento hasta el área de oficinas, se deberán realizar los trabajos de instalación de tal manera que las tuberías y canalizaciones eléctricas queden preferentemente ocultas.

XII. Recubrimiento de columnas en zona de despacho.

1. Para estructuras metálicas se deberá instalar recubrimiento de material incombustible.

2. En caso de que se instale recubrimiento en las columnas de la zona de despacho no deberá utilizar materiales reflejantes como espejos o acrílicos.

XIII. Piso en la zona de abastecimiento de combustibles.

1. Deberá ser de concreto armado o concreto hidráulico con refuerzo secundario de fibras sintéticas en áreas de despacho de vehículos ligeros y de concreto armado en áreas de despacho de vehículos pesados; y tendrá una pendiente mínima del 1% hacia los registros del drenaje aceitoso. Las losas de dicho piso deberán ser de acuerdo con él análisis estructural y tendrán un espesor no menor de 15 cm.

2. No se utilizarán endurecedores metálicos en la Construcción del nivel final de los pisos de concreto.

XIV. Piso en Área para almacenamiento de combustibles.

1. El piso en esta área deberá ser de concreto armado con un espesor mínimo de 15 cm cuando no exista circulación vehicular y un mínimo de 20 cm cuando exista circulación vehicular; la resistencia del concreto y armado del acero de refuerzo se realizarán con base en el cálculo estructural.

2. La cubierta de concreto armado de la fosa de tanques quedará al mismo nivel del piso de las zonas adyacentes y la pendiente será del 1% hacia los registros del drenaje aceitoso.

XV. Circulaciones vehiculares internas y áreas de estacionamiento.

1. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que se localicen en áreas urbanas, el piso de las zonas de circulación y de estacionamiento será de concreto armado. Se podrá utilizar pavimento de concreto hidráulico con refuerzo secundario de fibras sintéticas en áreas de circulación de vehículos ligeros.

XVI. Pisos en el muelle para despacho de combustibles.

1. El acabado final del piso será de concreto armado para muelles fijos y de concreto con núcleo de poliuretano de baja densidad (o sistema con tecnología y propiedades similares) para muelles flotantes y tendrán un acabado rugoso en todos los casos.

2. Se contemplará una trinchera sobre el muelle para tuberías de combustibles y otra para las instalaciones eléctricas.

XVII. Rampas.

1. Las rampas de los accesos y salidas de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural tendrán una distancia transversal igual a 1/3 del ancho de la banqueta y sólo cuando la altura entre el arroyo y la banqueta presente una pendiente mayor a la permitida del 15% para la rampa, se modificarán los niveles para llegar a la pendiente indicada o se prolongará la rampa hasta la mitad del ancho de la banqueta como máximo.

XVIII. Guarniciones y banquetas internas.

1. Las guarniciones deberán ser de concreto con un peralte no menor a 15 cm a partir del nivel de la carpeta de rodamiento, con una pendiente máxima de 6%. Las banquetas deberán ser de concreto, adoquín o material similar con un ancho libre de por lo menos 1.00 m y estarán provistas de rampas de acceso para discapacitados en apego a lo señalado en la Norma Mexicana NMX-R-50-SCFI-2006 o por aquella que la modifique o la sustituya.

XIX. Sistemas de Almacenamiento.

1. Los tanques de Almacenamiento de combustible se instalarán en forma subterránea, superficial confinada o superficial no confinada, y deberán tener sus respectivos certificados UL de fábrica.

2. Los sistemas de Almacenamiento por su ubicación se clasifican en subterráneos o superficiales.

a. Se permitirá la utilización de tanques superficiales en:

1. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicada en zonas marinas, rurales y carreteras.

2. Subsuelos que dificulten realizar la excavación o por nivel del manto freático superficial, según lo indique el estudio de mecánica de suelos. Deberán integrarse las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

b. Tipos de Tanques.

1. Tanques subterráneos.

Son tanques de Almacenamiento instalados bajo el NPT.

2. Tanques superficiales:

a. Superficiales confinados.

Tendrán las mismas características que los tanques subterráneos, pero se colocarán en un confinamiento instalado sobre el NPT, con muros de mampostería de piedra braza, concreto armado o de tabique, así como piso y tapa losa de concreto armado. Y quedarán confinados en gravilla, granzón, arenilla o cualquier material que no sea susceptible a desmoronarse con facilidad y permita compactar eficientemente el relleno de la fosa. Se deberá evitar que este material altere la coraza secundaria del tanque.

b. Superficiales no confinados.

Los tanques superficiales no confinados no requieren de un contenedor adicional de concreto, pero deberán estar certificados como resistentes al fuego (UL 2085, UL 2244) o protegidos, en cumplimiento a procedimientos de fabricación y prueba señalados por códigos internacionales. Deberán cumplir además con especificaciones de resistencia a impactos de vehículos pesados y de proyectiles de armas de fuego cuando las condiciones del lugar donde vayan a ser colocados o su entorno representen un Riesgo potencial para los equipos. Cuando el tanque no esté certificado se deberá seguir lo indicado en el numeral I.19.e.3.c. Deberán contar con diques de contención y las protecciones adicionales de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

3. Deberá mantenerse el Diseño inherentemente seguro, se deberán cumplir los requerimientos de los códigos normas, estándares, buenas prácticas Nacionales e Internacionales, así como certificaciones (NFPA, UL y ULC Underwriters Laboratories of Canada), o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan.

4. La capacidad nominal de los tanques deberá ser de conformidad a los requerimientos de la instalación y pueden ser fabricados con compartimientos internos.

5. Características de los tanques.

a. Materiales de Construcción de Tanques subterráneos y superficiales confinados.

1. El contenedor primario deberá ser de acero al carbono y su Diseño, fabricación y prueba estará de acuerdo con lo indicado por el código UL-58 o código o norma que la modifique o la sustituya.

2. El contenedor secundario dependiendo del tipo de material utilizado, deberá cumplir con lo señalado por los códigos UL-58 ó UL-1316 ó UL-1746, o códigos o normas que las modifiquen o las sustituyan.

b. Materiales de Construcción de tanques superficiales no confinados.

1. Deberán ser de acero al carbono grado estructural o comercial, certificado ASTM A36 o aquella certificación que la modifique o las sustituya, con empaques resistentes a los vapores de Hidrocarburos. Deberán estar certificados como resistentes al fuego, proyectiles e impactos.

2. El Diseño, fabricación y pruebas que se realicen serán de acuerdo con lo señalado en los códigos NFPA 30 y NFPA 30A, o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan, y contar con certificados UL-2085, UL-142 y UL-2244. Para tanques superficiales no confinados resistentes al fuego cumplir con la especificación SwRI 97-04 ó SwRI 93-01.

c. Colocación.

1. Colocación de Tanques subterráneos

a. La excavación y tipo de la fosa se realizará conforme a los resultados del estudio de mecánica de suelos.

b. Cuando la fosa que aloja los tanques no sea de concreto armado y/o mampostería, se deberán estabilizar los taludes de la fosa. Mediante la instalación de mallas geotextiles de poliéster se evitará la contaminación del material de relleno de la fosa.

c. Se deberán proteger las construcciones adyacentes a la fosa donde se colocarán los tanques. La distancia entre la colindancia del predio adyacente y el límite de la excavación para la fosa será de por lo menos 1.50 m, dependiendo de los resultados y recomendaciones del estudio de mecánica de suelos o análisis geotécnico que se tenga que hacer para garantizar la estabilidad de los tanques.

d. Los tanques subterráneos se localizarán con respecto a las bases o cimentación de éstos de tal forma que no haya interferencias dañinas entre sí con los bulbos de presión y el sistema de detección de fugas.

e. La distancia de cualquier parte del tanque a la pared más cercana de cualquier sótano o excavación se hará de acuerdo con lo señalado por el código NFPA 30A, o código o norma que la modifique o sustituya y estará definida por el cálculo estructural realizado, con base en las recomendaciones de cimentaciones que se indiquen en el estudio de mecánica de suelos.

f. La colocación de tanques se deberá hacer conforme a las especificaciones y recomendaciones del fabricante, así como a lo señalado en el código NFPA 30 y PEI-RP-100, o código o norma que las modifiquen o sustituyan.

g. La colocación de los tanques deberá garantizar la estabilidad del conjunto fosa-tanque de Almacenamiento, con base en las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y en el resultado del cálculo estructural avalado por el Director Responsable de la Obra.

h. Los tanques de Almacenamiento de combustible pueden quedar colocados bajo Módulos de despacho o abastecimiento, siempre y cuando tanto el tanque como el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural tomen en cuenta refuerzos para soportar las cargas adicionales generadas por la techumbre y los vehículos del área de despacho, y que además incluya accesos para la revisión, limpieza y en su caso reparación de equipos, accesorios y tuberías.

i. Los tanques subterráneos deberán ser cubiertos con el material de relleno (gravilla, granzón, arena inerte u otro material recomendado por el fabricante del tanque) hasta el lecho bajo de la losa tapa de la fosa de tanques, o bien con material tepetate; tomar en cuenta que el cálculo de la losa tapa no transmita cargas a los tanques, y en su colado se dejará una flecha para que absorba el asentamiento normal de la misma.

j. Cuando los tanques estén en áreas expuestas al tránsito vehicular, se les protegerá con una profundidad mínima de 0.80 m del NPT al lomo de tanques. Cuando no estén en áreas expuestas al tránsito vehicular, la profundidad, deberá ser por lo menos de 0.50 m a la misma referencia.

k. La profundidad máxima del tanque medida desde el NPT al lomo del mismo, no excederá de 2.00 m. Cuando la profundidad sea mayor que el diámetro del tanque o si la presión en el fondo del mismo es mayor a 69 kPa (10 psi), se consultará al fabricante para que determine si se requiere colocar refuerzos al tanque.

l. Al concluir la colocación de los tanques de Almacenamiento, se verificará su profundidad real; la profundidad no deberá ser menor a 0.50 m en áreas sin circulación vehicular y 0.80 m en áreas de circulación vehicular; ni superior a 2.20 m.

m. Las conexiones para todas las boquillas de los tanques de Almacenamiento deberán ser herméticas, se protegerán todas las boquillas contra derrames de líquido y posible liberación de vapores.

n. Las Bocatomas de llenado y recuperación de vapores se localizarán fuera de edificios y en una zona libre de cualquier fuente de ignición y a no menos de 1.50 m de cualquier apertura de los edificios, de acuerdo con lo señalado en el código NFPA 30A, o código o norma que la modifique o sustituya.

o. Dentro de la fosa donde se alojen los tanques se dejarán 60 cm del corte del terreno al paño del tanque y entre tanques, cuando se coloquen en la misma excavación.

p. Adicionalmente, para la colocación del tanque se tomarán en cuenta los siguientes factores:

1. El desnivel resultante de las tuberías de combustibles y recuperación de vapor del dispensario más alejado hacia los tanques deberá tener una pendiente de 1%.

2. La cama de gravilla u otro material de relleno adecuado a colocarse en el fondo de la fosa donde descansarán los tanques no será menor a 30 cm de espesor.

3. El diámetro del tanque a instalar.

4. En todos los casos, la profundidad estará medida a partir del NPT hasta el lomo del tanque incluyendo el espesor de la losa de concreto del propio piso.

5. En todos los casos la profundidad del lomo de todos los tanques ubicados en la misma fosa al nivel del piso terminado deberá ser la misma.

q. De acuerdo con las características del terreno, se determinará el tipo de anclaje y relleno que se requiera para sujetar los tanques en fosa seca o fosa húmeda.

r. Cuando no se construya fosa de concreto, tabique o mampostería, los anclajes deberán hacerse sobre vigas o "muertos" de concreto, los cuales se localizarán a los lados del tanque (30 cm fuera de la "proyección") a todo lo largo del tanque y hasta sobresalir 30 cm en ambas direcciones.

s. Cuando se construyan fosas de concreto, tabique o mampostería, el tanque no se colocará directamente sobre el piso de la fosa, debiéndose utilizar una cama de gravilla o material de relleno de 30 cm o más de espesor.

t. Una viga o "muerto" de concreto puede ser utilizado para sujetar dos tanques, colocando puntos de anclaje independientes para cada tanque y calculando previamente el esfuerzo de flotación.

u. En caso de requerirse, en el piso del fondo de la fosa se construirá un cárcamo de bombeo de por lo menos 60 cm de profundidad, de tal manera que en ese punto se detecte el agua que por alguna causa llegue a estar dentro de la fosa.

v. Una vez rellenada la fosa hasta el lomo del tanque, se colocarán los contenedores, las tuberías para combustibles y de recuperación de vapores de los dispensarios al tanque de Almacenamiento.

2. Colocación de Tanques superficiales confinados.

a. Los tanques de Almacenamiento superficiales confinados se colocarán en bóvedas, con muros de concreto armado, mampostería de piedra braza o de tabique, así como piso y tapa losa de concreto armado.

b. Estarán cimentados sobre bases de concreto armado o acero estructural y quedarán confinados en gravilla, granzón, arenilla o cualquier material que no sea susceptible a desmoronarse con facilidad y permita compactar eficientemente el relleno de la bóveda.

c. La bóveda donde se alojen los tanques superficiales confinados se desplantará sobre el terreno natural previamente compactado.

d. Cuando existan tanques de Almacenamiento confinados sin material de relleno, deberán cumplir con lo establecido en el código NFPA 30, o código o norma que la modifique o sustituya.

3. Colocación de Tanques superficiales no confinados.

a. En los tanques de Almacenamiento se deberá realizar medición y determinación de espesores cada 5 años a partir de la fecha de fabricación y en los tiempos recomendados derivados del análisis de la medición de espesores, para determinar el tiempo de vida media y el tiempo límite de retiro.

b. Se cimentarán sobre silletas de concreto armado o de acero estructural recubiertas de material anticorrosivo.

c. En la determinación de la resistencia de la cimentación se deberá tomar en cuenta el peso muerto del tanque y cimentación, el peso del combustible que almacenará al 100% de la capacidad y carga por viento o carga por sismo. Podrá utilizarse como referencia el Manual de Diseño de obras civiles de la Comisión Federal de Electricidad.

d. Todos los tanques contarán con plataformas, escaleras, barandales, pasarelas y rampas.

e. Cuando el tanque no esté certificado contra impactos de vehículos pesados (UL-2085), se instalarán como mínimo protecciones a base de postes verticales de acero al carbono cédula 80 (estándar para tuberías de acuerdo con Nominal Pipe Size / NPS) rellenos de concreto, de por lo menos 101.6 cm (4 pulg) de diámetro, unidos mediante cadenas a su alrededor y además aquellas derivadas de las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

f. La separación de los postes al tanque de Almacenamiento no será menor a 1.50 m y entre postes no deberá existir una distancia mayor de 1.20 m.

g. Se colocarán por lo menos a 0.90 m de profundidad del NPT, con cimentación de concreto igual o mayor a 38 cm (15 pulg) de diámetro.

h. Si el tanque no está certificado contra impactos de proyectiles de armas de fuego (UL-2085), se puede prescindir de ella si se cumple con cualquiera de las condiciones siguientes:

1. Cuando el contenedor primario del tanque de Almacenamiento esté fabricado con placa de acero al carbono, deberá cumplir con certificación y los requisitos establecidos en grado ASTM A36 o aquella certificación que la modifique o las sustituya, de por lo menos 6.4 mm (0.25 pulg) de espesor.

2. Cuando se instalen muros de protección a su alrededor con la suficiente altura para proteger el tanque de los impactos de proyectiles de armas de fuego desde cualquier punto del exterior. Los muros tendrán accesos resistentes a impactos por proyectil hacia el interior y estarán separados del tanque para permitir realizar las actividades de revisión, limpieza y Mantenimiento.

3. Cuando los tanques de Almacenamiento queden alojados en el interior de bóvedas de concreto armado; y si derivado de las recomendaciones del Análisis de Riesgo se requiere, se instalarán sistemas para mitigar el fuego.

i. De acuerdo con lo señalado en los códigos NFPA 30 o NFPA 30A o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan, y si los tanques cuentan con certificado UL 2085, se observará una separación mínima entre los tanques superficiales no confinados y los elementos siguientes:

Tabla I-4.

Descripción del elemento	**Separación (m)**
A edificios ubicados dentro del predio	8
A dispensarios: • Cuando el tanque esté clasificado como resistente al fuego • Cuando el tanque esté clasificado como protegido	8 Cualquiera
A vía pública en accesos y salidas	8
Al límite del predio en colindancias • Cuando el tanque esté clasificado como resistente al fuego • Cuando el tanque esté clasificado como protegido	15 8

XX. Accesorios.

1. En los tanques de Almacenamiento, se deberán instalar los accesorios que se indican a continuación, de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Los accesorios deberán cumplir con las certificaciones UL o ULC o las que modifiquen o sustituyan aceptadas internacionalmente.

Tabla I-5

No.	**Accesorio**	**Tipo de tanque**	
		Subterráneo o superficial confinado	**Superficial no confinado**
1	Válvula de sobrellenado (1)	X	X
2	Bomba sumergible	X	X
3	Sistema de Control de inventarios (2)	X	X
4	Detección electrónica de fugas en espacio anular	X	X
5	Dispositivo para la purga	X	X
6	Recuperación de vapores	X	X
7	Entrada hombre	X	X
8	Venteo normal	X	X
9	Venteo de emergencia		X
10	Venteo de emergencia en tanque secundario		X

(1) El cierre deberá de ser como máximo al 95% de la capacidad total del tanque

(2) Deberá ser electrónico y registrar el nivel de agua, de combustible y temperatura como mínimo

2. La descripción de los accesorios se encuentra en el apartado V. DESCRIPCIÓN DE LOS ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS de este ANEXO I.

3. El nivel superior de las tapas de los contenedores deberá estar 25.4 mm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado.

4. El arreglo y disposición de los accesorios de tanques de Almacenamiento dependerá de las tecnologías utilizadas por los fabricantes y de las necesidades particulares de cada instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

5. Los accesorios de los tanques de Almacenamiento, así como las conexiones y ductos que se requieran, quedarán agrupados dentro de contenedores herméticos que no permitan el contacto de la extensión de los tubos de los accesorios con el material de relleno; en el caso de que el fabricante del tanque utilice tecnologías que no permitan agrupar los accesorios en este tipo de contenedores, se instalarán los accesorios en boquillas distribuidas en el lomo superior del tanque.

6. Las tapas de registro deberán estar pintadas con colores alusivos al producto que contiene el tanque respectivo.

XXI. Pozos de observación y monitoreo.

1. Pozos de observación.

a. Estos pozos deberán ser instalados dentro de la fosa de los tanques, en el relleno de gravilla, de acuerdo con lo señalado en los códigos NFPA 30 y API-RP-1615, o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan.

b. Como mínimo la disposición de los pozos de observación será como se indica a continuación:

Tabla I-6.

Número de tanques en la misma fosa	Pozos requeridos	Ubicación en la fosa
1	1	Cerca del extremo más bajo del tanque
2 a 4	2	En esquinas diagonales
Más de 4	Variable	A definir según posición de los tanques

c. Cuando exista 1 o 2 pozos de observación en la fosa de los tanques de Almacenamiento, éstos pueden ser ubicados preferentemente en la parte más baja de la excavación o fosa de concreto, tabique o mampostería, dentro del cárcamo que se construya para los líquidos acumulados.

d. Los pozos deberán cumplir con las características siguientes:

1. Tubo ranurado de 102 mm (4 pulg) de diámetro interior mínimo cédula 40 u 80 en material de polietileno de alta densidad o PVC y deberán cumplir con certificación y los requisitos establecidos en ASTM 1785 o estándar o norma que la sustituya, con tapa roscada en su extremo inferior de PVC, PAD, con ranuras con una dimensión no mayor a 1 mm. El tubo ranurado deberá ser el especificado en el Diseño de fábrica, no se permite ranurar manualmente los tubos. Los pozos de observación deberán enterrarse en un cárcamo hasta el fondo y llevarse a nivel superficie de la losa tapa de la fosa.

2. En el tubo, una tapa superior metálica o de polietileno que evite la infiltración de agua o líquido en el pozo. En el registro una tapa de acero o polietileno que evite la infiltración de agua o líquido al registro. En este registro se aplicará cemento pulido en las paredes del mismo y se aplicará pintura epóxica para evitar infiltraciones de agua pluvial al interior de la fosa.

3. Una capa de bentonita en la parte superior del pozo, cubriendo el tubo liso, de un espesor mínimo de 0.60 m y anillo de radio a partir de 102 mm (4") y sello de cemento para evitar el escurrimiento a lo largo del tubo.

4. Una tapa superior metálica que evite la infiltración de agua o líquido al pozo. En el registro se aplicará cemento pulido en las paredes del mismo y se aplicará pintura epóxica para evitar infiltración de agua pluvial al interior de la fosa. La tapa deberá quedar 25.4 mm (1 pulg) a nivel del piso terminado.

5. Se instalarán sensores electrónicos para monitoreo de vapores de hidrocarburos, y la conexión eléctrica para lectura remota deberá recibirse en la consola del sistema de control de inventarios de los tanques.

e. La identificación de los pozos será con su registro y tapa cubierta de color blanco y un triángulo equilátero pintado de negro al centro de dicha cubierta.

2. Pozos de monitoreo.

a. Se instalarán cuando el nivel freático más cercano a la superficie (somero) esté a menos de 10.00 m de profundidad, de acuerdo con lo señalado en los códigos, normas, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales aplicables, así como API RP1615, o código o norma que lo modifiquen o sustituyan.

b. Si el nivel de las aguas subterráneas está arriba del nivel de excavación de las fosas de tanques, los pozos de observación se sustituyen por pozos de monitoreo.

c. Se instalarán pozos de monitoreo en el perímetro del terreno.

d. Si se conoce el sentido de escurrimiento del agua subterránea se deberá instalar un pozo de monitoreo en el lindero donde la corriente de agua pase más abajo.

e. Los pozos deberán tener las características siguientes:

1. Tubo liso de 102 mm (4 pulg) de diámetro interior, cédula 40 u 80, en material de polietileno de alta densidad o PVC y deberán cumplir con certificación y los requisitos establecidos en ASTM 1785 o estándar o norma que la modifique o sustituya, con ranuras de 2.5 mm en su parte inferior y tapa roscada en su extremo inferior de polietileno de alta densidad, PVC. La sección ranurada del tubo se instalará al menos 3 m (10 pies) por debajo del nivel freático.

Tabla I-7.

Pozos de monitoreo	
Tipo de suelo	**Tamaño de la ranura (en mm)**
Arcilla / limo	0.25 a 0.50
Arena mediana Arena fina Arena gruesa Arena muy gruesa Gravilla muy fina Gravilla fina	1.0

2. Una masa filtrante e inerte de arena sílica, malla 30-40 (distribución del tamaño de partícula o material granular), en la parte ranurada del tubo.

3. Una capa de bentonita arriba de la arena sílica de un espesor mínimo de 0.60 m para evitar la contaminación del pozo.

4. Una capa de bentonita en la parte superior del pozo, cubriendo el tubo liso, de un espesor mínimo de 0.60 m y anillo de radio a partir de 102 mm (4") y sello de cemento para evitar el escurrimiento a lo largo del tubo.

5. Una tapa superior metálica que evite la infiltración de agua o líquido en el pozo. En el registro se aplicará cemento pulido en las paredes del mismo y se aplicará pintura epóxica para evitar infiltración de agua pluvial al interior de la fosa. La tapa deberá quedar a 25.4 mm (1 pulg) del nivel del piso terminado.

6. Se instalarán sensores electrónicos para monitoreo agua subterránea y/o vapores de Hidrocarburos, la información deberá recibirse en la consola del sistema de control de inventarios de los tanques.

7. La identificación de los pozos será con su registro y cubierta metálica, de color amarillo y un triángulo equilátero pintado de negro al centro de dicha cubierta.

XXII. Sistemas para el Almacenamiento de agua.

1. Las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural tendrán uno o más depósitos para almacenar agua mediante Cisterna de concreto armado o material plástico totalmente impermeable para almacenar por lo menos el siguiente volumen:

Tabla I-8.

Capacidad de la Cisterna	
Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural	**Capacidad en m3**
En predio urbano	10
En predio rural	5
Área carretera	20
Zona marina	5

XXIII. Sistemas de conducción.

1. Los sistemas de conducción incluyen los diferentes tipos de tuberías que se requieren para la conducción de combustibles, vapores, aceitosas, pluviales, desde las zonas donde se producen o almacenan hasta las zonas de despacho, descarga o de servicios que deberán ser señaladas en el plano arquitectónico de conjunto de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Clasificación de los sistemas de conducción.

a. Los sistemas de conducción se clasificarán de acuerdo con el combustible conducido o aplicación del sistema.

b. Los sistemas de conducción de combustibles podrán ser de líquidos, de vapores y de Venteos mientras que los sistemas de conducción de drenajes podrán ser del tipo pluvial, aceitoso y residual.

c. Las tuberías subterráneas de combustibles Petrolíferos deberán cumplir con el criterio de doble contención: pared doble y espacio anular (intersticial) para contener posibles fugas en la tubería primaria.

3. Sistemas de conducción de combustibles.

a. Sistema de conducción de tanques de Almacenamiento a zona de despacho.

1. El sistema está formado por la bomba, sus conexiones, tuberías y dispensarios.

a. Bomba.

1. La bomba de gasolina tendrá la capacidad para operar a un flujo no mayor a 50 litros por minuto por manguera de despacho de Gasolinas.

2. No se deberán instalar bombas de mayor flujo a lo anteriormente especificado por condiciones de seguridad, la bomba de Diésel puede tener una capacidad mayor.

3. La bomba se instalará dentro de un contenedor hermético fabricado en fibra de vidrio, polietileno de alta densidad o de otros materiales con certificación UL o ULC, que garanticen la contención y manejo de los combustibles, con espesor en cada pared de por lo menos 5 mm.

4. La bomba deberá cumplir con los requisitos siguientes:

a. Certificado de cumplimiento del código UL 79, o código o norma que la modifique o la sustituya o con certificado de cumplimiento con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables.

b. Sistema de arranque y paro a control remoto.

c. Motor eléctrico a prueba de explosión con protección térmica contra sobre corriente.

d. Válvula de retención del sifón, válvula de retención de línea, válvula de alivio de presión, eliminadora de aire, conexión para pruebas de presión y detector mecánico o electrónica de fuga en la descarga.

b. Tuberías y accesorios para conducción de combustibles.

1. Las características y materiales de tuberías codos, coples, "T", válvulas y sellos flexibles y demás accesorios empleados deberán cumplir los requisitos establecidos en los códigos NFPA 30 y ASTM A53 o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan, así como estar certificados con UL-971.

2. Las tuberías de combustibles subterráneas deberán ser nuevas de doble pared; las cuales consisten en una tubería primaria (interna) y una secundaria (externa), que van desde el interior del contenedor de la bomba hasta el interior del contenedor del dispensario.

3. El sistema de tuberías para la conducción de combustibles líquidos (Gasolinas y Diésel) deberá contar con un sistema de detección de fugas en línea, a la descarga de la bomba, de acuerdo con lo dispuesto en el código NFPA 30A, o código o norma que la modifique o sustituya.

4. En tuberías de pared doble se emplearán como materiales, acero-fibra de vidrio (los cuales deberán cumplir con certificación y los requisitos establecidos en UL-971), fibra de vidrio-fibra de vidrio (los cuales deberán cumplir con certificación y los requisitos establecidos en UL-971) o material flexible termoplástico de doble pared (los cuales deberán cumplir con certificación y los requisitos establecidos en UL-971).

5. En la intersección de la tubería de combustible y de recuperación de vapores con el contenedor se instalarán sellos mecánicos (botas).

6. Cuando la tubería de combustibles sea rígida, se instalará un conector flexible a la salida de la bomba y a la llegada de los dispensarios, en la zona del contenedor.

7. El material de los accesorios para conectar la tubería de combustible con el dispensario podrá ser acero al carbono negro sin costura o con recubrimiento galvanizado cuando la conexión se localice dentro de los contenedores de derrames.

8. La transición de tubería de combustible o de llenado remoto, de superficial a subterránea, se realizará dentro de un contenedor de fibra de vidrio o polietileno de alta densidad, en el que se instalarán todos los dispositivos de transición y un sensor para detectar fugas o derrames de combustibles.

9. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicadas en zonas marinas con muelles flotantes se instalará tubería flexible para absorber elongaciones o desplazamiento de muelles flotantes, entre la zona de tierra firme y la rampa móvil y entre la rampa móvil y el muelle principal.

10. La tubería secundaria se instalará herméticamente desde el contenedor de la motobomba hasta el contenedor de los dispensarios y entre los contenedores de los dispensarios.

11. En el caso de requerirse conexiones intermedias, éstas se instalarán dentro de contenedores registrables para revisión y contarán con sistema de detección de fugas mediante sensor.

12. Diámetro de tuberías.

a. El diámetro de la tubería primaria en ningún caso será menor a 51 mm (2") para tubería rígida, y de 38 mm (1.5") para tubería flexible.

13. Instalación de tuberías en trincheras.

a. La tubería tendrá las siguientes características:

1. Pendiente del 1% o superior desde los dispensarios a los tanques de Almacenamiento subterráneos de combustibles.

2. Profundidad mínima de 50 cm del NPT a la parte superior de la tubería secundaria.

3. La separación entre las tuberías de combustibles será mínima de 10 cm.

4. La separación de cualquier tubería con las paredes de las trincheras (construidas o en terreno para el despacho de combustibles en natural) será mínimo de 15 cm.

5. Tendrá cama de gravilla o material de relleno con espesor mínimo de 15 cm.

6. La separación de las tuberías de combustibles con la(s) tubería(s) de recuperación de vapor será mínimo de 15 cm.

7. Las trincheras para instalar tuberías de combustibles pueden ser en terreno natural, de concreto o mampostería.

14. Acondicionamiento de trincheras.

a. Para el relleno de trincheras en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se colocará gravilla redondeada o material de relleno evitando la presencia de piedras mayores a 19.05 mm (3/4 de pulg) alrededor de la tubería, compactándola y cubriendo la parte superior del contenedor secundario con por lo menos 150 mm (6 pulg). Para el relleno faltante se puede utilizar tepetate u otro material similar para confinar la tubería, en concordancia con el Código NFPA 30, o código o norma que la modifique o sustituya.

b. En áreas sujetas a tránsito de vehículos la tubería se cubrirá con 50 cm de material tepetate u otro material similar para confinar la tubería.

15. Instalación y tipo de tuberías.

a. Las tuberías se instalarán de manera confinada o superficial, cuando sea dentro de la trinchera se colocarán tuberías de doble pared para combustibles y de pared sencilla para recuperación de vapores de acuerdo con indicaciones del código NFPA 30 y NFPA 30A, o códigos o normas que las modifiquen o sustituyan. En este caso se podrán instalar las del servicio de agua.

b. No se instalarán tuberías eléctricas en las mismas trincheras donde existan tuberías de combustibles.

c. La tubería de combustible puede ser de pared sencilla cuando sea superficial de material acero al carbono ASTM A53 o ASTM A106 Gr B.

d. Las tuberías superficiales deberán ser protegidas seleccionando el Sistema de protección anticorrosiva de acuerdo con la zona geográfica y condiciones ambientales conforme a lo recomendado en códigos, estándares y buenas prácticas internacionales, tales como NFPA 30 o ISO-12944-1-8, entre otras.

e. La profundidad a la que se coloque la tubería será de acuerdo con el espesor del pavimento: superior a 203.2 mm (8 pulg) cuando el pavimento tenga por lo menos 50.8 mm (2 pulg) de espesor y superior a 101.6 mm (4 pulg) cuando sea de por lo menos 101.6 mm (4 pulg) de espesor.

f. En aquellas áreas no sujetas a tránsito vehicular la trinchera se construirá de manera que se pueda tapar a no menos de 150 mm (6 pulg) con material de relleno compactado.

g. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicadas en zonas marinas con muelles flotantes se instalará tubería flexible para absorber elongaciones o desplazamiento de muelles flotantes, entre la zona de tierra firme y la rampa móvil y entre la rampa móvil y el muelle principal.

XXIV. Dispensarios.

1. Para el despacho de combustibles en la zona de vehículos ligeros se seleccionarán dispensarios de una o más mangueras, los accesorios deberán ser resistentes a las propiedades físicas y químicas de los combustibles.

2. Para el despacho de combustibles en la zona de vehículos pesados se usarán dispensarios de una o más mangueras, solos o con Módulo de despacho satélite, para una o dos posiciones de carga. En el caso de instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural ubicadas en zonas marinas se instalarán muelles fijos y/o muelles flotantes, dispensarios y/o bombas eléctricas compactas; los sistemas de bombeo y medición estarán de acuerdo con el tipo de muelle y tipo de embarcación a abastecer.

3. Para el caso de vehículos y embarcaciones que requieran de sistemas de medición y despacho de alto flujo, dichos sistemas deberán cumplir con lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4. Colocación de dispensarios.

a. Se colocarán sobre los basamentos de los Módulos de despacho o abastecimiento de combustible, con un sistema de anclaje que permita fijarlo perfectamente bien.

b. Se instalará una válvula de corte rápido (shut-off valve) para bajo o alto impacto, en cada línea de combustible y/o vapor que llegue al dispensario dentro del contenedor, con su zona de fractura colocada a ± 1.27 cm (½ pulg) del nivel de la superficie del basamento. Adicionalmente contarán con un termofusible de acción mecánica que libere la válvula en presencia de calor.

c. Dicha válvula deberá contar con doble seguro en ambos lados (superior e inferior). El sistema de anclaje de estas válvulas requiere soportar una fuerza mayor a 90 kg/válvula.

5. Contenedores de dispensarios.

a. En la parte inferior de los dispensarios se instalarán contenedores herméticos de doble pared de 5 mm de espesor en cada pared, de fibra de vidrio, polietileno de alta densidad o de otros materiales certificados con certificación UL o ULC para la contención y manejo de los combustibles.

b. Los contenedores deberán ser herméticos por lo que se instalarán sellos mecánicos y estarán libres de cualquier tipo de relleno.

4. Sistemas de medición y del sistema electrónico de detección, alarma y mitigación por fugas o derrames.

a. Se deberá instalar un sistema para detección de líquidos con sensores en los contenedores de dispensarios que garantice la hermeticidad del espacio intersticial. Los sensores se instalarán conforme a recomendaciones del fabricante.

b. La energía que alimenta al dispensario y/o motobomba se tendrá que suspender cuando se detecte cualquier líquido en el contenedor.

c. El sistema deberá restringir o interrumpir el flujo de combustible al detectar las fugas o derrames.

XXV. Sistema de Recuperación de Vapores (SRV).

1. El SRV, se utiliza para el control de la presión del sistema de almacenamiento y para el control de las Emisiones de vapor de gasolina y deberá cumplir lo indicado en los presentes Lineamientos. El Regulado deberá instalar los equipos y accesorios que no son parte del SRV (que se encuentran fuera de los límites del sistema), que se requieren en otros elementos de la instalación para la correcta operación del SRV tales como: pistolas para Expendio compatibles con SRV a bordo, mangueras del Módulo de despacho, válvulas, conexiones, instrumentos, entre otros.

a. Tubería de recuperación de vapores.

1. Se utilizará una sola línea de retorno de vapores para todas las Gasolinas. La línea será de al menos 76 mm (3 pulg) de diámetro e irá de los contenedores de los dispensarios al contenedor de la motobomba del tanque de Almacenamiento que tenga la gasolina de menor índice de octano; la línea de retorno de vapores deberá entrar al contenedor de la motobomba a una altura mínima de 30 cm sobre el lomo del tanque o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante tratándose de tanques subterráneos.

2. La tubería de recuperación de vapores será de acero al carbono cédula 40 sin costura cuando sea superficial; y de acero al carbono cédula 40 sin costura, fibra de vidrio o de material termoplástico de alta densidad cuando sea subterránea. La tubería de recuperación de vapores deberá cumplir con certificación y los requisitos establecidos en los estándares UL, ULC, CE cuando sea con material de fibra de vidrio o termoplástico y cuando sea de acero al carbono deberá estar certificada en cumplimiento de estándares por ASTM A53 o ASTM A106 Gr B, o estándar o norma que lo sustituya.

3. El diámetro de la tubería de recuperación de vapor será de por lo menos 50.8 mm (2 pulg) a la salida de los contenedores del dispensario, y de 76 mm (3 pulg) en la red común.

4. Las líneas de recuperación de vapores de Gasolinas, antes de la conexión a los dispensarios, tendrán una válvula de corte rápido (shut-off valve) sujeta a su respectiva barra de sujeción de acero a una altura tal que su zona de fractura quede colocada a ±12.7 mm (± 0.5 pulg) del NPT del basamento del Módulo de despacho.

5. La línea de retorno de vapor hacia los tanques superficiales cuya pendiente mínima deberá ser del 1% para su verificación, deberá de entrar a un contenedor de transición hermético, en el cual se instalará el pozo de condensados. El contenedor de transición deberá ser de material resistente a los Hidrocarburos, el cual se encontrará debajo del NPT.

b. Pozos de Condensados.

1. Cuando no pueda sostenerse la pendiente del 1% para la tubería de recuperación de vapor, desde los dispensarios hasta los tanques de Almacenamiento, se instalarán pozos de condensados, los cuales deberán ser herméticos y encontrarse dentro de un contenedor registrable y hermético.

2. La disposición de los condensados deberá ser automática y permanente y depositarse en el tanque de Almacenamiento de Gasolinas de menor índice de octano.

XXVI. Sistema de Venteo.

1. Tubería de Venteo.

a. Las tuberías de Venteo deberán quedar instaladas de tal manera que los puntos de descarga estén fuera de edificios, puertas, ventanas o construcciones, a una distancia no menor de 3.60 m arriba del NPT adyacente.

b. Las salidas de la tubería de Venteo deberán ser localizadas y direccionadas de tal manera que los vapores no sean atrapados debajo de excavaciones, acometidas, accesorios o cajas; que deberán estar a no menos de 3.00 m de aperturas de edificios, y a una distancia no menor de 6.00 m de sistemas de ventilación o aires acondicionados.

c. Además, deberán cumplirse los requisitos siguientes:

1. Las descargas de las líneas de ventilación se colocarán por encima del nivel de las Bocatomas de llenado en lugares seguros.

2. No se localizarán los Venteos dentro de:

a. Edificios o columnas de edificios.

b. 1.00 m de electrodos de neón a cajas de conexiones.

c. 1.00 m de señales eléctricas.

d. 8.00 m de calderas.

e. 8.00 m de áreas frecuentemente ocupadas por público.

f. 1.50 m de acometidas, accesorios o cajas eléctricas.

d. Si los Venteos quedan adosados a un edificio, las válvulas de Venteo se colocarán por lo menos a 60 cm después de sobrepasar el nivel más alto del edificio.

e. Si las líneas de Venteo quedan adosadas a un edificio, se fijarán con abrazaderas a los soportes metálicos que se fijarán al edificio.

f. Si las líneas de Venteo no quedan adosadas al edificio, entonces los soportes metálicos se fijarán a un tubo o elemento metálico que tendrá cimentación independiente.

g. El cambio de dirección de las líneas de ventilación se hará con juntas giratorias o de expansión, y éstas quedarán por debajo del espesor de piso terminado adyacente.

h. Cuando se realice la interconexión de las líneas de Venteo se hará en la sección superficial para que quede visible.

i. La tubería de Venteo será de acero al carbono ASTMA A53 o ASTM A106 Gr B de 50.8 mm (2 pulg) mínimo de diámetro en la sección superficial y acero al carbono, o material termoplástico de 76.2 mm (3 pulg) mínimo en la sección subterránea, con pendiente no menor al 1% hacia los tanques de Almacenamiento.

j. En la tubería metálica se aplicará un sistema de protección anticorrosiva exterior seleccionado de acuerdo con códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales ISO-12944-1-8:1998 y en la parte subterránea se colocará una protección adicional a base cinta de polietileno de 35 milésimas de espesor; el traslape para la colocación será del 50% del ancho de la cinta. También puede ser protegida con recubrimiento asfáltico en frío o caliente o lo que señale el fabricante.

k. La parte no subterránea de la tubería de Venteo será completamente visible y estará convenientemente soportada a partir del NPT. El material de la sección visible de la tubería será de acero al carbono de por lo menos 50.8 mm (2 pulg) de diámetro y 4.8 mm (3/16 pulg) de espesor de pared; en el cambio de dirección horizontal a vertical se instalarán juntas giratorias de acero al carbono cédula 40 o juntas de expansión.

l. En la parte superficial de la línea de Venteo se podrán instalar dispositivos articulados herméticos.

m. En la parte superior de las líneas de Venteo de gasolina se instalarán válvulas de presión / vacío y en las de diésel se colocarán válvulas de Venteo o arrestador de flama.

n. La tubería de Venteo para Gasolinas puede interconectarse con uno o varios tanques que almacenen el mismo producto, previo cálculo, evitando la presencia de puntos bajos en la tubería. Si así se determina, se puede utilizar una línea de Venteo para cada tanque.

o. En la tubería de Venteo de diésel se pueden interconectar dos o más tanques a una misma línea, previo cálculo, evitando la presencia de puntos bajos en la tubería.

p. No se permite la interconexión de Venteos de gasolina con diésel.

q. Juntas de expansión (mangueras metálicas flexibles).

1. Las juntas de expansión se instalarán en los casos siguientes:

a. En los puntos de conexión de cualquier tubería con tanques de Almacenamiento subterráneos, a menos que la tubería sea vertical en su punto de conexión con el tanque.

b. En la base de cada dispensario al igual que en la descarga de la bomba sumergible.

c. En la unión entre la sección vertical y la horizontal de la tubería de Venteo.

d. En general en cambios de dirección de las tuberías de combustibles, retorno de vapores o de Venteo, donde se requiera eliminar o reducir esfuerzos.

e. Tubería metálica de pared sencilla en línea superficial o del Sistema de SRV.

r. Cuando se instalen tuberías superficiales de pared sencilla metálicas, el material será acero al carbono sin costura, cédula 40 ASTM A53 o ASTM A106 Gr B, los accesorios y válvulas deberán ser de características compatibles ASTM A216 o ASTM A105, estarán diseñadas y cumplirán con certificación y los requisitos establecidos en los estándares de acuerdo a la clasificación ASTM; las válvulas roscadas deberán cumplir con ASTM A105 o ASTM B62; las válvulas bridadas de acuerdo a ASTM A216 y clase 150 cara realzada; y las conexiones con ASTM A105 y ASTM A234.

s. En todo ramal o derivación se colocará una válvula de bloqueo.

t. Las juntas roscadas deberán ser selladas con una pasta de junta conforme al código UL 340, o código que lo modifique o sustituya, o por una cinta de politetrafluoroetileno (PTFE) como mínimo de 20 micras de espesor.

u. Las tuberías de pared sencilla (metálicas) deberán ser superficiales, soportadas en bases de acero estructural, y fijadas de tal manera que durante su operación no se presenten afectaciones por vibraciones.

v. Si las bases metálicas exceden los 30 cm arriba del suelo, estarán protegidas por un material resistente al fuego por 2 horas mínimo.

XXVII. Conducción de agua.

1. Tuberías de agua.

a. Las tuberías de agua pueden ser de material plástico que cumpla las especificaciones ISO-15874-1:2013 ó NMX-E-226/1-SCFI-1999 ó NMX-E-226/2-CNCP-2007 ó NMX-E-181-CNCP-2006 ó de cobre rígido tipo "L" con conexiones de bronce soldables.

b. Para el caso de la tubería de cobre para agua, las uniones se efectuarán con soldadura a base de una aleación de estaño y plomo al 50%.

c. Las uniones de las tuberías de polipropileno se realizarán de acuerdo con las especificaciones e indicaciones del fabricante.

d. Los diámetros deberán ser dimensionados de acuerdo con el resultado del cálculo hidráulico.

e. Las tuberías para agua pueden instalarse en trincheras independientes, y no deberán instalarse junto a las de combustibles y de recuperación de vapores.

f. La profundidad mínima a la que se instalen estas tuberías será de 30 cm por debajo del NPT, independientemente del arreglo que tengan.

XXVIII. Instalaciones eléctricas.

1. Se pueden utilizar para la iluminación sistemas o tecnologías alternas de tal forma que permitan la operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Se pueden utilizar para el suministro Normal de energía eléctrica o para emergencias sistemas alternos de generación y/o Almacenamiento de energía eléctrica como las plantas de energía eléctrica con motor de combustión interna, celdas solares, sistemas eólicos, o cualquier otro sistema que permita la operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. En las acometidas eléctricas y de tierras físicas a contenedores de dispensarios y motobombas de tanques de Almacenamiento, las instalaciones eléctricas deberán ser herméticas, la tierra física deberá instalarse de manera que no se perfore la pared del contenedor.

4. Para impedir la filtración de vapores, fluidos y humedad al aislamiento exterior de los conductores eléctricos, se aplicará al sello eléctrico, una fibra y compuesto sellador aprobado y cajas a prueba de explosión.

5. Los tableros para el centro de control de motores estarán localizados en una zona exclusiva para instalaciones eléctricas, la cual por ningún motivo deberá estar ubicada en el cuarto de máquinas ni en las áreas peligrosas (clasificadas) de las divisiones 1 y 2.

6. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural tendrá mínimo cuatro interruptores de emergencia ("paro de emergencia") de golpe (tipo hongo) que desconecten de la fuente de energía a todos los circuitos de fuerza, así como al alumbrado en dispensarios, los cuales deberán ser a prueba de explosión con clasificación aprobada para áreas de la clase I, grupo D, divisiones 1 y 2. El alumbrado general deberá permanecer encendido.

7. Los interruptores estarán localizados en el interior de la oficina de control de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural donde habitualmente exista personal, en la fachada principal del edificio de oficinas, en la zona de despacho y en la zona de Almacenamiento, independientemente de cualquier otro lugar. Los botones de estos interruptores deberán ser de color rojo y se colocarán a una altura de 1.70 m a partir del NPT.

8. Si por limitaciones de espacio el área donde queden alojados los tableros y el centro de control de motores se localiza en áreas peligrosas, los equipos eléctricos que se instalen deberán ser a prueba de explosión o clase NEMA-7 (NEMA, *National Electrical Manufacturers Association*), o bien se instalará un equipo de presurización de acuerdo con la NFPA 496, o código o norma que la modifique o sustituya.

II. CONSTRUCCIÓN

I. Pruebas de hermeticidad.

1. Pruebas de hermeticidad para tanques.

a. Las pruebas serán realizadas por un Laboratorio de pruebas acreditado.

b. Se realizarán dos pruebas de hermeticidad a tanques de Almacenamiento; la primera será neumática y se realizará antes de tapar los tanques de Almacenamiento y tuberías, la segunda se efectuará con combustible almacenado en el tanque. Las pruebas se deberán realizar por laboratorio de pruebas acreditado de acuerdo con los siguientes criterios:

1. Primera prueba, en tanques nuevos Neumática.

a. Será neumática de presión positiva, la realizarán laboratorios acreditados. El contenedor primario del tanque de Almacenamiento, incluyendo accesorios, deberá probarse a una presión de 34.473 kPa (0.35 kg/cm2; 5 psi) o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del tanque de Almacenamiento.

b. La prueba para el contenedor secundario será de vacío y deberá probarse a un vacío de 15" de columna de mercurio durante 60 minutos, independientemente de la condición de vacío al que haya sido probado en fábrica, lo anterior de acuerdo con el código NFPA 30, o código o norma que la modifique o sustituya. El tanque podrá ser cubierto hasta pasar la primera prueba. Una vez que cuente con el soporte documental de su realización y con la autorización correspondiente.

2. Segunda prueba en tanques nuevos:

a. Es obligatoria y se efectuará con el producto correspondiente. La prueba deberá ser realizada por laboratorio acreditado.

b. En caso de ser detectada alguna fuga al aplicar las pruebas de hermeticidad, se procederá a verificar la parte afectada para su reparación o sustitución según sea el caso, siempre y cuando al final se obtenga el certificado correspondiente.

c. Cuando se utilicen sistemas fijos, se generará un reporte impreso del equipo del sistema de control de inventarios, para cada uno de los tanques de Almacenamiento, el cual permite identificar los datos siguientes:

1. Instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

2. Número de tanque;

3. Producto, y

4. El reporte será firmado por el propietario o por el responsable de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y sellado.

c. A partir de la primera prueba realizada con combustible se deberán realizar anualmente pruebas de hermeticidad a los tanques de Almacenamiento, los registros de estas pruebas deberán mantenerse disponibles para cuando la Agencia lo requiera.

2. Tuberías de producto.

a. Se deberá especificar la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de producto.

b. Se deberán realizar dos pruebas de hermeticidad obligatorias a las tuberías en las diferentes etapas de instalación, de acuerdo con lo señalado en el código NFPA 30, o código o norma que la modifique o sustituya; por laboratorio de pruebas acreditado.

c. La primera prueba será hidrostática a 150% de la presión de Diseño o neumática al 110% de la presión de Diseño. La presión de prueba deberá ser mantenida hasta completar una revisión visual de todos las accesorios y conexiones para verificar que no existan fugas antes de cerrar pisos y se efectuará a las tuberías primaria y secundaria cuando hayan sido instaladas totalmente en la excavación o en las trincheras, interconectadas entre sí, pero sin conectarse a los tanques, bombas sumergibles o dispensarios. En ningún caso la presión de prueba deberá tener una caída de presión superior a los 34.473 kPa (0.35 kg/cm2; 5 psi) y el tiempo de prueba no deberá ser menor a 10 minutos.

d. La segunda prueba se aplicará con el producto a manejar. Se realizará a las tuberías primaria y secundaria cuando estén conectadas a los tanques, bombas sumergibles o dispensarios, a un 10% por arriba de la presión máxima de operación. Posterior a ésta las pruebas se realizarán anualmente.

e. En caso de detectarse alguna fuga al aplicar las pruebas de hermeticidad, deberán ser eliminadas reparando la sección afectada y repetir la prueba de hermeticidad correspondiente.

3. Tubería de agua.

a. La prueba de hermeticidad neumática para la red de agua antes de cerrar pisos se realizará a una presión de 689.475 kPa (7.03 kg/cm2; 100 lb/pulg2) durante un período de 2 horas como mínimo.

III. OPERACIÓN

I. Disposiciones Operativas.

1. Para efectos de control y verificación de las actividades de operación, deberá contar con uno o varios libros de Bitácoras foliadas, se permite el uso de aplicaciones (software) de base(s) de datos electrónica(s), para el registro físico y/o digital de las incidencias y actividades de operación, entre otros de: recepción y descarga de productos, limpiezas programadas o no programadas, desviaciones en el balance de producto, Incidentes ocurridos y resultados de las revisiones de operación. La Bitácora (s) deberá cumplir con los incisos del apartado IV.VI de este ANEXO.

2. El encargado de la Instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural es responsable de la operación de despacho de los combustibles, a través de los despachadores.

3. Los Regulados deberán desarrollar, implementar y registrar el cumplimiento de su(s) procedimiento(s) de operación, y deberá incluir al menos los siguientes:

a. Procedimiento para la recepción de Auto-tanque y descarga de productos inflamables y combustibles a tanque de Almacenamiento que incluya obligatoriamente la restricción de no efectuar la carga si no se encuentra instalada la válvula de prevención de sobrellenado.

b. Procedimiento de suministro de productos inflamables y combustibles a vehículos.

c. Procedimiento de Expendio a recipientes portátiles.

d. Procedimiento para el seguimiento mensual de la integridad de las dos paredes del contenedor de derrame en Bocatoma o prueba mensual que compruebe su funcionamiento.

II. Disposiciones administrativas.

1. Los Regulados deberán cumplir con las Disposiciones administrativas que para tal efecto sean emitidas por la Agencia.

III. Procedimientos.

1. Los Regulados deberán desarrollar, implementar y evidenciar el cumplimiento de procedimientos internos de seguridad de conformidad con las disposiciones administrativas que para tal efecto sean emitidas por la Agencia.

IV. MANTENIMIENTO

I. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con un programa de Mantenimiento para conservar en condiciones óptimas de seguridad y operación los elementos constructivos, equipos e instalaciones. Los Regulados deberán desarrollar su(s) procedimiento(s) de Mantenimiento de conformidad con lo establecido en los presentes Lineamientos.

II. El Mantenimiento deberá ser de carácter preventivo y correctivo, a efecto de identificar y corregir situaciones que pudieran generar Riesgos e interrupciones repentinas en la operación de equipos e instalaciones, así como para reparar o sustituir equipos o instalaciones que estén dañadas o que no funcionan. Se deberá elaborar un programa mensual de detección de fugas y derrames tomando como base la información del sistema de control de inventarios para detectar situaciones de Riesgo en la Seguridad Operativa y la protección al ambiente.

III. El programa de Mantenimiento deberá elaborarse conforme lo prevean los manuales de Mantenimiento de cada equipo, o en su caso, conforme a las indicaciones de los fabricantes, proveedores de materiales y constructores.

IV. En este programa se deberá establecer la periodicidad de las actividades que se llevarán a cabo en un año calendario.

V. Aplicación del programa de Mantenimiento.

1. El programa de Mantenimiento deberá aplicarse a los elementos, equipos y sistemas de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Todo trabajo de Mantenimiento deberá quedar documentado en la (s) Bitácora (s) y registrado en los expedientes correspondientes.

VI. Bitácora.

1. Para efectos de control y verificación de las actividades de Mantenimiento las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberá contar con uno o varios libros de Bitácoras foliadas, para el registro físico y/o digital de lo siguiente: Mantenimiento preventivo y correctivo de edificaciones, elementos constructivos, equipos, sistemas, instrumentos, dispositivos, accesorios, pruebas de hermeticidad, incidentes y revisiones de Mantenimiento, entre otros.

a. La (s) Bitácora (s) no deberá (n) contener tachaduras y en caso de requerirse alguna corrección, ésta será a través de un nuevo registro físico y/o digital, sin eliminar ni tachar el registro físico y/o digital previo.

b. La (s) Bitácora (s) deberá (n) estar disponibles en todo momento en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, y accesibles tanto para el responsable de las instalaciones como para los trabajadores competentes.

c. La (s) Bitácora (s) deberá (n) contener como mínimo, lo siguiente: nombre de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, domicilio, nombre del equipo y firmas de los trabajadores competentes, firma autógrafa del o los trabajadores que realizaron el registro físico y/o digital de actividades, así como la fecha y hora correspondiente.

2. Se permite el uso de aplicaciones (software) de base (s) de datos electrónica (s) para dar el seguimiento a las labores que deberán ser registradas en la (s) Bitácora (s), éstas deberán permitir la rastreabilidad de las actividades y los registros físicos y/o digitales requeridos de operación y/o Mantenimiento, tales como actividades ejecutadas por personal competente o interacción con personal competente externo en la actividad, informes externos, evidencias objetivas (reportes de servicio, fotografías, manejo de residuos, manifiestos de disposición de residuos, entre otros). Se deberán de incluir todos los registros físicos y/o digitales de concepto requeridos a lo largo de los presentes Lineamientos.

VII. Previsiones para realizar el Mantenimiento a equipo e instalaciones.

1. Todos los trabajos peligrosos efectuados por los trabajadores de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural o contratados con externos deberán ser autorizados por escrito por el responsable y se registrarán en la (s) Bitácora (s), anotando la fecha y horas de inicio y terminación programadas, así como el equipo y materiales de seguridad que serán utilizados.

2. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y como mínimo las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica al equipo en Mantenimiento y aplicar el procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y candadeo.

b. Para actividades en dispensarios, suspender el despacho de producto desde la bomba sumergible al dispensario.

c. Delimitar la zona en un radio de:

1. 6.10 m a partir de cualquier costado de los dispensarios.

2. 3.00 m a partir de la Bocatoma de llenado de tanques de Almacenamiento.

3. 3.00 m a partir de la bomba sumergible.

4. 8.00 m a partir de la trampa de grasas o combustibles.

3. Verificar con un exposímetro que no existan o se presenten concentraciones explosivas de vapores (si el área es clasificada como peligrosa).

4. Eliminar cualquier punto de ignición.

5. Todas las herramientas eléctricas portátiles estarán aterrizadas y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión.

6. En el área de trabajo se designarán a dos personas capacitadas y adiestradas en el uso de extintores, cada una con un extintor de 9.0 kg y estarán especificados y deberán cumplir con la función de sofocar fuego de las clases A, B y C.

7. Cuando se realicen trabajos en el interior del tanque de Almacenamiento se tendrá una persona en el exterior encargado de la seguridad.

8. Estas medidas preventivas son enunciativas y no limitativas.

VIII. Medidas de seguridad para realizar trabajos "en caliente" o que generen fuentes de ignición.

1. Para los casos en los que se justifique realizar trabajos "en caliente", antes de iniciar deberá analizarse las actividades que serán realizadas y las áreas donde se llevarán a cabo para identificar los Riesgos potenciales y definir las medidas a seguir para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones durante el desarrollo de las actividades.

2. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica a todos los equipos de bombeo y despacho de combustibles y aplicar procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y candadeo donde sea requerido.

b. Despresurizar y vaciar las líneas de producto.

c. Revisar las áreas donde se realizarán las actividades, y eliminar fugas, derrames o acumulaciones de combustibles.

d. Limpiar las áreas de trabajo.

e. Retirar los residuos peligrosos generados.

f. Verificar con un exposímetro que no existan concentraciones explosivas de vapores.

g. Estas medidas preventivas son enunciativas y no limitativas.

IX. Medidas de seguridad para realizar trabajos en áreas cercanas a líneas eléctricas de media y alta tensión.

1. Todos los trabajos de revisión, Mantenimiento, limpieza y sustitución de equipo e instalaciones que se realicen en áreas cercanas a líneas eléctricas de media y alta tensión, deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. Instalar plataforma en áreas con suelo firme.

b. Para estabilizar la plataforma, la relación entre la altura y ancho de la plataforma no deberá exceder de 3.5:1 para instalación fija y 3:1 para instalación móvil.

c. Verificar que las ruedas instaladas en los montantes de las plataformas móviles sean de por lo menos 125 mm de diámetro y que estén equipadas con dispositivos de frenos en las ruedas que no se puedan soltar por accidente.

d. Instalar la escalera de acceso en el interior de la plataforma y contar con una tapa de acceso con seguro en la sección superior.

e. Al realizar los trabajos sobre la plataforma utilizar equipo de protección personal, tales como: casco, guantes, calzado dieléctrico y equipo de protección personal para interrumpir caídas de altura.

f. Todas las herramientas eléctricas portátiles deberán estar aterrizadas.

g. Ningún objeto deberá exceder el límite establecido por la superficie superior del andamio y si por alguna razón no se puede cumplir con esta condición, las maniobras deberán realizarse en la zona más alejada de las líneas eléctricas.

h. Estas medidas preventivas son enunciativas y no limitativas.

2. Los trabajos "en caliente" o que generen fuentes de ignición, deberán estar autorizados por escrito por el responsable de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y deberán ser registrados en la Bitácora, anotando la fecha y hora de inicio y terminación programada, indicar el equipo y materiales de seguridad que serán utilizados. Al finalizar los trabajos deberán registrarse los datos y los eventos relevantes que ocurrieron.

X. Medidas de seguridad en caso de derrames de combustibles.

1. Cuando al realizar actividades de Mantenimiento en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se presenten fugas o derrames de productos en tuberías, conexiones y cualquier otro elemento presurizado o con acumulaciones de combustibles, se deberán realizar las acciones siguientes:

a. Suspender inmediatamente los trabajos de Mantenimiento que se estén realizando.

b. Suspender el suministro de energía eléctrica a los equipos que originaron el derrame.

c. Activar el sistema de paro por emergencia de la instalación.

d. Eliminar todas las fuentes de calor o que produzcan ignición (chispas, flama abierta, etc.), que estén cercanas al área del derrame.

e. Evacuar al personal ajeno a la instalación.

f. Corregir el origen del derrame.

g. Lavar el área con abundante agua y recolectar el producto derramado en la trampa de combustibles.

h. Una vez realizada la corrección del origen del problema y establecidas las condiciones seguras de Operación de la instalación se podrá continuar con los trabajos de Operación y Mantenimiento, de acuerdo con los lineamientos del procedimiento de emergencia por fugas y derrames de Hidrocarburos.

i. Estas medidas preventivas son enunciativas y no limitativas.

XI. Mantenimiento a Tanques de Almacenamiento.

1. Previo a la realización de trabajos de Mantenimiento de tanques de Almacenamiento se deberá proceder a verificar los resultados de las pruebas de hermeticidad, realizar el drenado de agua del tanque.

XII. Pruebas de hermeticidad.

1. Para la realización de las pruebas de hermeticidad se utilizarán los sistemas fijos, los cuales consisten en equipos del sistema de control de inventarios y de detección electrónica de fugas o bien los sistemas móviles que aplican métodos de prueba volumétricos y no volumétricos.

2. El responsable de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá asegurarse de que los equipos del sistema de control de inventarios y detección electrónica de fugas operen en óptimas condiciones a los diferentes niveles de producto que tenga el tanque.

3. Los resultados que se obtengan de las pruebas de hermeticidad realizados con equipo fijo o móvil quedarán registrados en la Bitácora y el original se guardará en el archivo de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y se exhibirá a la Agencia cuando así se solicite.

4. Con los resultados de las pruebas de hermeticidad periódica indicada en el apartado II CONSTRUCCIÓN, de tanques y accesorios se podrá identificar si se requiere realizar actividades de Mantenimiento, en su caso, determinar las acciones para llevar a cabo la suspensión temporal del tanque, el retiro definitivo y sustitución por equipos nuevos.

5. En caso de ser detectada alguna fuga en tanques de Almacenamiento al aplicar las pruebas de hermeticidad, se retirarán de inmediato de operación y se apegarán a lo dispuesto por la legislación aplicable en materia de prevención y gestión integral de los residuos.

6. Las pruebas de hermeticidad en tanques de Almacenamiento a partir del quinto año de inicio de operaciones se realizarán en forma anual a través de un laboratorio de prueba acreditado.

XIII. Drenado de agua.

1. Llevar a cabo las actividades necesarias para determinar la presencia de agua en el interior del tanque.

2. Para conocer la existencia de agua en el interior del tanque de Almacenamiento será necesario revisar la lectura del indicador del nivel de agua en el sistema de control de inventarios.

3. En caso de identificar la presencia de 5 cm de agua, se procederá a realizar el drenado de la misma. Los líquidos extraídos deberán ser almacenados en tambores herméticos de 200 litros, correctamente identificados como residuos contaminantes, para su posterior recolección y transporte a los lugares de disposición final aprobados por las autoridades correspondientes.

XIV. Trabajos en el tanque.

1. Consideraciones de seguridad, para trabajos en espacios confinados.

a. El responsable de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural realizará estos trabajos de acuerdo con el procedimiento interno de trabajos en áreas confinadas y los numerales I.IV.XIV.4 y I.IV.XIV.5 de los presentes Lineamientos.

2. Monitoreo al interior en espacios confinados.

a. Se monitoreará constantemente el interior del tanque para verificar que la atmósfera cumpla con los requisitos indicados en el presente ANEXO.

b. Las lámparas que se utilicen para iluminar un espacio confinado deberán ser de uso rudo y a prueba de explosión. Todos los equipos de bombeo, Venteo, y herramientas deberán ser de función neumática, anti chispa o a prueba de explosión.

3. Limpieza interior de tanques.

a. La limpieza de los tanques se deberá realizar preferentemente con equipo automatizado de limpieza de tanques, con base en su programa de Mantenimiento o cuando la administración de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural así lo determine. Las actividades de limpieza deberán ser ejecutadas con personal interno o externo, competente en la actividad y se deberá registrar en Bitácora. Se deberán cumplir los requisitos siguientes:

1. Requisitos previos para limpieza interior de tanques.

a. El responsable de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural realizará estos trabajos de acuerdo con el procedimiento interno de trabajos en áreas confinadas. El cual contendrá como mínimo:

1. Extender autorización por escrito, registrando esta autorización y los trabajos realizados en la Bitácora, y

2. Drenar y vaporizar los tanques de Almacenamiento, antes de realizar cualquier trabajo en su interior, en caso de que ingrese personal al interior. Durante el tiempo que el trabajador se encuentre dentro del tanque de Almacenamiento de combustibles, estará vigilado y supervisado por trabajadores de acuerdo con los procedimientos de seguridad establecidos, además utilizará equipo de protección y seguridad personal, un arnés y cuerda resistente a las sustancias químicas que se encuentren en el espacio confinado, con longitud suficiente para maniobrar dentro del área y ser utilizada para rescatarlo cuando se requiera, y equipo de respiración en caso de ser necesario.

b. El responsable de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá cumplir los procedimientos internos Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas eléctricas; Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas con productos y colocar señales y avisos de seguridad que indiquen las restricciones mientras se lleva a cabo el trabajo.

2. Requisitos de la atmósfera para trabajos en el interior del tanque.

a. Que el contenido de oxígeno esté entre 19.5% y 23.5%; en caso contrario se tomarán las medidas pertinentes, tanto para el uso de equipo de protección respiratoria autónomo con suministro de aire, como para la realización de actividades en atmósferas no respirables.

b. La concentración de gases o vapores inflamables no será superior en ningún momento al 5% del valor del límite inferior de inflamabilidad y de 0% en el caso de que se vaya a realizar un trabajo de corte y/o soldadura.

c. Se deberá contar con un sistema de extracción mecánica portátil para ventilar el espacio confinado.

d. Las lámparas que se utilicen para iluminar un espacio confinado deberán ser de uso rudo y a prueba de explosión.

XV. Retiro temporal de operación de tanques de Almacenamiento.

1. El retiro temporal de operación de los recipientes se hará por las razones siguientes:

a. Para la instalación de los equipos del sistema de control de inventarios y monitoreo electrónico, recuperación de vapores o para instalar la válvula de sobrellenado;

b. Para limpieza interior del tanque de Almacenamiento, para cambio de producto o para el retiro de desechos sólidos;

c. Por suspensión temporal de despacho de producto;

d. Para realizar pruebas de hermeticidad en tanques de Almacenamiento y tuberías;

e. Para Mantenimiento preventivo a dispensarios e Instrumentos de control;

f. En caso de que el tanque de Almacenamiento se deje temporalmente fuera de operación, se aplicará lo siguiente:

1. Periodo menor a tres meses:

a. Mantener disponibles y en operación los sistemas de protección contra la corrosión que se encuentren instalados.

b. Mantener disponible y en operación el equipo del sistema de control de inventarios y el de detección electrónica de fugas, o remover el producto que contenga, de tal forma que el volumen remanente no exceda 0.3% de la capacidad total del tanque o su nivel sea como máximo 25 mm con respecto a la parte más baja del interior del tanque.

2. Periodo igual o superior a tres meses:

a. Mantener disponible y en operación los sistemas de protección contra la corrosión que se encuentren instalados.

b. Mantener disponible y en operación el equipo del sistema de control de inventarios y el de detección electrónica de fugas, o remover el producto que contenga, de tal forma que el volumen remanente no exceda 0.3% de la capacidad total del tanque o su nivel sea como máximo 25 mm con respecto a la parte más baja del interior del tanque.

g. Dejar abierta y en funcionamiento la tubería de Venteo;

h. Cerrar todas las boquillas del tanque de Almacenamiento (de llenado, bomba sumergible, etc.), excepto la de la tubería de Venteo, y

i. Asegurar el tanque contra actos vandálicos que puedan dañarlo o alterarlo.

XVI. Requisitos del programa de trabajo de limpieza.

1. El programa de trabajo de limpieza deberá incluir la información siguiente:

a. Datos de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

b. Objetivo de la limpieza;

c. Responsable de la actividad;

d. Fecha de inicio y de término de los trabajos;

e. Hora de inicio y de término de los trabajos;

f. Características y número del tanque y tipo de producto, y

g. Producto.

XVII. Retiro definitivo de tanques de Almacenamiento.

1. El retiro y la disposición final de los tanques de Almacenamiento deberán hacerse conforme a lo establecido en la normatividad en materia de residuos peligrosos aplicable, y quedar asentadas las actividades realizadas en la Bitácora.

XVIII. Accesorios de los tanques de Almacenamiento.

1. Antes de iniciar las actividades de Mantenimiento en los accesorios de los tanques de Almacenamiento, se deberán tomar las acciones preparativas de seguridad establecidas en los procedimientos que sean aplicables.

XIX. Motobombas y bombas de transferencia.

1. En caso de falla de algún(os) accesorio(s), como motobomba(s) o bomba(s) de transferencia, se procederá a su reemplazo para garantizar la operación segura del tanque.

2. Se podrá(n) reemplazar la(s) motobomba(s) o bomba(s) de transferencia por otra(s) igual(es) o similar(es) mientras se corrige(n) la(s) falla(s), cuando se instala una similar se deberá documentar la administración del cambio en el Libro de Proyecto y hacer el registro físico y/o digital en la Bitácora.

XX. Válvulas de prevención de sobrellenado.

1. Mientras no esté instalada la válvula de prevención de sobrellenado no se procederá a realizar carga de producto a los tanques.

2. Las actividades de Mantenimiento consistirán en verificar que la válvula esté completa, hermética, operable e instalada en la boquilla de llenado de cada tanque.

XXI. Equipo del sistema de control de inventarios.

1. Los Regulados están obligados a verificar cada treinta días naturales y contar con un reporte impreso de los datos de los tanques que la consola del equipo señale, respecto a nivel de producto y agua.

2. Se deberá verificar que el equipo del sistema de control de inventarios identifique correctamente el tanque de Almacenamiento y que indique el nivel del producto y el contenido de agua.

XXII. Protección catódica.

1. Cuando aplique, las conexiones eléctricas del rectificador, así como las de alimentación de corriente alterna o de cualquier fuente de energía de corriente directa, se deberán proteger, limpiar y ajustar una vez al año, para mantener bajas resistencias de contacto y evitar sobrecalentamientos. Cualquier defecto o falla en los componentes del sistema deberá eliminarse o corregirse.

2. Deberá aplicarse recubrimiento anticorrosivo a la cubierta de las fuentes de energía, transformador y a todas las partes metálicas de la instalación.

XXIII. Limpieza de contenedores de derrames de boquillas de llenado.

1. Deberá realizarse cada mes verificando que esté limpio, que no esté dañado y sea hermético.

XXIV. Registros y tapas en boquillas de tanques.

1. Los registros se revisarán cada 30 días naturales verificando que estén limpios y secos, y que tengan instaladas las conexiones, empaques y accesorios en buenas condiciones.

2. Las boquillas de llenado deberán contar con sus respectivas tapas, las cuales deberán contar con empaques que permitan el sellado hermético.

XXV. Conectores rápidos y codos de descarga de mangueras de llenado y de recuperación de vapores.

1. Asegurarse que las mangueras y conectores no estén golpeados o dañados, y que sus componentes están ensamblados conforme a las recomendaciones y especificaciones del fabricante.

2. Asegurarse que los accesorios estén completos y se ajusten herméticamente a las boquillas de las mangueras.

XXVI. Tuberías de producto, SRV y accesorios de conexión.

1. El Mantenimiento deberá ser anual e incluirá los detectores de fuga mecánicos o electrónicos en la descarga de la bomba sumergible además de las recomendaciones del fabricante.

2. El Mantenimiento deberá incluir la integridad de ambas paredes (tubería primaria y secundaria) en todo el sistema desde el interior del contenedor de la bomba hasta el interior del contenedor del dispensario.

3. Deberá mantenerse disponible y operable el sistema de detección de fugas en línea a la descarga de la bomba.

4. El conector flexible a la salida de la bomba y a la llegada de los dispensarios, en la zona del contenedor deberá ser instalado de acuerdo con los radios de giro y especificaciones del fabricante.

5. Deberá mantenerse disponible y operable el sensor para contenedor de conexiones intermedias de tubería.

6. Deberá mantenerse disponible y operable las descargas de las líneas de ventilación de acuerdo con la localización y distanciamientos especificados por Diseño.

XXVII. Pruebas de hermeticidad.

1. Deberán comprobar la integridad de ambas paredes (tubería primaria y secundaria) en todo el sistema desde el interior del contenedor de la bomba hasta el interior del contenedor del dispensario y se deberán de realizar las correcciones que sean necesarias.

2. Para la realización de las pruebas de hermeticidad se utilizarán los sistemas móviles.

3. Los resultados que se obtengan de las pruebas de hermeticidad realizados con equipo móvil quedarán registrados en la Bitácora y el original se guardará en el archivo de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y deberá estar disponible para cuando la Agencia lo solicite.

4. Con los resultados de las pruebas de hermeticidad se podrá identificar si se requiere realizar actividades de Mantenimiento a las tuberías y, en su caso, determinar las acciones para llevar a cabo las reparaciones correspondientes, la suspensión temporal de las mismas o el retiro definitivo y sustitución por tuberías nuevas.

5. En caso de ser detectada alguna fuga, se procederá a suspender la operación del tanque que alimenta dichas tuberías y a verificar la parte afectada para su reparación o sustitución según sea el caso.

6. Las pruebas de hermeticidad en tuberías alimentadas por tanques de Almacenamiento se deberán realizar, las dos iniciales indicadas en el apartado I.IV, previo a la puesta en servicio de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

7. A partir de la primera prueba realizada con combustible se deberán realizar anualmente pruebas de hermeticidad a las tuberías, los resultados deberán mantenerse disponibles para cuando la Agencia lo requiera.

8. Las pruebas serán realizadas por un Laboratorio de pruebas acreditado.

XXVIII. Registros y tapas para el cambio de dirección de tuberías.

1. El Mantenimiento de registros y tapas se hará para comprobar que no estén fracturados y que las tapas sean de las dimensiones que tiene el registro y asienten completa y herméticamente en los mismos.

XXIX. Conectores flexibles de tubería en contenedores.

1. El Mantenimiento consistirá en revisar que los conectores no estén golpeados o torcidos y que no tengan fugas de producto.

XXX. Válvulas de corte rápido (*shut-off*).

1. El Mantenimiento consiste en verificar que la válvula se encuentre instalada correctamente, funciona y mantiene su integridad operativa conforme a las recomendaciones y especificaciones del fabricante.

XXXI. Válvulas de Venteo o presión vacío.

1. El Mantenimiento deberá contemplar que las válvulas se encuentren instaladas correctamente, funcionen y mantengan su integridad operativa de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante.

XXXII. Arrestador de flama.

1. Se deberá mantener limpio y libre de obstrucciones. En caso de existir daño, fractura o ruptura de algún elemento que compone el arresta flama se deberá reemplazar por uno en buen estado, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento y la integridad operativa.

XXXIII. Juntas de expansión (mangueras metálicas flexibles).

1. La comprobación se hará de acuerdo con los resultados de las pruebas de hermeticidad aplicadas a las tuberías. En caso de existir daño, fractura o ruptura de algún elemento que compone las juntas de expansión (mangueras metálicas flexibles) se deberá reemplazar por una en buen estado, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento y la integridad operativa.

XXXIV. Sistemas de drenaje.

1. Registros y tubería.

a. Los sistemas de drenaje se deberán mantener con su integridad operativa, limpios y libres de cualquier obstrucción, y que permita el flujo hacia los sistemas de drenaje municipal o pozos de absorción. Para no impactar al sistema de drenaje municipal se deberá verificar diariamente que la trampa de Gasolinas y diésel se conserve libre de Hidrocarburos y se encuentre en Condiciones de operación.

b. En los sistemas de drenaje aceitoso, éste se deberá mantener libre de residuos peligrosos y éstos deberán ser depositados en recipientes especiales dentro del almacén temporal de residuos peligrosos y manejados de acuerdo con la normatividad vigente en materia de residuos peligrosos para su disposición final.

c. Los residuos extraídos de la trampa de Gasolinas y diésel deberán ser recolectados en un tambor cerrado, el cual tendrá un letrero señalando el producto que contiene en uno de sus costados y la leyenda o aviso que alerte de la peligrosidad del mismo.

XXXV. Dispensarios.

1. Filtros.

a. Sustituir los filtros cuando se encuentren saturados.

2. Mangueras para el despacho de combustible y recuperación de vapores.

a. Comprobar que las mangueras y sus uniones no presenten daños, cuando se observen cuarteaduras deberán ser sustituidas, para que no permitan fuga de producto o vapores.

3. Válvulas de corte rápido (*break-away*).

a. Las válvulas deberán ser instaladas, funcionar y ser sustituidas de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante. Cuando no se observe la fecha de instalación y de cambio o sustitución o no se encuentren vigentes, deberán ser sustituidas por otras que tenga los datos solicitados y vigentes.

4. Pistolas para el despacho de combustibles.

a. Las pistolas de despacho deberán conservar su integridad mecánica, operatividad, identificación aplicable de combustible despachado, no deberán presentar fuga por la boquilla al suspender el despacho de combustible.

5. Sistema de recuperación de vapores fase II.

a. Deberá cumplir con las recomendaciones y especificaciones del fabricante y con lo establecido en el ANEXO V.

6. Anclaje a basamento.

a. Revisar el sistema de anclaje y los elementos de sujeción constatando que no esté suelto el dispensario.

XXXVI. Zona de despacho.

1. El Mantenimiento consistirá en reparar o sustituir los elementos dañados o golpeados de los elementos Protectores de Módulos de despacho o abastecimiento.

XXXVII. Cuarto de máquinas.

1. Equipo hidroneumático.

a. Donde aplique, se deberá revisar que el equipo funcione conforme a las recomendaciones y especificaciones del fabricante.

2. Planta de emergencia de energía eléctrica y en su caso colectores que aprovechen energías renovables.

a. En su caso, el Mantenimiento de la planta de emergencia se hará conforme a las especificaciones del fabricante. En el caso de colectores solares, si aplica, se hará conforme a las recomendaciones del fabricante.

XXXVIII. Extintores.

1. El Mantenimiento de todos los extintores de acuerdo con lo indicado en estos Lineamientos se sujetará al programa de Mantenimiento y a las buenas prácticas de seguridad de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, y la legislación vigente.

XXXIX. Otros equipos, accesorios e instalaciones.

1. Detección electrónica de fugas (sensores).

a. Comprobar que los sensores para el monitoreo de vapores de Hidrocarburos se encuentren instalados y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

b. Comprobar que los sensores electrónicos para monitoreo agua subterránea y/o vapores de Hidrocarburos se encuentren instalados y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

c. Comprobar que los sensores de la transición de tubería de combustible o de llenado remoto se encuentren instalados y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

d. Comprobar que los sensores para detección de líquidos se encuentren instalados y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

e. Comprobar que los sensores para contenedor de conexiones intermedias de tubería se encuentren instalados y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

f. Comprobar que el sensor de detección electrónica de fugas del espacio anular del tanque se encuentre instalado y funcionando de acuerdo con las recomendaciones y especificaciones del fabricante;

g. Comprobar que las alimentaciones eléctricas son las adecuadas de acuerdo con el Diseño de la ingeniería y sean acordes a la clasificación de áreas, y

h. Comprobar que las alarmas audibles y/o visibles se encuentren instaladas y funcionando.

XL. Contenedores de dispensarios, bombas sumergibles, Bocatoma de llenado y de accesorios.

1. Se revisarán cada 30 días naturales para verificar que no estén dañados y sean herméticos.

XLI. Paros de emergencia.

1. Comprobar que el paro de emergencia esté operable, que se encuentre firmemente sujeto en el lugar donde deberá estar instalado y que el pulsador o botón tipo hongo no esté flojo o roto.

2. Comprobar que, al activar los interruptores de emergencia, se corte el suministro de energía eléctrica a todos los circuitos de fuerza.

3. Comprobar que a falla eléctrica del sistema de Paro de Emergencia sus elementos se vayan a posición segura.

XLII. Pozos de observación y monitoreo.

1. Comprobar que el sello que se localiza alrededor del tubo, en la parte superior del pozo de observación y en el de monitoreo sea hermético y no presente filtraciones.

2. Comprobar que el tubo conserve su integridad mecánica, que exista una tapa superior metálica o de polietileno en el tubo que evite la infiltración de agua o líquido en el pozo.

3. Comprobar que en el registro exista una tapa de acero o polietileno que evite la infiltración de agua o líquido al registro. En este registro se aplicará cemento pulido en las paredes del mismo y se aplicará pintura epóxica para evitar infiltraciones de agua pluvial al interior de la fosa.

XLIII. Bombas de agua.

1. Las bombas de agua para servicio o diversas instalaciones deberán funcionar conforme a las especificaciones del fabricante. Cuando aplique, las bombas de Agua del sistema contra incendio deberán funcionar conforme a las especificaciones del fabricante y lo establecido en el código NFPA 20, o código o norma que lo modifique o sustituya.

XLIV. Tinacos y cisternas.

1. Los tinacos y cisternas se deberán mantener limpios y no presentar fugas.

a. Comprobar la instalación, la integridad mecánica y el funcionamiento de las válvulas conforme a las especificaciones del Proyecto y recomendaciones del fabricante.

XLV. Sistemas de ventilación de presión positiva.

1. Comprobar que el sistema de ventilación de presión positive se encuentre instalado y funciona conforme a las especificaciones del Proyecto y recomendaciones del fabricante.

XLVI. Señalamientos verticales y marcaje horizontal en pavimentos.

1. Se deberá comprobar por lo menos cada 4 meses que las señales y avisos verticales y el marcaje horizontal estén visibles y completos.

XLVII. Edificaciones.

1. Edificios.

a. Reparar las áreas dañadas, aplicar recubrimientos para acabados específicos e impermeabilizar azoteas, así como limpieza en general.

b. Comprobar que las canaletas y bajadas del agua pluvial no se encuentren obstruidas o dañadas.

2. Casetas.

a. En su caso, se deberá aplicar recubrimientos a interiores y exteriores en función de las necesidades del lugar.

b. En su caso, comprobar continuamente que los elementos metálicos no presenten oxidación, corrosión, golpes que afecten la integridad y mantener el funcionamiento de puertas y ventanas incluyendo cerraduras y herrajes.

3. Muelles flotantes.

a. Mantener limpias todas las áreas del muelle.

b. Reparar daños causados por fenómenos naturales, impactos de embarcaciones, cortos circuitos, derrames de combustibles, uso inadecuado de herramientas o materiales sobre los Módulos de despacho y partes de los muelles.

c. Comprobar que los elementos de amarre y defensas de atraque no estén dañados y se encuentren fijos al muelle.

4. Áreas verdes.

a. Mantener y podar plantas y árboles para que no obstruyan cables, canaletas, ni presionen sobre techos o muros, ni sean un peligro para la zona de seguridad.

b. De manera cotidiana se deberá dar atención a jardineras, limpieza en general, remoción de tierra, plantas, flores secas y riego con agua.

V. DESCRIPCIÓN DE LOS ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS

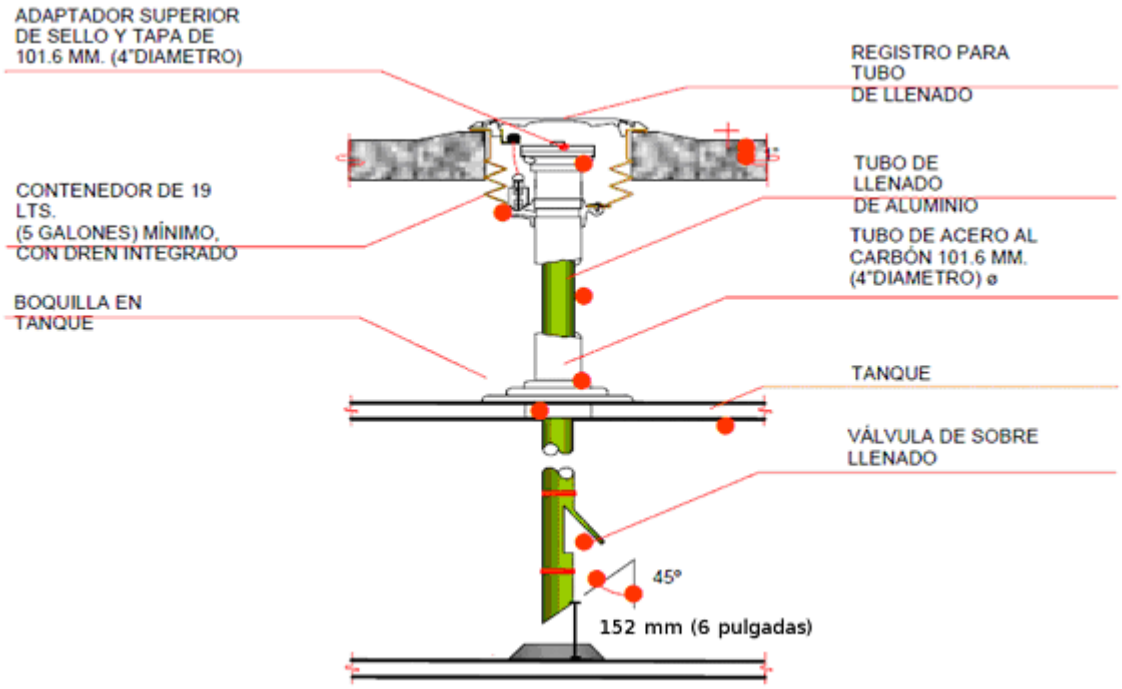
I. Llenado por gravedad.

1. Se deberá colocar un tubo de acero al carbono de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, desde el lomo del tanque de Almacenamiento hasta el contenedor de 19 litros (5 galones) como mínimo, el cual contará con dren y tapa. En la parte superior del tubo se instalará una conexión con tapa para descarga hermética.

2. En el interior de la tubería de acero al carbono negro se instalará el dispositivo de sobrellenado, cuyo punto de cierre se determinará a un nivel máximo del 95% de la capacidad del tanque. El dispositivo de sobrellenado consiste en la válvula de sobrellenado, instalada en el interior del tanque de Almacenamiento, y de tubería de aluminio en los extremos de la válvula de sobrellenado, con corte a 45 grados en la sección inferior como se muestra en la figura. Con el objeto de generar un sello hidráulico en la boquilla de llenado, la tubería de aluminio deberá instalarse a 76 mm (3 pulg) por abajo del nivel de la succión de la bomba sumergible, y contará con un difusor que desvíe el flujo de producto que ingresa al tanque de Almacenamiento durante la descarga de los productos de los Auto-tanques. La distancia máxima del fondo del tanque al nivel de succión de la bomba sumergible será de 230 mm (9 pulg).

3. El nivel superior de las tapas de los contenedores quedará a 25.4 mm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado.

Figura I-3. Dispositivo de llenado.



II. Llenado remoto por gravedad.

Consiste en los accesorios e instalaciones siguientes:

1. Accesorios en tanques.

a. Todos los accesorios deberán ubicarse dentro de un contenedor de derrames hermético de fibra de vidrio o de polietileno de alta densidad con tapa a NPT, libre de cualquier tipo de relleno para facilitar su revisión y Mantenimiento;

b. Una sección de tubería de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, roscada en ambos extremos, conectada a la boquilla de llenado del tanque de Almacenamiento;

c. Accesorio de conexión en "Tee" de acero al carbono negro, del mismo diámetro, para conectarse en el extremo superior de la sección de tubería de la boquilla de llenado del tanque de Almacenamiento;

d. Tramo adicional de tubería de acero al carbono negro sin costura, del mismo diámetro, en cédula 40, para conectarse verticalmente en el extremo superior de la conexión en "Tee";

e. Tapa hermética o tapa ciega para la sección superior de la tubería;

f. En el contenedor de derrames hermético se incorporarán sellos mecánicos en la intersección con la tubería del sistema de llenado remoto;

g. El nivel superior de las tapas de los contenedores quedará 25.4 mm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado, y

h. En el interior de la tubería de acero al carbono negro se instalará el dispositivo de sobrellenado; que consiste de válvula de sobrellenado, instalada en el interior del tanque de Almacenamiento con punto de cierre a un nivel máximo que la modifique o sustituya al 95% de la capacidad del tanque; tubería de aluminio en los extremos de la válvula de sobrellenado, con corte a 45 grados en la sección inferior, separada 152 mm (6 pulg) del fondo del tanque; y ventana para el acceso de producto desde la descarga remota, colocada al nivel de la conexión en "Tee" de acero al carbono negro.

2. Accesorios en llenado remoto.

a. Tramo de tubería sencilla de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, conectada en el accesorio de conexión en "Tee", hasta el punto donde se localice el llenado remoto; se deberá mantener una pendiente desde el llenado remoto hacia el tanque de Almacenamiento de por lo menos 1%. En el otro extremo de la tubería se instalará un codo de 90 grados y un tramo vertical de tubería del mismo diámetro y cédula, hasta un contenedor de 19 litros (5 galones) de capacidad mínima, con dren integrado, a NPT;

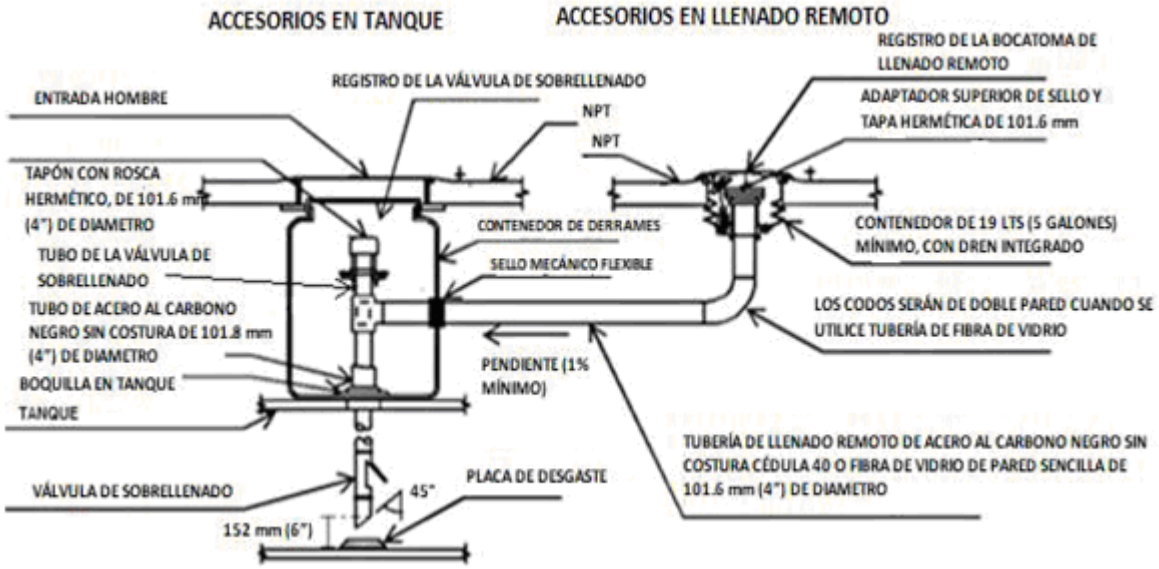
b. En el extremo superior se colocará un adaptador con sello y tapa hermética para el llenado remoto;

c. El nivel superior de las tapas de los contenedores quedará 25.4 mm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado, y

d. Todas las tuberías que crucen el contenedor deberán tener sellos flexibles para mantener la hermeticidad del sistema.

3. Todos los componentes y accesorios deberán contar con las certificaciones UL o ULC de fábrica, o de organismo certificador equivalente.

Figura I-4. Accesorios.



4. Recuperación de vapores en llenado por gravedad

a. Donde aplique, deberá instalarse por lo menos un dispositivo para cada tanque que almacene gasolina, dentro de un registro con tapa para el retorno de vapores. El nivel superior de la tapa quedará 25.4 mm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado.

b. La recuperación de vapores en llenado por gravedad contará con lo siguiente:

1. Adaptador de recuperación de vapores y tapa para la sección superior de la tubería;

2. Tramo de tubería de acero al carbono negro sin costura con diámetro de 101.6 mm (4 pulg), en cédula 40, para conectar verticalmente desde el adaptador de recuperación de vapores;

3. Extractor de recuperación de vapores con conexión de 101.6 mm (4 pulg), conectado al extremo superior de la tubería;

4. Tramo de tubería de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, roscada en ambos extremos, conectada desde el extractor a la boquilla del tanque de Almacenamiento;

5. En la parte inferior de la tubería de acero al carbono negro sin costura se instalará una válvula de bola flotante de 76.2 mm (3 pulg) de diámetro conectada al extractor que opere por encima del 95% de la capacidad del tanque de Almacenamiento según recomendaciones del fabricante;

6. La tubería de recuperación de vapores que proviene de los dispensarios puede llegar al extractor de donde sale la línea hacia el Venteo, como se muestra en la figura o puede llegar a un extractor diferente de donde no salga la línea hacía el Venteo o entrada (brida) en el tanque de Almacenamiento, dependiendo de la tecnología de recuperación de vapores que se vaya a instalar. Consultar al proveedor de la tecnología de recuperación de vapores para esta instalación;

7. El adaptador y tapa quedarán instalados dentro de un registro de 19 litros (5 gal) de capacidad mínima, con dren integrado y tapa; estos elementos se colocarán dentro de un contenedor de derrames hermético de fibra de vidrio o polietileno de alta densidad, libre de cualquier tipo de relleno para facilitar su revisión y Mantenimiento;

8. El contenedor incorporará un sello mecánico en la intersección con la tubería del sistema de recuperación de vapores remoto, y un sensor que estará conectado al sistema electrónico de fugas, para identificar la presencia de líquidos en su interior;

9. Se colocará un tramo de tubería de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, en el extractor de la tubería de recuperación de vapores, hasta el punto donde se localice la recuperación remota; se deberá mantener una pendiente desde la Bocatoma remota hacia el extractor de la tubería de recuperación de vapores del tanque de Almacenamiento de por lo menos 1%. En el otro extremo de la tubería se instalará un codo de 90 grados y un tramo vertical de tubería del mismo diámetro y cédula, hasta el NPT;

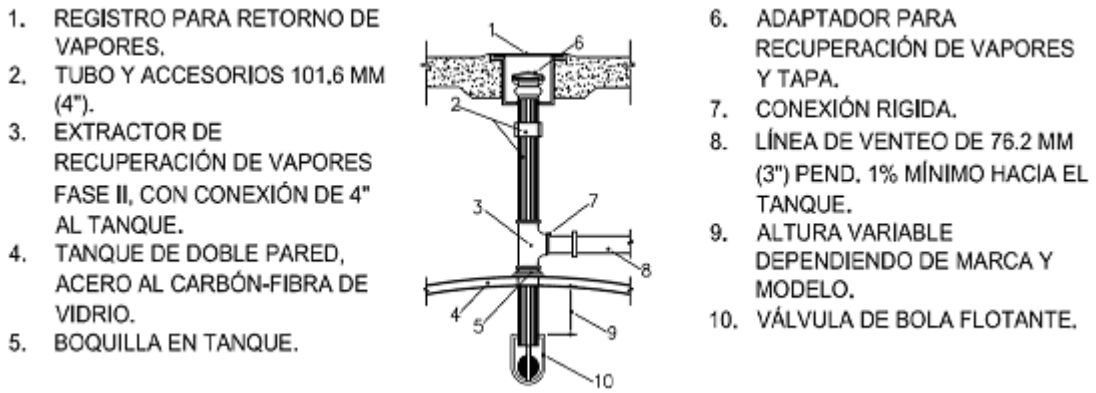
10. En el extremo superior de la tubería se colocará un adaptador con sello y tapa hermética para la recuperación de vapores remota;

11. Incorporar un registro de 19 litros (5 galones) de capacidad mínima, con dren integrado, a NPT;

12. El nivel superior de las tapas de los contenedores de derrames quedará 2.54 cm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado, y

13. Todas las tuberías que crucen el contenedor deberán tener sellos flexibles para mantener la hermeticidad del sistema.

Figura I-5. Accesorios.



5. Recuperación de vapores remoto

a. Donde aplique, deberá instalarse por lo menos un dispositivo para todos los tanques que almacenen gasolina, dentro de un contenedor de derrames hermético de fibra de vidrio o polietileno de alta densidad, donde quedarán alojados los sistemas de llenado remoto de todos los tanques de Almacenamiento. En su interior se instalará un sensor que estará conectado al sistema electrónico de fugas, para identificar la presencia de líquidos.

b. Una sección de tubería de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, roscada en ambos extremos, conectada a la boquilla de recuperación de vapores del tanque de Almacenamiento.

c. Extractor de recuperación de vapores con conexión de 101.6 mm (4 pulg) al tanque, para su conexión al extremo superior de la tubería que conecta la boquilla de recuperación de vapores del tanque de Almacenamiento.

d. Tramo de tubería de acero al carbono negro sin costura del mismo diámetro, en cédula 40, para conectar verticalmente en el extremo superior del extractor de recuperación de vapores, hasta el NPT de la cubierta del tanque de Almacenamiento.

e. Adaptador con sello y tapa hermética para la sección superior de la tubería.

f. El adaptador y tapa quedarán instalados dentro de un registro de 19 litros (5 gal) de capacidad mínima, con dren integrado y tapa; estos elementos se colocarán dentro de un contenedor de derrames hermético de fibra de vidrio o polietileno de alta densidad, libre de cualquier tipo de relleno para facilitar su revisión y Mantenimiento.

g. El contenedor incorporará un sello mecánico en la intersección con la tubería del sistema de recuperación de vapores remoto, y un sensor que estará conectado al sistema electrónico de fugas, para identificar la presencia de líquidos en su interior.

h. En la parte inferior de la tubería de acero al carbono negro sin costura se instalará una válvula de bola flotante, en el interior del tanque de Almacenamiento.

i. Se colocará un tramo de tubería de acero al carbono negro sin costura de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro mínimo, cédula 40, en el extractor de la tubería de recuperación de vapores, hasta el punto donde se localice la recuperación remota; se deberá mantener una pendiente desde la Bocatoma remota hacia el extractor de la tubería de recuperación de vapores del tanque de Almacenamiento de por lo menos 1%. En el otro extremo de la tubería se instalará un codo de 90 grados y un tramo vertical de tubería del mismo diámetro y cédula, hasta el NPT.

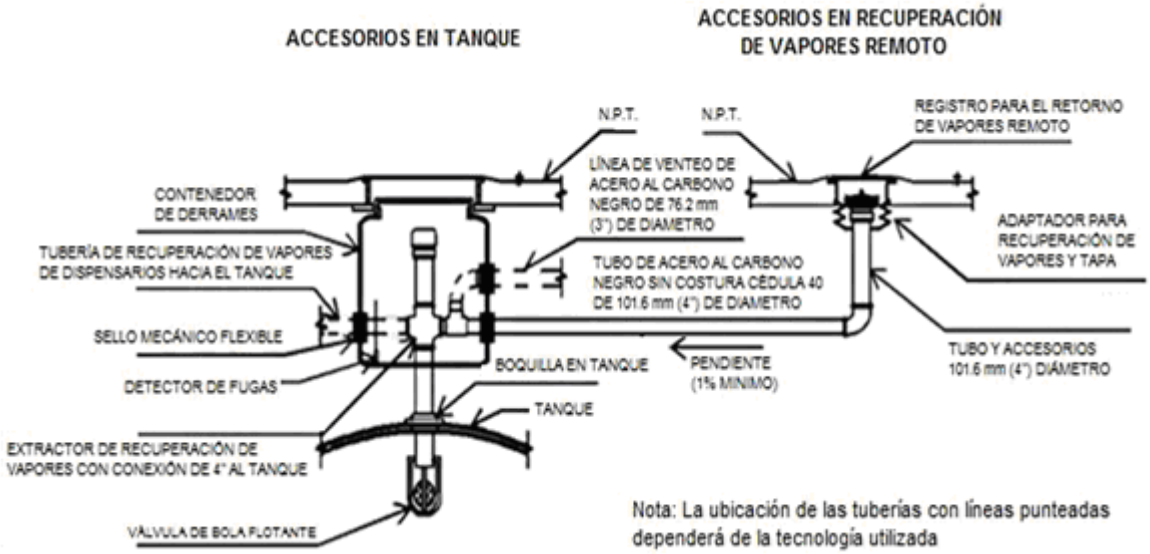
j. En el extremo superior de la tubería se colocará un adaptador con sello y tapa hermética para la recuperación de vapores remota.

k. Incorporar un registro de 19 litros (5 gal) de capacidad mínima, con dren integrado, a NPT.

l. El nivel superior de las tapas de los contenedores de derrames quedará 2.54 cm (1 pulg) arriba del nivel adyacente de piso terminado.

m. Todas las tuberías que crucen el contenedor deberán tener sellos flexibles para mantener la hermeticidad del sistema.

Figura I-6. Accesorios en tanque y recuperación remota.



6. Motobomba: Puede ser del tipo sumergible de control remoto o de succión directa. El motor eléctrico de las motobombas será a prueba de explosión y los equipos contarán con certificados de cumplimiento de los requisitos establecidos por el código UL. El primero suministra el combustible almacenado de los tanques hacia los dispensarios. La bomba de succión directa se localizará en el dispensario.

7. Para la bomba sumergible se colocará un tubo de acero al carbono de 101.6 mm (4 pulg) o 152 mm (6 pulg) de diámetro, cédula 40, dependiendo de la capacidad del flujo de la bomba, desde el lomo del tanque de Almacenamiento hasta la base del cabezal de la bomba sumergible, separada a 10 cm. Como mínimo del fondo del tanque, de tal manera que quede al mismo nivel respecto al tubo de llenado.

8. La capacidad de la bomba será determinada por la compañía instaladora, de acuerdo con el número de dispensarios que abastecerá y con base en los cálculos realizados.

Figura I-7. Bomba sumergible.

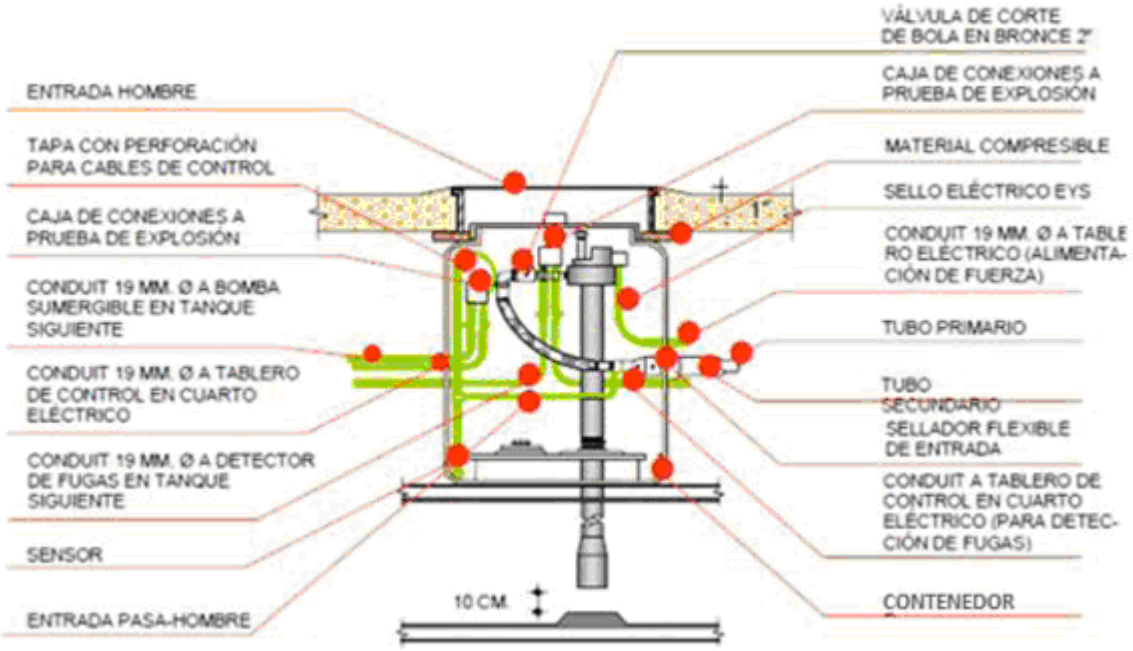
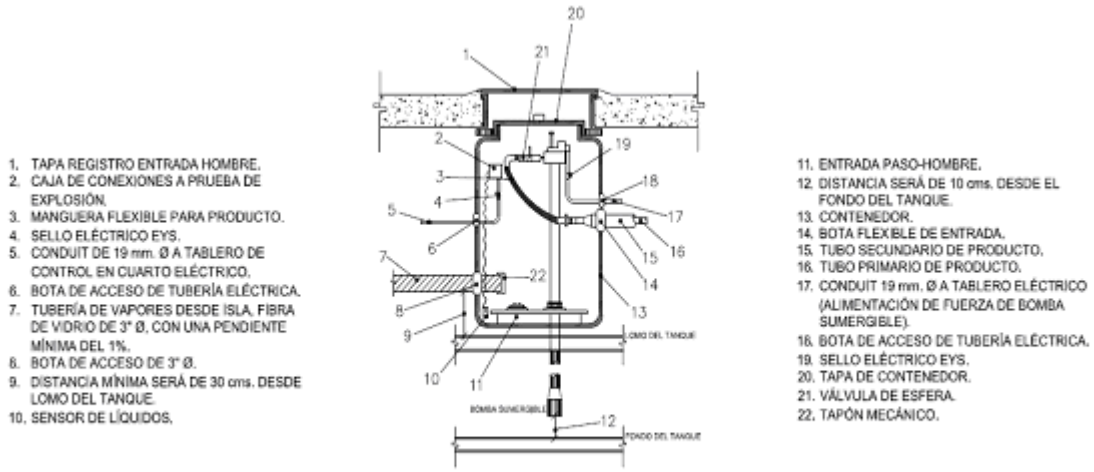


Figura I-8. Bomba sumergible (detalle).



9. Sistema de control de inventarios: Deberá ser del tipo electrónico y automatizado y tendrá capacidad para concentrar, proporcionar y transmitir información sobre el volumen útil, de fondeo, disponible, de extracción y de recepción, así como nivel de agua y temperatura.

10. Para instalar este dispositivo se colocará un tubo de acero al carbono de 101.6 mm (4 pulg) de diámetro, cédula 40, desde el NPT de la cubierta de la fosa hasta el lomo del tanque de Almacenamiento. En el extremo superior del tubo se colocará una tapa y un registro para la interconexión del sistema de medición. Se deberán seguir las recomendaciones del fabricante para la instalación y la calibración.

11. Para realizar la calibración inicial del control de inventarios se contemplará la información volumétrica proporcionada por el fabricante del tanque.

12. La configuración se realizará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a. Ingresar al modo de configuración de la consola del control de inventarios y seleccionar el tanque de Almacenamiento a configurar.

13. El modo de configuración permite capturar por lo menos 20 diferentes puntos de referencia sobre la altura y volumen del tanque, por lo que se seleccionarán con anticipación cada uno de estos puntos.

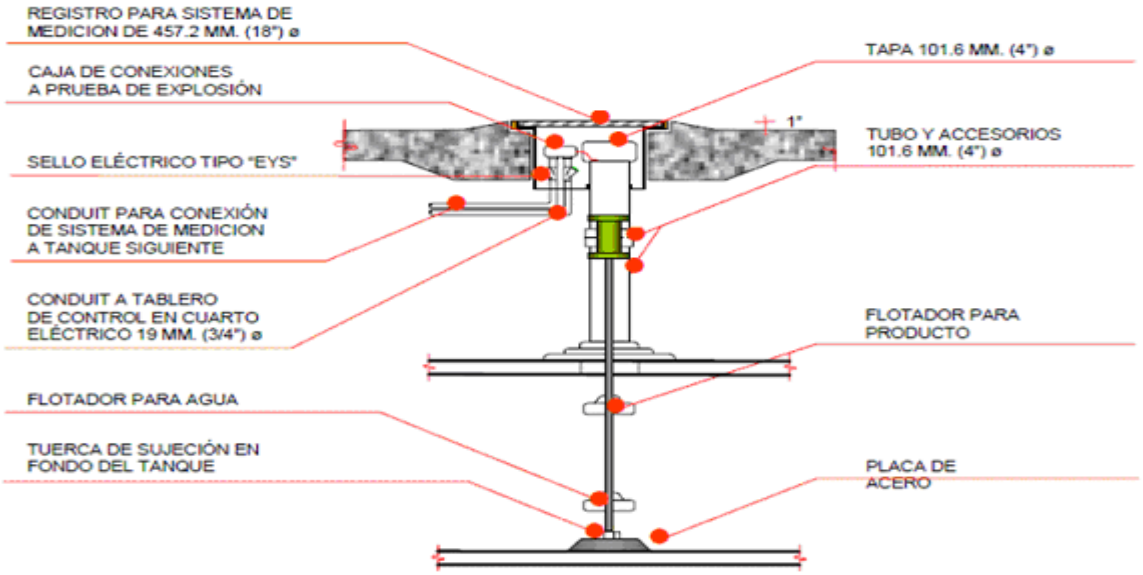
a. Capturar los puntos de referencia;

b. Verificar y guardar los datos capturados en la consola del control de inventarios, y

c. Repetir el procedimiento para cada uno de los tanques.

14. Con esta configuración inicial, el sistema realiza automáticamente el cálculo del volumen de producto y agua que existe en el interior del tanque.

Figura I-9. Sistema de medición.



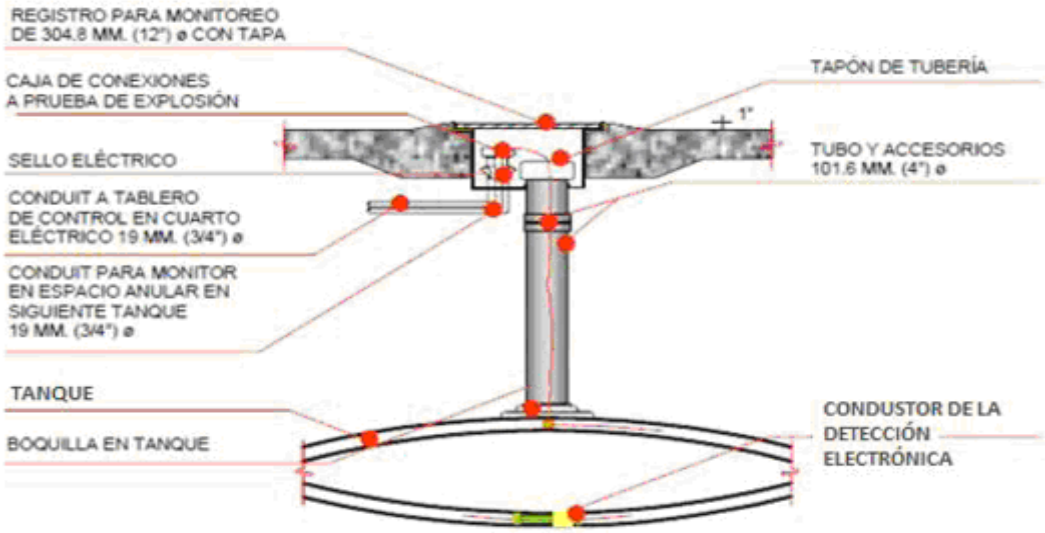
15. Detección electrónica de fugas en espacio anular: Su instalación es obligatoria en tanques de doble pared, excepto en tanques superficiales clasificados como protegidos que cuenten con la certificación del "*Steel Tank Institute*".

16. En el extremo superior del tubo habrá un registro con tapa para la interconexión con el dispositivo de detección de fugas, el cual será interconectado a la consola de control; el dispositivo estará integrado de acuerdo con el Diseño del fabricante.

17. Según los procedimientos de fabricación de los proveedores, en el interior del tanque se dejarán canalizaciones para alojar un sensor electrónico para la detección de Hidrocarburos en la sección inferior del espacio anular del tanque de Almacenamiento.

18. Es obligatoria la instalación de este sistema en tanques de doble pared independientemente de los dispositivos adicionales que proporcionen los fabricantes de tanques. Con este sistema se interconectarán los sensores del dispensario y de la motobomba. En pozos de observación, monitoreo y en tuberías, su instalación será opcional a menos que existan normas o reglamentos que lo contemplen como obligatorio. El reporte obtenido será complementario al reporte final de la hermeticidad del sistema.

Figura I-10. Monitoreo de espacio anular.



VI. SUPERFICIE Y FRENTE NECESARIOS.

Las opciones aquí presentadas son ilustrativas, quedando de acuerdo con las necesidades del Proyecto la disposición final del (los) frente (s) y superficie mínimos necesarios y las áreas requeridas. Las figuras ilustrativas consideran las dimensiones y radios de giro de los Auto-tanques, equipos y procedimientos comúnmente utilizados en la operación segura de descarga de Gasolinas y diésel, por lo tanto, deberá tomar en cuenta las necesidades de vehículos pesados, para la Distribución de Gas Natural Comprimido, Distribución de Gas Licuado de Petróleo, entre otros.

Figura I-11. Radio de giro 10.40 -10.80 m para una superficie de 400 m2, en esquina.

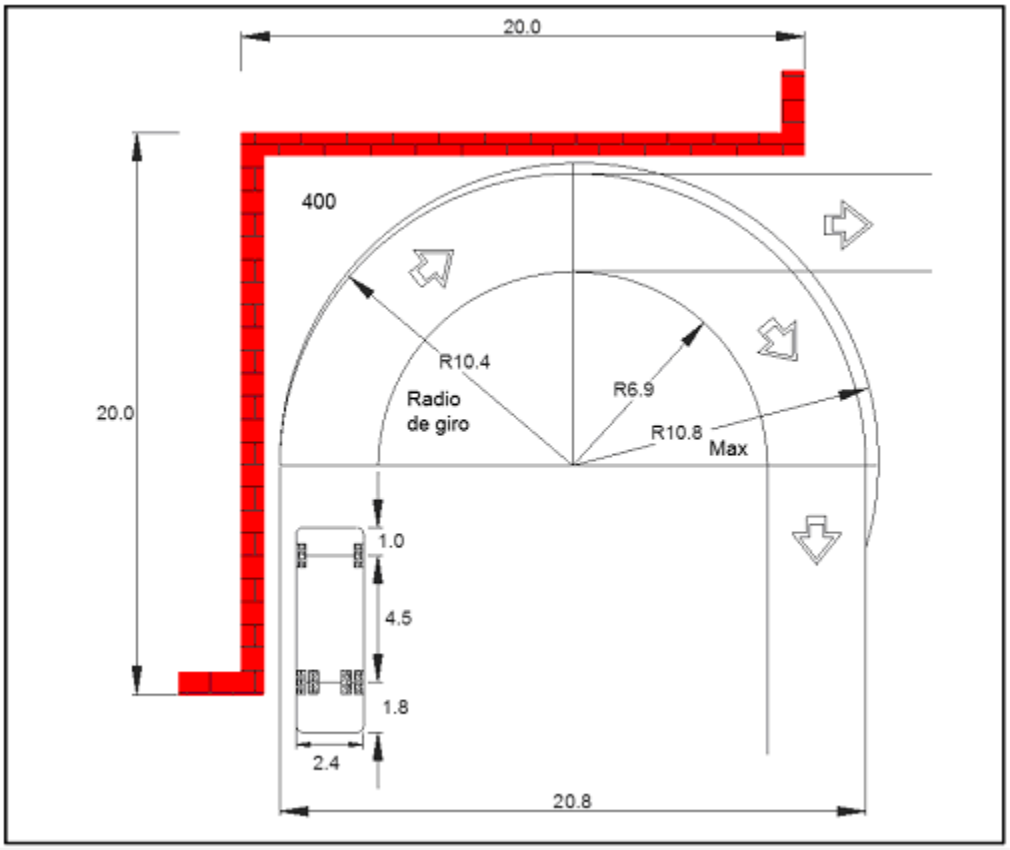


Figura I-12. Radio de giro 12.20 -12.56 m para una superficie de 400 m2, en esquina.

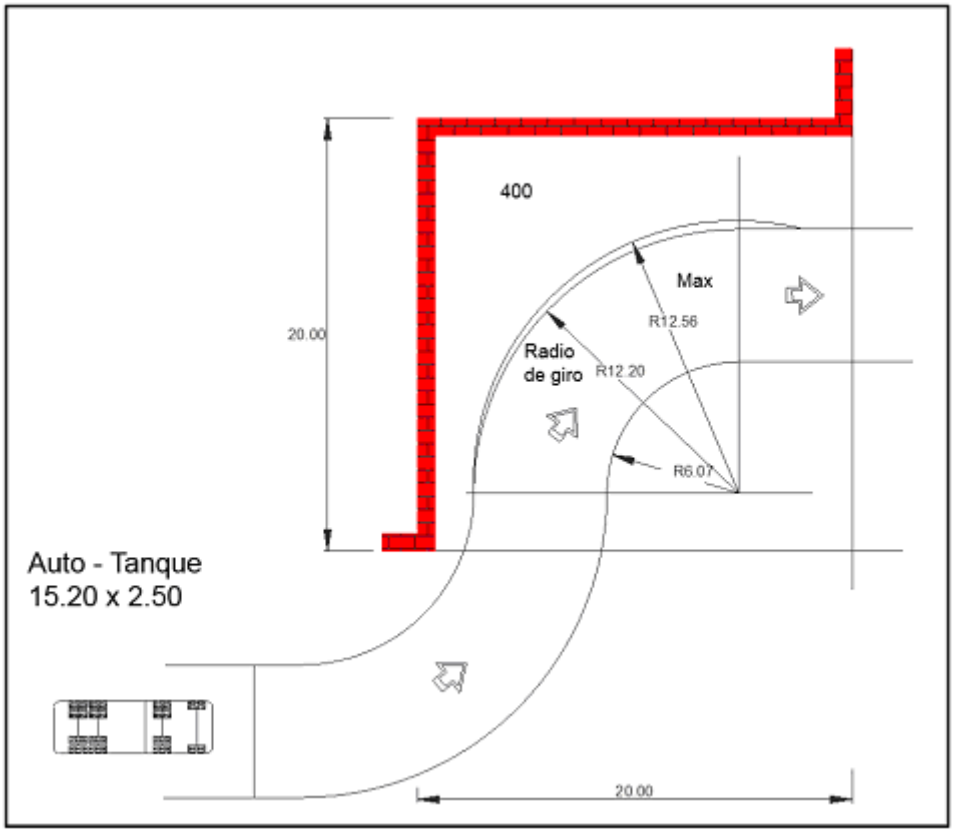
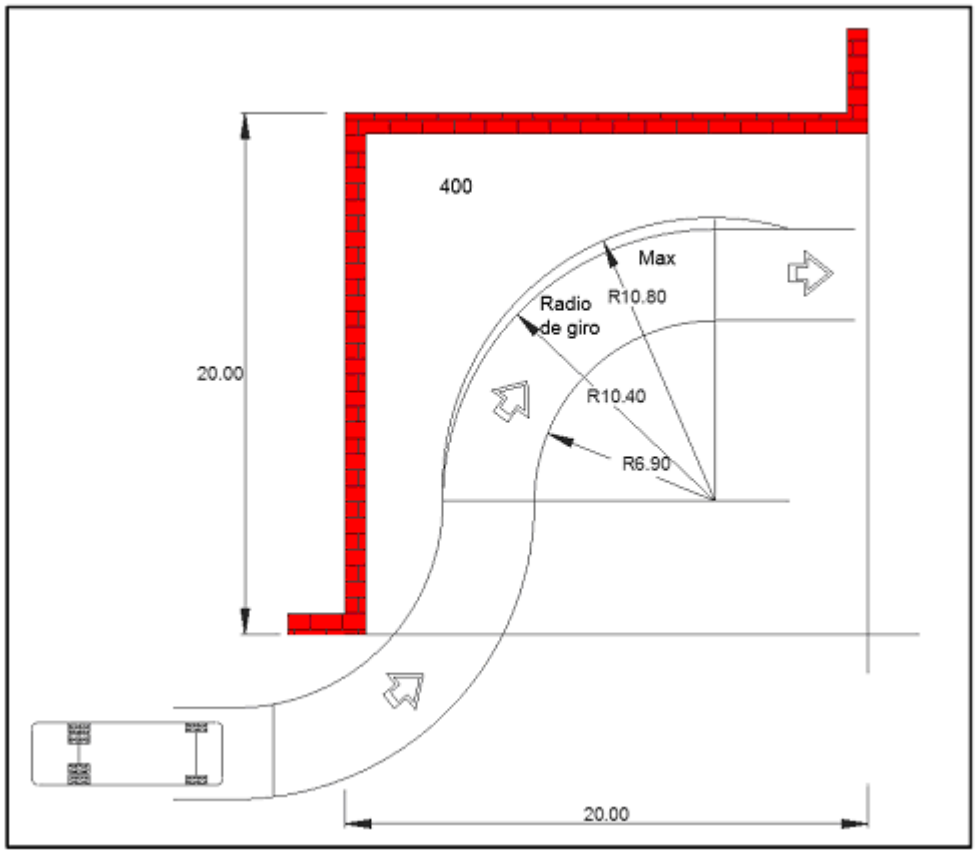


Figura I-13. Radio de giro 10.4-10.8 m para una superficie de 400 m2, en esquina.



ANEXO II

ESPECIFICACIONES Y REQUISITOS PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ZONA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO, QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS REGULADOS DE LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL QUE ENTRE OTROS COMBUSTIBLES EXPENDAN GAS NATURAL COMPRIMIDO.

I. DISEÑO

I. El Diseño de la zona de Gas Natural Comprimido de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contener lo siguiente:

1. Capacidad. La capacidad de la zona de Gas Natural Comprimido de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá tomar en cuenta, según sea el caso, los parámetros siguientes:

a. La cantidad y tipo de usuarios iniciales, actuales y previstos a futuro;

b. La cantidad y capacidad de baterías de cilindros;

c. La descripción y tiempo requerido de maniobra de acercamiento, conexión, flujo y tiempo de llenado o descarga, desconexión y salida de los Semirremolques o vehículos automotores;

d. La frecuencia de viajes;

e. La demanda y consumo anual de Gas Natural estimados máximo y mínimo;

f. La fuente del Gas Natural: gasoducto de Transporte o Distribución;

g. Las ampliaciones futuras acorde al crecimiento del mercado, y

h. La cantidad y capacidad unitaria de plataformas.

2. Sistema de Acondicionamiento de Gas Natural Comprimido.

a. Los requisitos del Gas Natural Comprimido establecidos en este numeral se aplican a los Sistemas de Almacenamiento estacionarios de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural. Dichos requisitos son los siguientes:

1. El Gas Natural deberá estar libre de humedad, aceite e hidrocarburos líquidos, así como de material sólido y polvos. De lo contrario, la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con los sistemas de secado y filtrado para controlar la humedad del Gas Natural.

3. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar, al menos, con los sistemas siguientes:

a. El Sistema de conexión al gasoducto de Transporte o Distribución, que suministra el Gas Natural a la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural a una presión menor a la presión de salida del Sistema de Acondicionamiento de Gas Natural Comprimido. Con excepción de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que reciban el Gas Natural Comprimido mediante vehículos de Distribución, el Sistema de conexión al gasoducto de Transporte o Distribución deberá contar con los equipos para realizar las operaciones siguientes:

1. Medición de cantidad del Gas Natural de entrada;

2. Odorización cuando no se reciba odorizado;

3. Tratamiento del Gas Natural previo a la compresión, por ejemplo, filtrado y deshumidificado, y

4. Las Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables por Semirremolque, cuando se requiera recibir mediante vehículos de Distribución de Gas Natural Comprimido.

b. El Sistema de Compresión de Gas Natural de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, excepto para aquellas que reciben mediante vehículos de Distribución de Gas Natural Comprimido.

c. El sistema de compresión deberá contar, cuando sea requerido, con los elementos siguientes:

1. Tratamiento del Gas Natural antes de la compresión, por ejemplo, filtrado y deshumidificado;

2. Recipiente amortiguador u otros sistemas para mitigar la pulsación ocasionada por la alta presión del Gas Natural a la salida del equipo de compresión para el despacho de Gas Natural Comprimido, y

3. Medición de cantidad del Gas Natural Comprimido de salida.

d. Sistema de suministro de Gas Natural Comprimido.

1. Llenado de recipientes a bordo de vehículos automotores en la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, por medio de un sistema de Almacenamiento y un sistema de Surtidores ubicados en las islas de despacho. Los Surtidores deberán contar con un Lector del Dispositivo Identificador como parte del sistema de verificación para realizar el suministro de Gas Natural Comprimido, como se establece en el Sistema de Suministro de Gas Natural Comprimido.

e. Los Sistemas de tuberías de Gas Natural de baja presión y de Gas Natural Comprimido de alta presión, según apliquen.

f. El Sistema de detección de mezclas explosivas, cuyo objetivo es detectar condiciones inseguras por medio de detectores de fuego, humo y mezclas inflamables de Gas Natural y aire.

g. El Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

h. Sistemas eléctricos de potencia e iluminación, primario y de emergencia.

i. Los sistemas de alarma visual y sonora.

j. Sistemas de protección catódica de estructuras y tuberías de acero enterradas o sumergidas.

k. El sistema de puesta a tierra y el sistema de protección contra descargas eléctricas atmosféricas.

l. Sistema de Verificación para el suministro de Gas Natural Comprimido. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá disponer de equipos electrónicos y herramientas de software necesarias para verificar si el vehículo presenta las condiciones de seguridad para el suministro de Gas Natural Comprimido, a través de la información contenida en el Dispositivo Identificador del vehículo.

4. Requisitos de los componentes. Cualquier componente, equipo, accesorio o material utilizado en una instalación de Gas Natural Comprimido, deberá ser del tipo y capacidades nominales especificadas de acuerdo con el Diseño.

5. La instalación de componentes, accesorios y equipos deberá hacerse conforme a las especificadas en los presentes Lineamientos y a las recomendaciones del fabricante.

6. Los componentes, accesorios de recipientes y tuberías a alta presión deberán cumplir con las normas aplicables de Diseño para la tecnología empleada.

7. Los componentes del sistema de suministro de Gas Natural deberán estar diseñados para funcionar, como mínimo, a la Presión de Trabajo Máxima Permitida (PTMP) del sistema o a una presión mayor.

8. Los componentes no deberán ser soldados, alterados, ni aplicar calor a ninguna parte del recipiente y/o tubería sujetos a presión interna después de su fabricación.

9. Sistema de Compresión de Gas Natural Comprimido.

a. Generalidades. El Sistema de Compresión está constituido por uno o más Compresores para incrementar la presión del Gas Natural al nivel requerido y los aparatos, Componentes, dispositivos y Accesorios necesarios para su operación segura.

1. Los requisitos de este numeral se aplican a la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Exclusiones. Este sistema no incluye los aparatos de filtrado y secado que deberán agregarse cuando sean necesarios para cumplir con las especificaciones de calidad del Gas Natural Comprimido.

b. Requisitos generales. El Sistema de Compresión como unidad, así como el Compresor, aparatos, Componentes, dispositivos y Accesorios que lo integran deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Estar diseñados para el manejo del flujo de Gas Natural a las presiones y temperaturas a las cuales serán sometidos bajo Condiciones de operación previstas.

2. Contar con un Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada.

3. Contar con Válvulas de Alivio de Presión después de cada etapa de compresión, las cuales deberán dirigir el Gas Natural liberado al Sistema de Control y reducción de Emisiones y únicamente en casos de emergencia al Venteo ubicado en lugar Seguro de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

4. Estar equipado con un Sistema de Paro del Compresor (SPC), que se active cuando se detecten las condiciones fuera de los límites seguros de operación siguientes:

a. Alta presión de descarga;

b. Alta o baja presión de succión;

c. Alta temperatura de descarga en la última etapa, y

d. Alto nivel de líquidos en la succión.

5. Instalación. La instalación del Sistema de Compresión deberá cumplir con los requerimientos de los presentes Lineamientos y con las instrucciones del fabricante.

a. El Sistema de Compresión deberá tener elementos para evitar que su vibración y movimiento afecten a las tuberías conectadas en su succión y en su descarga.

b. Los Compresores instalados en el exterior deberán tener una caseta a prueba de explosión, de lo contrario, deberán instalarse dentro de un Recinto, diseñados de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo. Cuando se instalen dentro de un Recinto se deberán cumplir las condiciones siguientes:

1. El Recinto que rodea al Compresor y/o Almacenamiento se construirá con materiales incombustibles con resistencia al fuego y al calor (resistencia mínima de 3 hr al fuego);

2. La separación entre Compresores y equipos deberá ser de al menos 1 m;

3. Deberá haber alrededor de cada equipo de compresión espacio suficiente para facilitar su montaje y Mantenimiento. El pasillo alrededor de cada equipo de compresión no deberá ser menor a 0.9 m;

4. El piso deberá ser de materiales incombustibles y que permitan que los Compresores sean instalados sobre cimentaciones estables;

5. La superficie de ventilación no deberá ser menor al 5% de la superficie de los muros; el 80% de la ventilación deberá ser en la parte superior y el 20% restante en la parte inferior. Cuando la superficie de ventilación sea menor a 5%, la ventilación deberá ser del tipo forzada, y

6. Las puertas del Recinto deberán abrir hacia afuera con cierre automático y abrirse desde el interior por empuje. En caso de que tengan cerradura, ésta deberá abrirse libre e inmediatamente desde el interior del Recinto.

6. Sistemas de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido.

a. Requisitos de los recipientes. Los recipientes de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Certificado. El sistema de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido deberá tener un certificado de que han sido diseñados, construidos, revisados, marcados y probados de acuerdo con las normas aplicables para la tecnología empleada.

2. Protección contra presión excesiva. Los sistemas de Almacenamiento deberán cumplir con las siguientes protecciones:

a. Válvulas de alivio de Presión;

b. Válvulas de Purga;

c. Dispositivos de Alivio de Presión activado por presión con disco de ruptura;

d. Dispositivos de Alivio de Presión activado por temperatura con tapón fusible;

e. Deberán contar con un sistema que permita dar Mantenimiento a cualquier Componente de protección sin que el recipiente se quede sin la protección requerida;

f. La tasa mínima de descarga de los Dispositivos de alivio de Presión (DAP) en recipientes deberá cumplir con los requisitos del estándar que sea aplicable de los siguientes:

1. CGA.S-1.1, Pressure relief device standard – Part 1 – Cylinders for compressed gases, y ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

2. Las Válvulas de alivio de Presión (VAP) para servicio de Gas Natural Comprimido no deberán tener dispositivos de levantamiento;

3. Si el ajuste de presión es externo se deberá precintar para evitar manipulación;

4. Si ha sido necesario romper el sello del precintado, la válvula se deberá retirar de servicio y sustituida por una que cumpla las mismas características de Diseño y Operación;

5. Los ajustes a las Válvulas de alivio de Presión en Mantenimiento deberán ser realizados solamente por el fabricante o por una empresa especialista que cuente con personal competente e instalaciones adecuadas para la reparación, ajuste y prueba de dichas válvulas;

6. La válvula ajustada deberá tener una etiqueta en la que se especifique el ajuste, la capacidad y la fecha en que se realizó, Si la etiqueta no se encuentra en la válvula deberá ser sustituida por una válvula que tenga la etiqueta y

7. Las Válvulas de alivio de Presión que protegen los recipientes a presión deberán ser reparadas, ajustadas y probadas de conformidad con la normatividad Aplicable para la tecnología empleada.

3. Identificación. Los recipientes deberán estar marcados permanentemente por las siglas "Gas Natural Comprimido" e identificados mediante una placa de datos hecha de material resistente a la corrosión, fija en un lugar accesible que facilite su legibilidad y que contenga la información siguiente:

a. Nombre del fabricante;

b. Estándares aplicados para su Diseño y fabricación;

c. Material de fabricación;

d. Fecha de fabricación;

e. Vida útil garantizada;

f. Capacidad líquida nominal en litros de agua;

g. Presión de Diseño;

h. Presión de Servicio Nominal;

i. Presión de Trabajo Máxima Permitida (PTMP);

j. Rango de temperaturas en grados Celsius para el cual se Diseñó el tanque, y

k. Adicionalmente, los orificios hechos en el tanque deberán tener identificación con la descripción de la función del orificio. Las identificaciones deberán permanecer visibles aun en caso de que se presente escarcha.

4. Sistemas de Almacenamiento. Están constituidos por un conjunto de Recipientes cilíndricos horizontales o verticales, conectados entre sí a efecto de que dicho conjunto actúe como una unidad. Éstos pueden ser transportables o estacionarios.

a. Módulos de almacenamiento transportables. Se utilizan para cargar, transportar y descargar Gas Natural Comprimido y pueden ser de los tipos siguientes:

1. Módulos de almacenamiento intercambiables de recipientes denominados baterías de cilindros: Los cilindros se montan en una estructura para integrar un Módulo de almacenamiento o batería para su transporte en un Semirremolque por carretera, desde la Terminal de Carga hasta la Terminal de Descarga y viceversa, hasta el Área de descarga de Gas Natural Comprimido, y

2. Plataforma de recipientes: Sistema de almacenamiento constituido por un conjunto de recipientes de Gas Natural Comprimido cilíndricos verticales u horizontales con sus ejes longitudinales paralelos al eje longitudinal del Semirremolque al que están fijos por una estructura. La plataforma es transportada por carretera y permanece estacionada durante la carga y descarga del sistema de almacenamiento.

b. Sistemas Estacionarios. Se utilizan para almacenar el Gas Natural Comprimido posterior a la etapa de compresión en las Estaciones de Suministro.

5. Requisitos de las estructuras. Las estructuras de los Sistemas de Almacenamiento transportables y estacionarios deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. Las conexiones deberán estar localizadas en lugares accesibles para facilitar su revisión;

b. Las válvulas para operar el sistema de Almacenamiento deberán ser accionadas desde el perímetro de la estructura;

c. Los materiales con los que se construyan deberán ser no combustibles para no dañar los cilindros;

d. Los Sistemas de Almacenamiento deberán estar anclados en forma segura para evitar flotación y/o arrastre en lugares donde existe Riesgo de inundación;

e. Impedir el movimiento y el contacto, así como la acumulación de humedad y suciedad entre los cilindros;

f. Los cilindros deberán montarse y desmontarse de la estructura con facilidad y ser intercambiables para revisión, Mantenimiento y sustitución en caso necesario;

g. El espacio entre la estructura y los cilindros deberá permitir la revisión de los cilindros con base en las especificaciones del fabricante, y

h. Los recipientes verticales deberán estar contenidos en una estructura que se pueda manejar como una sola pieza o varias piezas interconectadas y deberán:

1. Los recipientes deberán estar separados con una protección adecuada para evitar que se dañen por contacto entre ellos, y

2. Los recipientes cuya altura no permita operar todas las válvulas desde el piso, deberán contar con una plataforma con ancho mínimo de 0.9 m.

7. Instalaciones de los recipientes horizontales. Los recipientes horizontales deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. Estar apoyados solamente en dos puntos en su eje longitudinal, uno de los cuales deberá permitir el movimiento longitudinal causado por la expansión o contracción del recipiente, y

b. Estar separados para permitir el acceso para Mantenimiento y cada uno deberá estar dotado con una válvula de Purga.

8. Las estructuras de los Módulos de almacenamiento transportables, adicionalmente, deberán proteger a los cilindros de la batería de daños mecánicos durante la descarga de Gas Natural Comprimido, así como en las maniobras para subirlos y bajarlos del Semirremolque. En caso necesario, los Módulos de almacenamiento deberán contar con cubiertas y anclajes.

9. Los recipientes deberán estar protegidos por un Sistema de protección anticorrosiva seleccionado de acuerdo con las Condiciones de operación y ambientales de acuerdo con códigos, normas, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales.

10. Los recipientes con envolvente de materiales compuestos no deberán ser pintados sin aprobación del fabricante y deberán ser protegidos de la radiación ultravioleta si es requerido por el fabricante.

11. Ningún material combustible se puede almacenar dentro de un radio de 3 m del conjunto de recipientes.

1. Cuando un sistema de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido se encuentre situado cerca de un Área de almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles, se deberá construir una protección constituida por diques, bordos de desvío y pendiente del piso para evitar la acumulación de estos líquidos debajo de los recipientes de Gas Natural Comprimido en caso de que se presentase un derrame.

2. El sistema de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido deberá estar a una distancia no menor a 5 m del Punto de Suministro o punto de recepción de un combustible líquido, a menos que una pared con material resistente al fuego con una duración nominal no menor de 4 h esté colocada entre dicha instalación de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido y el Punto de Suministro o de recepción aludido.

3. Los Recipientes no metálicos. Cuando se instalen recipientes de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido que no sean metálicos en su totalidad y que no estén protegidos por una barrera contra fuego, se deberán colocar señales de seguridad preventivas y restrictivas aplicables, así como letreros de restricción con la leyenda "NO SE PERMITEN FLAMAS ABIERTAS".

12. Sistemas de Suministro de Gas Natural Comprimido.

a. Requisitos generales. Los requisitos de esta sección se aplican a los Postes y Surtidores.

1. Certificado. Los Postes y Surtidores deberán contar con su Certificado de fabricación en cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada.

2. Identificación de los Surtidores. Deberán tener letreros colocados de forma que sean notablemente visibles y legibles, que indiquen claramente lo siguiente:

a. La Presión de Servicio Nominal, y

b. Las instrucciones para realizar con seguridad el Procedimiento de transferencia de Gas Natural Comprimido.

3. Dispositivos de seguridad. Los Surtidores deberán cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos de seguridad:

a. Cuando el Conector de Llenado para surtir Gas Natural Comprimido esté en posición de espera, deberá estar soportado y protegido contra daños y la acumulación de materiales extraños que podrían impedir su operación, tales como, nieve, hielo y arena;

b. Disponer de dispositivos de seguridad para:

1. El acoplamiento hermético a la Boquilla de Recepción antes de iniciar la transferencia de Gas Natural Comprimido, y

2. El corte de flujo de Gas Natural Comprimido cuando una manguera de transferencia tenga fugas, se desprenda o se reviente por la presión del Gas Natural Comprimido.

c. Disponer de un sistema para despresurizar el Conector de Llenado para desacoplarlo de la Boquilla de Recepción;

d. Disponer de un sistema de control manual para iniciar o parar la transferencia de Gas Natural Comprimido;

e. Disponer de un Lector del Dispositivo Identificador, el cual deberá estar instalado en cada manguera de suministro del Surtidor cerca del Conector de Llenado, para identificar, leer y enviar los datos del dispositivo al Sistema de Información para el Suministro de Gas Natural Comprimido, previo a iniciar la transferencia al vehículo;

f. Los Surtidores de carga deberán contar con un sistema de corte de suministro cuando se exceda la presión máxima de operación, y

g. Los Surtidores deberán poseer un manómetro mecánico o electrónico por cada manguera de suministro, a través del cual se pueda corroborar desde el exterior de éstos, la presión de suministro.

b. Requisitos de instalación.

1. El Punto de Suministro de Gas Natural Comprimido deberá cumplir con los requisitos siguientes:

a. Estar ubicado en exteriores;

b. Estar protegido contra daños causados por los vehículos, y

c. Tener las separaciones mínimas especificadas en la tabla siguiente:

Tabla II-1 Distancias desde el Punto de Suministro de Gas Natural Comprimido (Aplica a Postes y Surtidores).

OBJETO		**DISTANCIA EN METROS**
Surtidor de petrolíferos.		1.5
Límite del predio.		3
Aberturas o ventanas en cualquiera construcción.		2
Almacenamiento estacionario de Gas Natural Comprimido (volumen en litros de agua).	Hasta 4 000.	2.5
	Más de 4 000 hasta 10 000.	4
	Más de 10 000.	10

2. En el caso de que derivado de las características del Proyecto no se puedan cumplir las distancias establecidas en la Tabla II-1, se deberán incorporar en el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural las medidas recomendadas en el Análisis de Capas de Protección e implementarse durante la etapa de Construcción.

c. Los Postes o Surtidores deberán cumplir los requisitos siguientes:

1. Estar ubicados sobre una isla de concreto arriba del NPT al menos 0.15 m;

2. No deberán estar debajo ni a una distancia menor de 0.9 m de la proyección vertical sobre la isla de un techo que pueda acumular Gas Natural;

3. Pueden estar bajo un techo que ventile y disperse el Gas Natural;

4. Estar protegidos contra impacto de vehículos por medio de postes de tubo de acero de diámetro no menor a 0.1 m relleno con concreto o una estructura equivalente, colocados a una distancia no menor a 0.3 m del Surtidor o poste más cercano;

5. Contar con un Dispositivo de Ruptura del Surtidor o se instalará una válvula de corte rápido (*shut-off)* para bajo o alto impacto, en cada línea que llegue al Surtidor dentro del contenedor, con su zona de fractura colocada a ± 1.27 cm (½ pulg) del nivel de la superficie del basamento, y

6. Dicha válvula deberá contar con doble seguro en ambos lados (superior e inferior). El sistema de anclaje de estas válvulas requiere soportar una fuerza mayor a 90 kg/válvula.

d. Requisitos de las mangueras. Las mangueras para surtir Gas Natural Comprimido deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Contar con Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada;

2. Contar con mangueras marcadas por el fabricante o su representante de manera permanente indicando el nombre del fabricante o marca comercial, identificación de servicio, Presión de Diseño y vida útil;

3. Estar ubicadas en exteriores;

4. Su longitud no deberá ser mayor a 7.6 m, evitando que éstas estén cuarteadas, tensionadas o torsionadas y evitar que pasen por debajo de la unidad u otros vehículos. El largo de la manguera no deberá permitir su roce contra el piso de la isla, y

5. Las mangueras serán aptas para operar a la máxima presión de operación y resistentes a los hidrocarburos en su cara interna y a las condiciones atmosféricas (humedad, ozono, electricidad estática) en su superficie externa.

e. Se deberá instalar un Dispositivo de Ruptura de la Manguera entre el Punto de Suministro y el Conector de Llenado, que cumpla con lo siguiente:

1. Cuente con un Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada;

2. Se desconecte cuando sea sujeto a una fuerza de 667 N o mayor;

3. Impida desconectarse con una fuerza menor de 222 N;

4. Cierre automáticamente la fuente de suministro de Gas Natural Comprimido cuando se desconecte, y

5. Disponga de los medios en la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para controlar, reducir y recuperar el Gas Natural para conectar el acoplamiento de desconexión rápida con el dispositivo de ruptura a los contenidos de la manguera de suministro y a la tubería dentro del Gabinete del Surtidor de Gas Natural Comprimido.

f. Los Conectores de Llenado deberán contar con un Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada y ser compatibles con la Boquilla de Recepción.

13. Sistemas de seguridad de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

a. Sistemas de Control Electrónico. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con los sistemas de control electrónico siguientes:

1. Sistema de detección de mezclas explosivas, para detectar condiciones inseguras por medio de detectores de fuego y mezclas inflamables;

2. Sistema de Paro de Emergencia (SPE), para interrumpir de una forma segura la operación de la Instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural cuando se presente una emergencia;

3. Los circuitos de control que hayan interrumpido la operación de un sistema por mal funcionamiento deberán permanecer en esa condición hasta que sean restablecidos manualmente cuando se asegure que se tienen condiciones operativas seguras, y

4. El restablecimiento de la operación deberá ser realizado por personal competente y se deberá avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento.

b. El Sistema de Compresión deberá contar con los elementos siguientes:

1. Una válvula de cierre manual o cierre automático a la entrada y salida del Sistema de Compresión en un lugar accesible en el exterior del Recinto para cortar el flujo de Gas Natural hacia dicho Sistema;

2. Instalar una válvula de cierre automático a la entrada del Sistema de Compresión para cortar el flujo de Gas Natural a dicho Sistema cuando:

a. Se active un interruptor del Sistema de Paro de Emergencia (SPE);

b. Ocurra una falla eléctrica, y

c. Se interrumpa el suministro de energía eléctrica para el Sistema de Compresión.

3. Instalar una Válvula de Retención en la línea de salida del Sistema de Compresión para impedir el flujo inverso de Gas Natural Comprimido, e

4. Instalar una válvula de cierre manual o cierre automático en el exterior del Recinto del Sistema de Compresión, después de la Válvula de Retención requerida en el inciso anterior, en la línea de suministro de Gas Natural a cada recipiente o cabezal del conjunto de recipientes conectados entre sí, en el caso de Surtidores y de cada Poste.

c. Surtidores y Postes.

1. El Dispositivo de Ruptura del Poste o Surtidor o válvula de corte rápido (*shut-off*) instalado en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá cerrarse cuando:

a. El Surtidor o Poste sea desactivado, alterado o cortado desde su base;

b. Se interrumpa el suministro de energía eléctrica al Surtidor o al Poste, y

c. El Sistema de Paro de Emergencia (SPE), se active mediante un interruptor.

2. La línea de suministro de Gas Natural Comprimido a cada Surtidor o a cada Poste deberá contar con una válvula manual de cerrado rápido (¼ de vuelta), ubicada antes e inmediata al Dispositivo de Ruptura del Surtidor o del Poste, en un lugar accesible para el operador.

3. El Surtidor y el Poste deberán contar con una válvula para impedir el flujo de Gas Natural cuando éstos no estén activados.

4. Las Boquillas de Recepción deberán contar con un mecanismo para despresurizarlas, de acuerdo con las normas aplicables de Diseño para la tecnología empleada, a una distancia no mayor de 0.20 m del Conector de Llenado.

d. Purga del sistema de tuberías.

1. Se deberá instalar la válvula de Purga y liberación de Gas Natural del sistema de tuberías de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en un área de acceso restringido y/o con un mecanismo de protección para evitar que sea operada sin autorización.

2. Las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán instalar un Sistema para conducir el Gas Natural Purgado o liberado del sistema de tuberías al sistema para el control, reducción de Emisiones y de recuperación de Gas Natural residual.

3. La descarga de los dispositivos de relevo deberá dirigirse al Sistema de Control y reducción de Emisiones y Ventearse únicamente en casos de emergencia a no menos de 3 m por encima del NPT y de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo. El conducto de Venteo no deberá reducir la capacidad de descarga.

e. Sistema de Paro de Emergencia.

1. Los Regulados deberán instalar activadores del Sistema de Paro de Emergencia que, cuando se accione uno de ellos, realicen lo siguiente:

a. Cierre el suministro de energía eléctrica y de Gas Natural hacia el sistema de Compresión de Gas Natural;

b. Cierre la válvula de cierre automático a la entrada del Sistema de Compresión para cortar el flujo de Gas Natural al Sistema de Compresión;

c. Desactive los Postes y los Surtidores, y

d. Active una alarma sonora y visual.

2. Los activadores del Sistema de Paro de Emergencia requeridos en el inciso anterior se deberán ubicar donde sean accesibles y claramente visibles en los lugares siguientes:

a. A una distancia no mayor a 10 m del Equipo de Compresión de Gas Natural;

b. A una distancia no mayor a 3 m de cada Punto de Suministro, y

c. En zonas estratégicamente definidas en las cuales se garantice la presencia de personal calificado laborando.

3. Las ubicaciones de los activadores del Sistema de Paro de Emergencia se deberán indicar con señales que cumplan los requisitos siguientes:

a. La leyenda "PARO DE EMERGENCIA" en letras rojas sobre fondo blanco como se indica en el ANEXO IX;

b. Letras de altura acorde con lo establecido en la normatividad nacional aplicable en materia de Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de Riesgos por fluidos conducidos en tuberías, vigente, y

c. Colocadas en un lugar visible adyacente a cada activador del Sistema de Paro de Emergencia.

4. Los sistemas de control que dejen de operar cuando se activa el Sistema de Paro de Emergencia o se interrumpe la energía eléctrica, deberán permanecer sin operar hasta que sean activados manualmente, una vez que se hayan restablecido las condiciones normales y de seguridad del sistema, y

5. El restablecimiento de la operación deberá ser realizado por personal competente y se deberá avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento.

14. Sistemas de seguridad del Área de descarga de Gas Natural Comprimido.

a. El Área de descarga de Gas Natural Comprimido tiene por objeto descargar el Gas Natural Comprimido de los Módulos de almacenamiento transportables por Semirremolque, para su entrega a las Instalaciones para Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. La capacidad del Área de descarga de Gas Natural Comprimido se deberá especificar en términos de los rangos de presión, temperatura, flujo de descarga de Gas Natural Comprimido y de entrega de Gas Natural Comprimido.

c. El Área de descarga de Gas Natural Comprimido deberá estar constituida por una combinación de los sistemas siguientes:

1. Sistema de Descarga de Gas Natural Comprimido que incluye los Componentes y condiciones siguientes:

a. Las Mangueras de alta presión las cuales deberán cumplir, entre otros, como mínimo con los requisitos siguientes:

1. Contar con Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada;

2. Contar con mangueras marcadas por el fabricante o su representante de manera permanente indicando el nombre del fabricante o marca comercial, identificación de servicio, Presión de Diseño y vida útil;

3. Estar ubicadas en exteriores;

4. Su longitud no deberá ser mayor a 7.6 m, evitando que éstas estén tensionadas o torsionadas y evitar que pasen por debajo de la unidad u otros vehículos. El largo de la manguera no debe permitir su roce contra el piso de la isla, y

5. Las mangueras deberán ser aptas para operar a la máxima presión de operación y resistentes a los hidrocarburos en su cara interna y a las condiciones atmosféricas (humedad, ozono, electricidad estática) en su superficie externa.

b. Las mangueras deberán contar con un dispositivo de ruptura que se separa cuando la manguera es jalada accidentalmente con una fuerza que excede el valor especificado a efecto de suspender el flujo de Gas Natural Comprimido, proteger contra daños al Poste de Descarga, el dispositivo deberá ser colocado entre el Punto de Suministro y el conector de llenado y deberá cumplir como mínimo con lo siguiente:

1. Cuente con un Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada;

2. Se desconecte cuando sea sujeto a una fuerza de 667 N o mayor;

3. Impida desconectarse con una fuerza menor de 222 N;

4. Cierre automáticamente la fuente de suministro de Gas Natural Comprimido cuando se desconecte, y

5. Disponga de los medios para limitar la cantidad de Gas Natural que se requiere ventear para conectar el acoplamiento de desconexión rápida con el dispositivo de ruptura a los contenidos de la manguera de suministro y a la tubería dentro del Gabinete del Surtidor de Gas Natural Comprimido.

c. La Boquilla de Descarga adecuada para los Conectores de Descarga de los Módulos de almacenamiento transportables que entregan el Gas Natural Comprimido;

d. Los Componentes, dispositivos y Accesorios necesarios para controlar la fuga de Gas Natural Comprimido que pueda presentarse en caso de que la manguera se reviente por la presión o se rompa porque el Módulo de almacenamiento transportable se aleje sin haber sido desconectado;

e. Los Postes para soportar la manguera de descarga, los cuales deben cumplir, entre otros, con los requisitos especificados en los numerales I.9.b.12.a hasta I.9.b.12.c.6 del presente ANEXO, y

f. Las Tuberías de alta presión con los Componentes, dispositivos y Accesorios necesarios para controlar el flujo de descarga de Gas Natural Comprimido y, en su caso, la fuga de Gas Natural Comprimido que pueda presentarse cuando el Poste de Descarga es dañado o arrancado de posición. Entre otros, se requieren al menos los Componentes siguientes:

1. Válvulas de bola de alta presión manual de ¼ de vuelta;

2. Válvulas de Retención;

3. Válvulas de Exceso de Flujo;

4. Válvula de Paro de Emergencia manual;

5. Válvulas y Dispositivos de Relevo de Presión, y

6. Filtros.

2. Sistema de regulación de presión;

3. Sistema de Medición de flujo;

4. Sistema de Venteo de las descargas de las válvulas y Dispositivos de Relevo de Presión;

5. Sistema de almacenamiento, si es requerido;

6. Sistema de conexión para entrega a otro sistema, y

7. Sistema de presurización para desplazar el Gas Natural Comprimido almacenado en los Módulos de almacenamiento transportables. Se deberá evidenciar que se cuenta con el Dictamen donde demuestre que el Área de descarga de Gas Natural Comprimido fue verificada por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas acreditada y aprobada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

d. Requisitos de los sistemas del Área de descarga de Gas Natural Comprimido. La instalación de los Sistemas del Área de descarga de Gas Natural Comprimido deberá cumplir con los requisitos establecidos en los presentes Lineamientos y las instrucciones del fabricante.

e. Los Sistemas del Área de descarga de Gas Natural Comprimido como unidades, así como los Componentes, aparatos, dispositivos y Accesorios que los integran deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Estar diseñados para el manejo del flujo de Gas Natural a las presiones y temperaturas a las cuales serán sometidos bajo Condiciones de operación previstas, y

2. Contar con un Certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las normas aplicables para la tecnología empleada.

15. Requisitos de la instalación de Postes de Descarga de Gas Natural Comprimido.

a. Los Componentes de seguridad de la tubería de la Terminal se deberán instalar inmediatamente después del punto de conexión de cada poste, con los elementos siguientes:

1. El Dispositivo de Ruptura del Poste o Surtidor instalado en el Área de descarga de Gas Natural Comprimido deberá cerrarse cuando:

a. El Poste de Descarga sea desactivado, alterado o cortado desde su base;

b. El suministro de energía eléctrica al Poste de Descarga se interrumpa, y

c. El interruptor de Sistema de Paro de Emergencia (SPE), se active.

2. Un Dispositivo de Ruptura del Poste de descarga para cerrar el flujo de Gas Natural Comprimido en caso de que dicho poste sea arrancado de su soporte o estructura de montaje y que resulte en daño de la tubería, y

3. Una válvula manual de cerrado rápido (¼ de vuelta), después e inmediata al Dispositivo de Ruptura del Poste, ubicada en un lugar accesible para el operador.

b. Las Boquillas de Descarga se deberán despresurizar, para lo cual se deberá instalar un mecanismo de acuerdo con las normas aplicables de Diseño para la tecnología empleada.

c. Purga del sistema de tuberías. Se deberá instalar la válvula de Purga y liberación de Gas Natural del sistema de tuberías de la Terminal en un área de acceso restringido y/o con un mecanismo de protección para evitar que sea operada sin autorización.

d. El Sistema de Venteo para conducir el Gas Natural Purgado o liberado del sistema de tuberías del Área de descarga de gas Natural Comprimido se deberá instalar al exterior a no menos de 3 m por encima del piso y conectado al sistema para el control, reducción de Emisiones y de recuperación de Gas Natural residual, el venteo deberá ocurrir únicamente por situaciones excepcionales y de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

e. La descarga de los Dispositivos de alivio deberá estar conectada al sistema para el control, reducción de Emisiones y de recuperación de Gas Natural residual y en casos de emergencia deberá ventearse a no menos de 3 m por encima del piso o de acuerdo con las recomendaciones del Análisis de Riesgo. El conducto de venteo no deberá reducir la capacidad de descarga.

16. Sistema de Paro de Emergencia.

a. Se deberán instalar en el Área de descarga de Gas Natural Comprimido activadores manuales de Paro De Emergencia, ubicados en lugares estratégicos donde sean accesibles y claramente visibles a una distancia no mayor a 3 m de cada Punto de Descarga, que cuando se active uno de ellos se ejecute lo siguiente:

1. Cierre el suministro de energía eléctrica y de Gas Natural hacia el sistema de reducción de presión de Gas Natural Comprimido;

2. Cierre de las válvulas de cierre automático de la zona de Gas Natural Comprimido y/o de las necesarias en las otras Zonas y áreas de la instalación;

3. Desactive los Postes de Descarga, y

4. Active una alarma sonora y visual.

b. Se deberá señalizar en forma prominente la ubicación de los activadores de Paro de Emergencia de acuerdo con lo especificado en los presentes Lineamientos y el ANEXO IX.

c. Para el restablecimiento de los sistemas de control que han sido activados se deberá cumplir con los requisitos establecidos en los numerales I.9.b.13.a.3 y I.9.b.13.a.4 del presente ANEXO.

17. Sistema de Verificación para el suministro de Gas Natural Comprimido. El Sistema de Verificación para el suministro de Gas Natural Comprimido deberá estar integrado por un Lector de Dispositivo Identificador en cada manguera y un Sistema de Información para el Suministro de Gas Natural Comprimido. El cableado eléctrico de este sistema deberá cumplir con la clasificación de áreas peligrosas establecidas en la normatividad nacional aplicable a Instalaciones Eléctricas vigente y se deberá demostrar evidencia del cumplimiento de la misma (certificado, Dictamen).

18. Deberá preverse la instalación de alcantarillas y pendientes adecuadas para evitar la acumulación de agua e inundación en el predio, así como un sistema de drenaje adecuado para el desagüe de aguas pluviales.

10. Instalación.

a. Tuberías de baja presión. La tubería de Gas Natural de baja presión en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá cumplir con los requisitos siguientes:

1. Las pérdidas de presión en la tubería no deberán exceder 10 % y la velocidad del flujo del Gas Natural no deberá exceder 25 m/s;

2. La tubería y/o tubo flexible en equipos dinámicos deberán ser instalados de forma directa, con las medidas de protección adecuadas para resistir expansión, contracción, vibración, golpes y asentamiento del suelo;

3. El número de uniones roscadas o bridadas deberá ser la mínima y ubicarse en lugares seguros para el personal;

4. Las uniones o conexiones roscadas o bridadas deberán estar en un lugar accesible para su revisión y Mantenimiento;

5. La tubería no deberá doblarse, cuando se requiera doblar tuberías, el Procedimiento de doblado deberá cumplir con las especificaciones del Diseño;

6. Las tuberías aéreas deberán estar protegidas contra daños mecánicos y contra la corrosión atmosférica mediante un Sistema de protección anticorrosiva seleccionado de acuerdo con normas, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales o internacionales;

7. Las tuberías aéreas deberán tener soportes en tramos de forma que no se produzcan esfuerzos superiores a la resistencia de trabajo permitida del tubo y que la flecha no exceda 1 % del claro, tomando en cuenta las cargas por presión de prueba hidrostática, el peso propio y el peso del agua;

8. Las tuberías instaladas a la intemperie deberán tener suficientes soportes para resistir las fuerzas máximas resultantes de la presión interna y cualquier fuerza adicional causada por contracción o expansión térmica, el peso de la tubería y el agua durante la prueba hidrostática y la acción sísmica o de viento en el caso más desfavorable;

9. La configuración de las tuberías deberá tener la flexibilidad adecuada para evitar esfuerzos excesivos sobre las conexiones a equipos y recipientes;

10. Las conexiones de los recipientes a los cabezales deberán estar instaladas de tal manera que minimicen la vibración y estar bien protegidas contra daños mecánicos;

11. Las tuberías de diámetro mayor a DN 50 (NPS 2) conectadas a recipientes deberán ser soldadas o con bridas cuello soldable, excepto las conexiones para Válvulas de Exceso de Flujo, y

12. En cambio, de especificación de materiales, por ejemplo, unión bridada acero al carbono con acero inoxidable se deberán implementar las medidas de protección necesarias para evitar la corrosión y pares galvánicos.

b. Protección contra la corrosión.

1. La superficie exterior de las tuberías aéreas deberá estar protegida contra la corrosión el Sistema de protección anticorrosiva deberá ser seleccionado de acuerdo con la zona geográfica y condiciones ambientales conforme a lo recomendado en códigos, estándares y buenas prácticas internacionales. El color del recubrimiento deberá cumplir con la normatividad nacional aplicable en materia de Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de Riesgos por fluidos conducidos en tuberías, vigente;

2. La tubería bajo la superficie del terreno deberá ser instalada dentro de una trinchera;

3. Los planos de las tuberías con protección catódica deberán indicar los dispositivos de protección y su ubicación, así como las estructuras próximas conectadas al sistema de protección catódica;

4. Los registros físicos y/o digitales de las lecturas del potencial de protección, así como las deficiencias detectadas y su corrección, se deberán conservar durante la vida útil de las tuberías y estructuras con protección catódica;

5. La tubería, tubos flexibles, Conectores y Componentes entre el recipiente y la primera Válvula de Corte deberán ser capaces de soportar una prueba neumática con presión de 1.1 veces la presión de operación como mínimo, sin que se presente fuga;

6. Los Componentes de tubería, tales como filtros, Conectores de manómetros y juntas de expansión, deberán estar marcados en forma permanente o contar con placa de identificación para indicar los límites de Presión de Operación Máxima permisible, y

7. Las tuberías deberán tener la pendiente y válvulas de Purga adecuadas para evacuar condensados, cuando sea necesario.

c. Tubería de alta presión.

1. La tubería de alta presión después de la descarga del Compresor deberá tener una presión de ruptura igual o mayor a 2.25 veces la presión de operación;

2. Para Gas Natural Comprimido se deberán utilizar tubos de acero sin costura de diámetro hasta DN 50 (NPS 2) con Accesorios para soldadura, para tuberías de acero al carbón o roscados para acero inoxidable (tubing), que cumplan con las normas aplicables de Diseño y fabricación para el tipo y características del tubo;

3. La soldadura tipo filete (caja soldable) o a tope se puede utilizar en la tubería y se deberán radiografiar el 100% de las uniones a tope, y

4. Los Componentes de las tuberías después de los Reguladores de presión hasta las válvulas de seguridad se deberán diseñar para resistir la presión máxima que puede ocurrir como consecuencia de una falla de funcionamiento del Regulador de presión correspondiente y la acción de los sistemas de protección instalados, tales como, Válvulas de Relevo de Presión y Válvulas de Corte.

d. Seguridad en las tuberías de alta presión. Las tuberías de Gas Natural Comprimido deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Antes de los puntos de conexión con mangueras, se deberán instalar una Válvula de Retención, una Válvula de Exceso de Flujo y una válvula de cierre de activación remota para evitar que el Gas Natural escape en caso de que se rompa la manguera;

2. Las Válvulas de Exceso de Flujo deberán cerrar automáticamente al circular el flujo de corte. Las válvulas y Accesorios instalados antes de una Válvula de Exceso de Flujo deberán tener una capacidad de flujo mayor que el flujo de corte;

3. La Presión de Diseño de las tuberías de alta presión deberá ser al menos 10% mayor a la presión máxima de operación de los Compresores;

4. Todas las uniones por soldadura en tuberías de acero al carbono y de acero inoxidable deberán ser radiografiadas al 100% de su longitud por un laboratorio acreditado;

5. Se permite el uso de bridas en líneas de alta presión cuando sea compatible con la presión de operación de la tubería y la clase de las bridas cumpla con la presión de Diseño, y

6. Los dobleces realizados a las tuberías deberán apegarse a lo establecido en las normas aplicables para el tipo y características de la tubería empleada.

e. Activadores manuales de Paro de Emergencia a prueba de explosión:

1. Se deberán instalar activadores de accionamiento manual local y remoto para Paro de Emergencia a prueba de explosión que paren los Compresores, cierren las válvulas de los recipientes de Almacenamiento, corten la energía eléctrica a los equipos y Componentes donde pueda existir Gas Natural, excepto al sistema de detección de mezclas explosivas, sistema de iluminación y sistema contra incendio. El restablecimiento de la operación normal del sistema deberá ser realizado por personal competente. Se deberá avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento, y

2. Se deberán instalar activadores manuales de Paro de Emergencia a prueba de explosión, para el equipo de compresión y de los Surtidores cuando menos en los puntos siguientes:

a. En cada isla de suministro y de descarga de combustible;

b. En zonas de oficinas o donde exista personal durante el día y la noche;

c. Próximo a los accesos de los Recintos de compresión y de Almacenamiento, y

d. En las islas de suministro y descarga, y cerca de las zonas de compresión y Almacenamiento se deberán colocar pulsadores grandes tipo hongo a prueba de explosión, localizados a 1.8 m sobre el piso y debidamente señalizados con la leyenda "'Paro de Emergencia".

f. Planta de energía eléctrica de emergencia. Es opcional que la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, esté equipada con planta de energía eléctrica de emergencia accionada por motor de combustión interna, con potencia suficiente para llevar a paro seguro la operación a falla de energía eléctrica.

g. Áreas de maniobras. Los caminos de ingreso y egreso, y las áreas de descarga de Gas Natural Comprimido deberán estar habilitados, delimitados, señalizados e iluminados para permitir el libre tránsito. Se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

1. Deberán ser aptos para el tránsito de vehículos de conformidad a la normatividad vigente aplicable;

2. Los caminos deberán tener un ancho mínimo de 6 m y el trazado y radio de las curvas deberán permitir la maniobra adecuada de los vehículos, sin obstáculos ni restricciones para entrar y salir en forma directa;

3. Deberán contar con protecciones contra impacto vehicular, y

4. Deberán estar diseñadas para que los Semirremolques que transportan recipientes de Gas Natural Comprimido queden acomodados en las islas de descarga dirigidos hacia la salida, la salida de los vehículos deberá realizarse en forma directa sin maniobras ni movimientos en reversa.

h. Áreas. Las áreas están formadas por una o más islas de suministro o de descarga de combustible. La isla es una plataforma de concreto situada a 0.2 m arriba del nivel del piso.

1. Cada isla deberá tener conexión a tierra para descarga electrostática;

2. Las islas deberán estar dispuestas y orientadas de manera que los vehículos tengan una entrada y salida accesibles de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, y

3. Cuando sean más de dos islas, éstas deberán estar dispuestas en forma paralela y con distancia mínima de 8 m entre los bordes de las plataformas.

Tabla II-2 Distancias del Área de descarga de Gas Natural Comprimido.

DESDE HASTA	DISTANCIA EN METROS				
	ALMACENAMIENTO	ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN	ÁREA DE CARGA O DESCARGA	LÍMITE DE LA TERMINAL DE DESCARGA	SISTEMA DE COMPRESIÓN
Unidad Habitacional Multifamiliar y Lugares de concentración pública.	100	100	100	-	100
Oficina o almacén.	15	10	15	-	10
Fuentes de ignición.	20	20	20	-	20
Caminos internos.	3	3	3	-	3
Límite de propiedad en donde existan viviendas.	50	50	50	50	50

11. En el caso de que derivado de las características del Proyecto no se puedan cumplir las distancias establecidas en la Tabla II-2, Tabla II-3 y el presente Lineamiento, se deberán incorporar desde el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural las medidas recomendadas en el Análisis de Capas de Protección, lo indicado en el Artículo 19 e implementarse durante la etapa de Construcción.

12. El sistema de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido deberá cumplir con los requisitos de los Sistemas de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido descritos en los presentes Lineamientos y está constituido por uno o más recipientes con la presión adecuada a un nivel único o a varios niveles, tres es lo típico, en cascada, para Llenado Rápido del Sistema vehicular a la Presión Nominal de Servicio de 20 MPa o 25 MPa.

13. El sistema de suministro está constituido por uno o más Surtidores de Gas Natural Comprimido que deberán cumplir con los requisitos de operación de los presentes Lineamientos.

14. Ubicación de los equipos. La ubicación de los equipos de compresión, Almacenamiento y suministro de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

a. Estar localizados en exteriores arriba del nivel del piso, instalados sobre cimentaciones o estructuras adecuadamente diseñadas con sistemas de anclaje para cumplir con los requisitos de los fabricantes y de las normas aplicables al Diseño de acuerdo con las condiciones sísmicas y climáticas de la región.

b. Los equipos no deberán estar ubicados debajo de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, ni estar expuestos a daños causados por la falla de estas líneas.

c. Los equipos de compresión, Almacenamiento y suministro deberán cumplir con las siguientes distancias:

1. El sistema de Almacenamiento estacionario y el sistema de compresión deberán estar ubicados a una distancia mínima de:

Tabla II-3. Distancias de seguridad del Sistema de Almacenamiento Estacionario y del sistema de Compresión.

DISTANCIA EN METROS			
Local/objeto	**volumen total de Almacenamiento en litros de agua**		
Almacenamiento de Gas Natural Comprimido	Hasta 4000	desde 4000 a 10000	sobre 10000
Establecimiento público	3	4	10
Aberturas o ventanas en cualquier construcción	3	4	10
Límite del predio y Fuente de ignición.	3	4	10

2. Los equipos de compresión, Almacenamiento y suministro deberán estar ubicados, como mínimo, a:

a. 3 m del límite de la calle o banqueta pública;

b. 3 m entre un recipiente Estacionario y material que se pueda incendiar rápidamente;

c. 6 m entre un recipiente Estacionario y la pared exterior más cercana de tanques abiertos que contengan líquidos combustibles o inflamables, y

d. 15 m a las vías de ferrocarril.

3. Los equipos de compresión y Almacenamiento deberán estar instalados en un área protegida contra daños físicos y el ingreso de personas no autorizadas mediante una cerca o pared, un cuarto o Recinto de Materiales no combustibles que rodee completamente los equipos. El Recinto no podrá ser utilizado para ningún otro fin. Cuando se utiliza una cerca o pared abierta, ésta deberá tener una altura mínima de 2 m medido desde el NPT.

4. Se considera que los equipos de compresión y Almacenamiento de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural están ubicados en el exterior, cuando el Recinto está construido con Materiales no combustibles o de combustión limitada, que al menos tiene un lado predominantemente abierto y techo diseñado para dispersar el Gas Natural que se escape cuando ocurra un incidente.

5. Cuando el Recinto de un Equipo de Compresión y/o Almacenamiento es suficientemente grande como para admitir personas en su interior, dicho Recinto deberá tener una puerta de acceso que se abra hacia afuera y si tiene cerradura, ésta deberá contar en su interior con un mecanismo de liberación rápida que se pueda abrir sin llave.

a. El equipo deberá ser instalado de tal manera que tenga un acceso adecuado para la operación, revisión y Mantenimiento;

b. Los pasillos que conducen a la salida deberán tener un ancho mínimo de 1 m, y

c. El Recinto deberá contar con la señalización restrictiva que contenga al menos la leyenda "PERSONAL AUTORIZADO ÚNICAMENTE", "NO FUMAR" y "GAS INFLAMABLE", de acuerdo con lo establecido en la normatividad nacional vigente en la materia y el ANEXO IX.

6. Se deberán establecer áreas aisladas para el estacionamiento de los Módulos de almacenamiento que transportan Gas Natural Comprimido las áreas deberán permitir el acceso y egreso de los vehículos que transportan los recipientes con Gas Natural Comprimido.

7. El Recinto de compresión y almacenamiento de Gas Natural Comprimido del Área de descarga de Gas Natural Comprimido deberán cumplir con las distancias mínimas siguientes:

a. A 100 m de escuelas, hospitales, clínicas, guarderías, centros de recreo, parques recreativos, salas de conciertos y cualquier otro lugar de concentración pública.

b. El perímetro de la proyección en planta de las Terminales deberá estar separado de líneas aéreas de transmisión de electricidad y cumplir con las distancias mínimas siguientes:

1. 20 m con tensión hasta de 30 kV, y

2. 50 m con tensión superior a 30 kV.

c. Requisitos del terreno.

1. El terreno del Área de Descarga de Gas Natural Comprimido debe estar delimitado con un muro o cerca perimetral, y

2. Debe preverse la instalación de alcantarillas y pendientes adecuadas para evitar la acumulación de agua e inundación en el predio, así como un sistema de drenaje adecuado para el desagüe de aguas pluviales.

8. En el caso de que derivado de las características del Proyecto no se puedan cumplir las distancias establecidas en los presentes Lineamientos, se deberán incorporar desde el Diseño del Área de descarga de Gas Natural Comprimido, las medidas recomendadas en el Análisis de Capas de Protección e implementarse durante la etapa de Construcción.

9. Protección contra impacto vehicular. Los frentes expuestos al peligro de impacto de vehículo, de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán estar protegidos por barreras de protección que garanticen la salvaguarda del sistema de Almacenamiento, sistema de compresión y el sistema de suministro:

15. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para instalar sus Componentes, requiere de las obras civiles siguientes:

1. Los accesos de ingreso y egreso adecuados al tamaño de los tractores con Semirremolques que ingresarán a la instalación, con espacios suficientes para realizar maniobras sin que pongan en peligro el equipo o instalaciones al interior de las instalaciones o dentro del predio;

2. Las áreas de recepción de Módulos de almacenamiento y Semirremolques con recipientes de Almacenamiento deberán:

a. Tener áreas delimitadas para el estacionamiento de recipientes de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido en Módulo de almacenamiento o en Semirremolque, y

b. Las áreas citadas en el numeral anterior deberán permitir el ingreso y egreso adecuado de los vehículos que transportan los recipientes con Gas Natural Comprimido sin que se pongan en peligro el equipo o instalaciones dentro de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. Los cimientos y estructuras diseñados de soporte de equipos, recipientes y tuberías;

4. Los Recintos para oficinas y para equipos que los requieran, y

5. La protección perimetral deberá construirse de acuerdo con lo siguiente:

a. Se deberá construir un muro o cerca perimetral de alambre de tejido romboidal (ciclónico) o similar de material incombustible, con una altura mínima de 2.0 m;

b. Salidas de emergencia identificables, dirigidas hacia los puntos de reunión o zonas de seguridad;

c. Los claros de los accesos deberán ser proporcionales a las dimensiones de la cerca o muro perimetral;

d. Delimitar con una franja libre de maleza de 1 m de ancho;

e. El pasto de las zonas con jardín, en su caso, deberá permanecer cortado al ras permanentemente, y

f. Las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

II. CONSTRUCCIÓN

I. Se deberá instalar el sistema contra incendio de acuerdo con lo establecido en el Diseño del Proyecto.

II. Pruebas estáticas.

1. Los Regulados deberán guardar los resultados, gráficas y registros físicos y/o digitales de dichas pruebas, las acciones derivadas de las mismas y la Bitácora de esas actividades durante la vida útil de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, el Expediente de Integridad mecánica de acuerdo con el ANEXO VI de los presentes Lineamientos y proporcionarlas a la Agencia cuando le sean requeridas.

2. Los Procedimientos para realizar las pruebas estáticas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán basarse en las especificaciones de los fabricantes de equipos, materiales y tuberías, que deberán considerar lo siguiente:

a. Los Componentes, las etapas y la secuencia en que se deberán realizar las pruebas;

b. Los controles y válvulas mediante los cuales se aislarán los Componentes de los diferentes sistemas que integran las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para realizar las pruebas individuales requeridas, las pruebas de los sistemas y las pruebas del Sistema de Almacenamiento completo;

c. Las variables que se deberán medir durante las pruebas y los resultados que se deberán obtener para ser aprobadas;

d. Las actividades, responsabilidad y capacitación del personal asignado a la realización de las pruebas estáticas;

e. Los ajustes de los Dispositivos de alivio de Presión o la Presión de Operación Máxima o mínima de cada Componente, y

f. Los sistemas de seguridad del Sistema de Almacenamiento.

3. Pruebas en recipientes, tuberías y Accesorios de las Instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

a. Antes del inicio de operaciones de la Instalación deberán realizarse las pruebas hidrostática o neumática del sistema, y

b. La tubería y Accesorios de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán probarse hidrostáticamente a 1.5 veces o neumáticamente a 1.1 veces la Presión de Diseño de acuerdo con los códigos y normas aplicables al Diseño de la instalación.

c. Cuando proceda una modificación técnica, se deberán realizar las pruebas correspondientes únicamente en lo concerniente a dichas modificaciones.

III. OPERACIÓN.

I. Procedimientos de operación.

1. Los Procedimientos para la operación normal deberán incluir los aspectos siguientes:

a. Transferencia segura de Gas Natural Comprimido incluyendo cómo prevenir el llenado excesivo;

b. Los parámetros que se deberán verificar previo a la operación de suministro de Gas Natural Comprimido al vehículo, para garantizar que la actividad se lleve a cabo en condiciones seguras, son:

1. La Identificación del vehículo;

2. El cumplimiento de las condiciones de seguridad para la operación inicial y las revisiones anuales del equipo completo de conversión del vehículo, establecidos en la normatividad aplicable, cuya verificación se deberá realizar a través del Sistema de Información para el Suministro de Gas Natural Comprimido o del Dictamen de cumplimiento de la normatividad aplicable citada;

3. En su caso, el cumplimiento de las revisiones quinquenales del cilindro de Almacenamiento de Gas Natural Comprimido, cuya verificación se podrá realizar a través del Sistema de Información para el Suministro de Gas Natural Comprimido o del Dictamen de cumplimiento de la normatividad aplicable, y

4. En caso de no cumplir con las condiciones indicadas en este numeral que permiten una carga segura, no se deberá realizar la actividad de suministro de Gas Natural Comprimido.

c. Los Procedimientos para el monitoreo de la operación de cada sistema y la integridad mecánica de las estructuras en las cuales existe peligro para las personas, deberán considerar lo siguiente:

1. Las actividades de monitoreo permanente de las variables de operación mediante un sistema de control, y

2. Actividades de revisión a los procesos y equipos por personal competente.

d. Plan de atención a fugas de Gas Natural en los sistemas de baja y alta presión Gas Natural Comprimido. Se deberán definir acciones para detener la emisión y dispersar la nube de Gas Natural en el menor tiempo posible para minimizar la exposición del personal, las instalaciones y la comunidad.

e. Para controlar las fugas se deberán considerar, entre otras, las acciones siguientes:

1. Activar el Paro de Emergencia en caso de ser necesario;

2. Cierre de las válvulas requeridas para aislar la fuga, y

3. Activar el Sistema contra incendio si se presentará fuego.

f. Puesta en servicio de la zona de Gas Natural Comprimido de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

g. Para poner en operación la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural o cargarlo con Gas Natural, se deberán subsanar las observaciones y Hallazgos de la revisión de seguridad de pre-arranque.

h. Para la transferencia de Gas Natural Comprimido se deberá contar con los Procedimientos necesarios para prevenir posibles Riesgos, en caso de ocurrencia, para proteger al personal y las instalaciones. Entre los posibles Riesgos se deberán considerar los siguientes:

1. Presión excesiva en los recipientes que se están cargando;

2. Fugas en las mangueras de trasferencia de Gas Natural Comprimido. Se deberá contar con dispositivos de cierre y válvulas de aislamiento adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia, y

3. Se deberá contar con dispositivos de cierre y Válvulas de Corte adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia.

i. Capacitación, adiestramiento y realización de simulacros.

1. El responsable de la operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá establecer un programa de capacitación y adiestramiento al personal. La capacitación deberá cumplir como mínimo lo siguiente:

a. El desarrollo de conocimientos y habilidades para la Operación y/o Mantenimiento correctos de la instalación, la realización de sus actividades de forma confiable y segura, para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

b. La Atención de situaciones de riesgo y emergencia que pudieran presentarse en la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, y

c. La implementación de simulacros que tengan como objetivo probar los conocimientos obtenidos en la capacitación y desarrollar las habilidades necesarias para tomar decisiones y actuar adecuadamente en situaciones de emergencia y operativas.

j. Área de Surtidores de Gas Natural Comprimido.

1. En el área donde se encuentren ubicados los Surtidores, se deberán colocar letreros visibles restrictivos, preventivos, informativos y diversos con las leyendas siguientes: "NO FUMAR", "APAGUE MOTOR", "NO ESTACIONARSE", "10 km/h MÁXIMO", "NO FLAMA ABIERTA", entre otros de acuerdo con lo indicado en el ANEXO IX. El tamaño mínimo de las letras deberá ser conforme a lo que se establece en la normatividad nacional aplicable en la materia;

2. El Punto de Transferencia deberá estar separado al menos 3 m de un edificio, casa móvil o una banqueta y al menos 1 m de los recipientes de Almacenamiento;

3. Deberán colocarse en el Punto de Transferencia a una distancia no mayor de 3 m del Punto de Suministro, letreros y símbolos normalizados de "NO FUMAR" y "APAGAR EL MOTOR" de al menos 100 mm de diámetro, en rojo y negro, sobre un fondo blanco;

4. La transferencia de Gas Natural Comprimido a los sistemas de Almacenamiento se deberá hacer siguiendo las instrucciones del instructivo en el Surtidor;

5. Durante la transferencia de Gas Natural Comprimido, el motor del vehículo deberá estar apagado con la llave colocada en el control de encendido lista para arrancar el motor, en caso necesario. No deberá ponerse en marcha hasta que haya sido desconectada la manguera de llenado, y

6. Durante la transferencia deberá estar puesto el freno de mano o de emergencia del vehículo y se deberán usar cuñas para evitar que el vehículo se deslice, en caso de resultar necesario.

k. Llenado de Recipientes de Gas Natural Comprimido.

1. Los Recipientes de Gas Natural Comprimido no deberán ser sometidos a una presión que exceda el 125% de la Presión de Servicio Nominal;

2. Los Recipientes de Gas Natural Comprimido no deberán ser llenados a una Presión estable mayor que la Presión de Servicio Nominal estampada en dicho Recipiente y en la etiqueta cerca de la Boquilla de Recepción del vehículo, corregida por la temperatura ambiente en el momento del llenado;

3. Los Surtidores deberán tener un dispositivo de cierre automático del flujo de Gas Natural Comprimido que actúe cuando se transfiere Gas Natural Comprimido en el momento en que la presión en los Recipientes alcanza el valor de la Presión de Llenado corregida por temperatura;

4. Los Surtidores deberán tener un dispositivo de protección contra presión excesiva, adicional al disco de ruptura para prevenir una presión excesiva en los Recipientes. Dicho dispositivo adicional deberá actuar a una presión de 125 % de la Presión de Servicio Nominal del Conector de Llenado del Surtidor;

5. Los Surtidores deberán estar diseñados para detectar la falla de funcionamiento que cause que se excedan los límites de la Presión de Llenado de los Recipientes especificados o que cause la apertura del dispositivo de protección contra presión excesiva aludido en el inciso anterior, y

6. En caso de falla en el funcionamiento de un Surtidor, el dispositivo deberá ser puesto fuera de servicio hasta que sea reparado y calibrado como se indica en el plan de Mantenimiento del sistema antes de ponerlo en operación nuevamente.

I. Transferencia de Gas Natural Comprimido en Estaciones de Llenado Rápido.

a. Medición del Gas Natural Comprimido transferido. Los Surtidores de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán cumplir con los requisitos siguientes:

1. Contar con una pantalla electrónica que indique la cantidad del Gas Natural Comprimido transferido, y

2. Contar con un sistema de Compensación por Temperatura para medir el Gas Natural Comprimido en condiciones de presión y temperatura establecidas.

b. Control de la presión del Gas Natural Comprimido. La instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberá tener los medios adecuados para controlar la presión de llenado del Gas Natural Comprimido al vehículo automotor. Este control deberá diseñarse a Prueba de Falla para evitar que el Gas Natural Comprimido suministrado exceda cualquiera de los límites siguientes:

1. Una Presión de llenado de 200 bar para la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural sin sistema de compensación de temperatura;

2. Una Presión de llenado de 250 bar para la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural con sistema de compensación de temperatura;

3. La Presión de Llenado deberá ser Compensada por Temperatura para evitar presiones que excedan la presión máxima permitida. Esta compensación se basa en un Gas Natural que cumple la ecuación siguiente: P (bar)=178.6 + [1.43 x T (°C)]. Para los gases que no cumplan con esta ecuación, deberá reducirse la Presión de Llenado para proteger al recipiente en caso de exposición al calor o al fuego;

4. La presión máxima permitida en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural no deberá exceder de 250 bar;

5. Cuando la presión en el sistema del vehículo ha excedido el 1.25 del valor de la Presión de Servicio Nominal de la Boquilla de Recepción, se deberá:

a. Remover el exceso de Gas Natural Comprimido del vehículo, y

b. Notificar al responsable del vehículo para que solicite la revisión y aprobación del fabricante del Recipiente vehicular.

6. Libro Bitácora de operación. Se deberá elaborar un reporte de las Condiciones de operación en cada cambio de turno del personal de operación denominado Libro Bitácora de Operación, que deberá ser conservado durante la vida en operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural. Este libro puede ser elaborado por medios electrónicos y estar disponible para cuando la Agencia lo solicite, y

7. El pasto de las zonas con jardín, en su caso, deberá permanecer cortado al ras permanentemente.

IV. MANTENIMIENTO

I. Requisitos generales.

1. Se deberán mantener las condiciones seguras de operación de los sistemas de tuberías, equipos de compresión, controles y dispositivos de detección, así como los recipientes y sus Accesorios, de acuerdo con las instrucciones de los fabricantes.

2. Los Regulados deberán establecer un plan de revisión para determinar los mecanismos de daño, atendiendo lo establecido en normas, códigos, mejores prácticas o estándares de revisión aplicables, para determinar los mecanismos de corrosión externa e interna que afecten la integridad, la seguridad operativa y la seguridad industrial.

II. Válvulas y Dispositivos de alivio de Presión. Las Válvulas de alivio de Presión deberán mantenerse en condiciones seguras de operación, de conformidad con las recomendaciones de los fabricantes. Se deberán implementar las medidas de seguridad siguientes:

1. El Cuidado en el manejo y Almacenamiento de recipientes de Gas Natural Comprimido con objeto de conservar los Dispositivos de alivio de Presión en condiciones óptimas de operación y evitar daños;

2. El Cuidado para evitar un taponamiento con pintura o acumulación de suciedad en los canales u otras partes que puedan interferir con el funcionamiento de los Dispositivos de alivio de Presión, y

3. Ventear el Gas Natural, mediante los Dispositivos de alivio de Presión, al Sistema para el control, reducción y recuperar del gas natural y caso de necesidad al exterior en un lugar Seguro, a no menos de 3 m por encima del NPT. El conducto de Venteo no deberá reducir la capacidad de descarga del sistema.

III. Mangueras de suministro. Las mangueras deberán ser revisadas visualmente como mínimo una vez al mes para asegurar que están en condiciones seguras para su uso.

1. No deberán tener Conectores intermedios entre el Punto de Surtido y el Conector de Llenado;

2. Se deberá impedir su contacto con la tierra;

3. Deberán estar protegidas contra abrasión y formación de pliegues;

4. No deberá tener cortes, raspaduras, pliegues o presentar cualquier otro daño;

5. Deberán ser reemplazadas cuando se encuentre evidencia de deterioro exterior y/o deformaciones;

6. Deberán ser probadas para detectar fugas de acuerdo con los requisitos del fabricante y se deberán reemplazar inmediatamente cuando se encuentre una fuga o una fisura, y

7. Deberán ser reemplazadas inmediatamente cuando se cumpla la vida útil especificada por el fabricante.

IV. Bitácora de Mantenimiento. Se deberá elaborar un registro físico y/o digital de la totalidad de los trabajos de Mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo en cada cambio de turno del personal de Mantenimiento en un documento denominado Bitácora de Mantenimiento, que contenga fecha, personal que realizó el trabajo correspondiente y comentarios que aclaren o proporcionen información adicional. La Bitácora deberá ser conservada durante toda la vida útil del Proyecto y puede ser elaborada en medios electrónicos.

V. Se deberán conservar los registros físicos y/o digitales de Mantenimiento durante la vida útil de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

ANEXO III

ESPECIFICACIONES Y REQUISITOS PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ZONA DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS REGULADOS DE LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL, QUE ENTRE OTROS COMBUSTIBLES EXPENDAN GAS LICUADO DE PETRÓLEO PARA VEHÍCULOS AUTOMOTORES.

I. DISEÑO

I. Requisitos del Proyecto

a. En la zona de Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores, también podrá efectuarse el Expendio de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión, cumpliendo con lo solicitado en las Disposiciones Generales de los presentes lineamientos y lo específico del ANEXO IV. Los Regulados deberán integrar en el Libro de Proyecto la información documental del Diseño, las actualizaciones y las modificaciones, y deberá incluir como mínimo; las memorias técnico-descriptivas y los planos de cada uno de los proyectos: civil, mecánico, eléctrico y contra incendio. El Libro de Proyecto deberá incluir el listado de normas, códigos y estándares indicando los numerales y/o incisos utilizados en el Diseño de cada área o disciplina del Proyecto. Para el desarrollo del Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en lo no previsto en el Apartado de códigos, Estándares y/o Especificaciones aplicables, se podrá optar por las normas, códigos o estándares equivalentes aceptados internacionalmente para el desarrollo del Diseño del Proyecto.

b. Almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

1. No se deberán diseñar y construir instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que, a través de un Punto de interconexión, hagan uso de los Recipientes de Almacenamiento de una Planta de Distribución o de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo utilizado para otra actividad o proceso diferente al Expendio y/o localizado fuera de los límites de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

c. Proyecto civil

1. Requisitos del predio

a. El área del predio donde se pretenda construir la Zona para el Expendio de Gas Licuado de Petróleo para Vehículos automotores deberá contar con accesos dimensionados y especificados para soportar el tránsito de los vehículos de suministro de combustibles y su estacionamiento, los cuales deberán ser de material antiderrapante e incombustible;

b. No deberán existir líneas eléctricas con tensión mayor a 4000 V, ya sean aéreas o por ductos bajo tierra, ni tuberías de conducción de Hidrocarburos ajenas a las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que crucen el predio de la misma, y

c. Si las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se encuentra en zonas susceptibles de deslaves o inundaciones, se deberán tomar las medidas necesarias para proteger las instalaciones de éstas.

2. Urbanización

a. El área donde se pretende construir las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con las pendientes y drenaje adecuados para desalojo de aguas pluviales,

3. Área de almacenamiento:

a. El piso deberá tener terminación de concreto y contar con un desnivel mínimo de 1%. No se permite el piso de asfalto;

b. El Área de almacenamiento deberá estar protegida perimetralmente de material incombustible que permita la ventilación y tener una altura mínima de 1.80 metros al NPT, a fin de evitar el paso de personas ajenas a la Operación y Mantenimiento;

c. Deberán contar con dos puertas de acceso al área, las cuales deberán ser de material incombustible con ventilación, y

d. Bases de sustentación para los Recipientes de Almacenamiento.

1. Requisitos generales

a. Las bases de sustentación deberán diseñarse de conformidad con un estudio de mecánica de suelos o considerar un valor de 5 ton/m² para resistencia de suelo;

b. Los Recipientes de Almacenamiento, deberán colocarse en las bases de sustentación, y deberán ser construidas con materiales incombustibles;

c. Las bases de sustentación deberán permitir los movimientos de dilatación-contracción del recipiente;

d. Cuando se utilice unión atornillada para unir la base y el recipiente, ésta deberá pasar por orificios ovales o circulares holgados;

e. No se permite soldar la pata del recipiente a la base de sustentación;

f. Las bases de sustentación construidas con materiales no metálicos, para recipientes diseñados para apoyarse en patas, deberán cumplir con lo siguiente:

1. Ser como mínimo 0.04 m, más anchas que las patas, y

2. Cualquier parte de la pata deberá quedar a no menos de 0.01 m, de la orilla de la base.

g. Las bases de sustentación metálicas de los recipientes diseñados para apoyarse en patas pueden ser menos anchas que éstas. En todos los casos, dos de las patas deberán quedar unidas en las bases mediante unión atornillada de cuando menos 12.70 mm, y las que las enfrenta libres. Las patas fijas deberán quedar en el mismo extremo de una de las cabezas;

h. Para el cálculo de las bases de sustentación, como mínimo deberá considerarse que el recipiente se encuentra completamente lleno con un fluido cuya densidad sea de 1.00 kg/l, y

i. Bases de sustentación para los Recipientes de Almacenamiento horizontales.

e. Los recipientes diseñados para apoyarse en bases de sustentación tipo "cuna" deberán quedar colocados en ellas sobre sus placas de apoyo; para este tipo de sustentación no se permite el uso de recipientes sin placas de apoyo;

f. Entre la placa de apoyo y la base de sustentación tipo "cuna", deberá colocarse material impermeabilizante para reducir los efectos corrosivos de la humedad, y

g. Soportes de los recipientes verticales

1. Los soportes de los recipientes verticales sólo se permiten para recipientes con capacidad de hasta 10 000 L de agua y deberán:

a. Ser diseñados de fábrica para este tipo de colocación mediante Faldón o estructura;

b. Anclarse a una base de concreto armado;

c. Usarse los refuerzos, pernos de anclaje, placas de sujeción, indicados en las memorias técnico-descriptivas, y

d. Estar soldada al recipiente.

4. Protección contra impacto vehicular.

a. Cuando exista flujo vehicular colindante con el Área de almacenamiento, Áreas de Expendio de las instalaciones y de la Toma de recepción, en su caso, se deberá contar con medios de protección contra impacto vehicular.

1. Medios de protección

a. Se deberá utilizar cualquiera de los medios de protección indicados en el Artículo 8, fracción XIII, de los presentes Lineamientos.

2. Ubicación de los medios de protección

a. Los medios de protección deberán colocarse en los costados que colindan con la zona de circulación de vehículos.

3. Pintura de señalamiento

a. Los medios de protección contra tránsito vehicular se deberán pintar con franjas diagonales alternadas de amarillo y negro de 10.00 cm de ancho, inclinadas a 45 grados, descendiendo hacia la izquierda.

5. Trincheras para tuberías

a. Cuando el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural incluya trincheras, las cubiertas deberán ser removibles y estar formadas con cualquiera de las siguientes alternativas o una combinación de ellas:

1. Rejas metálicas, y

2. Losas individuales de concreto armado, con perforaciones para ventilación y longitud no mayor a 1.00 m.

6. Distancias mínimas de separación

a. De la cara exterior del medio de protección a:

Tabla III-1. Distancias mínimas de separación de la cara exterior del medio de protección a:

Elemento	m
Paño del Recipiente de Almacenamiento	1.50
Bases de sustentación	1.30
Bombas o compresores	0.50
Marco de soporte de toma de recepción y toma de suministro	0.50
Tuberías	0.50
Instrumento de medición	0.50
Parte inferior de las estructuras metálicas que soportan los recipientes	1.50

b. De la tangente de los Recipientes de Almacenamiento a elementos internos:

Tabla III-2. Distancias (m) mínimas de separación de la tangente de Recipientes de Almacenamiento a elementos internos a:

Elemento De la tangente del Recipiente de Almacenamiento a:	Capacidad individual del recipiente en litros de agua	
	Hasta 7600 L	Mayor que 7 600 hasta 25 000 L
Otro Recipiente de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo	1.00	1.50
Límite del predio	3.00	15.00

Oficinas, bodegas, talleres u otros recintos	3.00	15.00
Planta generadora de energía eléctrica	7.60	15.00
Boca de toma de recepción para la descarga de Auto-tanque	3.00	7.60
Boca de toma de suministro	3.00	7.60

En el Diseño sólo se permite ubicar formando una sola fila de Recipientes de Almacenamiento en paralelo.

c. De Bocatoma de Expendio a:

Tabla III-3. Distancias mínimas de separación de la boca de toma de Expendio a:

Elemento	m
Oficinas, bodegas, talleres u otros recintos	7.50
Límite del predio	3.10
Almacenamiento de productos combustibles diferentes a Gas Licuado de Petróleo	7.50

d. De Bocatoma de recepción a:

Tabla III-4. Distancias (m) mínimas de separación de la boca de toma de recepción a:

Elemento	Capacidad individual del recipiente en litros de agua	
De la de Boca de toma de recepción a:	Hasta 7600 L	Mayor que 7600 hasta 25000 L
Límite del predio	3.6	7.60

7. Escaleras y pasarelas

a. Donde sea requerido, se deberá contar con escaleras y pasarelas fijas de material incombustible;

b. Entre la escalera y/o pasarela y las válvulas de alivio de presión o sus tubos de desfogue, deberá existir un claro perimetral mínimo de 0.10 m, medidos en el plano horizontal;

c. Si se tienen dos o más Recipientes de Almacenamiento instalados en batería, la pasarela puede extenderse de forma que permita el tránsito entre ellos;

d. En recipientes verticales se deberá contar con el número suficiente de escaleras que permitan el acceso a todos los instrumentos, entradas hombre, boquillas, válvulas y accesorios;

e. Para efectuar la lectura de los instrumentos de indicación local en los Recipientes de Almacenamiento, deberá existir al menos una escalera fija, individual o colectiva, terminada en pasarela para uno o varios Recipientes de Almacenamiento. Cuando la escalera de la instalación sea vertical y excedan 1.8 m, deberá contar con protección para evitar la caída de las personas que la utilicen, y

f. Para el acceso a la parte superior de los Recipientes de Almacenamiento, se deberá contar con al menos una escalera fija y permanente, terminada en pasarela. Sí se tienen dos o más Recipientes de Almacenamiento instalados en batería, la pasarela puede extenderse de forma que permita el tránsito entre ellos. Las escaleras y pasarelas deberán estar construidas de material incombustible.

8. Protección contra la corrosión

a. Los recipientes, tuberías, conexiones, equipos y todos los elementos estructurales susceptibles de corrosión usados para el Almacenamiento y Trasvase del Gas Licuado de Petróleo deberán protegerse contra la corrosión del medio ambiente donde se encuentren, mediante un Sistema de protección anticorrosiva elegido de acuerdo con las Condiciones de operación y ambientales, el Sistema deberá ser seleccionado de acuerdo con normas, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales.

b. Acabado e identificación de los Recipientes de Almacenamiento

1. El acabado será de color aluminio o blanco y deberán identificarse de acuerdo con la normatividad nacional aplicable, identificando la capacidad del recipiente en litros de agua, el número económico o identificación asignado por el Regulado, con caracteres en color negro no menores a 15.00 cm.

9. Recipientes de Almacenamiento

a. Los Recipientes de Almacenamiento y los Recipientes receptores deberán estar diseñados y construidos conforme a la normatividad vigente aplicable.

b. Para el caso de Recipientes de Almacenamiento y Recipientes receptores fabricados previo a la entrada en vigor de la NOM-009-SESH-2011, estos deberán contar con un Dictamen vigente de cumplimiento con la NOM-013-SEDG-2002 o la que la modifique o la sustituya, emitido por una Unidad de Verificación en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento;

c. No se permite el uso de recipientes de Auto-tanques o Semirremolques como Recipientes de Almacenamiento para Gas Licuado de Petróleo en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, así como los instalados sobre rueda inflada o metálica;

d. Cuando los Recipientes de Almacenamiento se encuentren interconectados de tal forma que el Gas Licuado de Petróleo pueda pasar de uno a otro, deberán cumplirse los requisitos siguientes:

1. El nivel más elevado o sus puntos de máximo llenado permisible deberán quedar nivelados con una tolerancia máxima de 2% del diámetro exterior del recipiente que presente el menor de ellos;

2. No se deberán interconectar Recipientes de Almacenamiento verticales con horizontales;

3. No se deberán interconectar con los Recipientes de Almacenamiento de otras instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

4. Incluir sistema de aislamiento en la línea de interconexión, que cancele el flujo entre ambos recipientes, y

5. Las interconexiones con el Área de Expendio de Gas Licuado de Petróleo para llenado parcial o total de recipientes portátiles, realizadas dentro del mismo predio de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán contar válvula de corte manual y/o automática.

e. La distancia mínima del fondo de un recipiente horizontal a la intemperie, con capacidad de hasta 5 000 L al NPT de la zona donde se encuentre ubicado el recipiente deberá ser de 0.70 m;

f. La distancia mínima del fondo de un recipiente horizontal a la intemperie, con capacidad mayor a 5 000 L de agua, al NPT de la zona donde se encuentre ubicado el recipiente deberá ser de 1.50 m;

g. Los Recipientes de Almacenamiento con capacidad de hasta 5 000 L deberán contar con al menos las boquillas para los Accesorios siguientes:

1. Válvula de alivio de presión;

2. Válvula de máximo llenado, individual o integrada a la válvula de servicio;

3. Válvula de llenado, e

4. Indicador de nivel.

h. Todos los Recipientes de Almacenamiento deberán contar con Válvula de máximo llenado, individual o integrada a la válvula de servicio, además de indicador de presión e indicador de temperatura, y con placa de asiento para recipientes horizontales o silleta metálica, y

i. Las salidas en fase líquida de Gas Licuado de Petróleo de los Recipientes de Almacenamiento deberán estar ubicadas en su parte inferior.

10. Válvulas

a. Boquillas

1. Con excepción de las destinadas a las válvulas de alivio de presión, válvulas de máximo llenado, indicador de nivel y aquellas con diámetro interior mayor a 6.40 mm, las boquillas en los recipientes deberán equiparse con válvulas automáticas de exceso de flujo o de no retroceso. En caso de contar con tubería de recepción y el recipiente de fábrica tenga instalada una Válvula de llenado, ésta se deberá de conservar;

2. Donde conecte la tubería de recepción o el acoplador de llenado directo, deberán equiparse con válvulas automáticas de no retroceso o válvulas de llenado tipo doble no retroceso;

3. Los elementos para excesos de flujo pueden ser independientes o estar integrados en válvulas internas. El actuador de las válvulas internas puede ser mecánico, hidráulico, neumático o eléctrico, con accionamiento local o remoto, y

4. Si el recipiente tiene boquilla para drenaje, éste deberá quedar obturado con tapón macho sólido o con Válvula de exceso de flujo seguida por válvula de cierre de acción manual y tapón macho sólido.

b. Válvulas de acción manual

1. Las Válvulas de no retroceso y las Válvulas de exceso de flujo ubicada en las boquillas de los Recipientes de Almacenamiento deberán instalarse seguidas por una válvula de cierre de acción manual y/o automática de acuerdo con el Diseño del sistema de paro de emergencia. También pueden utilizarse válvulas internas en las boquillas de los recipientes cuando tengan integrada una válvula de exceso de flujo, una válvula de corte y la activación remota sea confiable, el material de Construcción deberá ser resistente al Gas Licuado de Petróleo. Deberá cumplir con lo indicado en los capítulos de Operación y Mantenimiento.

c. Válvulas de exceso de flujo

1. Deberán ser seleccionadas para la Presión de Diseño del Recipiente de Almacenamiento o de 2.4 MPa (24.47 kgf/cm², 348.09 lbf/in2), el que resulte mayor.

d. Válvula de máximo llenado

1. Todos los recipientes deberán de contar con válvulas de máximo llenado. Los cuales se deberán abrir y cerrar manualmente.

e. Válvulas de alivio de presión

1. La especificación y dimensionamiento de las válvulas de alivio de presión deberá incluir, materiales de Construcción, la causa de alivio de presión, la masa del fluido que alivia o descarga y el área de descarga requerida, de acuerdo con las normas vigentes, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales.

11. Tubos de desfogue

a. Si el Recipiente de Almacenamiento es de una capacidad mayor de 5 000 L, sus válvulas de alivio de presión deberán contar con tubos metálicos de desfogue colocados verticalmente, con una altura mínima de 1.50 m a la salida de la válvula de alivio, la descarga deberá realizarse hacia un lugar seguro.

b. Los tubos de desfogue deberán cumplir las especificaciones siguientes:

1. La tubería de desfogue deberá ser metálica y de características acordes a las condiciones del fluido de descarga;

2. La tubería deberá colocarse roscada, bridados, soldados o mediante adaptador;

3. Cuando la rosca en la válvula o en el adaptador esté colocada en el diámetro interno, el diámetro exterior del tubo de desfogue deberá ser igual al interior de la descarga de la válvula o del adaptador sobre el cual se rosque;

4. Cuando la rosca en la válvula o en el adaptador esté colocada en el diámetro externo, el diámetro interior del tubo de desfogue deberá ser igual al externo de la válvula o del adaptador sobre el cual se rosque;

5. La tubería de desfogue deberá contar con capuchones plásticos o metálicos, instalados de tal forma que no se conviertan en un proyectil durante el desfogue, y

6. La tubería de desfogue de la válvula de purga de la trampa de líquidos del compresor deberá estar a una altura mínima de 2.50 m sobre NPT orientada de manera tal que no afecte al operador, no deberá estar dirigido hacia un Recipiente de Almacenamiento. De contarse con cobertizo, la descarga deberá ser al exterior.

12. Techumbre

a. De contar con techo, éste deberá ser de material incombustible que cubra toda el Área de Expendio, con altura no menor de 2.70 m sobre el NPT.

13. Bombas y compresores

a. El Trasvase de Gas Licuado de Petróleo en operaciones de Expendio deberá hacerse mediante bombas y/o compresores;

b. El Trasvase de Gas Licuado de Petróleo al Recipiente de Almacenamiento no se deberá realizar por gravedad;

c. Las bombas y/o compresores deberán instalarse sobre bases fijas;

d. Se deberá colocar filtro en la tubería succión de la bomba;

e. Las bombas deberán contar con Conector flexible en la succión, y

f. Se deberá contar con una válvula automática de retorno en la tubería de descarga de la bomba; esta tubería deberá retornar el producto hacia el Recipiente de Almacenamiento.

g. Para la Operación de Trasvase de Gas Licuado de Petróleo del Auto-tanque al Recipiente de Almacenamiento se deberán utilizar bombas.

14. Sistema de medición

a. La zona de Gas Licuado de Petróleo para el Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con un sistema de medición de Gas Licuado de Petróleo másico o volumétrico, de conformidad con la normatividad aplicable.

15. Tuberías en trincheras

a. Todas las tuberías que vayan dentro de las trincheras independientemente del fluido que conduzcan, deberán cumplir como mínimo con lo siguiente:

1. Separación entre sus paños de 0.05 m;

2. Separación entre los extremos y la cara interior de la trinchera 0.10 m;

3. Separación entre su parte inferior y el fondo de la trinchera 0.10 m, y

4. Drenaje para evitar acumulación de agua.

b. Soportes de las tuberías

1. Las tuberías deberán instalarse sobre soportes espaciados para evitar su flexión por peso propio y sujeto a ellos para prevenir su desplazamiento lateral, el espaciamiento entre éstos deberá ser como máximo de 3.00 m.

c. Tuberías y accesorios.

1. Las tuberías usadas en el sistema de trasvase deberán ser de acero al carbono, sin costura.

2. Las conexiones en las tuberías deberán ser de acero al carbono sin costura.

3. Los empaques utilizados en las uniones bridadas deberán ser de materiales resistentes a la acción del Gas Licuado de Petróleo, construidos de metal o cualquier otro material adecuado, con temperatura de fusión mínima de 988 K (714,85°C), seleccionados de acuerdo con normas, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales o de lo contrario la unión deberá protegerse contra el fuego.

4. Las tuberías soldadas deberán ser como mínimo cédula 40 de acero al carbono sin costura para diámetros mayores a 2 pulgadas, soldadas a tope, cédula 80 o 160 para diámetros iguales y menores a 2 pulgadas, soldadas a tope o caja soldable, unión roscada las mínimas necesarias tales como conexión de instrumentos, cuando se especifiquen bridas deberán ser Clase 150 como mínimo.

16. Filtros

a. Los filtros deberán ser instalados en la tubería de succión de la bomba, y

b. Si sus extremos son bridados deberán ser de clase acorde a la establecida en la especificación de ingeniería de tuberías del Proyecto.

17. Manómetros

a. Deberán instalarse precedidos de una válvula de aguja y válvula de corte;

b. Pueden ser secos o amortiguados por líquido, y

c. Los manómetros utilizados en el sistema de tuberías deberán soportar 1.3 veces la máxima Presión de operación y se recomienda que ésta no exceda el 65% del intervalo del manómetro.

18. Termómetros

a. La medida nominal de su carátula no deberá ser menor de 50.80 mm de diámetro y registrar temperaturas en un intervalo entre 253.15 K (-20 °C) y 333.15 K (60 °C), como mínimo.

19. Indicadores de flujo

a. De contar con indicador de flujo, éste puede ser de dirección de flujo o del tipo de cristal que permita la observación del gas a su paso, o combinados con no retroceso, también puede utilizarse tipo no intrusivo.

20. Válvulas de alivio hidrostático:

a. En los tramos de tubería, tubería y manguera, en que pueda quedar atrapado gas líquido entre dos válvulas de cierre, se deberá instalar entre ellas una Válvula de alivio hidrostático;

b. Deberá evitarse que la descarga de estas válvulas incida sobre el recipiente, y

c. La presión nominal de apertura de las Válvulas de alivio hidrostático deberá ser como máximo la Presión de Diseño de la tubería.

21. Válvulas de no retroceso y exceso de flujo

a. Las Válvulas de no retroceso y las de exceso de flujo, cuando sean elementos independientes, deberán instalarse precedidas en el sentido del flujo por una válvula de cierre de acción manual.

22. Válvulas de operación manual, de corte o seccionamiento

a. Deberán ser de tipo globo o de esfera, deberán ser especificadas acorde a la Presión de Diseño o clase de bridas de las tuberías, atendiendo lo establecido en códigos, normas, mejores prácticas o estándares aplicables.

23. Conectores flexibles

a. Deberán ser metálicos para la Presión de Diseño de la tubería, cuando sus extremos sean bridados las bridas deberán ser de clase acorde a la presión de Diseño y como mínimo clase 150, con una longitud no mayor a 1.00 m.

24. Mangueras y sus conexiones

a. Las mangueras deberán ser para una Presión de Diseño de 2.61 MPa (26.61 kgf/cm², 378.55 lbf/in2) y deberán ser resistentes al Gas Licuado de Petróleo.

25. Tomas de recepción y suministro

a. Tomas de recepción

1. Si la válvula a través de la cual se llena el Recipiente de almacenamiento está colocada en la parte inferior del mismo o la medida nominal de esta válvula es mayor a 32.00 mm, así como, en aquellos recipientes en que el domo se encuentre a más de 7.00 m sobre NPT, se deberá contar con Toma de recepción.

b. Soporte de Toma de recepción

1. El soporte de la toma deberá estar fijo y anclado al piso, y

2. El soporte deberá resistir el esfuerzo causado por el movimiento de un Auto-tanque conectado a una manguera.

c. Las válvulas de llenado en la boca de toma de recepción deberán contar de fábrica con punto de fractura

d. Tomas de suministro

1. Cada toma de suministro deberá estar formada, al menos por los elementos siguientes:

a. Válvula de cierre manual y válvula de paro de emergencia de actuación remota;

b. Separador mecánico el cual deberá estar debidamente anclado;

c. Medidor volumétrico el cual deberá contar con válvula diferencial interna o externa;

d. Soportes para tomas, y

e. Las tuberías de las tomas deberán estar sujetas a soportes anclados de modo que sean éstos los que resistan los esfuerzos ocasionados al moverse el vehículo conectado a la toma.

26. Código de colores de tuberías

a. La codificación de colores de seguridad para tuberías en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural en la zona de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores deberá estar identificada en su totalidad con los siguientes colores:

Tabla III-5. Código de colores de tuberías

Ubicación	Color
Agua contra incendio	Rojo
Aire o gas inerte	Azul
Gas en fase vapor	Amarillo
Gas en fase líquida	Blanco
Gas en fase líquida en retorno	Blanco
Tubos de desfogue	Blanco
Tubería eléctrica	Negra

d. Proyecto eléctrico

1. Especificaciones del Proyecto eléctrico

a. Deberá cumplir con lo siguiente:

1. En el Diseño del sistema eléctrico y electrónico de la zona de Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, el Regulado deberá considerar la Clasificación de Áreas peligrosas Clase I, división 1 y 2;

2. Los equipos y materiales eléctricos deberán ser adecuados para la Clasificación del área en que se van a instalar. Las cajas de conexiones para tuberías conduit para fuerza y alumbrado en áreas peligrosas (clasificadas) como Clase I División 1, deberán ser a prueba de explosión;

3. Los sellos a prueba de explosión en las tuberías conduit deberán estar llenos con compuesto sellante con certificado, de acuerdo con lo especificado por fabricante y realizado por personal competente;

4. En la Toma de recepción deberá contarse con conexión a tierra mediante cables flexibles y pinzas tipo caimán para conectar el Auto-tanque que descargue Gas Licuado de Petróleo al Recipiente de Almacenamiento;

5. Deberá existir alumbrado en los accesos, las salidas de emergencia, el estacionamiento, el Área de almacenamiento, Área de Expendio, en el área de las bombas de agua contra incendio, cuando aplique en la Toma de recepción y;

6. El sistema eléctrico deberá contar con un circuito independiente que alimente los motores de las bombas contra incendio, alumbrado de emergencia y alarmas;

7. Si algún elemento considerado como División 2 se ubica dentro de un área de División 1, los equipos utilizados deberán estar aceptados por esta última, y

8. Los Recipientes de Almacenamiento, bombas, compresores, básculas, básculas de seguridad y Múltiple de llenado para Recipientes Portátiles deberán estar conectados a tierra.

II. CONSTRUCCIÓN

I. Generalidades

1. Todos los materiales utilizados para la Construcción de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que estén en contacto con el Gas Licuado de Petróleo deberán ser resistentes al mismo.

2. La Construcción e instalación de equipos, sistemas, dispositivos y accesorios deberá ser acorde con las especificaciones indicadas en el Libro de Proyecto/ingeniería aprobada para la etapa de Diseño.

3. Se deberá contar y aplicar un mecanismo para asegurar que en la Construcción e instalación de los equipos, sistemas, dispositivos y accesorios se consideren buenas prácticas de ingeniería y de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al medio ambiente, aceptadas a nivel nacional e internacional.

4. Previo a las actividades de Construcción, el Regulado deberá contar con el Dictamen de Diseño, que cumpla con lo establecido en el capítulo VII de los presentes Lineamientos.

5. Con excepción del Recipiente de Almacenamiento, no se permite la instalación de equipos, dispositivos, Accesorios, materiales y cualquier otro elemento especificado en el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, que haya sido utilizado en otras instalaciones.

II. Proyecto civil

1. Área de almacenamiento

a. El piso deberá construirse de concreto nivelado, con una pendiente mínima entre 1% y 2%, y de resistencia suficiente para soportar la carga impuesta por el recipiente de Almacenamiento y maniobras que ahí se realicen. Deberá contar con 2 accesos independientes, ubicados en lados opuestos, de malla ciclón u otro material incombustible que permita la ventilación.

2. Señales y avisos

a. Se deberán señalar accesos, salidas, estacionamientos, áreas de carga y descarga de combustibles y zonas peatonales de acuerdo con la regulación aplicable y vigente, en lo no previsto se deberá observar lo indicado en el ANEXO IX.

III. Proyecto mecánico

1. Recipientes de Almacenamiento

a. El Recipiente de Almacenamiento deberá tener placa de identificación.

2. Prueba integral de hermeticidad

a. Previo al inicio de operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberá efectuar una prueba integral de hermeticidad por un Laboratorio de pruebas acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, que realice pruebas de presión a Recipientes de almacenamiento, que señale en un informe los resultados de la misma,

b. El informe de resultados de la prueba integral de hermeticidad deberá indicar como mínimo el fluido de prueba (gas inerte o dióxido de carbono), la presión inicial y final, la escala de la gráfica cuando se utilice, hora y fecha en que se realizó la prueba, equipo, accesorios, identificación mediante plano o esquema de la tubería.

c. La prueba integral de hermeticidad deberá ser realizada también, en los casos siguientes:

1. Posterior a un Mantenimiento que implique el retiro de válvulas o accesorios de control y seguridad del Recipiente de Almacenamiento, y

2. Posterior a un Mantenimiento que implique el retiro de válvulas, equipos o accesorios de control y seguridad de las tuberías de Trasvase.

d. La prueba integral de hermeticidad deberá realizarse por un periodo mínimo de 30 min, a una presión de 1294.48 kPa (13.2 kg/cm2; 187.75 lbs/pulg2). La detección de fugas deberá realizarse mediante manómetro y con aplicación de solución jabonosa o detector del gas empleado.

e. Los instrumentos utilizados para determinar la variación de la Presión deberán tener un certificado de calibración vigente.

f. Los Regulados deberán conservar y tener disponible en sus instalaciones, en forma física el informe de resultados derivados de la prueba integral de hermeticidad, durante la vigencia del permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, para cuando dicha información sea requerida por la Agencia.

IV. Proyecto eléctrico

1. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

V. Proyecto contra Incendio

1. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

III. OPERACIÓN

I. Procedimientos de Operación

1. Los Regulados deberán evidenciar el desarrollo y documentación de los procedimientos de Operación, y deberá incluir como mínimo los siguientes:

a. Procedimiento para la descarga de Gas Licuado de Petróleo del Auto-tanque al Recipiente de Almacenamiento;

b. Procedimiento de control de acceso de vehículos a la sección de Gas Licuado de Petróleo y

c. Procedimiento para el Expendio de Gas Licuado de Petróleo a vehículos automotores.

II. Condiciones de seguridad

1. Se deberán cumplir las condiciones de seguridad siguientes:

a. El llenado del Recipiente de Almacenamiento no deberá exceder el 85% de la capacidad, verificando esta condición mediante el sistema de control de inventario;

b. El llenado de los recipientes de Almacenamiento de los vehículos automotores no deberá exceder el 85% de la capacidad, verificando esta condición al momento de suministrar el Gas Licuado de Petróleo;

c. Evitar los golpes de ariete por manipulación de las válvulas de cierre manual durante las operaciones de trasvase;

d. Se deberá evitar que la conexión de llenado se golpee con estructuras o con el piso;

e. El Separador mecánico en la toma de suministro deberá estar firmemente anclado;

f. No se permite el acceso de vehículos automotores no autorizados, por el responsable de la instalación durante la operación de descarga de combustibles, tales como de reparto, de los clientes y de los trabajadores, a las áreas de Almacenamiento;

g. Los vehículos automotores autorizados, por el responsable de la instalación para acceder a las áreas de Almacenamiento, deberán contar con elementos para eviten posibles puntos de ignición, tales como mata chispa, cinta estática, entre otros, y

h. Los recipientes con válvulas internas que no cumplan con el programa de Mantenimiento no deberán operar.

III. Bitácora.

1. Para efectos de control y verificación de las actividades de Operación, la zona de Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con Bitácora física (uno o varios libros foliados con registros físicos firmados) o aplicaciones (*software*) de bases de datos electrónicas, para el registro de:

a. Operaciones de descarga del Auto-tanque hacia el recipiente de Almacenamiento;

b. Datos del Auto-tanque: denominación o razón social, número de serie del recipiente, placas de circulación; así como, inicio y término de cada operación;

c. Mantenimientos programados o no programados;

d. Incidentes y/o accidentes, y

e. Cualquier otro evento o actividad que el Regulado considere pertinente.

2. Las Bitácoras deberán cumplir con lo dispuesto a continuación:

a. No deberán ser alteradas y en caso de requerirse alguna corrección, ésta deberá ser a través de un nuevo registro físico y/o digital;

b. Deberán estar disponibles en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y accesibles tanto para el responsable de dichas instalaciones como para los trabajadores competentes;

c. Deberán contener como mínimo, lo siguiente: nombre, denominación o razón social (en su caso) de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, domicilio, nombre del equipo (cuando aplique) y firmas de los trabajadores competentes, así como la fecha y hora correspondiente, y

d. Se permite el uso de aplicaciones (software) de bases de datos electrónicas para dar el seguimiento a las labores que deberán ser registradas en las Bitácoras, estas deberán permitir la rastreabilidad de las actividades y los registros físicos y/o digitales requeridos de Operación y/o Mantenimiento.

IV. Disposiciones administrativas.

1. Los Regulados deberán cumplir con las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables que emita la Agencia.

V. Procedimientos

1. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan, difunden y aplican los procedimientos de seguridad, mismos que deberán de encontrarse disponibles en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural incluyendo al menos los siguientes:

a. Preparación y respuesta para las emergencias por fuga, incendio y/o explosión (considerando sus efectos sinérgicos);

b. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas eléctricas;

c. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas con Gas licuado del Petróleo;

d. Trabajos peligrosos (actividades que generan fuentes de ignición, tales como soldaduras y/o cortes que emiten chispas y/o flama abierta);

e. Trabajos en alturas con escaleras o plataformas superiores a 1.80 m, y

f. Trabajos en áreas confinadas, donde aplique.

IV. MANTENIMIENTO

I. El programa de Mantenimiento deberá contar con los procedimientos enfocados como mínimo a:

1. Realizar revisiones y Mantenimientos de carácter preventivo y correctivo (cuando aplique), a efecto de identificar y corregir situaciones que pudieran generar Riesgos en las instalaciones,

2. Mantener la integridad, limpieza, características, correcta instalación, disponibilidad, confiabilidad y funcionalidad como mínimo de:

a. Drenajes;

b. Material incombustible en el exterior de edificios y estructuras;

c. Pisos y su rugosidad;

d. Protección perimetral;

e. Puertas de acceso a las áreas de Almacenamiento;

f. Bases de sustentación y sus materiales incombustibles;

g. Soportes o bases de los recipientes verticales u horizontales;

h. Protecciones contra impacto vehicular;

i. Señalamientos;

j. Protección anticorrosiva de equipos, estructuras y edificios;

k. Trincheras de tuberías;

l. Escaleras y pasarelas;

m. Soportes y accesorios de recipientes de Almacenamiento, sistemas de tuberías y tubos de desfogue;

n. Soportes, componentes y accesorios de motores, bombas y compresores;

o. Sistema de medición;

p. Válvulas de alivio hidrostático;

q. Indicadores de flujo;

r. Válvulas de no retroceso y exceso de flujo;

s. Válvulas de operación manual, de corte o seccionamiento;

t. Conectores flexibles;

u. Mangueras y sus conexiones;

v. Tomas de recepción, tomas de suministro y sus soportes;

w. Conexión a tierra;

x. Alumbrado de los accesos, las salidas de emergencia, el estacionamiento, el Área de almacenamiento, Área de Expendio, cuando aplique en la Toma de recepción y en el área de las bombas de agua contra incendio;

y. Circuito independiente de alimentación a motores de las bombas contra incendio, alumbrado de emergencia y alarmas;

z. Cisterna o tanque de agua;

aa. Hidrantes o monitores;

bb. Sistema de aspersión y válvulas;

cc. Extintores;

dd. Sistema de detección, y

ee. Toma siamesa.

3. Documentar todo trabajo de Mantenimiento en Bitácoras.

II. Previsiones para realizar el Mantenimiento a los equipos e instalación

1. Todos los trabajos peligrosos efectuados por los trabajadores de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural o personal externo deberán ser autorizados por escrito por el responsable de la instalación y se deberán registrar en las Bitácoras, anotando la fecha y hora de inicio y terminación, así como el equipo y materiales de seguridad utilizados.

2. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se deberá contar con el equipo de seguridad y protección; así como con herramientas y equipos adecuados de acuerdo con el lugar y las actividades que vayan a realizar.

3. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica a los equipos en Mantenimiento y aplicar el procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y asegurar con candado interruptores eléctricos, válvulas, así como en las diferentes fuentes de energía, según aplique;

b. Delimitar la zona en un radio de:

1. 6.00 m a partir de cualquier costado del Área de Expendio;

2. 4.50 m a partir de la Válvula de alivio de presión del Recipiente de Almacenamiento;

3. 3.00 m a partir de la Toma de recepción, y

4. 3.00 m a partir de la bomba.

c. Verificar que no existan o se presenten concentraciones explosivas de gases, si es que el área es clasificada como peligrosa;

d. Eliminar cualquier fuente de ignición;

e. Cuando se utilicen herramientas eléctricas deberán estar aterrizadas, utilizar contactos polarizados y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión;

f. Cuando se utilicen herramientas mecánicas éstas deberán ser de materiales que no generen chispas o establecer los procedimientos que las controlen, y

g. En el área donde se realice el Mantenimiento se deberá contar con equipos de protección contra incendio portátiles adicionales y con personal capacitado y adiestrado en el uso de extintores para clase de fuego BC.

III. Medidas de seguridad para realizar trabajos peligrosos

1. Para los casos en los que se justifique realizar trabajos que generen fuentes de ignición en áreas peligrosas (clasificadas), antes de iniciar deberán analizarse las actividades que serán realizadas y las áreas donde se llevarán a cabo para identificar los Riesgos potenciales y definir las medidas a seguir para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones durante el desarrollo de las actividades. Además, se deberá cumplir con lo establecido en sus procedimientos de Mantenimiento.

2. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y como mínimo las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica a todos los equipos de bombeo y despacho de combustibles y aplicar procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y asegurar con candado donde sea requerido;

b. Vaciar y despresurizar las tuberías que contengan Gas Licuado de Petróleo, en los casos en donde éstas tengan que ser sometidas a su desconexión para su Mantenimiento y/o el de alguno de los dispositivos instalados en la misma;

c. Al iniciar y concluir las actividades de Mantenimiento, se deberá asegurar que no existan fugas o concentraciones explosivas de Gas Licuado de Petróleo, Gas Natural Comprimido y Gasolina y/o Diésel, en caso de existir fuga, ésta deberá ser identificada y eliminada de acuerdo con los procedimientos Operación y Mantenimiento;

d. Se deberá procurar que los equipos contra incendio portátil adicionales se encuentren disponibles y operables de acuerdo con las actividades;

e. Limpiar las áreas de trabajo, y

f. Cuando se generen residuos peligrosos, deberán ser retirados y dispuestos conforme a la legislación aplicable.

IV. Medidas de seguridad para realizar trabajos en áreas cercanas a líneas eléctricas superiores a 600 V.

1. Todos los trabajos de Mantenimiento, limpieza o revisión de los equipos e instalaciones que se realicen en áreas cercanas a líneas eléctricas superiores a 600 V, deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. En caso de utilizar plataforma, ésta deberá ser instalada en suelo consolidado o compactado;

b. Para estabilizar la plataforma, la relación entre la altura y ancho de la plataforma no deberá exceder de 3.5:1 para instalación fija y 3:1 para instalación móvil;

c. Verificar que las ruedas instaladas en los montantes de las plataformas móviles sean de por lo menos 125.00 mm de diámetro y que estén equipadas con dispositivos de frenos en las ruedas que no se puedan soltar por accidente;

d. Instalar la escalera de acceso en el interior de la plataforma y contar con una tapa de acceso con seguro en la sección superior;

e. Al realizar los trabajos sobre la plataforma utilizar equipo de protección personal, tales como: Casco, guantes, calzado dieléctrico y el de interrupción para caídas de altura;

f. Cuando se utilicen herramientas eléctricas deberán estar aterrizadas, utilizar contactos polarizados y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión;

g. Ningún objeto deberá exceder el límite establecido por la superficie superior del andamio y si por alguna razón no se puede cumplir con esta condición, las maniobras deberán realizarse en la zona más alejada de las líneas eléctricas, y

h. Los trabajos que generen fuentes de ignición deberán estar autorizados por escrito por el responsable de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y deberán ser registrados en la Bitácora, anotando la fecha y hora de inicio y terminación programada, indicar los equipos y materiales de seguridad que serán utilizados. Al finalizar los trabajos deberán registrarse los datos y los eventos relevantes, cuando éstos hayan ocurrido.

V. Mantenimiento a los elementos de la instalación mecánica

1. El Mantenimiento a los elementos mecánicos de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá incluir como mínimo lo siguiente:

a. Mantenimiento a Recipientes de Almacenamiento

1. El Mantenimiento de los recipientes de Almacenamiento estará integrado por lo siguiente:

a. Revisiones de integridad mecánica

1. Los Regulados deberán establecer un plan de revisión para determinar los mecanismos de daño que afecten la integridad, la seguridad operativa y la seguridad industrial, atendiendo lo establecido en normas, códigos, mejores prácticas o estándares de revisión aplicables.

a. El contenido del plan de revisión deberá incluir lo siguiente:

1. Definir el tipo de revisión requerida;

2. Fecha de próxima revisión;

3. Describir la revisión y técnicas de pruebas no destructivos;

4. Describir la extensión y localización de la revisión y técnicas de pruebas no destructivos;

5. Describir los requisitos de limpieza de las superficies necesarios para la revisión y examinación;

6. Describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria, tipo de prueba, valor de prueba y duración, y

7. Descripción de cualquier reparación necesaria.

2. Las revisiones deberán ser llevadas a cabo por personal competente conforme a la regulación aplicable.

3. La revisión inicial del Recipiente de Almacenamiento y la tubería deberá efectuarse de acuerdo con el plan de revisión.

4. Para los Recipientes de Almacenamiento las revisiones de integridad mecánica se deberán realizar por un Tercero Autorizado por la Agencia, como máximo a los 10 años, a partir de su fecha de fabricación y posteriormente de acuerdo con la reevaluación de los resultados obtenidos.

5. Para las Tuberías la revisión de integridad mecánica se deberá realizar como máximo a los 5 años por un Tercero Autorizado por la Agencia, a partir del inicio de operaciones y posteriormente de acuerdo con la reevaluación de los resultados obtenidos con la revisión.

b. Bombas

1. En caso de falla de la bomba, se deberá reparar o reemplazar para garantizar la operación segura.

2. Si se reemplaza la bomba deberá ser por otra igual o similar mientras se corrige la falla, cuando se instala una similar deberá documentar la administración del cambio en el libro de Proyecto y hacer el registro físico y/o digital en la Bitácora.

3. El criterio de aceptación de la bomba deberá cumplir con lo indicado en el procedimiento de Mantenimiento.

c. Dispositivos de seguridad

1. Los dispositivos de Seguridad (válvula de máximo llenado, válvula de llenado, válvula de alivio de presión, válvula de exceso de flujo, válvula de no retroceso) de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo, deberán ser remplazados a los 7 años, contados a partir de su fecha de fabricación, indicada en el dispositivo.

2. Si los dispositivos de Seguridad de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo no cuentan con placa o indicación de fecha de fabricación deberán ser sustituidos por otro con fecha de fabricación indicada.

d. Conectores flexibles

1. Los conectores flexibles de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo, deberán ser remplazados a los 5 años, contados a partir de su fecha de instalación o último reemplazo, indicando la fecha de reemplazo en la Bitácora.

e. Válvulas de corte

1. Se deberá verificar que la válvula funciona y mantiene su integridad operativa.

2. En caso de presentar fuga, ésta deberá eliminarse para asegurar la hermeticidad.

f. Filtros

1. Se deberá revisar cada 12 meses, dar Mantenimiento a los elementos filtrantes cuando se encuentren saturados y sustituir los elementos filtrantes cuando se encuentren dañados.

g. Mangueras flexibles

1. Las mangueras flexibles deberán ser remplazadas a los 5 años como máximo y cuando se encuentren dañadas, contados a partir de su fecha de fabricación, indicando la fecha de reemplazo en la Bitácora.

h. Pistola de despacho de emisión cero o dispositivo de conexión seca.

1. Se deberá verificar su funcionamiento y hermeticidad cada 6 meses y cumplir su criterio de aceptación indicado en el procedimiento de Mantenimiento.

i. Planta de emergencia de energía eléctrica y en su caso sistemas que aprovechen energías renovables o tecnologías alternativas

1. En su caso, el Mantenimiento de la planta de emergencia de energía eléctrica y/o sistemas que aprovechen energías renovables o tecnologías alternativas, se deberá realizar conforme al programa de Mantenimiento.

j. Extintores

1. El Mantenimiento de extintores se deberá realizar conforme al programa de Mantenimiento y a las buenas prácticas de seguridad de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

k. Paro de emergencia

1. Comprobar mensualmente que el paro de emergencia esté disponible y funcional, y

2. Comprobar que al activar los interruptores de emergencia se corte el suministro de energía eléctrica a todos los circuitos de fuerza.

l. Mantenimiento a los elementos del Sistema contra incendio

1. Se deberá mantener disponible y operable el Sistema contra incendio. Se deberán realizar pruebas funcionales de acuerdo con su Diseño para verificar sus variables de flujo y presión, como mínimo cada 15 días naturales.

2. Se deberá realizar el registro físico y/o digital en Bitácora de las pruebas funcionales del Sistema contra incendio y cumplir el criterio de aceptación del programa de Mantenimiento.

ANEXO IV

ESPECIFICACIONES Y REQUISITOS PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ZONA DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR MEDIO DEL LLENADO PARCIAL O TOTAL DE RECIPIENTES PORTÁTILES A PRESION QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS REGULADOS DE LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL, QUE ENTRE OTROS COMBUSTIBLES EXPENDAN GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR MEDIO DE LLENADO PARCIAL O TOTAL DE RECIPIENTES PORTÁTILES.

I. DISEÑO

I. Requisitos del Proyecto

a. En la zona de Expendio de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión también podrá efectuarse el Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores cumpliendo con lo solicitado en las Disposiciones Generales de los presentes lineamientos y lo específico del ANEXO III. Los Regulados deberán integrar en el Libro de Proyecto la información documental del Diseño, las actualizaciones y las modificaciones, y deberá incluir como mínimo; las memorias técnico-descriptivas y los planos de cada uno de los proyectos: civil, mecánico, eléctrico y contra incendio. El Libro de Proyecto deberá incluir el listado de normas, códigos y estándares indicando los numerales y/o incisos utilizados en el Diseño de cada área o disciplina del Proyecto. Para el desarrollo del Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en lo no previsto en el Apartado de códigos, Estándares y/o Especificaciones aplicables, se podrá optar por las normas, códigos o estándares equivalentes aceptados internacionalmente para el desarrollo del Diseño del Proyecto.

b. Almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

1. No se deberán diseñar y construir instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que, a través de un Punto de interconexión, haga uso de los Recipientes de Almacenamiento de una Planta de Distribución o de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo utilizado para otra actividad o proceso diferente al Expendio y/o localizado fuera de los límites de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

c. Proyecto civil

1. Requisitos del predio

a. El área del predio donde se pretenda construir la Sección para el Expendio de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión deberá contar con accesos dimensionados y especificados para soportar el tránsito de los vehículos de suministro de combustibles y su estacionamiento, los cuales deberán ser de material antiderrapante e incombustible;

b. No deberán existir líneas eléctricas con tensión mayor a 4000 V, ya sean aéreas o por ductos bajo tierra, ni tuberías de conducción de Hidrocarburos ajenas a las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, que crucen el predio de la misma, y

c. Si las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se encuentran en zonas susceptibles de deslaves o inundaciones, se deberán tomar las medidas necesarias para proteger las instalaciones de éstas.

2. Urbanización

a. El área donde se pretende construir las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con las pendientes y drenaje adecuados para desalojo de aguas pluviales,

3. Área de almacenamiento

a. El piso deberá tener terminación de concreto y contar con un desnivel mínimo de 1%. No se permite el piso de asfalto;

b. El Área de almacenamiento deberá estar protegida perimetralmente de material incombustible que permita la ventilación y tener una altura mínima de 1.80 metros al NPT, a fin de evitar el paso de personas ajenas a la Operación y Mantenimiento, y

c. Deberán contar con dos puertas de acceso al área, las cuales deberán ser de material incombustible con ventilación, y

d. Bases de sustentación para los Recipientes de Almacenamiento

1. Requisitos generales

a. Las bases de sustentación deberán diseñarse de conformidad con un estudio de mecánica de suelos o considerar un valor de 5 ton/m² para resistencia de suelo;

b. Los Recipientes de Almacenamiento, deberán colocarse en las bases de sustentación, y deberán ser construidas con materiales incombustibles;

c. Las bases de sustentación deberán permitir los movimientos de dilatación-contracción del recipiente;

d. Cuando se utilice unión atornillada para unir la base y el recipiente, ésta deberá pasar por orificios ovales o circulares holgados;

e. No se permite soldar la pata del recipiente a la base de sustentación;

f. Las bases de sustentación construidas con materiales no metálicos, para recipientes diseñados para apoyarse en patas, deberán cumplir con lo siguiente:

1. Ser como mínimo 0.04 m, más anchas que las patas, y

2. Cualquier parte de la pata deberá quedar a no menos de 0.01 m, de la orilla de la base.

g. Las bases de sustentación metálicas de los recipientes diseñados para apoyarse en patas pueden ser menos anchas que éstas. En todos los casos, dos de las patas deberán quedar unidas en las bases mediante unión atornillada de cuando menos 12.70 mm, y las que las enfrenta libres. Las patas fijas deberán quedar en el mismo extremo de una de las cabezas;

h. Para el cálculo de las bases de sustentación, como mínimo deberá considerarse que el recipiente se encuentra completamente lleno con un fluido cuya densidad sea de 1.00 kg/l, y

i. Bases de sustentación para los Recipientes de Almacenamiento horizontales

e. Los recipientes diseñados para apoyarse en bases de sustentación tipo "cuna" deberán quedar colocados en ellas sobre sus placas de apoyo; para este tipo de sustentación no se permite el uso de recipientes sin placas de apoyo;

f. Entre la placa de apoyo y la base de sustentación tipo "cuna", deberá colocarse material impermeabilizante para reducir los efectos corrosivos de la humedad, y

g. Soportes de los recipientes verticales

1. Los soportes de los recipientes verticales sólo se permiten para recipientes con capacidad de hasta 10 000 L de agua y deberán:

a. Ser diseñados de fábrica para este tipo de colocación mediante Faldón o estructura;

b. Anclarse a una base de concreto armado;

c. Usarse los refuerzos, pernos de anclaje, placas de sujeción, indicados en las memorias técnico-descriptivas, y

d. Estar soldada al recipiente.

4. Protección contra impacto vehicular

a. Cuando exista flujo vehicular colindante con el Área de almacenamiento, vaciado de Recipiente Portátil con fuga, Área de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y de la Toma de recepción, en su caso, se deberá contar con medios de protección contra impacto vehicular.

1. Medios de protección

a. Se deberá utilizar cualquiera de los medios de protección indicados en el Artículo 8, fracción XIII, de los presentes Lineamientos.

2. Ubicación de los medios de protección

a. Los medios de protección deberán colocarse en los costados que colindan con la zona de circulación de vehículos.

3. Pintura de señalamiento

a. Los medios de protección contra tránsito vehicular se deberán pintar con franjas diagonales alternadas de amarillo y negro de 10.00 cm de ancho, inclinadas a 45 grados, descendiendo hacia la izquierda.

5. Trincheras para tuberías

a. Cuando el Diseño de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural incluya trincheras, las cubiertas deberán ser removibles y estar formadas con cualquiera de las siguientes alternativas o una combinación de ellas:

1. Rejas metálicas, y

2. Losas individuales de concreto armado, con perforaciones para ventilación y longitud no mayor a 1.00 m.

6. Distancias mínimas de separación

a. De la cara exterior del medio de protección a:

Tabla IV-1. Distancias mínimas de separación de la cara exterior del medio de protección a:

Elemento	m
Paño del Recipiente de Almacenamiento	1.50
Bases de sustentación	1.30
Bombas o compresores	0.50
Marco de soporte de toma de recepción y toma de llenadera	0.50
Tuberías	0.50
Instrumento de medición	0.50
Parte inferior de las estructuras metálicas que soportan los recipientes	1.50

b. De la tangente de los Recipientes de Almacenamiento a elementos internos:

Tabla IV-2. Distancias (m) mínimas de separación de la tangente de Recipientes de Almacenamiento a elementos internos a:

Elemento	Capacidad individual del recipiente en litros de agua	
De la tangente del Recipiente de Almacenamiento a:	Hasta 7600 L	Mayor que 7600 hasta 25000 L
Otro Recipiente de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo	1.00	1.50

Límite del predio	3.00	15.00
Oficinas, bodegas, talleres u otros recintos	3.00	15.00
Planta generadora de energía eléctrica	7.60	15.00
Área de vaciado de Recipientes Portátiles con fuga	7.60	15.00
Área de revisión de Recipientes Portátiles	3.00	15.00
Toma de recepción para la descarga de Auto-tanque	3.00	7.60
Bocatoma de Expendio de Recipientes Portátiles	3.00	7.60

En el Diseño sólo se permite ubicar formando una sola fila de Recipientes de Almacenamiento en paralelo.

c. De Bocatoma de Expendio a:

Tabla IV-3. Distancias mínimas de separación de la Bocatoma de Expendio a:

Elemento	M
Oficinas, bodegas, talleres u otros recintos	7.50
Límite del predio	3.10
Almacenamiento de productos combustibles diferentes a Gas Licuado de Petróleo	7.50
Área de revisión de Recipientes Portátiles	3.00
Área de vaciado de Recipientes Portátiles con fuga	1.50

d. De Bocatoma de recepción a:

Tabla IV-4. Distancias (m) mínimas de separación de la Bocatoma de recepción a:

Elemento	Capacidad individual del recipiente en litros de agua	
De la de Bocatoma de recepción a:	Hasta 7 600 L	Mayor que 7600 hasta 25000 L
Límite del predio	3.6	7.60

7. Escaleras y pasarelas

a. Para efectuar la lectura de los instrumentos de indicación local en los Recipientes de Almacenamiento, deberá existir al menos una escalera fija, individual o colectiva, terminada en pasarela para uno o varios Recipientes de Almacenamiento. Cuando la escalera de la instalación sea vertical y excedan 1.8 m, deberá contar con protección para evitar la caída de las personas que la utilicen.

b. Para el acceso a la parte superior de los Recipientes de Almacenamiento, se deberá contar con al menos una escalera fija y permanente, terminada en pasarela. Sí se tienen dos o más Recipientes de Almacenamiento instalados en batería, la pasarela puede extenderse de forma que permita el tránsito entre ellos. Las escaleras y pasarelas deberán estar construidas de material incombustible.

8. Área de Expendio

El Área de Expendio podrá localizarse en la isla de expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores.

a. El Área de Expendio deberá estar formada, al menos por los elementos siguientes:

1. Una plataforma de concreto con espesor mínimo de 10.00 cm;

2. Instrumentos de medición;

3. Una Báscula para la operación, y

4. Una Báscula de seguridad.

b. De contar con techo, éste deberá ser de material incombustible que cubra toda el Área de Expendio, con altura no menor de 2.70 m sobre el NPT de la plataforma.

d. Proyecto mecánico

1. Especificaciones del Proyecto mecánico

a. Protección contra la corrosión

1. Los recipientes, tuberías, conexiones, equipos y todos los elementos estructurales susceptibles de corrosión usados para el Almacenamiento y Trasvase del Gas Licuado de Petróleo deberán protegerse contra la corrosión del medio ambiente donde se encuentren, mediante un Sistema de protección anticorrosiva elegido de acuerdo con las Condiciones de operación y ambientales, el Sistema deberá ser seleccionado de acuerdo con normas, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales.

2. Acabado e identificación de los Recipientes de Almacenamiento.

a. El acabado será de color aluminio o blanco y deberán identificarse de acuerdo con la normatividad nacional aplicable, identificando la capacidad del recipiente en litros de agua, el número económico o identificación asignado por el Regulado, con caracteres en color negro no menores a 15.00 cm.

b. Recipientes de Almacenamiento

1. Los Recipientes de Almacenamiento y los Recipientes receptores deberán estar diseñados y construidos conforme a la normatividad vigente aplicable.

2. Para el caso de Recipientes de Almacenamiento y Recipientes receptores fabricados previo a la entrada en vigor de la NOM-009-SESH-2011, éstos deberán contar con un Dictamen vigente de cumplimiento con la NOM-013-SEDG-2002 o la que la modifique o la sustituya, emitido por una Unidad de Verificación en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento;

3. No se permite el uso de recipientes de Auto-tanques o Semirremolques como Recipientes de Almacenamiento para Gas Licuado de Petróleo en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, así como los instalados sobre rueda inflada o metálica;

4. Cuando los Recipientes de Almacenamiento se encuentren interconectados de tal forma que el Gas Licuado de Petróleo pueda pasar de uno a otro, deberán cumplirse los requisitos siguientes:

a. El nivel más elevado o sus puntos de máximo llenado permisible deberán quedar nivelados con una tolerancia máxima de 2% del diámetro exterior del recipiente que presente el menor de ellos;

b. No se deberán interconectar Recipientes de Almacenamiento verticales con horizontales;

c. No se deberán interconectar con los Recipientes de Almacenamiento de otras instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

d. Incluir sistema de aislamiento en la línea de interconexión, que cancele el flujo entre ambos recipientes, y

e. Las interconexiones con el Área de Expendio de Gas Licuado de Petróleo para vehículos automotores, realizadas dentro del mismo predio de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán contar válvula de corte manual y/o automática.

5. La distancia mínima del fondo de un recipiente horizontal a la intemperie, con capacidad de hasta 5 000 L al NPT de la zona donde se encuentre ubicado el recipiente deberá ser de 0.70 m;

6. La distancia mínima del fondo de un recipiente horizontal a la intemperie, con capacidad mayor a 5 000 L de agua, al NPT de la zona donde se encuentre ubicado el recipiente deberá ser de 1.50 m;

7. Los Recipientes de Almacenamiento con capacidad de hasta 5 000 L deberán contar con al menos las boquillas para los Accesorios siguientes:

a. Válvula de alivio de presión;

b. Válvula de máximo llenado, individual o integrada a la válvula de servicio;

c. Válvula de llenado, e

d. Indicador de nivel.

8. Todos los Recipientes de Almacenamiento deberán contar con Válvula de máximo llenado, individual o integrada a la válvula de servicio, además de indicador de presión e indicador de temperatura, y con placa de asiento para recipientes horizontales o silleta metálica, y

9. Las salidas en fase líquida de Gas Licuado de Petróleo de los Recipientes de Almacenamiento deberán estar ubicadas en su parte inferior.

c. Válvulas

1. Boquillas

a. Con excepción de las destinadas a las válvulas de alivio de presión, válvulas de máximo llenado, indicador de nivel y aquellas con diámetro interior mayor a 6.40 mm, las boquillas en los recipientes deberán equiparse con válvulas automáticas de exceso de flujo o de no retroceso. En caso de contar con tubería de recepción y el recipiente de fábrica tenga instalada una Válvula de llenado, ésta se deberá de conservar;

b. Donde conecte la tubería de recepción o el acoplador de llenado directo, deberán equiparse con válvulas automáticas de no retroceso o válvulas de llenado tipo doble no retroceso;

c. Los elementos para excesos de flujo pueden ser independientes o estar integrados en válvulas internas. El actuador de las válvulas internas puede ser mecánico, hidráulico, neumático o eléctrico, con accionamiento local o remoto, y

d. Si el recipiente tiene boquilla para drenaje, éste deberá quedar obturado con tapón macho sólido o con Válvula de exceso de flujo seguida por válvula de cierre de acción manual y tapón macho sólido.

2. Válvulas de acción manual

a. Las Válvulas de no retroceso y las Válvulas de exceso de flujo ubicada en las boquillas de los Recipientes de Almacenamiento deberán instalarse seguidas por una válvula de cierre de acción manual y/o automática de acuerdo con el Diseño del sistema de paro de emergencia. También pueden utilizarse válvulas internas en las boquillas de los recipientes cuando tengan integrada una válvula de exceso de flujo, una válvula de corte y la activación remota sea confiable, el material de Construcción debe ser resistente al Gas Licuado de Petróleo. Debe cumplirse lo indicado en los capítulos de Operación y Mantenimiento.

3. Válvulas de exceso de flujo

a. Deberán ser seleccionadas para la Presión de Diseño del Recipiente de Almacenamiento o de 2.4 MPa (24.47 kgf/cm², 348.09 lbf/in2), el que resulte mayor.

4. Válvula de máximo llenado

a. Todos los recipientes deberán de contar con válvulas de máximo llenado. Los cuales se deben abrir y cerrar manualmente.

5. Válvulas de alivio de presión

a. La especificación y dimensionamiento de las válvulas de alivio de presión deberá incluir, materiales de Construcción, la causa de alivio de presión, la masa del fluido que alivia o descarga y el área de descarga requerida, de acuerdo con las normas vigentes, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales.

d. Tubos de desfogue

1. Si el Recipiente de Almacenamiento es de una capacidad mayor de 5 000 L, sus válvulas de alivio de presión deberán contar con tubos metálicos de desfogue colocados verticalmente, con una altura mínima de 1.50 m a la salida de la válvula de alivio, la descarga deberá realizarse hacia un lugar seguro.

2. La tubería de desfogue deberá cumplir las especificaciones siguientes:

a. La tubería de desfogue deberá ser metálica y de características acordes a las condiciones del fluido de descarga;

b. La tubería deberá colocarse roscada, bridada, soldada o mediante adaptador;

c. Cuando la rosca en la válvula o en el adaptador esté colocada en el diámetro interno, el diámetro exterior del tubo de desfogue deberá ser igual al interior de la descarga de la válvula o del adaptador sobre el cual se rosque;

d. Cuando la rosca en la válvula o en el adaptador esté colocada en el diámetro externo, el diámetro interior del tubo de desfogue deberá ser igual al externo de la válvula o del adaptador sobre el cual se rosque;

e. La tubería de desfogue deberá contar con capuchones plásticos o metálicos, instalados de tal forma que no se conviertan en un proyectil durante el desfogue, y

f. La tubería de desfogue de la válvula de purga de la trampa de líquidos del compresor deberá estar a una altura mínima de 2.50 m sobre NPT orientada de manera tal que no afecte al operador, no deberá estar dirigido hacia un Recipiente de Almacenamiento. De contarse con cobertizo, la descarga deberá ser al exterior.

e. Escaleras y pasarelas

1. Donde sea requerido, se deberá contar con escaleras y pasarelas fijas de material incombustible;

2. Entre la escalera y/o pasarela y las válvulas de alivio de presión o sus tubos de desfogue, deberá existir un claro perimetral mínimo de 0.10 m, medidos en el plano horizontal;

3. Si se tienen dos o más Recipientes de Almacenamiento instalados en batería, la pasarela puede extenderse de forma que permita el tránsito entre ellos, y

4. En recipientes verticales se deberá contar con el número suficiente de escaleras que permitan el acceso a todos los instrumentos, entradas hombre, boquillas, válvulas y accesorios.

f. Bombas y compresores

1. El Trasvase de Gas Licuado de Petróleo en operaciones de Expendio deberá hacerse mediante bombas y/o compresores;

2. El Trasvase de Gas Licuado de Petróleo al Recipiente de Almacenamiento no se deberá realizar por gravedad;

3. Las bombas y/o compresores deberán instalarse sobre bases fijas;

4. Se deberá colocar filtro en la tubería de succión de la bomba.

5. Las bombas deberán contar con Conector flexible en la succión.

6. Se deberá contar con una válvula automática de retorno en la tubería de descarga de la bomba; esta tubería deberá retornar el producto hacia el Recipiente de Almacenamiento.

7. Para la Operación de Trasvase de Gas Licuado de Petróleo del Auto-tanque al Recipiente de Almacenamiento se deberán utilizar bombas;

g. Sistema de medición

1. La zona de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar con un sistema de medición másico de Gas Licuado de Petróleo.

a. Básculas

1. Se deberá contar con una báscula para la Operación, la cual si es electrónica deberá ser específica para áreas peligrosas (clasificadas).

2. Se deberá contar con una báscula de seguridad para verificar que se cumpla la condición operativa del PTR.

h. Sistema de vaciado de Gas Licuado de Petróleo

1. Deberá existir un sistema que permita la extracción de Gas Licuado de Petróleo de los Recipientes Portátiles en caso de que presenten fuga, que cumpla la distancia establecida en la Tabla IV-2.

i. Tuberías y Accesorios

1. El Diseño de las tuberías:

a. Deberá realizarse de acuerdo con códigos, normas, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales;

b. La selección y dimensionamiento de tuberías deberán estar indicadas en los planos;

c. La Presión de Diseño deberá ser de 1.1 veces la Presión de operación máxima o incrementar a la Presión de operación máxima la cantidad de 0.1723 MPa (1.7577 kg/cm², 25 lb/in2);

d. Las tuberías deberán rutearse en trinchera, y

e. No se permite la instalación de tuberías subterráneas.

2. Tuberías en trincheras

a. Todas las tuberías que vayan dentro de las trincheras independientemente del fluido que conduzcan, deberán cumplir como mínimo con lo siguiente:

1. Separación entre sus paños de 0.05 m;

2. Separación entre los extremos y la cara interior de la trinchera 0.10 m;

3. Separación entre su parte inferior y el fondo de la trinchera 0.10 m, y

4. Drenaje para evitar acumulación de agua.

b. Las tuberías deberán instalarse sobre soportes espaciados para evitar su flexión por peso propio y sujeto a ellos para prevenir su desplazamiento lateral, el espaciamiento entre éstos deberá ser como máximo de 3.00 m.

3. Tuberías y accesorios.

a. Las tuberías usadas en el sistema de trasvase deberán ser de acero al carbono, sin costura.

b. Las conexiones en las tuberías deberán ser de acero al carbono sin costura.

c. Los empaques utilizados en las uniones bridadas deberán ser de materiales resistentes a la acción del Gas L.P., construidos de metal o cualquier otro material adecuado, con temperatura de fusión mínima de 988 K (714,85°C), seleccionados de acuerdo con normas, códigos, estándares y buenas prácticas nacionales e internacionales o de lo contrario la unión deberá protegerse contra el fuego.

d. Las tuberías soldadas deberán ser como mínimo cédula 40 de acero al carbono sin costura para diámetros mayores a 2 pulgadas, soldadas a tope, cédula 80 para diámetros iguales y menores a 2 pulgadas, soldadas a tope o caja soldable, unión roscada las mínimas necesarias tales como conexión de instrumentos, cuando en éstas se usen bridas deberán ser Clase 150 como mínimo.

j. Del Múltiple de llenado de Recipientes Portátiles

1. La tubería que forma el múltiple deberá:

a. Estar soportada firmemente al muelle de llenado, a una altura mínima de 1.5 m de éste;

b. Construirse con tubería de 51 mm de diámetro de acero con cédula de acuerdo con la Presión de Diseño, sin costura y conexiones soldables, y

c. El Múltiple de llenado de Recipientes Portátiles deberá contar con manómetro, válvula de alivio hidrostático y válvula de operación manual a la entrada.

k. De las llenaderas

1. Cada llenadera deberá contar con una válvula de globo de cierre manual que permita efectuar el cambio de la manguera y estar provista con una válvula de cierre rápido;

2. La conexión de llenado al Recipiente Portátil tiene que asegurar el cierre hermético durante el llenado y restringir la liberación a la atmósfera de Gas Licuado de Petróleo residual al efectuar la desconexión, ésta deberá realizarse mediante un Dispositivo de llenado de desconexión seca o equivalente, el volumen máximo de emisión contaminante en la desconexión deberá ser 0.5 cm3;

3. Cuando la punta de conexión sea de material ferroso, ésta no deberá llegar al piso;

4. La llenadera deberá contar con un dispositivo automático de llenado que accione una válvula de cierre al llegar al peso predeterminado;

5. Las tuberías usadas en el Sistema de Trasvase deberán ser de acero al carbono, sin costura;

6. No se permite el uso de tubería o Accesorios de fierro fundido;

7. El sellador utilizado en las uniones roscadas deberá ser a base de materiales resistentes a la acción del Gas Licuado de Petróleo o deberá utilizarse soldadura de sello;

8. Las tuberías soldadas deberán ser como mínimo cédula 40 de acero al carbono sin costura para diámetros mayores a 2 pulgadas, soldadas a tope, cédula 80 o 160 para diámetros iguales y menores a 2 pulgadas, soldadas a tope o caja soldable, unión roscada las mínimas necesarias tales como conexión de instrumentos, cuando se especifiquen bridas deberán ser Clase 150 como mínimo, y

9. Las tuberías roscadas deberán ser de acero al carbono sin costura, cédula 80 o 160 y las conexiones deberán ser clase acorde al espesor de pared de la tubería, para tubería cédula 80 los accesorios caja soldable son clase 3000, y los accesorios roscados son clase 2000.

l. Filtros

1. Los filtros deberán ser instalados en la tubería de succión de la bomba, y

2. Si sus extremos son bridados deberán ser de clase acorde a la establecida en la especificación de ingeniería de tuberías del Proyecto.

m. Manómetros

1. Deberán instalarse precedidos de una válvula de aguja y válvula de corte;

2. Pueden ser secos o amortiguados por líquido, y

3. Los manómetros utilizados en el sistema de tuberías deberán soportar 1.3 veces la máxima Presión de operación y se recomienda que ésta no exceda el 65% del intervalo del manómetro.

n. Termómetros

1. La medida nominal de su carátula no deberá ser menor de 50.80 mm de diámetro y registrar temperaturas en un intervalo entre 253.15 K (-20 °C) y 333.15 K (60 °C), como mínimo.

o. Indicadores de flujo

1. De contar con indicador de flujo, éste puede ser de dirección de flujo o del tipo de cristal que permita la observación del gas a su paso, o combinados con no retroceso, también puede utilizarse tipo no intrusivo.

p. Válvulas de alivio hidrostático:

1. En los tramos de tubería, tubería y manguera, en que pueda quedar atrapado gas líquido entre dos válvulas de cierre, se deberá instalar entre ellas una Válvula de alivio hidrostático;

2. Deberá evitarse que la descarga de estas válvulas incida sobre el recipiente, y

3. La presión nominal de apertura de las Válvulas de alivio hidrostático deberá ser como máximo la Presión de Diseño de la tubería.

q. Válvulas de no retroceso y exceso de flujo

1. Las Válvulas de no retroceso y las de exceso de flujo, cuando sean elementos independientes, deberán instalarse precedidas en el sentido del flujo por una válvula de cierre de acción manual.

r. Válvulas de operación manual, de corte o seccionamiento

1. Deberán ser de tipo globo o de esfera, deberán ser especificadas acorde a la Presión de Diseño o clase de bridas de las tuberías, atendiendo lo establecido en códigos, normas, mejores prácticas o estándares aplicables.

s. Conectores flexibles

1. Deberán ser metálicos para la Presión de Diseño de la tubería, cuando sus extremos sean bridados las bridas deberán ser de clase acorde a la presión de Diseño y como mínimo clase 150, con una longitud no mayor a 1.00 m.

t. Mangueras y sus conexiones

1. Las mangueras deberán ser para una Presión de Diseño de 2.61 MPa (26.61 kgf/cm², 378.55 lbf/in2) y deberán ser resistentes al Gas Licuado de Petróleo.

u. Tomas de recepción y de llenado

1. Si la válvula a través de la cual se llena el Recipiente de almacenamiento está colocada en la parte inferior del mismo o la medida nominal de esta válvula es mayor a 32.00 mm, así como, en aquellos recipientes en que el domo se encuentre a más de 7.00 m sobre NPT, se deberá contar con Toma de recepción.

v. Soporte de Toma de recepción

1. El soporte de la toma deberá estar fijo y anclado al piso, y

2. El soporte deberá resistir el esfuerzo causado por el movimiento de un Auto-tanque conectado a una manguera.

w. Código de colores de tuberías

1. La codificación de colores de seguridad para tuberías en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural en la zona de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión deberá estar identificada en su totalidad con los siguientes colores:

Tabla IV-5. Código de colores de tuberías

Ubicación	Color
Agua contra incendio	Rojo
Aire o gas inerte	Azul
Gas en fase vapor	Amarillo
Gas en fase líquida	Blanco
Gas en fase líquida en retorno	Blanco
Tubos de desfogue	Blanco
Tubería eléctrica	Negra

e. Proyecto eléctrico

1. Especificaciones del Proyecto eléctrico

a. Deberá cumplir con lo siguiente:

1. En el Diseño del sistema eléctrico y electrónico de la Sección de Expendio de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, el Regulado deberá cumplir la Clasificación de Áreas peligrosas Clase I, división 1 y 2;

2. Los sellos a prueba de explosión en las tuberías conduit deberán estar llenos con compuesto sellante con certificado, de acuerdo con lo especificado por fabricante y realizado por personal competente;

3. En la Toma de recepción deberá contarse con conexión a tierra mediante cables flexibles y pinzas tipo caimán para conectar el Auto-tanque que descargue Gas Licuado de Petróleo al Recipiente de Almacenamiento;

4. Deberá existir alumbrado en los accesos, las salidas de emergencia, el estacionamiento, el Área de almacenamiento, área de vaciado de Recipientes Portátiles con fuga, Área de Expendio, cuando aplique en la Toma de recepción y en el área de las bombas de agua contra incendio;

5. El sistema eléctrico deberá contar con un circuito independiente que alimente los motores de las bombas contra incendio, alumbrado de emergencia y alarmas;

6. Si algún elemento considerado como División 2 se ubica dentro de un área de División 1, los equipos utilizados deberán estar aceptados por esta última, y

7. Los Recipientes de Almacenamiento, bombas, compresores, básculas, básculas de seguridad y Múltiple de llenado para Recipientes Portátiles deberán estar conectados a tierra.

8. Los equipos y materiales eléctricos deberán ser adecuados para la Clasificación del área en que se van a instalar. Las cajas de conexiones para tuberías conduit para fuerza y alumbrado en Áreas peligrosas (clasificadas) como Clase I División 1, deberán ser a prueba de explosión;

2. Memoria técnico-descriptiva del Proyecto eléctrico

a. La memoria técnico-descriptiva deberá contener una descripción general, datos usados como base para la especialidad eléctrica, cálculos y mencionar las normas, estándares y/o códigos empleados.

b. Planos del Proyecto eléctrico

1. Para la elaboración de Planos remitirse al ANEXO VII

2. El plano con detalles o planos que se deberán presentar como mínimo son:

a. Clasificación de áreas;

b. Diagrama unifilar;

c. Sistema general de alumbrado;

d. Cuadro de carga, fuerza y alumbrado de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

e. Indicar detalles de los tableros de control.

f. Cuadro de materiales;

g. Distribución de ductos y alimentadores, y

h. Sistema de tierras de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

II. CONSTRUCCIÓN

I. Generalidades

1. Todos los materiales utilizados para la Construcción de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que estén en contacto con el Gas Licuado de Petróleo deberán ser resistentes al mismo.

2. La Construcción e instalación de equipos, sistemas, dispositivos y accesorios deberá ser acorde con las especificaciones indicadas en el Libro de Proyecto/ingeniería aprobada para la etapa de Diseño.

3. Se deberá contar y aplicar un mecanismo para asegurar que en la Construcción e instalación de los equipos, sistemas, dispositivos y accesorios se consideren buenas prácticas de ingeniería y de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aceptadas a nivel nacional e internacional.

4. Previo a las actividades de Construcción, el Regulado deberá contar con el Dictamen de Diseño, que cumpla con lo establecido en el capítulo VII de los presentes Lineamientos.

5. Con excepción del Recipiente de Almacenamiento y Recipiente receptor para vaciado de Recipientes portátiles con fuga, no se permite la instalación de equipos, dispositivos, Accesorios, materiales y cualquier otro elemento especificado en el Diseño de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, que haya sido utilizado en otras instalaciones.

II. Proyecto civil

1. Área de almacenamiento

a. El piso deberá construirse de concreto nivelado, con una pendiente mínima entre 1% y 2%, y de resistencia suficiente para soportar la carga impuesta por el Recipiente de Almacenamiento y maniobras que ahí se realicen. Deberá contar con 2 accesos independientes, ubicados de manera estratégica, de malla ciclón u otro material incombustible que permita la ventilación.

2. Señales y avisos

a. Se deberán señalar accesos, salidas, estacionamientos, áreas de carga y descarga de combustibles y zonas peatonales de acuerdo con la regulación aplicable y vigente, en lo no previsto se deberá observar lo indicado en el ANEXO IX.

III. Proyecto mecánico

1. Recipientes de Almacenamiento

a. El Recipiente de Almacenamiento deberá tener placa de identificación.

2. Prueba integral de hermeticidad

a. Previo al inicio de operación de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberá efectuar una prueba integral de hermeticidad por personal técnico competente del Regulado o un Laboratorio de pruebas acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, que señale en un informe los resultados de la misma.

b. El informe de resultados de la prueba integral de hermeticidad deberá indicar como mínimo el fluido de prueba (gas inerte o dióxido de carbono), la presión inicial y final, la escala de la gráfica cuando se utilice, hora y fecha en que se realizó la prueba, equipo, accesorios, identificación mediante plano o esquema de la tubería.

c. La prueba integral de hermeticidad deberá ser realizada también, en los casos siguientes:

1. Posterior a un Mantenimiento que implique el retiro de válvulas o accesorios de control y seguridad del Recipiente de Almacenamiento;

2. Posterior a un Mantenimiento que implique el retiro de válvulas, equipos o accesorios de control y seguridad de las tuberías de Trasvase;

d. La prueba integral de hermeticidad deberá realizarse por un periodo mínimo de 30 min, a una presión de 1294.48kPa (13.2 kg/cm2; 187.75 lbs/pulg2). La detección de fugas deberá realizarse mediante manómetro y con aplicación de solución jabonosa o detector del gas empleado;

e. Los instrumentos utilizados para determinar la variación de la Presión deberán tener un certificado de calibración vigente, y

f. Los Regulados deberán conservar y tener disponible en sus instalaciones, en forma física el informe de resultados derivados de la prueba integral de hermeticidad, durante la vigencia del permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía, para cuando dicha información sea requerida por la Agencia.

IV. Proyecto eléctrico

1. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

V. Proyecto contra Incendio

1. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

III. OPERACIÓN

I. Procedimientos de Operación

1. Los Regulados deberán evidenciar el desarrollo y documentación de los procedimientos de Operación, y deberá incluir como mínimo los siguientes:

a. Procedimiento para la descarga de Gas Licuado de Petróleo del Auto-tanque al Recipiente de Almacenamiento;

b. Procedimiento de revisión de Recipientes Portátiles, que deberá incluir entre otros: los criterios de aceptación o rechazo para el llenado total o parcial, así como la verificación del marcado de fabricación del recipiente portátil;

c. Procedimiento de llenado total o parcial de Gas Licuado de Petróleo a Recipientes Portátiles;

d. Procedimiento de control de acceso de vehículos a la sección de Gas Licuado de Petróleo y

e. Procedimiento de vaciado de recipientes portátiles que presenten fuga.

II. Condiciones de seguridad

1. Se deberán cumplir las condiciones de seguridad siguientes:

a. El llenado del Recipiente de Almacenamiento no deberá exceder el 85% de la capacidad, verificando esta condición mediante el sistema de control de inventario;

b. Evitar los golpes de ariete por manipulación de las válvulas de cierre manual durante las operaciones de trasvase;

c. Sólo se permite el llenado parcial o total de Gas Licuado de Petróleo de Recipientes Portátiles cuyo PTR sea de hasta 25 kg, esta condición se deberá asegurar mediante báscula;

d. La conexión entre el dispositivo de conexión seca y el Recipiente Portátil deberá ser hermética, durante el trasvase;

e. Se deberá evitar que la conexión de llenado se golpee con estructuras o con el piso;

f. No se permite el acceso de vehículos automotores no autorizados por el responsable de la instalación durante la operación de descarga de combustibles, tales como de reparto, de los clientes y de los trabajadores, a las áreas de Almacenamiento, vaciado de recipientes que presenten fuga y Expendio;

g. Los vehículos automotores autorizados por el responsable de la instalación para acceder a las áreas de Almacenamiento y vaciado de recipientes deberán contar con elementos que eviten fuentes de ignición, tales como mata chispa, cinta estática, entre otros, y

h. Los recipientes con válvulas internas que no cumplan con el programa de Mantenimiento no deberán operar.

III. Bitácora.

1. Para efectos de control y verificación de las actividades de Operación, la Sección de Expendio de Gas Licuado de Petróleo por medio del llenado parcial o total de Recipientes Portátiles a presión de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberá contar con Bitácora física (uno o varios libros foliados con registros físicos firmados) o aplicaciones (*software*) de bases de datos electrónicas, para el registro físico y/o digital de:

a. Operaciones de descarga del Auto-tanque hacia el recipiente de Almacenamiento.

b. Datos del Auto-tanque: denominación o razón social, número de serie del recipiente, placas de circulación; así como, inicio y término de cada operación;

c. Mantenimientos programados o no programados;

d. Incidentes y/o accidentes, y

e. Cualquier otro evento o actividad que el Regulado considere pertinente.

2. Las Bitácoras deberán cumplir con lo dispuesto a continuación:

a. No deberán ser alteradas y en caso de requerirse alguna corrección, ésta deberá ser a través de un nuevo registro físico y/o digital;

b. Deberán estar disponibles en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural accesible tanto para el responsable de dichas instalaciones como para los trabajadores competentes, y

c. Deberán contener como mínimo, lo siguiente: nombre, denominación o razón social (en su caso) de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, domicilio, nombre del equipo (cuando aplique) y firmas de los trabajadores competentes, así como la fecha y hora correspondiente.

d. Se permite el uso de aplicaciones (software) de bases de datos electrónicas para dar el seguimiento a las labores que deberán ser registradas en las Bitácoras, estas deberán permitir la rastreabilidad de las actividades y los registros físicos y/o digitales requeridos de Operación y/o Mantenimiento.

IV. Disposiciones de Seguridad

1. Disposiciones administrativas

a. Los Regulados deberán cumplir con las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables que emita la Agencia.

2. Procedimientos

a. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan, difunden y aplican los procedimientos de seguridad, mismos que deberán de encontrarse disponibles en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural incluyendo al menos los siguientes:

1. Preparación y respuesta para las emergencias por fuga, incendio y/o explosión (considerando sus efectos sinérgicos);

2. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas eléctricas;

3. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas con Gas licuado del Petróleo;

4. Trabajos peligrosos (actividades que generan fuentes de ignición, tales como soldaduras y/o cortes que emiten chispas y/o flama abierta);

5. Trabajos en alturas con escaleras o plataformas superiores a 1.80 m;

6. Trabajos en áreas confinadas, donde aplique, y

7. Vaciado de Recipiente Portátil con fuga.

IV. MANTENIMIENTO

I. El programa de Mantenimiento deberá contar con los procedimientos enfocados a:

1. Realizar revisiones y Mantenimientos de carácter preventivo y correctivo (cuando aplique), a efecto de identificar y corregir situaciones que pudieran generar Riesgos en las instalaciones,

2. Mantener la integridad, limpieza, características, correcta instalación, disponibilidad, confiabilidad y funcionalidad como mínimo de:

a. Drenajes,

b. Material incombustible en el exterior de edificios y estructuras,

c. Pisos y su rugosidad,

d. Protección perimetral,

e. Puertas de acceso a las áreas de Almacenamiento,

f. Bases de sustentación y sus materiales incombustibles,

g. Soportes o bases de los recipientes verticales u horizontales,

h. Protecciones contra impacto vehicular;

i. Señalamientos;

j. Protección anticorrosiva de equipos, estructuras y edificios;

k. Trincheras de tuberías;

l. Escaleras y pasarelas;

m. Soportes y accesorios de recipientes de Almacenamiento, sistemas de tuberías y tubos de desfogue;

n. Soportes, componentes y accesorios de motores, bombas y compresores;

o. Sistema de medición;

p. Válvulas de alivio hidrostático,

q. Indicadores de flujo,

r. Válvulas de no retroceso y exceso de flujo,

s. Válvulas de operación manual, de corte o seccionamiento,

t. Conectores flexibles,

u. Mangueras y sus conexiones,

v. Tomas de recepción, tomas de suministro y sus soportes.

w. Conexión a tierra.

x. Alumbrado de los accesos, las salidas de emergencia, el estacionamiento, el Área de almacenamiento, área de vaciado de Recipientes Portátiles con fuga, Área de Expendio, cuando aplique en la Toma de recepción y en el área de las bombas de agua contra incendio.

y. Circuito independiente de alimentación a motores de las bombas contra incendio, alumbrado de emergencia y alarmas;

z. Cisterna o tanque de agua;

aa. Hidrantes o monitores;

bb. Sistema de aspersión y válvulas;

cc. Extintores;

dd. Sistema de detección, y

ee. Toma siamesa.

3. Documentar todo trabajo de Mantenimiento en Bitácoras.

II. Previsiones para realizar el Mantenimiento a los equipos e instalación

1. Todos los trabajos peligrosos efectuados por los trabajadores de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural o personal externo deberán ser autorizados por escrito por el responsable de la instalación y se deberá registrar en las Bitácoras, anotando la fecha y hora de inicio y terminación, así como el equipo y materiales de seguridad utilizados.

2. En las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se deberá contar con el equipo de seguridad y protección; así como con herramientas y equipos adecuados de acuerdo con el lugar y las actividades que vayan a realizar.

3. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica a los equipos en Mantenimiento y aplicar el procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y asegurar con candado interruptores eléctricos, válvulas, así como en las diferentes fuentes de energía, según aplique;

b. Delimitar la zona en un radio de:

1. 6.00 m a partir de cualquier costado del Área de Expendio;

2. 4.50 m a partir de la Válvula de alivio de presión del Recipiente de Almacenamiento;

3. 3.00 m a partir de la Toma de recepción, y

4. 3.00 m a partir de la bomba.

4. Verificar que no existan o se presenten concentraciones explosivas de gases, si es que el área es clasificada como peligrosa;

5. Eliminar cualquier fuente de ignición;

6. Cuando se utilicen herramientas eléctricas deberán estar aterrizadas, utilizar contactos polarizados y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión;

7. Cuando se utilicen herramientas mecánicas estas deberán ser de materiales que no generen chispas o establecer los procedimientos que las controlen;

8. En el área donde se realice el Mantenimiento se deberá contar con equipos de protección contra incendio portátiles adicionales y con personal capacitado y adiestrado en el uso de extintores para clase de fuego BC, y

9. Cuando se realicen trabajos en el interior del Recipiente de Almacenamiento se deberá mantener una persona en el exterior encargado de la seguridad del ejecutor del trabajo.

III. Medidas de seguridad para realizar trabajos peligrosos

1. Para los casos en los que se justifique realizar trabajos que generen fuentes de ignición en áreas peligrosas (clasificadas), antes de iniciar deberán analizarse las actividades que serán realizadas y las áreas donde se llevarán a cabo para identificar los Riesgos potenciales y definir las medidas a seguir para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones durante el desarrollo de las actividades. Además, se deberá cumplir con lo establecido en sus procedimientos de Mantenimiento.

2. Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y como mínimo las siguientes:

a. Suspender el suministro de energía eléctrica a todos los equipos de bombeo y despacho de combustibles y aplicar procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y asegurar con candado donde sea requerido;

b. Vaciar y despresurizar las tuberías que contengan Gas Licuado de Petróleo, en los casos en donde éstas tengan que ser sometidas a su desconexión para su Mantenimiento y/o el de alguno de los dispositivos instalados en la misma;

c. Al iniciar y concluir las actividades de Mantenimiento, se deberá asegurar que no existan fugas o concentraciones explosivas de Gas Licuado de Petróleo, Gas Natural Comprimido y Gasolina y/o Diésel, en caso de existir fuga, ésta deberá ser identificada y eliminada de acuerdo con los procedimientos Operación y Mantenimiento;

d. Se deberá procurar que los equipos contra incendio portátil adicionales se encuentren disponibles de acuerdo con las actividades;

e. Limpiar las áreas de trabajo, y

f. Cuando se generen residuos peligrosos, deberán ser retirados y dispuestos conforme a la legislación aplicable.

IV. Medidas de seguridad para realizar trabajos en áreas cercanas a líneas eléctricas superiores a 600 V.

1. Todos los trabajos de Mantenimiento, limpieza o revisión de los equipos e instalaciones que se realicen en áreas cercanas a líneas eléctricas superiores a 600 V, deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. En caso de utilizar plataforma, ésta deberá ser instalada en suelo consolidado o compactado;

b. Para estabilizar la plataforma, la relación entre la altura y ancho de la plataforma no deberá exceder de 3.5:1 para instalación fija y 3:1 para instalación móvil;

c. Verificar que las ruedas instaladas en los montantes de las plataformas móviles sean de por lo menos 125.00 mm de diámetro y que estén equipadas con dispositivos de frenos en las ruedas que no se puedan soltar por accidente;

d. Instalar la escalera de acceso en el interior de la plataforma y contar con una tapa de acceso con seguro en la sección superior;

e. Al realizar los trabajos sobre la plataforma utilizar equipo de protección personal, tales como: Casco, guantes, calzado dieléctrico y el de interrupción para caídas de altura;

f. Cuando se utilicen herramientas eléctricas deberán estar aterrizadas, utilizar contactos polarizados y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión;

g. Ningún objeto deberá exceder el límite establecido por la superficie superior del andamio y si por alguna razón no se puede cumplir con esta condición, las maniobras deberán realizarse en la zona más alejada de las líneas eléctricas, y

h. Los trabajos que generen fuentes de ignición deberán estar autorizados por escrito por el responsable de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y deberán ser registrados en la Bitácora, anotando la fecha y hora de inicio y terminación programada, indicar los equipos y materiales de seguridad que serán utilizados. Al finalizar los trabajos deberán registrarse los datos y los eventos relevantes, cuando éstos hayan ocurrido.

V. Mantenimiento a los elementos de la instalación mecánica

1. El Mantenimiento a los elementos mecánicos de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá incluir como mínimo lo siguiente:

a. Mantenimiento a Recipientes de Almacenamiento

1. El Mantenimiento de los recipientes de Almacenamiento estará integrado por lo siguiente:

a. Revisión de integridad mecánica

1. Los Regulados deberá establecer un plan de revisión para determinar los mecanismos de daño tales como los mecanismos de corrosión externa e interna que afecten la integridad, la seguridad operativa y la seguridad industrial, atendiendo lo establecido en normas, códigos, mejores prácticas o estándares de revisión aplicables.

2. El contenido del plan de revisión deberá incluir lo siguiente:

a. Definir el tipo de revisión requerida;

b. Fecha de próxima revisión;

c. Describir la revisión y técnicas de exámenes no destructivos;

d. Describir la extensión y localización de la revisión y técnicas de exámenes no destructivos;

e. Describir los requisitos de limpieza de las superficies necesarios para la revisión y examinación;

f. Describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria, tipo de prueba, valor de prueba y duración;

g. Descripción de cualquier reparación necesaria;

h. Las pruebas de revisión deberán ser llevadas a cabo por personal competente conforme a la regulación aplicable, y

i. La revisión inicial del Recipiente de Almacenamiento y la tubería deberá efectuarse de acuerdo con el plan de revisión.

3. La revisión de integridad mecánica para los recipientes de Almacenamiento se deberá realizar por un Tercero Autorizado por la Agencia, como máximo a los 10 años, a partir de su fecha de fabricación y posteriormente de acuerdo con la reevaluación de los resultados obtenidos con la revisión.

4. La revisión de integridad mecánica para las Tuberías se deberá realizar como máximo a los 5 años por un Tercero Autorizado por la Agencia, a partir del inicio de operaciones y posteriormente de acuerdo con la reevaluación de los resultados obtenidos con la revisión.

b. Bombas

1. En caso de falla de la bomba, se deberá reparar o reemplazar para garantizar la operación segura.

2. Si se reemplaza la bomba deberá ser por otra igual o similar mientras se corrige la falla, cuando se instala una similar deberá documentar la administración del cambio en el Libro de Proyecto y hacer el registro físico y/o digital en la Bitácora.

3. El criterio de aceptación de la bomba deberá cumplir con lo indicado en el procedimiento de Mantenimiento.

c. Dispositivos de seguridad

1. Los dispositivos de Seguridad (válvula de alivio, válvula de exceso de flujo, válvula de no retroceso) de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo, deberán ser remplazados a los 7 años, contados a partir de su fecha de fabricación, indicada en el dispositivo.

2. Si los dispositivos de Seguridad de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo no cuentan con placa o indicación de fecha de fabricación deberán ser sustituidos por otro con fecha de fabricación indicada.

d. Conectores flexibles

1. Los conectores flexibles de los recipientes de Almacenamiento y los existentes en las líneas de trasvase de Gas Licuado de Petróleo, deberán ser remplazados a los 5 años, contados a partir de su fecha de instalación o último reemplazo, indicando la fecha de reemplazo en la Bitácora.

e. Válvulas de corte

1. Se deberá verificar que la válvula funciona y mantiene su integridad operativa.

2. En caso de presentar fuga, ésta deberá eliminarse para asegurar la hermeticidad.

f. Filtros

1. Se deberá revisar cada 12 meses, dar Mantenimiento a los elementos filtrantes cuando se encuentren saturados y sustituir los elementos filtrantes cuando se encuentren dañados.

g. Mangueras flexibles

1. Las mangueras flexibles deberán ser remplazadas a los 5 años como máximo y cuando se encuentren dañadas, contados a partir de su fecha de fabricación, indicando la fecha de reemplazo en la Bitácora.

h. Dispositivo de conexión seca

1. Se deberá verificar su funcionamiento y hermeticidad cada 6 meses y cumplir su criterio de aceptación indicado en el procedimiento de Mantenimiento.

i. Planta de emergencia de energía eléctrica y en su caso sistemas que aprovechen energías renovables o tecnologías alternativas

1. En su caso, el Mantenimiento de la planta de emergencia de energía eléctrica y/o sistemas que aprovechen energías renovables o tecnologías alternativas, se deberá realizar conforme al programa de Mantenimiento.

j. Extintores

1. El Mantenimiento de extintores se deberá realizar conforme al programa de Mantenimiento y a las buenas prácticas de seguridad de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

k. Paro de emergencia

1. Comprobar mensualmente que el paro de emergencia esté disponible y funcional, y

2. Comprobar que al activar los interruptores de emergencia se corte el suministro de energía eléctrica a todos los circuitos de fuerza.

l. Mantenimiento a los elementos del Sistema contra incendio

1. Se deberá mantener disponible y operable el Sistema contra incendio. Se deberán realizar pruebas funcionales de acuerdo con su Diseño para verificar sus variables de flujo y presión, como mínimo cada 15 días naturales.

2. Se deberá realizar el registro físico y/o digital en Bitácora de las pruebas funcionales del Sistema contra incendio y cumplir el criterio de aceptación del programa de Mantenimiento.

ANEXO V

SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE VAPORES (SRV) DE GASOLINAS PARA EL CONTROL DE EMISIONES EN LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL – MÉTODOS DE PRUEBA PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA, MANTENIMIENTO Y LOS PARÁMETROS PARA LA OPERACIÓN.

Requisitos de los métodos de prueba para determinar la eficiencia, la evaluación del Prototipo, la instalación, la prueba inicial, los parámetros para la operación, el Mantenimiento, las pruebas periódicas y los procedimientos de evaluación de desempeño del Sistema de Recuperación de Vapores (SRV), que deberán cumplir los Regulados de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, que entre otros combustibles expenda Gasolinas para vehículos automotores.

I. Instalación del Sistema de Recuperación de Vapores (SRV)

1. Los Regulados deberán instalar un SRV cuyo Prototipo haya obtenido un Informe de resultados por un Laboratorio de pruebas que demuestre el cumplimiento de lo establecido en el presente ANEXO, lo cual se acreditará con copia simple de dicho Informe de resultados.

2. Los SRV deberán ser instalados de acuerdo con el Libro de Proyecto y el Proyecto Ejecutivo del SRV, las consideraciones por corrosión y las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

3. Los SRV deberán ser instalados por personal competente.

4. Se deberá contar con Puertos de muestreo para dispositivos de medición en las líneas de recuperación de vapores dentro del contenedor de cada dispensario y las tuberías de Venteo.

5. Los SRV, equipos y accesorios relacionados de la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán de ser compatibles con todas las mezclas de Gasolina establecidas en la NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, o aquella que la modifique, cancele o sustituya.

6. Cualquier Modificación en la instalación de SRV requiere de su correspondiente actualización en el Proyecto Ejecutivo del SRV.

7. La Estación de Servicio con Fin Específico para Expendio de Gasolinas que cuenta con Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) antes de su Modificación para su conversión en instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberá realizar los cambios necesarios indicados en el Libro de Proyecto de la instalación para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y el Proyecto Ejecutivo el Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para cumplir con lo establecido en los Numerales VII. Operación del SRV, VIII. Mantenimiento del SRV y XII. Pruebas periódicas del SRV.

II. Proyecto Ejecutivo del Sistema de Recuperación de Vapores (SRV)

1. El Proyecto Ejecutivo deberá contener la estructura documental siguiente:

a. La descripción general de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. La descripción general del SRV a instalar en la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

c. Los planos de la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

d. El balance de energía mecánica.

e. El balance de materia.

f. El Diseño de los elementos de control e instrumentación del SRV en la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

g. Los sistemas de registro físico y/o digital de presión y de alarmas.

h. La relación de Equipos y Accesorios que pertenecen al SRV.

2. Para estructurar el Proyecto Ejecutivo se deberá considerar como mínimo la información siguiente:

a. Los planos de zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán incluir copia de:

1. El croquis de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. El plano Arquitectónico de la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. El plano mecánico de la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

4. El Plano(s) eléctrico(s) de la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

5. La descripción general del SRV a instalar en la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. Balance de energía mecánica

1. El balance de energía mecánica es el cálculo de las pérdidas por fricción de todos los accesorios que intervengan en el proceso y permite comprobar que la bomba a emplear en el SRV, tiene la capacidad suficiente para recuperar los vapores de Gasolina y para cumplir con los requerimientos de la Tasa Volumétrica y eficiencia establecidos en el presente ANEXO.

2. El balance de energía mecánica deberá incluir lo siguiente:

a. El plano del SRV de vista en planta.

b. El plano Isométrico del SRV y de los tanques de Almacenamiento y dispensarios.

c. El plano mecánico con detalle de instalación del dispensario donde se conecta el adaptador del SRV, incluyendo diámetro de tubería(s) y material(es) de fabricación.

d. La memoria de cálculo con las fórmulas utilizadas y sus cálculos desglosados; indicando para cada fórmula empleada su referencia. El cálculo deberá estar basado en la condición más crítica, es decir, considerando que operan al mismo tiempo todas las pistolas de despacho. Se deberán considerar las condiciones atmosféricas del sitio, como son: la presión, temperatura, humedad relativa, tipo de ambiente, etcétera.

c. Balance de Materia

1. El balance de materia es la contabilidad exacta de los flujos entre el SRV y los alrededores o entre las distintas operaciones que lo integran; éste permite conocer los caudales másicos de todas las corrientes que intervienen en el SRV para su dimensionamiento y especificación.

2. El balance de materia deberá incluir lo siguiente:

a. El cálculo de las entradas y salidas de la mezcla aire/vapor de Gasolinas en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural tomando como base las ventas estimadas mensuales y los flujos de despacho por pistola. Los cálculos deberán estar desglosados con las fórmulas utilizadas.

b. El diagrama de flujo de proceso, donde se identifique cada corriente y se indique en un cuadro resumen, el valor obtenido del balance para Gasolinas y la mezcla aire/vapor de Gasolina.

c. El diagrama de flujo de proceso, donde se identifiquen las corrientes de fase gaseosa y de fase líquida; debiendo considerarse que las fases están en equilibrio.

d. El cálculo de los flujos másicos de cada corriente en función de los inventarios mensuales estimados, la Tasa Volumétrica y la eficiencia del SRV. Se deberá considerar la inclusión de los flujos másicos de las operaciones de descarga de Gasolinas del Auto-tanque al tanque de Almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

e. La tabulación de las corrientes, indicando los flujos másicos de cada una.

d. Diseño de los elementos de control e instrumentación del SRV en la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

1. El Diseño de los elementos de control e instrumentación del SRV en la zona de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá incluir lo siguiente:

a. Las memorias de cálculo de los elementos de control e instrumentación del SRV.

b. Los diagramas de tubería e instrumentación de los elementos de control e instrumentación del SRV.

c. La descripción de la operación.

d. El anexo del diagrama de control del SRV.

e. El Diseño del sistema eléctrico, incluyendo:

1. La memoria de cálculo.

2. El plano eléctrico del SRV con detalle de diagrama unifilar, diagrama de tierras y de interconexiones.

3. El plano de clasificación de áreas peligrosas del SRV.

e. Sistemas de registro físico y/o digital de presión y de alarmas

1. La información de los sistemas de registro físico y/o digital de presión (dispositivo de registro de presión en tanques de Almacenamiento) y de alarmas deberá incluir los planos, diagramas y manuales de operación, instalación y Mantenimiento.

2. Tabla de relación de equipos y accesorios

a. La relación de equipos y accesorios del SRV se deberá listar de acuerdo con la tabla siguiente:

Tabla V-A. Relación de equipos y accesorios del SRV

No.	CANTIDAD	COMPONENTE O ACCESORIO	MARCA Y MODELO
1			
2			
3			

III. Operación del SRV

1. Los SRV deberán estar habilitados para operar de forma continua durante las 24 h de los 365 días del año, con excepción de los periodos en los que se encuentren en Mantenimiento o cuando el sistema de Almacenamiento se encuentre vacío (lavado, inertizado y/o vaporizado).

2. El conjunto de componentes y accesorios del SRV deberán ser herméticos.

3. Los SRV deberán de ser compatibles con automóviles que cuenten con Sistema de Recuperación de Vapores a Bordo.

4. Los SRV deberán cumplir con una presión en los tanques de Almacenamiento que no exceda el rango de - 1 494.53 a 498.18 Pa (- 6.0 a 2.0 pulgadas columna de agua (pca)).

5. Los SRV deberá contar con un sistema de alarmas para detectar condiciones fuera del rango de operación, mismo que no deberá ser deshabilitado. Las alarmas, deberán ser audibles y visibles. El sistema de alarmas deberá contar con una opción que interrumpa el audio pero que mantenga la señal luminosa mientras persista la condición. La señal audible deberá activarse, como máximo, cada cuatro horas de manera automática, mientras persista la condición. El sistema de alarmas deberá tener la capacidad de almacenar en su memoria dichos registros físicos y/o digitales por un periodo mínimo de 12 meses. Los datos deberán ser respaldados, en medios de Almacenamiento digitales, como mínimo cada 3 meses, en la versión y/o extensión del programa que los originó, conservándolos para cuando la Agencia los requiera.

a. Se deberá generar una alarma audible y visible en caso de presentarse cualquiera de las condiciones siguientes:

1. Una operación fuera de rango de la fuente de vacío, de acuerdo con el Proyecto Ejecutivo.

2. Una operación fuera de rango del procesador, de acuerdo con el Proyecto Ejecutivo.

3. Una condición de presión fuera del rango en tanque de Almacenamiento, se considerará que se encuentra ante una condición de presión fuera de rango cuando se presenten cualquiera de los supuestos siguientes:

a. Si durante 30 min continuos la presión de operación sale del rango de - 6.00 pca a + 2.00 pca.

b. Si se detecta que los tanques de Almacenamiento están en equilibrio con la presión atmosférica, en un rango de 0.0 pca ± 0.15 pca por más de 60 minutos continuos.

c. Si durante 60 minutos continuos no existe una lectura del sensor con una variación mayor a ± 0.2 pca.

d. Si el sensor o transmisor de presión no provee lecturas.

e. En caso de darse cualquier falla en el dispositivo de registro de presión.

4. Si la condición persiste por más de 72 horas el sistema de alarmas deberá contar con dispositivo(s) que de manera automática suspenda la operación de suministro de Gasolinas.

b. Se deberá registrar en libro de Bitácoras el inicio y fin de las actividades de operación y aquellas condiciones que se encuentren fuera del rango de operación del SRV, se entenderán como condiciones fuera del rango de operación los siguientes:

1. La descarga de Gasolinas de Auto-tanques a tanques de Almacenamiento.

2. Las pruebas de hermeticidad en tanques de Almacenamiento y líneas de producto.

3. El aumento o disminución en la capacidad de Almacenamiento y suministro de Gasolinas, en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

4. El cambio de tecnología del SRV, del sistema de alarmas o del dispositivo de registro de presión en tanques de Almacenamiento.

5. Las pruebas operativas de los dispensarios.

6. La prueba periódica.

7. La suspensión parcial o total del suministro de Gasolinas, en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

8. Cualquier otra condición que afecte la operación del SRV.

c. Características de los libros de Bitácoras:

1. Las Bitácoras deberán contener como mínimo, lo siguiente: nombre de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, domicilio, firma autógrafa del o los trabajadores que realizaron el registro físico y/o digital de actividades, así como la fecha y hora correspondiente.

2. Las Bitácoras no deberán contener tachaduras y en caso de requerirse alguna corrección, ésta será a través de un nuevo registro físico y/o digital, sin eliminar ni tachar el registro físico y/o digital previo.

3. Las Bitácoras estarán disponibles en todo momento en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y en un lugar accesible al personal de las instalaciones.

Se permitirá el uso de aplicaciones (software) de bases de datos electrónicas para dar el seguimiento a las labores que deberán ser registradas en los libros de Bitácoras, éstas deberán permitir la rastreabilidad de las actividades y los registros físicos y/o digitales requeridos de Operación y/o Mantenimiento.

d. Se deberá monitorear de forma continua la presión en tanques de Almacenamiento, mediante un dispositivo de registro de presión, con registros promediados de hasta 5 minutos, dicho registro de monitoreo deberá promediar como mínimo 4 lecturas por minuto. Los sensores de presión deberán cubrir un rango de presión de -10.00 a 10.00 pca, ± 2.00 pca, con dos cifras significativas. El dispositivo de registro de presión deberá tener la capacidad de almacenar en su memoria dichos registros físicos y/o digitales por un periodo mínimo de 12 meses. Los datos deberán ser respaldados, en medios de Almacenamiento digitales, como mínimo cada 3 meses, en la versión y/o extensión del programa que los originó, conservándolos para cuando la Agencia los requiera.

e. Intervalos de operación de la Válvula de presión / vacío

1. Los intervalos de presión de operación de la Válvula de presión / vacío, en los siguientes casos deberán ser:

a. En el caso del ajuste de apertura en presión positiva, la presión de ajuste deberá ser entre +622.722 Pa a +1 494.533 Pa (+2.5 pca a +6.0 pca), y

b. En el caso del ajuste de apertura en presión negativa o vacío, la presión ajuste deberá ser entre -2 490.889 Pa a -1 494.533 Pa (-10.0 pca a -6.0 pca).

2. La tasa de Fuga positiva o negativa (Litros por hora (L/h), pies cúbicos por hora (CFH)), en los siguientes casos deberá ser:

a. En el caso de la Tasa de Fuga Positiva, ésta deberá ser igual o menor a 4.814 L/h (0.17 CFH) a +498.178 Pa (+2 pca), y

b. En el caso de la Tasa de Fuga Negativa, ésta deberá ser igual o menor a 17.840 L/h (0.63 CFH) a -996.356 Pa (-4 pca).

f. Intervalo de rango de operación de Tasa Volumétrica

1. El rango de operación de la Tasa Volumétrica aire/líquido deberá cumplir con una Tasa Volumétrica A/L (aire/líquido) mínima de 90% y máxima de 160%, como mínimo en el 90% de los puntos de despacho de Gasolinas instalados (pistolas).

2. El rango de operación de la Tasa Volumétrica vapor/líquido deberá cumplir con una Tasa Volumétrica V/L (vapor/líquido) mínima de 90% y máxima de 160%, como mínimo en el 80% de los vehículos evaluados.

IV. Mantenimiento del SRV

1. Los Regulados deberán desarrollar, implementar y ejecutar un programa de Mantenimiento del SRV.

2. La frecuencia de las actividades de Mantenimiento del SRV deberán ser como mínimo cada 3 meses.

3. Las actividades de Mantenimiento deberán ser realizadas por personal competente en la actividad.

4. Se deberá registrar en el libro de Bitácoras las actividades de Mantenimiento que afecten y/o inhabiliten la operación del SRV.

5. Actividades de Mantenimiento

a. Dentro de las actividades de Mantenimiento se deberá revisar y validar el correcto funcionamiento de los elementos y accesorios que componen el SRV que pueden ser susceptibles a presentar fugas, debido a la operación cotidiana de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, como mínimo en los elementos o accesorios siguientes:

a. Las boquillas de llenado de los tanques de Almacenamiento de Gasolina;

b. Las boquillas de recuperación de vapores de los tanques de Almacenamiento de Gasolina;

c. La boquilla de la sonda de control de inventario de los tanques de Almacenamiento de Gasolina;

d. La entrada hombre de los tanques de Almacenamiento de Gasolina;

e. El cabezal de las motobombas sumergibles de Gasolina;

f. El múltiple de Venteo;

g. La tubería y accesorios de Recuperación de Vapores (RV) en dispensarios;

h. La tubería y accesorios en tubería visible de RV, y

i. Las pistolas, mangueras, adaptadores y válvulas de dispensarios.

b. Lo anterior a fin de realizar los Mantenimientos preventivos y correctivos necesarios, y que deberán ser registrados en el libro de Bitácora.

6. En caso de requerirse Modificaciones, en los SRV, posteriores a las consideradas durante la etapa de Diseño o instalación, éstas deberán estar incluidas en el Proyecto Ejecutivo.

V. Prueba del Prototipo de SRV

1. Los Prototipos de SRV, deberán cumplir con lo siguiente:

a. El Prototipo de SRV a probar deberá ser instalado previamente en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. Las pruebas que deberán efectuarse, por un Laboratorio de pruebas, son las indicadas en la Tabla V-1, en el orden señalado.

c. Las pruebas indicadas en la Tabla V-1 deberán efectuarse en un horario diurno.

d. Las pruebas indicadas en la Tabla V-1 deberán efectuarse con una muestra mínima de 30 vehículos diferentes con un suministro mínimo de 15 L, con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, en operación.

e. Para que la prueba del Prototipo sea aprobatoria, la eficiencia del Prototipo de SRV deberá ser como mínimo del 95%.

f. Los componentes del Prototipo de SRV deberán contar con certificación tales como UL, ULC, TÜV, Ex (marcado para equipos que trabajan en atmósferas explosivas), CE (*Conformité Européenne*), DEKRA, IECEx, FM (*Factory Mutual*), o de un organismo certificador equivalente, según aplique al material o componente.

g. El monitoreo de la presión en tanques deberá ser realizada por el Laboratorio de pruebas por un periodo mínimo de 36 horas, comenzando al finalizar la última prueba del primer día de pruebas hasta iniciar las pruebas del segundo día.

2. El resultado de la prueba de Prototipo de SRV realizada por el Laboratorio de pruebas deberá constar en un Informe de resultados cuya vigencia será de 3 años.

3. El Informe de resultados, de la prueba del Prototipo, deberá contener como mínimo la información siguiente:

a. Razón social, denominación y/o nombre del fabricante, marca, modelo, versión y/o serie donde aplique.

b. Descripción de los componentes del Prototipo que integran el SRV.

c. Desarrollo de las pruebas.

d. Resultados de las pruebas.

4. En caso de que el Prototipo del SRV sufra cambios en su Diseño o componentes, deberá realizar nuevamente la prueba señalada en el presente artículo.

5. Cuando cuenten con Procesador, la eficiencia mínima del Procesador (Eficiencia de Destrucción y/o Remoción - EDR) deberá ser 95% (Ecuación 18).

VI. Criterios de Verificación y Evaluación del SRV

1. La verificación y evaluación tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento con el presente ANEXO, deberá ser efectuada por un Laboratorio de pruebas y realizarse al Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) de Gasolinas en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, para control de Emisiones a solicitud del Regulado, al inicio de operaciones, en forma anual, o cuando se modifique el SRV.

Tabla V-B. Procedimiento de Verificación y Evaluación

Prueba	Periodicidad de Verificación	Tipo de Verificación
Inicial	Una vez, al inicio de operaciones de SRV, o al ser Modificado el SRV.	• En sitio. • Procedimiento de prueba establecido en la Tabla V-1.
Periódica	Una vez por año.	• En sitio. • Procedimiento de prueba establecido en la Tabla V-1.

2. Los resultados de la Verificación y evaluación deberán hacerse constar en un Informe de resultados.

3. El Laboratorio de pruebas revisará:

a. Que los elementos que componen el SRV se encuentren instalados de acuerdo con el Proyecto Ejecutivo del SRV.

b. Que los elementos que componen el Sistema de Alarmas se encuentren instalados de acuerdo con el Proyecto ejecutivo.

c. Que los elementos que componen el dispositivo de Registro de Presión en Tanques de Almacenamiento se encuentren instalados de acuerdo con el Proyecto Ejecutivo.

d. Que el Regulado cuente con un Informe de resultados de la Prueba periódica, emitido por un Laboratorio de pruebas, que no exceda de un periodo de un año.

4. El Informe de resultados, de la prueba inicial y periódica, deberá incluir lo siguiente:

a. Datos de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural:

1. Número de permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.

2. La ubicación, domicilio, teléfono de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. El croquis de localización de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

4. El nombre del responsable o encargado de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. Datos del Laboratorio de pruebas:

1. La denominación o razón social del Laboratorio de pruebas.

2. El nombre y firma del personal del Laboratorio de pruebas, responsable de firmar el Informe de resultados.

3. Lugar y fecha en que se expide el Informe de resultados.

4. Vigencia del Informe de resultados.

5. Copia simple de la acreditación, y aprobación vigente del Laboratorio de pruebas.

c. Datos del SRV:

1. Copia simple del informe de resultados al que se hace referencia en el numeral V Instalación del Sistema de Recuperación de Vapores (SRV), inciso a.

2. La marca y modelo del SRV.

3. La descripción general del SRV.

4. El listado de componentes del SRV.

d. Datos, registros físicos y/o digitales y resultados de acuerdo con el orden y estructura siguiente:

1. El nombre del ANEXO y Disposición Administrativa evaluada y las pruebas realizadas de conformidad con la Tabla V-1.

2. Las hojas de campo originales que contengan los datos registrados y recolectados durante las pruebas de la Tabla V-1, las firmas del encargado de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y del personal del Laboratorio de pruebas.

3. La descripción detallada de los equipos, dispositivos y materiales de referencia utilizados por el Laboratorio de pruebas, en cada prueba de la Tabla V-1.

4. La memoria de cálculo para la determinación de los factores de emisión de vapores de Gasolinas deberá incluir los cálculos desglosados con las fórmulas utilizadas, indicando para cada fórmula empleada su referencia.

5. Los resultados y conclusiones de las pruebas.

5. Los Regulados deberán conservar y tener disponible en sus instalaciones, en forma física o electrónica los documentos originales de cada informe de resultados obtenido durante la vigencia del permiso, para cuando dicha información sea requerida por la Agencia.

6. La verificación y evaluación podrá ser efectuada en cualquier momento cuando lo instruya la Agencia, pudiendo realizarse mediante el auxilio de un Laboratorio de pruebas.

VII. Prueba inicial del SRV

1. Estas pruebas deberán efectuarse a los SRV instalados, dentro de los siguientes 90 días naturales a su puesta en operación.

2. Estas pruebas deberán cumplir con lo siguiente:

a. Las pruebas que deberán efectuarse, por un Laboratorio de pruebas, son las indicadas en la Tabla V-1, en el orden señalado.

b. Las pruebas indicadas en la Tabla V-1 deberán efectuarse en un horario diurno.

c. Las pruebas indicadas en la Tabla V-1 deberán efectuarse con una muestra mínima de 10 vehículos diferentes con un suministro mínimo de 15 L, con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural en operación.

d. Para que la prueba inicial sea aprobatoria, la eficiencia del SRV deberá ser como mínimo del 90%.

3. Para los SRV que cuenten con Procesador, la eficiencia mínima del Procesador (Eficiencia de Destrucción y/o Remoción - EDR) deberá ser 95% (Ecuación 18).

VIII. Pruebas periódicas del SRV

1. Las pruebas periódicas, indicadas en la Tabla V-1, deberán cumplir con lo siguiente:

a. Deberán ser realizadas en la secuencia señalada, con resultados aprobatorios en cada una de ellas.

b. Deberán efectuarse en un horario diurno.

c. Deberán efectuarse con una muestra mínima de 10 vehículos diferentes con un suministro mínimo de 15 L.

d. Para que la prueba periódica sea aprobatoria, la eficiencia del SRV deberá ser como mínimo del 85%.

e. Para los SRV que cuenten con Procesador, la eficiencia mínima del Procesador (Eficiencia de Destrucción y/o Remoción - EDR) deberá ser 95% (Ecuación 18).

2. Se deberá registrar en el libro de Bitácoras los Informes de los resultados de las pruebas realizadas.

Tabla V-1. Secuencia de pruebas

Día de prueba	Prueba	Método de evaluación
Primero	1. Determinación de la presión estática en 5 pca.	CARB TP-201.3A Determination of 5 Inch WC Static Pressure Performance of Vapor Recovery Systems of Dispensing Facilities.
	2. Funcionamiento de la apertura de la Válvula de presión / vacío.	CARB TP-201.1E Leak Rate and Cracking Pressure of Pressure/Vacuum Vent Valves.
	3. Determinación de la presión estática en 2 pca.	CARB TP-201.3 Determination of 2 Inch WC Static Pressure Performance of Vapor Recovery Systems of Dispensing Facilities.
	4. Interconexión de tuberías y líneas de vapores en los tanques de Almacenamiento y dispensarios.	Método analítico del numeral 11.1. Prueba de interconexión de tuberías y líneas de vapores en los tanques de Almacenamiento y dispensarios.
	5. Prueba de Retropresión Dinámica.	CARB TP-201.4 Dynamic Back Pressure.
	6. Tasa Volumétrica (aire/líquido).	CARB TP-201.5 Air to Liquid Volume. Esta prueba deberá ser realizada con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural abiertas (operando).
Segundo 24 horas, posteriores al finalizar las pruebas del primer día de pruebas, pero no mayor a 72 horas.	7. Cuantificación de la Tasa Volumétrica (vapor/líquido).	Método analítico del numeral 11.2. Cuantificación de la Tasa Volumétrica vapor/líquido durante el suministro de Gasolina. Esta prueba deberá ser realizada con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural abiertas (operando).
	8. De eficiencia en la Unidad procesadora de vapores.	CARB TP-201.2H Determination of Hazardous Air Pollutants from Vapor Recovery Processors. US EPA 2 Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate (Type S Pitot Tube).

		US EPA 2A Direct Measurement of Gas Volume Through Pipes and Small Ducts. US EPA 2B Determination of exhaust gas volume flow rate from gasoline vapor incinerators. US EPA 3A Determination of oxygen and carbon dioxide concentrations in emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure). US EPA 6C Determination of sulfur dioxide emissions from stationary sources. US EPA 7E Determination of nitrogen oxides Emissions from stationary sources. US EPA 10 Determination of carbon monoxide emissions from stationary sources. US EPA 25A Determination of total gaseous organic concentration using a flame ionization analyzer. US EPA 25B Determination of Total Gaseous Organic Concentration Using a Nondispersive. Infrared Analyzer. Estas pruebas deberán ser realizadas con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural abiertas (operando).
	9. De eficiencia del SRV.	Método analítico del numeral 11.3. Prueba de eficiencia del SRV. Esta prueba deberá ser realizada con las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural abiertas (operando). US EPA Method 21, Determination of volatile organic compound leaks. US EPA 25A Determination of total gaseous organic concentration using a flame ionization analyzer. US EPA 25B Determination of Total Gaseous Organic Concentration Using a Nondispersive. NMX-AA-009-1993-SCFI, Contaminación Atmosférica - fuentes fijas - determinación de flujo de gases en un conducto por medio de tubo pitot.

3. En caso de no obtener un resultado aprobatorio en alguna de las pruebas anteriores, se deberán realizar nuevamente desde la primera prueba hasta obtener un resultado aprobatorio en cada una; excepto cuando se trate de la prueba indicada en el numeral XIII.3.d.5.

IX. Eficiencia del SRV - Métodos analíticos

1. Prueba de interconexión de tuberías y líneas de vapores en los tanques de Almacenamiento y dispensarios.

Esta prueba es necesaria para verificar la caída de presión en los medidores de presión instalados en las líneas de RV de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, simulando una fuga en la activación o apertura de las válvulas de RV instaladas en los tanques de Almacenamiento por un tiempo determinado.

a. Procedimiento de prueba de interconexión de tuberías y líneas de vapores en los tanques de Almacenamiento y dispensarios.

1. La prueba deberá realizarse en todos los tanques de Almacenamiento de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Para la prueba se deberá tener una presión general de 1 245.45 Pa (+/- 124.54 Pa) en líneas de vapor de RV en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural. Esto se visualiza verificando la presión de los medidores instalados en las líneas de vapor de RV.

3. Se deberán tener dos medidores de presión instalados en las líneas de vapor de RV, un medidor de presión en la línea de Venteo y otro en la línea de dispensarios (en el dispensario más alejado de los tanques de Almacenamiento).

4. Se deberán registrar las dos lecturas P_{iiv} y P_{iid} de los manómetros instalados. La diferencia, entre los dos medidores de presión, no deberá ser mayor a 10% (+/- 124.54 [Pa]).

5. Se deberán registrar en las hojas de campo las lecturas de la presión inicial P_{iiv} y P_{iid} antes de provocar la fuga en el adaptador para recuperación de vapores.

a. P_{iiv} = Presión Inicial de prueba de interconexión del Venteo.

b. P_{iid} = Presión Inicial de prueba de interconexión del dispensario.

6. Se deberá simular una fuga abriendo o activando por 10 s, el adaptador para RV del tanque de Almacenamiento, una vez pasados los 10 s, se deberá cerrar completamente el adaptador para RV del tanque y confirmar que el adaptador para RV esté completamente cerrado, dejando estabilizar por 10 s la presión en el tanque y registrar en las hojas de campo las lecturas P_{fiV} y P_{fiD} siguientes:

a. P_{fiV} = Presión Final de prueba de interconexión del Venteo.

b. P_{fiD} = Presión Final de prueba de interconexión del dispensario.

7. Se deberá registrar en la Tabla V-2 la diferencia entre la presión inicial (P_{iiv}) y la presión final (P_{fiV}) en el Venteo. De no existir una diferencia de presión en todos los tanques de Gasolina, la prueba no será satisfactoria.

8. Se deberá registrar en la Tabla V-2 la diferencia entre la presión inicial (P_{iid}) y la presión final (P_{fiD}) en el dispensario. De no existir una diferencia de presión en todos los dispensarios de Gasolina, la prueba no será satisfactoria.

9. No deberá existir una diferencia mayor a 10% entre los resultados de la medición de presión inicial (P_{iiv} - P_{iid}) y final (P_{fiV} - P_{fiD}) en cada prueba del tanque de Almacenamiento. Si la diferencia es mayor a 10% esta prueba no será satisfactoria.

10. Se deberá comprobar y verificar que exista una variación en la caída de presión entre la lectura inicial y lectura final de los medidores de presión instalados en el tubo de Venteo o puntos de muestreo y en la línea de vapores para los adaptadores para RV del tanque de Almacenamiento.

11. Para otros tanques de Almacenamiento con productos distintos a la Gasolina y que no interfieren o que no están conectados en la RV no se deberá dar una caída de presión cuando se simula la fuga en la activación o en la apertura de su válvula de RV.

12. Se deberá verificar que exista interconexión de las líneas de recuperación de vapores, únicamente, entre todos los tanques de Gasolina y todos los dispensarios de Gasolina. De no cumplirse esta condición la prueba se suspende.

Tabla V-2. Registro de Lecturas de la prueba de Interconexiones

Tanque No 1				Tanque No 2...n			
Venteo		Dispensario		Venteo		Dispensario	
P_{iiv} =		P_{iid} =		P_{iiv} =		P_{iid} =	
P_{fiV} =		P_{fiD} =		P_{fiV} =		P_{fiD} =	
Diferencia: P_{iiv} - P_{fiV} =		Diferencia: P_{iid} – P_{fiD} =		Diferencia: P_{iiv} – P_{fiV} =		Diferencia: P_{iid} – P_{fiD} =	
Diferencia (%): $[(P_{iiv} – P_{iid}) / (P_{iiv})]*100$ $[(P_{fiV} – P_{fiD}) / (P_{iiv})]*100$				Diferencia (%): $[(P_{iiv} – P_{iid}) / (P_{iiv})]*100$ $[(P_{fiV} – P_{fiD}) / (P_{iiv})]*100$			

13. Si no se puede verificar que la interconexión existe únicamente entre los tanques de Gasolina, se deberán registrar en el libro de Bitácoras las circunstancias y motivos por los cuales no se puede aplicar la prueba.

2. Cuantificación de la Tasa Volumétrica vapor/líquido durante el suministro de Gasolina.

a. Esta prueba se deberá realizar para determinar el Factor de emisión en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, durante el suministro a los 10 vehículos, en la interfaz pistola vehículo (Punto 1 de la Figura V-1).

1. Equipos utilizados.

a. Los equipos utilizados para el desarrollo de la prueba de cuantificación de la Tasa Volumétrica vapor/líquido durante el suministro de Gasolina serán los indicados en la Tabla V-5.

2. Procedimiento de prueba de cuantificación de la Tasa Volumétrica vapor/líquido durante el suministro de Gasolina.

a. Se deberá verificar visualmente que los vehículos no tengan fugas de líquidos en el tanque.

b. No deberán ser sujetos a esta prueba los vehículos que cuenten con Sistema de Recuperación de Vapores a Bordo.

c. La prueba deberá realizarse a condiciones de flujo máximo de la Pistola de despacho.

d. Se deberá suministrar un volumen mínimo de 15 L de Gasolina por cada vehículo, durante la prueba.

e. Se deberá registrar durante cada suministro las lecturas de:

1. El volumen de Gasolina suministrado, en metros cúbicos [m3].

2. El volumen de vapor recuperado por la Pistola de despacho, en metros cúbicos [m3].

3. La presión atmosférica (medida *in situ* o considerar el valor y referencia del INEGI de la zona donde se realiza la prueba), en pascales [Pa].

4. La presión absoluta medida en el Puerto de muestreo de la línea de RV, en pascales [Pa].

5. La temperatura absoluta medida en el Puerto de muestreo de la línea de RV, en kelvin [K].

6. La temperatura ambiente absoluta (bulbo seco), en kelvin [K].

7. El tiempo empleado en cada suministro, en segundos [s].

3. Cálculos

a. Durante la prueba se deberá registrar en las hojas de campo y determinar el volumen de vapores corregido de cada muestra con la Ecuación 1.

$$V_u = \left(\frac{T_u}{T_1}\right)\left(\frac{P_1}{P_u}\right)V_1 \qquad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

P1 = Presión absoluta medida en el Puerto de muestreo, en pascales [Pa].

T1 = Temperatura medida en el Puerto de muestreo, en kelvin [K].

V1 = Volumen de vapores medido en el Puerto de muestreo, en metros cúbicos [m3].

P_u = Presión atmosférica *in situ*, en pascales [Pa].

T_u = Temperatura ambiente *in situ*, en kelvin [K].

V_u = Volumen de vapores corregido a condiciones *in situ*, en metros cúbicos [m3].

b. Durante la prueba se deberá registrar en las hojas de campo y determinar la Tasa Volumétrica vapor/líquido (T_V), de cada muestra con la Ecuación 2.

$$T_V = 100\left(\frac{V_u}{L}\right) \qquad \text{Ecuación 2.}$$

Donde:

T_V = Tasa Volumétrica vapor/líquido, expresada en por ciento [%].

L = Volumen de Gasolina suministrado por vehículo, en metros cúbicos [m3].

3. Prueba de eficiencia del SRV.

a. Requisitos de la prueba de eficiencia del SRV.

1. Antes de iniciar y al terminar las pruebas, el Laboratorio de pruebas deberá revisar y constatar *in situ* la calibración de los analizadores de Hidrocarburos Totales (HCT) y gases de combustión como son: base, concentración, identificación y fecha de caducidad.

2. Se deberán registrar los datos de todos y cada uno de los equipos utilizados, señalando lo siguiente: identificación del equipo, modelo y principio de operación.

3. Se deberá determinar la eficiencia y el Factor de emisión durante el suministro de Gasolina a un mínimo de 10 vehículos, a través de la medición directa de la masa de HCT considerando los puntos de prueba siguientes:

a. Las Emisiones en interfaces pistola/vehículo.

b. Los HCT que regresan a través del conducto de vapor de la manguera.

c. Las Emisiones por la Válvula de presión / vacío.

d. Las Emisiones por la Unidad procesadora de vapores (entrada y salida) o Emisiones por la Unidad procesadora de vapores por oxidación térmica (a la salida de acuerdo con la NMX-AA-009-1993-SCFI o US EPA 2 si se cuenta con chimenea y si no a la entrada y salida de acuerdo con el método US EPA 2B), si cuenta con éste.

e. Las Emisiones fugitivas relacionadas con la presión.

4. Para el desarrollo de esta prueba deberá considerar un 2% de humedad.

b. Equipos utilizados.

1. Los equipos utilizados para el desarrollo de la prueba de eficiencia del SRV serán los indicados en la Tabla V-5.

c. Procedimiento de prueba de eficiencia del SRV.

1. Para realizar esta prueba, las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se deberá encontrar en total funcionamiento, con todas las pistolas de suministro de Gasolina habilitadas de acuerdo con el Proyecto Ejecutivo del SRV.

2. Durante el desarrollo de ésta, no deberán realizarse de manera simultánea procedimientos de ajuste y/o Mantenimiento al SRV o algún otro tipo de prueba o procedimiento diferente a los especificados en el presente ANEXO.

3. Se deberán registrar los parámetros siguientes:

a. La temperatura ambiente, al inicio de la prueba y cada hora durante la duración de la misma.

b. La presión atmosférica, medida *in situ* o considerar el valor y referencia del INEGI, de la zona donde se realiza la prueba, en pascales [Pa].

4. La prueba deberá realizarse suministrando Gasolina al grupo de vehículos seleccionados aleatoriamente, no pudiendo ser sujetos de esta prueba los vehículos que cuenten con el Sistema de Recuperación de Vapores a Bordo.

5. Se deberá instalar el Captador de vapores o fuelle en la pistola sujeta a la prueba.

6. Se deberá revisar que la trampa de condensados del medidor de volumen de vapor esté libre de líquidos (punto 2 de la Figura 1).

7. Se deberá iniciar el registro físico y/o digital de la concentración de HCT al insertar la Pistola de despacho en el vehículo, para cada suministro de Gasolina.

8. Se deberá suministrar un volumen mínimo de 15 L de Gasolina por vehículo, verificando que la pistola se encuentre correctamente colocada en el punto de suministro del vehículo, esto es, Bocatoma del tanque del vehículo, del mismo lado en el que se ubica el dispensario (posición vertical del pico de la pistola y de arriba hacia abajo).

9. Se deberán descartar los suministros de Gasolina en los cuales el Captador de vapores o fuelle se contamine con Gasolina, o si los sellos o empaques del Captador de vapores o fuelle se encuentran flojos u holgados.

10. Se deberá medir y registrar los datos de concentración de COV en la periferia del Captador de vapores o fuelle de acuerdo con el Método US EPA 21, y descartar los suministros de Gasolina en los cuales la concentración de COV sea mayor a 2 100 ppm.

11. Las mediciones, de esta prueba, se deberán realizar de manera simultánea y continua en todos los puntos de prueba aplicables por un mínimo de 90 min y se deberá registrar, en las hojas de campo, en cada minuto los valores de presión y temperatura en los tanques de Almacenamiento, gases y/o HCT en el Venteo o Unidad procesadora de vapores, según sea el caso.

12. Se deberá registrar, en hojas de campo, la lectura inicial y final del medidor de volumen de vapor en la interfaz pistola-vehículo por cada suministro de Gasolina (punto 1 de la Figura 1).

13. Se deberá determinar la concentración de HCT durante cada suministro de Gasolina. Las mediciones se deberán realizar de manera simultánea y continua, se deberá registrar para cada suministro de Gasolina los datos de concentración de HCT en la interfaz pistola vehículo y en la línea de retorno de vapores.

14. Se deberá registrar el volumen total de Gasolina de cada suministro de Gasolina.

15. El suministro de Gasolina deberá ser continuo a máximo flujo de Gasolina y en un solo corte de despacho.

16. Se deberá medir y registrar el tiempo de cada suministro de Gasolina.

d. Cálculo de resultados:

1. Para realizar los cálculos, se deberá considerar lo siguiente:

a. En el punto de muestreo de la prueba 1, boquilla:

1. Se deberá calcular la concentración de HCT con el Método US EPA 25A o US EPA 25B.

2. Se deberán corregir los volúmenes de las muestras a condiciones de presión y temperatura promedio del sitio donde se realiza la prueba para cada suministro de Gasolina, como se indica en la Ecuación 3.

$$V = \left(\frac{T}{T_m}\right)\left(\frac{P_m}{P}\right)V_m \qquad \text{Ecuación 3.}$$

Donde:

P_m = Presión absoluta medida en el Puerto de muestreo, en pascales [Pa].

T_m = Temperatura medida en el Puerto de muestreo, en kelvin [K].

V_m = Volumen de vapores medido en el Puerto de muestreo, en metros cúbicos [m3].

P = Presión atmosférica *in situ*, en pascales [Pa].

T = Temperatura ambiente *in situ* (bulbo seco), en kelvin [K].

V = Volumen de vapores corregido a condiciones *in situ*, en metros cúbicos [m3].

3. Se deberá calcular el Factor de emisión M_{rel} expresado en kg de HCT /m3 de Gasolina suministrada en cada despacho, como se indica en la Ecuación 4.

$$M_{rel} = \frac{MW * v_i * c_i}{MV * G_i} \qquad \text{Ecuación 4.}$$

Donde:

M_{rel} = Factor de emisión del suministro, en kg de HCT/m3 de Gasolina suministrada.

v_i = Volumen de vapores corregido a condiciones *in situ* del suministro, en metros cúbicos [m3].

c_i = Concentración de HCT del suministro, en fracción volumen [$ppm_v/10^6$ o %Volumen/102].

MW = Masa molecular del gas HCT de calibración, en kilogramos por kilomol [kg/kmol].

G_i = Volumen de Gasolina del suministro, en metros cúbicos [m3].

MV = Volumen molar del gas ideal corregido a condiciones *in situ*, en metros cúbicos [m3] por kilomol [m3/kmol].

4. Se deberá determinar el volumen molar del gas ideal como se indica en la Ecuación 5.

$$MV = (22.414)\left(\frac{T}{273.15}\right)\left(\frac{101\,325}{P}\right) \qquad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:

MV = Volumen molar del gas ideal corregido a las condiciones *in situ*, en metros cúbicos [m3] por kilomol [m3/kmol].

T = Temperatura ambiente *in situ*, en kelvin [K].

P = Presión atmosférica *in situ*, en pascales [Pa].

101 325 = Presión atmosférica estándar, en pascales [Pa].

273.15 = Temperatura estándar, en kelvin [K].

22.414 = Volumen molar del gas ideal en condiciones estándar de *T* y *P* (273.15 K y 101 325 Pa), en metros cúbicos [m3] por kilomol [m3/kmol].

b. En el punto de muestreo de la prueba 2, línea de retorno de vapor.

1. Se deberá calcular la concentración de HCT con el Método US EPA 25A o US EPA 25B.

2. Se deberán corregir los volúmenes de las muestras a condiciones de presión y temperatura promedio del sitio donde se realiza la prueba para cada suministro, como se indica en la Ecuación 3.

3. Se deberá calcular el Factor de emisión expresado en kg de HCT/m3 de Gasolina suministrada, como se indica en la Ecuación 4.

c. En el punto de muestreo de la prueba 3, línea de Venteo:

1. Se deberá determinar el Factor de emisión a través del Venteo durante el muestreo de los 10 vehículos.

2. Se deberá calcular la concentración de HCT con el Método US EPA 25A o US EPA 25B.

3. Se deberá medir la concentración de HCT en la salida de la Válvula de presión / vacío. La concentración que se reporte no puede ser menor a la medida en el espacio vacío de los tanques.

4. Se deberá medir la temperatura y la presión en los Puertos de muestreo que se encuentran en la entrada del medidor de volumen o en la interconexión de Venteos (*manifold*).

5. Se deberá corregir el volumen de vapor emitido por el Venteo a condiciones de presión y temperatura promedio del sitio donde se realiza la prueba, como se indica en la Ecuación 3.

6. Se deberá calcular el Factor de emisión expresado en kg de HCT/m3 de Gasolina suministrada, considerando el valor de G como el volumen de Gasolina total suministrado en la instalación, durante el lapso del muestreo utilizando la Ecuación 6.

$$M_{rel} = \frac{MW * v * c}{MV * G} \qquad \text{Ecuación 6.}$$

Donde:

M_{rel} = Factor de emisión del suministro, en kg de HCT/m3 de Gasolina suministrada.

v = Volumen de vapores corregido a condiciones *in situ* del periodo de muestreo, en metros cúbicos [m3].

c = Concentración de HCT del periodo de muestreo, en fracción volumen (ppm_v/106 o %Volumen/102).

MW = Masa molecular del gas HCT de calibración, en kilogramos por kilomol [kg/kmol].

G = Volumen de Gasolina del periodo de muestreo, en metros cúbicos [m3].

MV = Volumen molar del gas ideal corregido a condiciones *in situ*, en metros cúbicos por kilomol [m3/kmol].

7. Se deberá determinar el volumen molar del gas ideal con la Ecuación 7.

$$MV = (22.414)\left(\frac{T}{273.15}\right)\left(\frac{101\,325}{P}\right) \qquad \text{Ecuación 7.}$$

Donde:

MV = Volumen molar del gas ideal corregido a las condiciones *in situ*, en metros cúbicos [m3] por kilomol [m3/kmol].

T = Temperatura ambiente *in situ*, en kelvin [K].

P = Presión atmosférica *in situ*, en pascales [Pa].

101 325 = Presión atmosférica estándar, en pascales [Pa].

273.15 = Temperatura estándar, en kelvin [K].

22.414 = Volumen molar del gas ideal en condiciones estándar de *T* y *P* (273.15 K y 101 325 Pa), en metros cúbicos [m3] por kilomol [m3/kmol].

d. En el punto de muestreo de la prueba 4, Unidad procesadora de vapores, si se cuenta con ésta.

1. Se deberá corregir el volumen de vapor emitido por el procesador a condiciones de presión y temperatura promedio del sitio donde se realiza la prueba.

2. Se deberá calcular el Factor de emisión expresado en kg de HCT/m3 de Gasolina suministrada, considerando el volumen de Gasolina total suministrado en la instalación durante el lapso del muestreo y utilizar la Ecuación 6.

3. Se deberá calcular la velocidad de flujo basado en los Métodos US EPA 2A y US EPA 2B o NMX-AA-009-1993-SCFI o aquella que la modifique o sustituya.

4. Se deberá cuantificar las concentraciones con los Métodos US EPA 3A, US EPA 10 y US EPA 25A y/o US EPA 25B.

e. En el punto de muestreo de la prueba 5, Emisiones fugitivas relacionadas con la presión.

1. Requerimientos antes de realizar la prueba de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión.

a. Se deberá realizar la medición de las Emisiones fugitivas relacionadas con la presión después de la medición de los 10 vehículos.

b. Se deberá tener el registro físico y/o digital de monitoreo de presión, temperatura con una frecuencia mínima por minuto

por un periodo mínimo de 90 minutos. Este proceso de adquisición de datos físicos y/o digitales deberá ser durante la evaluación de los 10 vehículos.

c. Se deberá tener el registro físico y/o digital del consumo de combustible durante los 90 minutos de monitoreo.

d. Utilizar el analizador de HCT para registrar de manera continua la concentración de HCT en la parte superior de los tanques de Almacenamiento de Gasolina, de acuerdo con los Métodos US EPA 25A o US EPA 25B.

e. No suministrar Gasolina a vehículos durante el desarrollo de esta parte de la prueba (medición y registro físico y/o digital de concentración de HCT).

f. No se deberá descargar Gasolina a los tanques de Almacenamiento en las 3 horas anteriores ni durante el desarrollo de esta parte de la prueba (medición y registro físico y/o digital de concentración de HCT).

2. Procedimiento de la prueba de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión

a. Se deberá instalar un dispositivo de monitoreo de presión y temperatura en los tubos de Venteo de los tanques de Almacenamiento de Gasolinas.

b. Se deberá instalar un dispositivo de monitoreo de HCT directo a lo(s) tanque(s) Almacenamiento de Gasolinas. Esto se deberá realizar con un adaptador. Realizar esta prueba con las tapas colocadas en los tanques de Almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

c. Se deberá cerrar las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural para iniciar esta prueba. Se deberá registrar el nivel de combustible de los tanques de Almacenamiento (esto puede ser con apoyo de los tickets o registros físicos y/o digitales del equipo de monitoreo de nivel de los tanques de Almacenamiento).

d. Se deberá inhabilitar la operación de las motobombas de Gasolina, dispensarios y las bombas de succión del SRV y en su caso, la Unidad procesadora de vapores y no se deberá desactivar la corriente eléctrica de estos elementos.

e. Se deberá revisar la presión del espacio vacío en los tanques de Almacenamiento. Cuando la presión sea negativa ésta se deberá compensar utilizando nitrógeno gaseoso hasta alcanzar la presión de cero pascales [0 Pa].

f. Se deberá registrar la presión, temperatura y concentración de vapores de HCT con una frecuencia de cada minuto por un periodo mínimo de 60 minutos.

g. Terminados los 60 minutos de monitoreo de presión, temperatura y concentración, se deberá registrar nuevamente el nivel de combustible de los tanques de Almacenamiento.

h. Para el cálculo de Gasto Volumétrico con respecto a la presión del espacio vacío en los tanques de Almacenamiento se deberá considerar el registro de la presión y temperatura e

hidrocarburos de los 90 minutos de registro durante la evaluación de los 10 vehículos y los 60 minutos de reposo de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. Procedimiento de la verificación de la caída de presión después de la prueba de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión

a. Se deberá realizar esta prueba sin las tapas de los tanques de Almacenamiento de Gasolinas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

b. Se deberá inhabilitar completamente la operación de las motobombas de Gasolina, dispensarios y las bombas de succión del SRV y en su caso, la Unidad procesadora de vapores y desactivar la corriente eléctrica de estos elementos.

c. Se deberá realizar el procedimiento indicado en el inciso 3. Prueba denominada "Determinación de la presión estática en 2 pca" correspondiente al método de evaluación CARB TP-201.3, de la Tabla V-1.

d. Se deberá tener evidencia de los registros físicos y/o digitales del nivel de combustible al inicio y final de los tanques de Almacenamiento durante la prueba de Emisiones por presión y la caída de presión.

e. Para la prueba denominada "Determinación de la presión estática en 2 pca", si al final de los 5 minutos de la prueba el resultado es menor a 2 pca, pero mayor a la presión mínima permisible (de acuerdo con el inciso C de este numeral) se deberá aplicar a todos los gastos volumétricos de Emisiones fugitivas (qi) calculados para cada intervalo de presión (Pi), como se indica en la ecuación 8.

$$V_{real} = V_{total} \cdot (1 - \mathrm{H}) \qquad \text{Ecuación 8.}$$

Donde:

V_{real} = Volumen real de Emisiones fugitivas, m3.

V_{total} = Volumen total de Emisiones fugitivas calculado, m3.

H = Grado de hermeticidad del SRV, adimensional.

f. Para corregir la sobreestimación de Emisiones fugitivas, es necesario afectar el gasto máximo con un factor que lo pondere en función de la presión final observada.

g. Para este efecto se deberá cuantificar el grado de hermeticidad de la instalación del SRV con la Ecuación 9.

$$\mathrm{H} = \frac{(P_{obs} - P_{min})}{(P_{ini} - P_{min})} \qquad \text{Ecuación 9.}$$

sí, $P_{obs} \geq P_{ini} \Rightarrow$ H = 1, no se tienen Emisiones fugitivas durante la prueba.

sí, $P_{obs} = P_{min} \Rightarrow H = 0$, La instalación del SRV cumple con la hermeticidad mínima, se tiene la emisión máxima.

sí, $P_{obs} < P_{min} \Rightarrow H < 0$ (negativo), La instalación del SRV no cumple el criterio de hermeticidad.

Donde:

H = grado de hermeticidad (Eta), adimensional.

P_{ini} = presión inicial de la prueba de hermeticidad (2 pca), en unidades de presión coherentes.

P_{obs} = presión final observada en la prueba de hermeticidad, en unidades de presión coherentes.

P_{min} = presión mínima permisible según TP-201.3, en unidades de presión coherentes.

4. Procedimiento de cálculo para las Emisiones fugitivas relacionadas con la presión.

a. Se deberá calcular el gasto volumétrico de Emisiones fugitivas (Q) con la Tabla V-3 considerando la ecuación que corresponda, y la ecuación proporciona el gasto volumétrico asociado a cada intervalo de presión registrado (P).

Tabla V-3. Cálculo de Gasto Volumétrico con respecto a la presión del espacio vacío en los tanques de Almacenamiento

NÚMERO PISTOLAS	Rango de Presión P en pca	Ecuación de Q (Rango de Flujo en m3/min)
Menor 7	0.00 – 0.99	Q = (-0.000484272*P2) + (0.001682208*P) - (0.000070800)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000124608*P2) + (0.001081824*P) + (0.0000167088)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000039648*P2) + (0.000722160*P) + (0.000481440)
7-12	0.00 – 0.99	Q = (-0.000532416*P2) + (0.001823808*P) - (0.000079296)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.0000138768*P2) + (0.001155456*P) + (0.000198240)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.0000509760*P2) + (0.000824112*P) + (0.000512592)
13-18	0.00 – 0.99	Q = (-0.000580560*P2) + (0.001965408*P) - (0.000087792)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000152928*P2) + (0.001229088*P) + (0.000229392)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000062304*P2) + (0.000926064*P) + (0.000481440)
19-24	0.00 – 0.99	Q = (-0.000645696*P2) + (0.002107008*P) - (0.000096288)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000155760*P2) + (0.001285728*P) + (0.000246384)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000056640*P2) + (0.000900576*P) + (0.000614544)
25-30	0.00 – 0.99	Q = (-0.000597552*P2) + (0.002248608*P) - (0.000104784)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000141600*P2) + (0.001302720*P) + (0.000260544)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000050976*P2) + (0.001002528*P) + (0.000583392)
31-36	0.00 – 0.99	Q = (-0.000580560*P2) + (0.002390208*P) - (0.000113280)

	1.00 – 1.99	Q = (-0.000152928*P2) + (0.001359360*P) + (0.000277536)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000045312*P2) + (0.000977040*P) + (0.000716496)
37-42	0.00 – 0.99	Q = (-0.000532416*P2) + (0.002531808*P) - (0.000121776)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000138768*P2) + (0.001432992*P) + (0.000308688)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000039648*P2) + (0.001104480*P) + (0.0006822400)
43-48	0.00 – 0.99	Q = (-0.000515424*P2) + (0.002673408*P) - (0.000130272)
	1.00 – 1.99	Q = (-0.000138768*P2) + (0.001489632*P) + (0.000325680)
	2.00 – 3.50	Q = (-0.000033984*P2) + (0.001078992*P) + (0.0008153440)

b. Calcular el gasto volumétrico de Emisiones fugitivas utilizando las ecuaciones de la Tabla V-3 que correspondan de acuerdo con el número de pistolas y las presiones obtenidas durante el monitoreo.

1. Los datos de presión se deberán agrupar en intervalos de 0.25 pca.

2. Se deberá utilizar el punto medio de cada intervalo de presión para calcular el gasto volumétrico de Emisiones fugitivas "Q" de la Tabla V-3; la ecuación proporciona el gasto volumétrico asociado a cada intervalo de presión registrado (P).

3. Se deberán incluir en el cálculo las presiones positivas y cero. Las presiones negativas se consideran 0 para este proceso.

4. Se deberá determinar el volumen total de Emisiones fugitivas (V_{total}) y el gasto volumétrico promedio (Q_{prueba}) del periodo de monitoreo de presión, como sigue:

5. Calcular el volumen total de Emisiones fugitivas del periodo de monitoreo de presión, con la Ecuación 10.

$$V_{total} = \sum_{i=1}^{n} t_i \cdot q_i \qquad \text{Ecuación 10..}$$

Donde:

V_{total}= volumen total de Emisiones fugitivas del periodo de monitoreo, en m3.

q_i = gasto volumétrico de Emisiones fugitivas en cada intervalo de presión, en m3/min.

t_i = minutos de permanencia de cada intervalo de presión, en min.

n = número de intervalos de presión.

6. Determinar el gasto volumétrico promedio de Emisiones fugitivas del periodo de monitoreo de presión, con la Ecuación 11.

$$Q_{prueba} = \frac{V_{total}}{T} \qquad \text{Ecuación 11.}$$

Donde:

Q_{prueba} = gasto volumétrico promedio de Emisiones fugitivas del periodo de monitoreo, en m3/h.

V_{total} = volumen total de Emisiones fugitivas para el periodo de monitoreo, en m3.

T = número total de horas del periodo de monitoreo de presión, en h.

7. Calcular el gasto másico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión, con la Ecuación 12.

$$M = \frac{(Q_{prueba})(C)(MW)}{(MV)(100)} \qquad \text{Ecuación 12.}$$

Donde:

M = Gasto másico de Emisiones fugitivas, en kilogramo por hora [kg/h].

C = Concentración de HCT base propano (C3H8) o base butano (C4H10) en porcentaje volumen [%vol].

MW = Masa molecular (44.096 kg/kmol para C3H8 o 58.123 kg/kmol para C4H10).

MV = Volumen molar del gas ideal a condiciones de T y P *in situ*, en metros cúbicos por kilomol [m3/kmol].

Q_{prueba} = Gasto volumétrico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión, en metros cúbicos por hora [m3/h].

c. Calcular el Factor de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión con la Ecuación 13.

$$E_{RP} = \frac{M \cdot T}{G} \qquad \text{Ecuación 13.}$$

Donde:

E_{RP} = Factor de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión [kg/m3].

M = Gasto másico de Emisiones fugitivas, en kilogramo por hora [kg/h].

T = Tiempo de duración de la prueba, en horas [h].

G = Volumen de Gasolina suministrado durante el tiempo de duración la prueba, en metros cúbicos [m3].

d. Se deberá calcular el gasto másico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión, con la Ecuación 14.

$$M = \frac{Q * C * MW}{MV * 100} \qquad \text{Ecuación 14.}$$

Donde:

M = Gasto másico de Emisiones fugitivas, en kilogramo por hora [kg/h].

C = Concentración de HCT base propano ($C3H_8$) o base butano (C4H10) en porcentaje volumen [%vol].

MW = Masa molecular (44.096 kg/kmol para $C3H_8$ o 58.123 kg/kmol para C4H10).

MV = Volumen molar del gas ideal a condiciones de *T* y *P* *in situ*, en metros cúbicos por kilomol [m3/kmol].

Q = Gasto volumétrico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión, en metros cúbicos por hora [m3/h].

e. Para calcular el gasto volumétrico de Emisiones *Q*, se deberá utilizar la Ecuación 15.

$$Q = \frac{\sum_{i=1}^{n}(Q_i \cdot t_i)}{\sum_{i=1}^{n}(t_i)} \qquad \text{Ecuación 15.}$$

Donde:

Q = Gasto volumétrico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión, en metros cúbicos por hora [m3/h].

Q_i = Gasto volumétrico de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión de cada intervalo de presión, en metros cúbicos por hora [m3/h].

t_i = Periodo de permanencia de cada intervalo de presión, en horas [h].

n = Número de intervalos de presión.

f. Se deberá calcular el Factor de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión con la Ecuación 16.

$$E_{PRF} = \frac{M \ t_{act}}{G_{act}} \qquad \text{Ecuación 16.}$$

Donde:

E_{PRF} = Factor de Emisiones fugitivas relacionadas con la presión [kg/m3].

M = Gasto másico de Emisiones fugitivas, en kilogramo por hora [kg/h].

t_{act} = Tiempo de duración de la prueba, en horas [h].

G_{act} = Volumen de Gasolina suministrado durante el tiempo de duración la prueba, en metros cúbicos [m3].

g. Se deberá calcular el tiempo mínimo de respuesta para presurizar el *Ullage* desde cero hasta la presión inicial de 498.18 Pa de acuerdo con la Ecuación 17.

$$t_{pi} = \frac{V}{Q_N}\left(\frac{P_{atm}+498.18}{P_{atm}} - 1\right) \qquad \text{Ecuación 17.}$$

Donde:

t_{pi} = Tiempo aproximado para presurizar el *Ullage* de cero a la presión inicial de 498.18, en minutos [min].

V = *Ullage* total afectado por la prueba, en metros cúbicos [m3].

Q_N = Caudal volumétrico de nitrógeno introducido al sistema, en metros cúbicos por minuto [m3/min].

P_{atm} = presión atmosférica *in situ*, en pascales [Pa].

h. Se deberá calcular la Eficiencia de Destrucción y/o Remoción (EDR) de HCT, de acuerdo con la Ecuación 18:

$$EDR = \left(1 - \frac{M_S}{M_E}\right) \times 100 \qquad \text{Ecuación 18.}$$

Donde:

EDR = Eficiencia de destrucción y remoción de HC, en porcentaje [%].

M_E = Masa de HCT que entra a la Unidad procesadora de vapores, en kilogramos [kg].

M_S = Masa de HCT que la Unidad procesadora de vapores emite a la atmósfera, en kilogramos [kg].

i. Se deberá calcular el Factor de emisión del SRV, de acuerdo con la Ecuación 19.

$$M_{total} = M_1 + M_3 + M_4 + M_5 \qquad \text{Ecuación 19.}$$

Donde:

M_{total} = Factor de emisión del SRV, en kg HCT/m3.

M1 = Factor de emisión másico en el punto 1, en kg HCT/m3.

M3 = Factor de emisión másico en el punto 3, en kg HCT/m3.

M4 = Factor de emisión másico en el punto 4, en kg HCT/m3.

M5 = Factor de emisión másico en el punto 5, en kg HCT/m3.

Se deberá registrar en el Informe de resultados el Factor de emisión del SRV.

j. Se deberá calcular la eficiencia del SRV con la Ecuación 20.

$$EFI = \left(1 - \frac{M_1 + M_3 + M_4 + M_5}{M_1 + M_2}\right) * 100 \qquad \text{Ecuación 20.}$$

Donde:

EFI = Eficiencia del SRV, en porcentaje [%].

M1 = Factor de emisión másico en el punto 1, en kg HCT/m3.

M2 = Factor de recuperación másico en el punto 2, en kg HCT/m3.

M3 = Factor de emisión másico en el punto 3, en kg HCT/m3.

M4 = Factor de emisión másico en el punto 4, en kg HCT/m3.

M5 = Factor de emisión másico en el punto 5, en kg HCT/m3.

k. Se deberá registrar en el Informe de resultados la eficiencia del SRV.

En la figura 1 se acotan los puntos de muestreo y medición de emisión y recuperación.

Punto 1: Interface pistola vehículo.

Punto 2: Regreso a través de la línea de retorno al tanque de Almacenamiento.

Punto 3: Válvula de presión / vacío del tubo de Venteo.

Punto 4: Procesador de vapores de Gasolina (si es que se cuenta con éste), y

Punto 5: Emisiones relacionadas con la presión.

Figura V-1. Esquema ejemplo de SRV

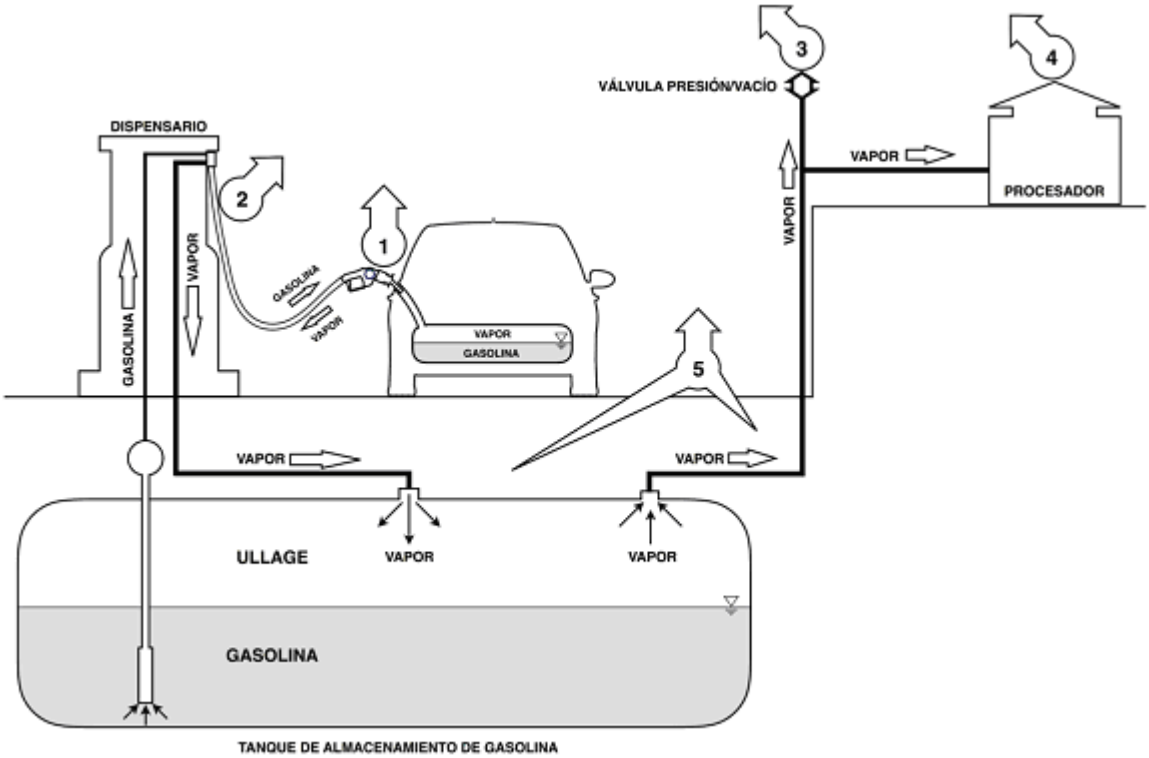


Tabla V-5. REQUISITOS METROLÓGICOS DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION UTILIZADOS PARA REALIZAR LAS PRUEBAS.

PRUEBA	MESURANDO	INSTRUMENTO	RESOLUCIÓN	RANGO
Hermeticidad Determinación de la presión estática en 2 pca (497.68 Pa). Determinación de la presión estática en 5 pca (1 244.2 Pa).	Presión	Medidor de Presión	2.4884 Pa (0.01 pca)	0.0 a 2 488.4 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 10.0 pca ó 0.0 a 20.0 pca)
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 100.0 °C
	Flujo	Medidor de Flujo	0.01416 m3/min (0.5 CFM)	0.0 a 0.141584 (0.0 a 5.0 CFM)
	Tiempo	Cronómetro	1.0 s	0 a 3 600 s
Válvula de presión / vacío	Presión	Medidor de Presión I	2.4884 Pa (0.01pca)	0.0 a 2 488.4 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 10.0 pca ó 0.0 a 20.0 pca)
	Flujo	Medidor de Flujo	12.5 ml/min	0.0 a 500.0 ml/min
Tasa Volumétrica vapor/líquido y Tasa Volumétrica aire/líquido	Volumen	Medidor de Volumen de desplazamiento positivo	0.0005663 m3 (0.02 ft3)	0.0 a 0.7079 m3/h ó 0.0 a 84.9505 m3/h (0.0 a 3000 CFH)
	Presión	Medidor de Presión	.01 pca	0.0 a 10.0 pca
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 100.0°C
	Tiempo	Cronómetro o Cronógrafo.	1.0 s	0 a 3 600 s
Eficiencia (Punto1)	Flujo	Medidor de Flujo	0.01416 m3/min (0.5 CFM)	0.0 a 0.141584 (0.0 a 5.0 CFM)
	Presión	Medidor de Presión	2.4884 Pa (0.01 pca)	0.0 a 2 48.84 Pa ó 0.0 a 2 488.4 Pa (0.00 a 1.0 pca ó 0.0 a 10.0 pca)
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 100.0°C
	Concentración de HCT	Medidor de HCT (Infrarrojo).	1.0% vol.	0.0 a 1.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 5.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 100.0% vol
	Tiempo	Cronómetro o Cronógrafo.	1.0 s	0 a 3 600 s
	Volumen	Medidor de Volumen	0.02 pie3 (0.000566 m3)	(0.0 m3/h - 84.95 m3/h (0.0 pie3/h - 3000 pie3/h)

Eficiencia (Punto 2)	Flujo	Medidor de Flujo	100.0 ml/min	0.0 a 1.0 L/min
	Presión Diferencial	Medidor de Presión	4.9768 Pa (0.02 pca)	0.0 a 1 244.2 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 5.0 pca y 0.0 a 20.0 pca)
	Presión	Medidor de Presión	2.4884 Pa (0.01pca)	0.0 a 2 488.4 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 10.0 pca y 0.0 a 20.0 pca)
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 100.0°C
	Volumen	Medidor de Volumen	0.0005663 m3 (0.02 ft3)	0.0 a 0.7079 m3/h ó 0.0 a 84.9505 m3/h (0.0 a 25 CFH ó 0.0 a 3 000 CFH)
	Concentración de HCT	Medidor de HCT (Infrarrojo).	1.0% vol.	0.0 a 50.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 100.0% vol
	Tiempo	Cronómetro o Cronógrafo.	1.0 s	0 a 3 600 s
	COV	Fotoionización	1.0 ppm	0.0 a 2000.0 ppm
Eficiencia (Punto 3)	Presión	Medidor de Presión	2.4884 Pa (0.01pca)	0.0 a 2 488.4 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 10.0 pca ó 0.0 a 20.0 pca)
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 100.0°C
	Volumen	Medidor de Volumen	0.0005663 m3 (0.02 ft3)	0.0 a 0.7079 m3/h ó 0.0 a 84.9505 m3/h (0.0 a 25 CFH ó 0.0 a 800 CFH)
	Concentración de HCT	Medidor de HCT (Infrarrojo).	1.0% vol.	0.0 a 100.0% vol.
	Tiempo	Cronómetro o Cronógrafo.	1.0 s	0 a 3 600 s
Eficiencia (Punto 4 - Entrada)	Presión	Medidor de Presión.	2.4884 Pa (0.01pca)	0.0 a 2 488.4 Pa ó 0.0 a 4 976.8 Pa (0.0 a 10.0 pca ó 0.0 a 20.0 pca)
	Temperatura	Medidor de Temperatura.	1.0°C	0.0 a 100.0°C
	Volumen	Medidor de Volumen	0.0005663 m3 (0.02 ft3)	0.0 a 0.7079 m3/h ó 0.0 a 84.9505 m3/h (0.0 a 25 CFH y 0.0 a 800 CFH)
	Concentración de HCT	NDIR (sensor de infrarrojo no dispersivo)	1.0% vol.	0.0 a 10.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 50.0% vol.
			1.0 % vol.	0.0 a 100.0% vol
	Tiempo	Cronómetro	1.0 s	3 600 s
Eficiencia (Punto 4 - Salida)	Presión Diferencial	Tubo Pitot tipo S o tipo L	-------	-------
	Temperatura	Medidor de Temperatura	1.0°C	0.0 a 500°C
	Volumen	Medidor de Volumen	0.0001416 m3 (0.005ft3)	0.0 a 0.7079 m3/h ó 0.0 a 84.9505 m3/h (0.0 a 25 CFH ó 0.0 a 3 000 CFH)
	Concentración de HCT	NDIR (sensor de infrarrojo no dispersivo)	1.0% vol.	0.0 a 1.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 5.0% vol.
			1.0% vol.	0.0 a 100.0% vol
	Concentración de CO	NDIR (sensor de infrarrojo no dispersivo)	1.0 ppm	0.0 a 500.0 ppm
	Concentración de CO_2	NDIR (sensor de infrarrojo no dispersivo)	1.0% vol.	0.0 a 5.0% vol. ó 0.0 a 10.0% vol. 0.0 a 20.0% vol
	Concentración de O_2	NDIR o celda electroquímica	1.0% vol.	0 a 21% Vol. 0 a 25% Vol.
	Concentración de NOx	Quimioluminiscencia	1 ppm	1-500 ppm
	Concentración de SO2	NDIR (sensor de infrarrojo no dispersivo)	1 ppm	1-500 ppm

4. Los equipos de prueba deberán cumplir con los requisitos siguientes:

a. Los equipos deberán estar calibrados, conforme a Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

b. Los equipos deberán calibrarse como mínimo una vez al año;

c. El medidor de temperatura, dependiendo el tipo de prueba, deberá cubrir el rango indicado en la Tabla V-5.

d. Las verificaciones analíticas, de los instrumentos que miden concentraciones, deberán realizarse con Mezclas o Gases de calibración;

e. La mezcla o gas de calibración analítica en el rango alto deberá estar dentro del 80% al 100% del rango del equipo;

f. La mezcla o gas de calibración analítica en el rango medio deberá estar dentro del 40% al 60% del rango del equipo;

g. La mezcla o gas de calibración analítica en el rango bajo deberá estar dentro del 5% al 25% del rango del equipo;

h. Para la verificación de los analizadores (Gases o Hidrocarburos) deberá realizarse y presentarse el Cálculo de Bias (al inicio y al finalizar las pruebas) y el *Drif*t (cálculo

de la desviación entre el resultado de la verificación inicial y final). Esta verificación deberá efectuarse *in situ*, y

i. Los medidores de volumen indicados en la matriz deberán ser del tipo desplazamiento positivo o tipo turbina.

X. Dispositivos

Figura V-2. Captador de vapores, vista de planta.

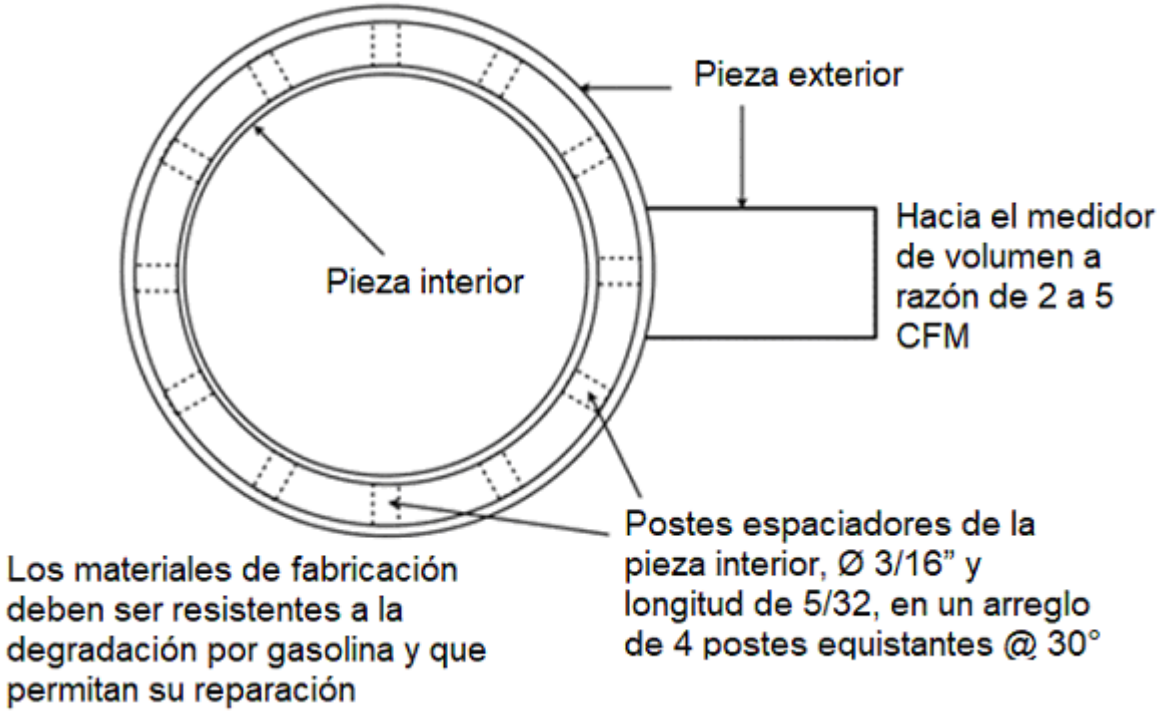
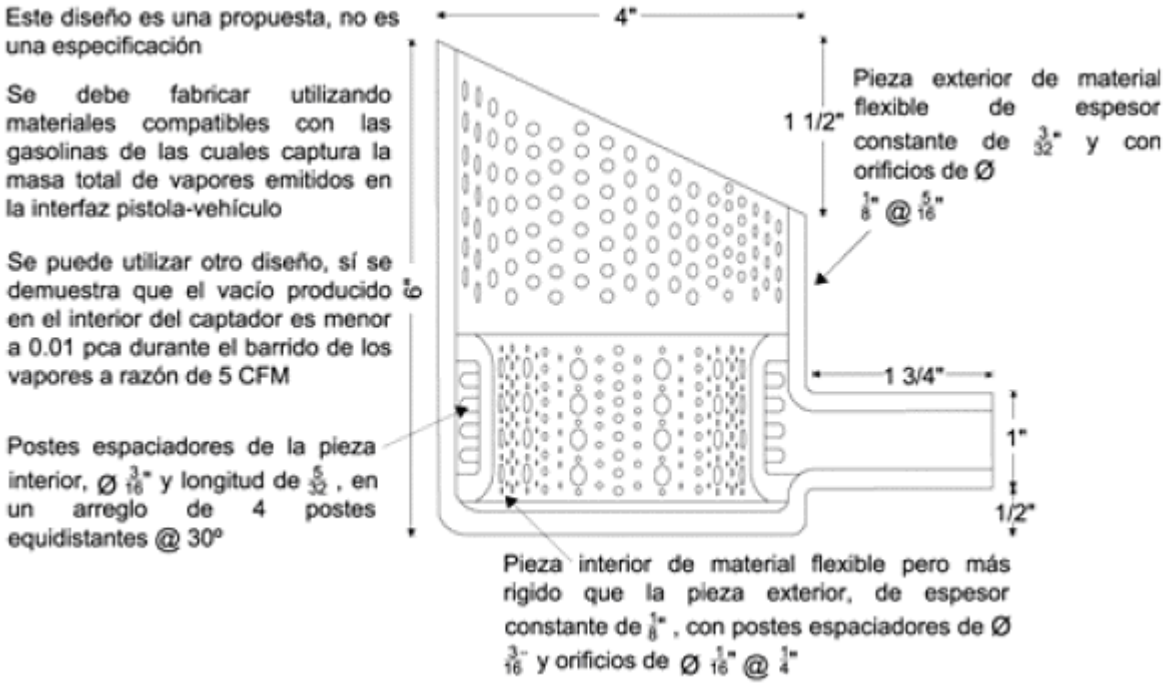
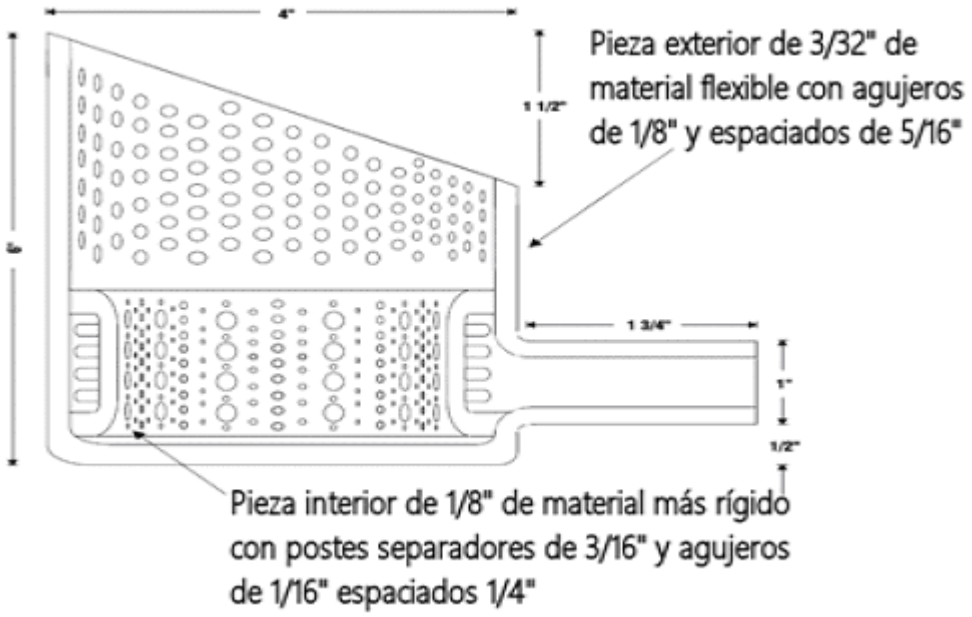


Figura V-3. Captador de vapores, vista de sección.



Nota: El Diseño es una propuesta, no una especificación.

Figura V-4. Captador de vapores, vista de sección con cotas.



1. El Captador de vapores deberá ser fabricado utilizando materiales compatibles con las propiedades físicas y químicas de los vapores de Gasolinas, emitidas en la interfaz pistola-vehículo.

2. Se puede utilizar otro Diseño del Captador de vapores, diferente a la imagen de la Figura 3, si el vacío producido en el interior es menor a 0.01 pca durante el barrido de los vapores a razón de 5 CFM.

ANEXO VI

EXPEDIENTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA

Requisitos para integrar el Expediente de Integridad mecánica de los equipos, recipientes, tanques de Almacenamiento y sistemas de tubería de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

I. Contenido

1. Los Regulados deberán elaborar un listado de los equipos, recipientes, tanques de Almacenamiento en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Los Regulados deberán elaborar un Expediente de Integridad mecánica para cada uno de los equipos, recipientes, tanques de Almacenamiento fijos y sistemas de tuberías en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, que forman parte de los sistemas para el Expendio de Gas Natural y/o Gas Licuado de Petróleo, el expediente deberá contener como mínimo lo siguiente:

a. El nombre genérico de los equipos, recipientes o tanques de Almacenamiento, sistema de tubería y la descripción de su operación, Condiciones de operación y transitorios relevantes;

b. El número de serie o único de identificación, o de registro de acuerdo con el código, la clave del equipo o número de identificación (TAG);

c. El año de fabricación;

d. El código o norma de Diseño y Construcción;

e. El fluido manejado;

f. La capacidad volumétrica (equipos, recipientes, tanques);

g. La presión y temperatura de Diseño y de Operación;

h. La presión de prueba hidrostática y certificado o reporte de la misma;

i. La presión de trabajo máxima permitida, velocidad de corrosión y actualizaciones realizadas en las sucesivas revisiones, fechas de próxima revisión de acuerdo con las metodologías, normas, códigos, estándares y buenas prácticas internacionales, incluyendo como mínimo lo siguiente:

1. Cálculo respaldado con firma y número de cédula profesional del personal competente.
2. Los espesores mínimos requeridos, para equipo, tanques o recipientes en sus partes: tapas (casquetes) y envolvente.

j. Tipo y número de instrumentos y dispositivos de control y de seguridad;

k. La presión de calibración de los instrumentos y dispositivos de control y de seguridad;

l. El Certificado de fabricación, certificado de conformidad o Dictamen de la Unidad de Verificación de la norma de fabricación;

m. El área de ubicación del equipo, tanque o recipiente de Almacenamiento (plano de localización);

n. Las hojas de datos técnicas del equipo, tanque o recipiente de Almacenamiento;

o. Las especificaciones técnicas del equipo, tanque o recipiente de Almacenamiento y de los instrumentos y dispositivos de seguridad;

p. Certificados de pruebas del tanque, recipiente de Almacenamiento, sistemas de tuberías, de los instrumentos y dispositivos de seguridad;

q. Planos de Diseño del tanque o recipiente de Almacenamiento que deberán contener como mínimo lo siguiente:

1. Los cortes;
2. Las dimensiones;
3. Los detalles relevantes y ubicación de boquillas;
4. Ubicación de los instrumentos, dispositivos de control y de seguridad;
5. Arreglo básico de soporte o cimentación, y
6. Placa del tanque o recipiente de Almacenamiento.

r. Memorias de cálculo del tanque, recipiente de Almacenamiento, sistema de tubería;

s. Información técnica de proveedores (catálogos, manuales, etc.), según aplique;

t. Copia actualizada del programa de revisión del equipo, tanque, recipiente de Almacenamiento, sistemas de tuberías;

u. Copia actualizada del programa de Mantenimiento del equipo, tanque, recipiente de Almacenamiento, sistema de tubería;

v. Copia actualizada del programa de prueba de funcionamiento, revisión y de Mantenimiento de los instrumentos y dispositivos de control y seguridad;

w. Instrucciones o procedimientos de Seguridad;

x. Reportes, certificados, registros físicos y/o digitales y evidencia de la ejecución de las revisiones, pruebas, Exámenes no destructivos, revisión, Mantenimientos y reparaciones realizados al equipo, tanque, recipiente de Almacenamiento, sistema de tuberías realizados por personal competente, calificado, capacitado y certificado, organizados en forma cronológica;

y. Registro físico y/o digital de las modificaciones y/o alteraciones realizadas al equipo, tanque, recipiente de Almacenamiento o sistema de tubería por personal competente, calificado, capacitado y certificado;

z. Reportes, certificados, registros físicos y/o digitales, y evidencia organizados en forma cronológica de la ejecución de revisiones, pruebas, calibraciones y Mantenimiento realizado a los instrumentos y dispositivos de control y seguridad realizados por personal competente, y

aa. Memoria de cálculo de Diseño del recipiente por sismo y/o viento, de conformidad con los criterios nacionales y/o internacionales aplicables.

3. Los Regulados deberán actualizar el Expediente de Integridad mecánica de los equipos, recipientes, tanques de Almacenamiento y sistemas de tubería con la información necesaria, durante el ciclo de vida de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

4. Los Regulados deberán conservar el Expediente de Integridad mecánica del equipo, recipiente, tanque de Almacenamiento y sistemas de tubería para cuando la Agencia lo requiera.

ANEXO VII

LIBRO DE PROYECTO

Requisitos para integrar el Libro de Proyecto de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

El Libro de Proyecto deberá ser estructurado con la información específica requerida en el ANEXO I, ANEXO II, ANEXO III, ANEXO IV, ANEXO V y ANEXO X, según aplique y como mínimo con lo que se indica a continuación:

1. El Libro de Proyecto deberá ser físico y electrónico y permanecer en la instalación en todo momento y disponible para cuando la Agencia lo requiera.

2. El Libro de Proyecto deberá contener las memorias técnico-descriptivas, planos de cada disciplina (civil, eléctrico, mecánico, corrosión, contra incendio, etcétera) y las especificaciones de Diseño. Dichos planos y memorias deberán contener la información siguiente:

- **a.** Nombre, razón o denominación social del Regulado;
- **b.** Número de permiso emitido por la CRE;
- **c.** Domicilio del predio donde se planea ubicar las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;
- **d.** Coordenadas geográficas o Sistema de coordenadas UTM (por sus siglas en inglés, *Universal Transverse Mercator*);
- **e.** Nombre completo, firma autógrafa y número de cédula profesional del proyectista correspondiente a estudios de licenciatura relacionados con la materia del Proyecto;
- **f.** Fecha de elaboración, y
- **g.** Nombre completo y firma autógrafa de la (el) propietaria (o) o del representante legal de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

3. Los planos deberán tener la firma del responsable del Proyecto (profesionista del área de ingeniería de construcción o arquitectura). Además de lo anterior, deberán tener la firma del Director Responsable de Obra, con la información de la cédula profesional y la acreditación con fecha de otorgamiento y vigencia como perito por parte de las autoridades competentes.

4. El Proyecto arquitectónico deberá contener como mínimo lo siguiente:

- **I.** Elementos estructurales y memorias de cálculo;
- **II.** Poligonal del predio o de la zona federal marítima, terrestre, fluvial o lacustre, indicando el sentido de las vialidades, accesos, carreteras o caminos colindantes;
- **III.** Plantas arquitectónicas y azoteas (según Diseño) de oficinas, casetas, bodegas;
- **IV.** Zona de despacho y proyección de techumbre, oficinas y casetas integradas a Módulos de despacho o abastecimiento cuando aplique, indicar dispensarios y productos asignados, así como el número de mangueras por dispensario, número de posición de carga y número de Módulo de despacho o abastecimiento de combustible;
- **V.** Interruptores de emergencia en zona de despacho, fachada, interior de oficinas y zonas de Almacenamiento;
- **VI.** Delimitación de áreas verdes;
- **VII.** Niveles de piso terminado;
- **VIII.** Área de tanques, Recipientes de Almacenamiento y Bodegas indicar su capacidad y producto;
- **IX.** Pozos de observación (en la fosa de tanques subterráneos) cuando aplique;
- **X.** Pozos de monitoreo en los límites del predio, cuando sea requerido según lo indicado en el numeral cuando aplique;
- **XI.** Sistema contra incendios, extintores;
- **XII.** Gabinetes en islas de Expendio (planta y elevación);

XIII. Rejillas, registros de drenaje de aguas aceitosas, trampa de combustibles y trampa de grasa (opcional y cuando aplique), indicar el volumen útil de éstas; las trampas de grasa deberán ser obligatorias cuando se cuente con auto lavado;

XIV. Almacén temporal de residuos peligrosos y de manejo especial;

XV. Cuarto de máquinas y/o cuarto de tablero eléctrico;

XVI. Croquis de localización, indicando el sentido de las vialidades internas, accesos, carreteras, calles o caminos colindantes;

XVII. Cisterna (indicar su capacidad y dimensiones: largo, ancho y profundidad);

XVIII. Localización de Venteos;

XIX. Tipo de pavimentos;

XX. Banquetas con anchos y rampas de acceso;

XXI. Indicación de vialidad interna del usuario y Módulo de almacenamiento transportable por semirremolque para Gas Natural Comprimido y/o de los Auto-tanques de Distribución de Petrolíferos;

XXII. Carriles para facilitar el acceso y salida segura, cuando aplique, por ejemplo: instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que se construyen al margen de carreteras;

XXIII. Posición de descarga del Módulo de Almacenamiento transportable por semirremolque para Gas Natural Comprimido y/o de los Auto-tanques de Distribución de Petrolíferos y/o vehículos de Reparto;

XXIV. Área de almacenamiento de Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión (indicar la capacidad máxima);

XXV. Las distancias entre las áreas y los elementos externos de las Bodegas de Expendio, mismas que deberán estar acotadas

XXVI. Zona de compresores y cascada;

XXVII. Pisos de circulación;

XXVIII. Fachadas;

XXIX. Cortes;

XXX. Cuadro de simbología;

XXXI. Cuadro de áreas y porcentajes;

XXXII. Acotaciones;

XXXIII. Muelles para instalaciones marinas cuando aplique;

XXXIV. Señales y avisos;

XXXV. Las instalaciones hidráulicas, sanitaria y de drenaje pluvial;

XXXVI. Las construcciones, materiales y elementos utilizados en el Proyecto;

XXXVII. Los medios utilizados para delimitar la bodega y

XXXVIII. Actividades de los terrenos colindantes.

5. Contenido del Libro de Proyecto:

I. La descripción general de la actividad de Expendio;

II. La descripción general de las filosofías de operación y control;

III. Los planos y diagramas del proceso y la instalación;

IV. Memorias técnico-descriptivas de todas las Disciplinas: Civil, Mecánico (Estático, Dinámico), Contra-incendio, Eléctrico, Corrosión, Tubería, etcétera;

V. Las hojas de datos de seguridad de Gas Natural, el Gas Licuado de Petróleo, las Gasolinas y/o el Diésel;

VI. Las especificaciones técnicas (deberá incluir al menos):

1. Civil;

2. Mecánica;

3. Eléctrica;

4. Contra incendio;

5. Recubrimiento anticorrosivo;

6. Pruebas;

7. Instrumentación y control, y

8. Corrosión.

VII. El balance de materia y energía;

VIII. La lista de equipos y accesorios;

IX. El expediente de equipos, accesorios e instrumentos (deberá incluir al menos):

1. La relación de equipos, Sistemas, accesorios e instrumentos;

2. Las hojas de datos técnicas;

3. Las especificaciones técnicas;

4. Certificados de pruebas;

5. Planos de Diseño;

6. Memorias de cálculo;

7. Catálogos, y

8. Manuales de Operación y Mantenimiento.

X. El Diseño, selección y dimensionamiento de los elementos de control e instrumentación;

XI. El listado de normas, códigos y estándares indicando los numerales y/o incisos utilizados en el Diseño de cada área o disciplina del Proyecto, y

XII. ANEXOS, según aplique.

Se deberá incluir al menos:

1. Estudio de mecánica de suelos;

2. Estudio de topografía;

3. Estudio de vientos dominantes;

4. Estudios de condiciones hidrometeorológicas adversas y/o fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, heladas, huracanes, sismo, erupciones volcánicas);

5. Estudio de batimetría;

6. Información de movimiento de mareas, cuando aplique, y

7. Cédula profesional y acreditación vigente de los peritos que intervengan en la elaboración del Libro de Proyecto.

6. Características de los documentos.

a. Los planos deberán indicar como mínimo:

1. Datos de la cédula profesional, registro vigente y firma en los planos de la ingeniería básica extendida y/o de detalle Aprobados Para Construcción (APC) del Director Responsable de Obra.

2. Dimensiones del predio y el área que ésta ocupa dentro del mismo;

3. Las Construcciones y elementos constructivos del Proyecto;

4. Las áreas de circulación vehicular;

5. Vista en planta del arreglo general de los elementos de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

6. Detalle del corte transversal y longitudinal de las bases de sustentación según aplique;

7. Detalle de las cimentaciones de las bases de sustentación de los Recipientes y Tanques de Almacenamiento, según aplique;

8. Croquis de localización señalando la dirección de los vientos dominantes;

9. Planta, vista longitudinal y transversal de las áreas de Almacenamiento, Trasvase y Expendio;

10. Planimétrico, indicando las Construcciones colindantes;

11. Norte geográfico y de Construcción;

12. Lista de equipos y características;

13. Nivel de piso terminado (NPT);

14. Vías de acceso, y

15. Croquis de localización general.

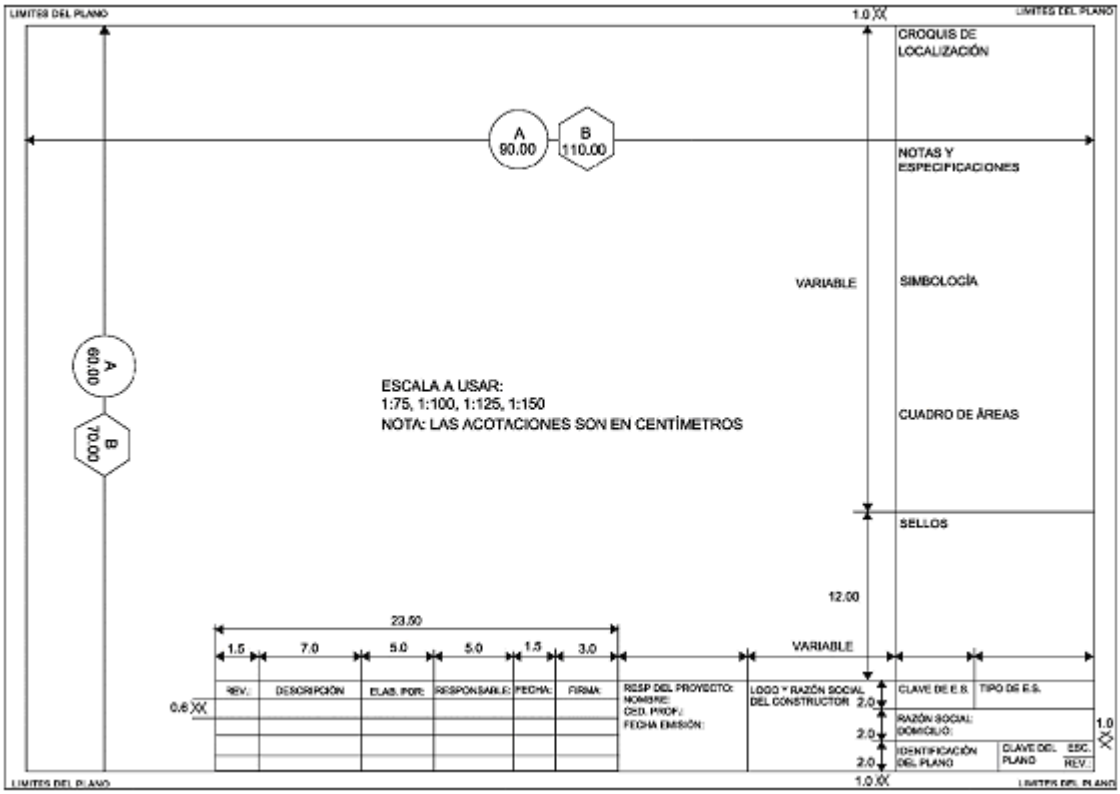
b. Los planos de la disciplina civil, mecánica, eléctrica y contra incendio se presentan doblados a tamaño carta con las dimensiones siguientes: de 90.00 cm de largo X 60.00 cm de ancho, 110.00 cm de largo X 70.00 cm de ancho o 120.00 cm de largo X 90.00 cm de ancho, con 1.00 cm de margen excepto del lado izquierdo que deberá ser de 2.00 cm.

c. La escala que utilizar en los planos deberá ser la necesaria para acomodar todas las instalaciones, dentro del siguiente rango: 1:25 hasta 1:200, pudiendo utilizar otras escalas cuando las indicadas no permitan colocar todas las instalaciones del Proyecto.

d. Al pie de plano deberá tener espacios, para el cuadro de descripción de revisiones, sellos de revisión, actualización y/o aprobación, fecha de elaboración, razón social, domicilio y nombre del Proyecto o de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural; son opcionales los logotipos del constructor, contratista y/o Regulado.

e. Se deberá reservar un apartado adyacente al margen derecho del plano para notas generales y simbología utilizada.

Figura VII-1. Plano



f. Memorias técnico-descriptivas

1. Las memorias técnico descriptivas y los planos deberán llevar en cada página: Nombre completo y firma autógrafa del proyectista, su número de cédula profesional correspondiente a estudios de licenciatura relacionados con la materia del Proyecto; nombre completo y firma autógrafa de la (el) propietaria (o) o del representante legal de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

2. Las memorias técnico descriptivas de: el Proyecto mecánico, el Proyecto eléctrico, el Proyecto civil, Sistema contra-incendio, Corrosión; deberán contener una descripción general, datos usados como base para cada especialidad, cálculos y mencionar las normas, estándares y/o códigos empleados.

3. La memoria técnico descriptiva del Proyecto mecánico deberá contener como mínimo la información de:

a. Los Tanques y Recipientes de Almacenamiento, incluyendo los elementos de medición, control y seguridad;

b. Especificaciones de las tuberías, válvulas, conexiones, instrumentación, bombas, compresores, básculas, básculas de seguridad, equipos de llenado de recipientes, Sistema de vaciado de Recipientes Portátiles con daño físico y/o fuga, medidores de Trasvase y de Expendio.

4. Memoria Técnico-Descriptiva del Proyecto civil

a. La memoria técnico descriptiva deberá contener una descripción general, datos usados como base para la especialidad civil, cálculos y referenciar las normas, estándares y/o códigos consultados.

b. La memoria técnico descriptiva deberá contener como mínimo la información de:

1. Dimensiones y orientación del predio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

2. Características de todas las construcciones indicando los materiales;

3. Descripción y cálculo estructural de las bases de sustentación de los Tanques y Recipientes de Almacenamiento;

4. Descripción constructiva de las áreas de Expendio simultáneo, Almacenamiento y Bodegas de Expendio;

5. Área de carga y descarga;

6. Recepción y entrega de Recipientes Portátiles;

7. Revisión de Recipientes Portátiles;

8. Descripción de los despachadores;

9. Llenado parcial o total de Recipientes Portátiles;

10. Descripción constructiva del área de vaciado de Recipientes Portátiles con fuga;

11. Descripción de los materiales de las áreas de circulación interior;

12. Distancias entre los diferentes elementos internos de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

13. Descripción de las medidas de seguridad proyectadas para evitar los efectos de inundaciones y deslaves en caso de que sea necesario contemplarlo, y

14. Descripción y ubicación de los medios de protección.

5. La memoria técnico descriptiva de un sistema fijo contra incendio deberá contener como mínimo:

a. Descripción general, datos utilizados como base, normas, estándares y/o códigos empleados.

b. El cálculo considerando el peor escenario, en donde se determine la mayor demanda de agua del área de cobertura, se incluya el gasto de agua requerido para el enfriamiento de los Recipientes de Almacenamiento y el requerido para los apoyos adicionales mediante hidrantes o monitores;

c. El cálculo de las bombas de agua contra incendio, donde se determine el gasto y presión requerida para proporcionar la protección al peor escenario, incluyendo el requerido para el enfriamiento de los recipientes y para los apoyos adicionales, mediante hidrantes, monitores, sistema de aspersión de agua, y

d. El cálculo del tanque o cisterna de agua contra incendio, donde se determine la capacidad de almacenamiento de agua contra incendio, suficiente para combatir ininterrumpidamente el incendio del peor escenario.

e. Cálculo del Sistema de Aspersión de Agua.

g. Planos del Proyecto eléctrico

1. El plano con detalles o planos que se deberán presentar como mínimo son:

a. Clasificación de áreas;

b. Diagrama unifilar;

c. Sistema general de alumbrado;

d. Cuadro de carga, fuerza y alumbrado de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural;

e. Indicar detalles de los tableros de control.

f. Cuadro de materiales;

g. Distribución de ductos y alimentadores, y

h. Sistema de tierras de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

h. Planos del Proyecto mecánico

1. El plano con detalles o planos que se deberán presentar como mínimo son:

a. Plano general mecánico, deberán llevar la nomenclatura de los equipos en lugar visible, indicando las características de los mismos;

b. Especificaciones técnicas de cada tanque o recipiente de Almacenamiento (tipo, material, dimensiones, capacidad, conexiones, producto almacenado).

c. Uno o varios planos de localización general del equipo con su ubicación, donde se identifiquen las distancias mínimas entre elementos internos y externos. Los planos deberán incluir lo siguiente:

1. Norte geográfico y/o de Construcción;

2. Dirección de los vientos reinantes y dominantes (opcional);

3. Lista de equipos y características;

4. Nivel de piso terminado (NPT);

5. Vías de acceso, y

6. Croquis de localización general actualizado en el lado superior derecho, indicando las distancias mínimas entre elementos externos a las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural y la tangente de sus Recipientes de Almacenamiento.

i. Tuberías en planta y elevación;

1. Soportes de tuberías

2. Isométrico a línea sencilla o doble, sin escala, de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, indicando diámetros, tipos de tuberías, Accesorios y equipos. Los tramos de tubería deberán estar acotados.

j. El estudio de mecánica de suelos deberá incluir como mínimo, lo siguiente:

1. La capacidad de carga del suelo a la profundidad de desplante de las estructuras.

2. La estratigrafía del subsuelo con clasificación de SUCS (Sistema Único de Clasificación de Suelos), salvo cuando haya rellenos.

3. Cálculo para la estabilidad de taludes para excavaciones proyectadas en obra.

4. Determinación de los bulbos de presión de las cargas procedentes de las construcciones colindantes a los tanques y obras o edificaciones del Proyecto, de acuerdo con el tipo y tamaño de construcciones colindantes.

5. Sondeos para la determinación del nivel de manto freático con un mínimo de 10 m.

6. Conclusiones y recomendaciones para el alojamiento de los tanques de Almacenamiento.

7. Determinación de la sismicidad del predio estudiado. Podrá utilizarse como referencia el Manual de Diseño de obras civiles de la Comisión Federal de Electricidad.

8. Dependiendo de la zona donde se pretenda construir las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se realizará la determinación de estructuras geológicas tales como fallas, fracturas, subsidencia, fenómenos de tubificación, oquedades o fenómenos de disolución y licuación.

k. Sistema contra-incendio;

1. La localización de extintores, hidrantes y monitores con sus radios de cobertura;

2. El sistema fijo contra incendio que incluya, según se especifique, aspersores, los hidrantes y/o monitores con sus radios de cobertura, bombas de agua, red contra incendio, tuberías, instrumentación, toma siamesa, cisterna o tanque de almacenamiento de agua y sistema de aspersión;

3. La localización de detectores donde se indique su radio de cobertura, y de alarmas audibles y visibles;

4. Las rutas de evacuación y señalización de seguridad;

5. El isométrico a línea sencilla o doble de la tubería contra incendio, sin escala, con acotaciones y diámetro de las tuberías, indicando todos sus componentes, y

6. Vista en planta de la localización del interruptor de activación del paro de emergencia.

ANEXO VIII

TABLAS DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD ENTRE EQUIPOS, MÓDULOS DE EXPENDIO Y ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

I. Distancias de seguridad entre elementos internos en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural

Tabla VIII-1 Distancias de seguridad entre elementos internos.

	A	B	C	D	E	F	G
A	1.0	7.6	7.6	Superficiales no confinados: 7.6 Superficiales confinados: 7.6 Subterráneos: (No hay restricción)	Superficiales no confinados: 7.6 Superficiales confinados: 5.0 Subterráneos: 5.0	7.6	6.1
B	Superficiales no confinados: 6.1 Superficiales confinados: 5.0	1.5	6.1	5.0	Superficiales no confinados: 6.1 Superficiales confinados: 5.0	5.0	6.1
C	Superficiales no confinados: 7.6 Superficiales confinados: 5.0	7.6	1.5	7.6	7.6	Superficiales no confinados: 7.6 Superficiales confinados: 5.0	7.6

A: Tanque de Almacenamiento Gasolina / Diésel.
B: Recipiente Almacenamiento de Gas Natural Comprimido (Módulo de Almacenamiento Transportable (MAT) / Amortiguador).
C: Tanque de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo.
D: Dispensario de Gasolina / Diésel a vehículos automotores.
E: Dispensario de Gas Natural Comprimido a vehículos automotores.
F: Dispensario de Gas Licuado de Petróleo a vehículos automotores.
G: Punto de llenado de Gas Licuado de Petróleo a Recipientes portátiles.

La distancia entre dispensarios de Gas Licuado de Petróleo o Punto de llenado de Recipientes portátiles y dispensarios de otros combustibles es de: 7.6 m.

Todas las distancias de la Tabla inmediata anterior están en metros [m].

II. Distancias de seguridad entre elementos externos en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural

Tabla VIII-2 Distancias de seguridad entre elementos externos.

	Unidad Habitacional Multifamiliar y Lugares de concentración pública	Edificios dentro del perímetro de las instalaciones	Perímetro de las instalaciones
Tanque de Almacenamiento de Gasolina /Diésel	7.6	5.0	5.0
Dispensario de Gasolina /Diésel	7.6	5.0	5.0
Recipiente Almacenamiento de Gas Natural Comprimido (Módulo de Almacenamiento Transportable (MAT) / Amortiguador)	10.0	7.6	5.0
Compresor de Gas Natural Comprimido	10.0	7.6	5.0
Dispensario de Gas Natural Comprimido	7.6	7.6	5.0
Tanque de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo	10.0	7.6	5.0
Dispensario de Gas Licuado de Petróleo	7.6	7.6	5.0

Todas las distancias de la Tabla inmediata anterior están en metros [m].

III. Factor de reducción de Riesgo (FRR)

El Factor de Reducción de Riesgo (FRR) para cada Capa de Protección Independiente, que se recomiende, deberá ser como mínimo de 10 veces (FRR =10).

ANEXO IX

SEÑALES Y AVISOS

Los Regulados deberán colocar y mantener en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural las señales y avisos necesarios para la prevención de Riesgos y Peligros.

En lo no contemplado en materia de colores, señales, avisos y señalamientos, de seguridad, de higiene, protección civil, identificación de Riesgos, carreteras o vialidades, deberá utilizarse lo siguiente:

SEÑALIZACIÓN INFORMATIVA: VERIFIQUE MARQUE CEROS		
	DIMENSIÓN:	25.0 X 25.0 cm Cotas en cm
	COLORES:	Silueta: blanco. Letras: blanco. Fondo: azul (PMS 3005 o RAL 5005).
	UBICACIÓN:	Costados laterales del dispensario y en caso de no poderse ubicar en estos, se podrán colocar en las columnas o en el lateral del Gabinete envolvente del dispensario.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil o similar.

SEÑALIZACIÓN INFORMATIVA: ESTACIONAMIENTO		
	DIMENSIÓN:	25.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Silueta: blanco. Letras: blanco. Fondo: azul (PMS 3005 o RAL 5005).
	UBICACIÓN:	Áreas de estacionamiento.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil o similar.

SEÑALIZACIÓN INFORMATIVA: BASURA		
	DIMENSIÓN:	25.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Silueta: blanco. Fondo: azul (PMS 3005 o RAL 5005).
	UBICACIÓN:	Módulo de abastecimiento, área de control, área de tanques o recipientes de Almacenamiento.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN PREVENTIVA: PELIGRO DESCARGANDO COMBUSTIBLE	
	DIMENSIÓN: 60.0 X 80.0 cm Cotas en cm. COLORES: Silueta: negro. Triángulo: contorno negro. Relleno: amarillo (PMS 116 o RAL 1003). Fondo: blanco. Línea: negro. Letras: negro. ACABADO: Reflejante. UBICACIÓN: Área de tanques o recipientes de Almacenamiento, durante las maniobras de descarga de combustibles. REPRODUCCIÓN: Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN PREVENTIVA: PRECAUCIÓN RECIPIENTES CON FUGA	
	DIMENSIÓN: 60.0 X 80.0 cm Cotas en cm. COLORES: Silueta: negro. Triángulo: contorno negro. Relleno: amarillo (PMS 116 o RAL 1003). Fondo: blanco. Línea: negro. Letras: negro. ACABADO: Fondo blanco y amarillo reflejante. UBICACIÓN: Áreas de recipientes con fuga de Gas Licuado de Petróleo. REPRODUCCIÓN: Calcomanía auto adherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN PREVENTIVA: PRECAUCIÓN GAS INFLAMABLE	
	DIMENSIÓN: 60.0 X 80.0 cm Cotas en cm. COLORES: Silueta: negro. Triángulo: contorno negro. Relleno: amarillo (PMS 116 o RAL 1003). Fondo: blanco. Línea: negro. Letras: negro. ACABADO: Fondo blanco y amarillo reflejante. UBICACIÓN: Áreas de almacenamiento y manejo de Gas Licuado de Petróleo REPRODUCCIÓN: Calcomanía auto adherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

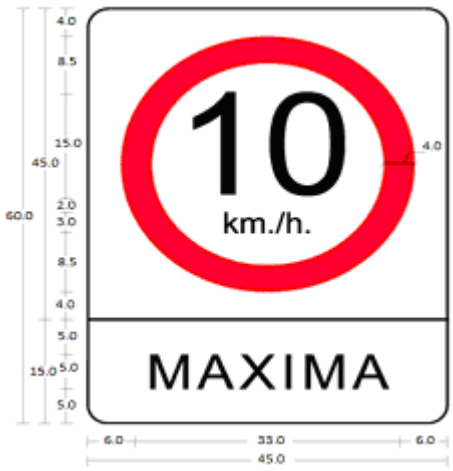
SEÑALIZACIÓN PREVENTIVA: PRECAUCIÓN ÁREA FUERA DE SERVICIO

DIMENSIÓN:	60.0 X 80.0 cm Cotas en cm.
COLORES:	Silueta: negro. Relleno: amarillo (PMS 116 o RAL 1003). Fondo: blanco. Línea: negro. Letras: negro.
ACABADO:	Reflejante.
UBICACIÓN:	Donde sea requerido.
REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: NO ESTACIONARSE

DIMENSIÓN:	30.0 X 30.0 cm Cotas en cm.
COLORES:	Letra: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Fondo: blanco.
ACABADO:	Reflejante.
UBICACIÓN:	Área de tanques o recipientes de Almacenamiento.
REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: 10 KM./H. MÁXIMA



DIMENSIÓN:	45.0 X 60.0 cm Cotas en cm.
COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
ACABADO:	Reflejante.
UBICACIÓN:	Accesos y circulaciones internas.
REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

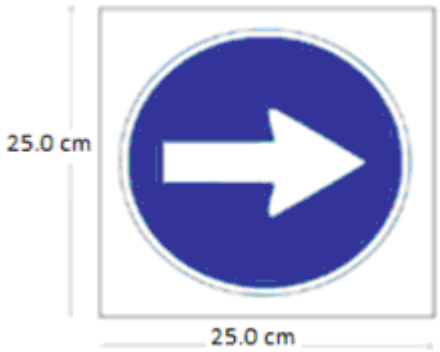
SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: PROHIBIDO EL USO DE CELULAR		
	DIMENSIÓN:	18.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
	ACABADO:	Reflejante.
	UBICACIÓN:	Costados laterales del Área de Expendio y en caso de no poderse ubicar en estos, se podrán colocar en las columnas o en el lateral del Gabinete envolvente del Área de Expendio.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: PROHIBIDO FUMAR		
	DIMENSIÓN:	30.0 X 30.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
	ACABADO:	Reflejante.
	UBICACIÓN:	Áreas de almacenamiento y trasvase, despachadores y dispensarios.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: SE PROHIBE EL PASO A PERSONAS O VEHÍCULOS NO AUTORIZADOS		
	DIMENSIÓN:	60.0 X 60.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
	ACABADO:	Reflejante.
	UBICACIÓN:	Área de Almacenamiento y tomas de recepción.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: SE PROHIBE ENCENDER FUERGO		
	DIMENSIÓN:	30.0 X 30.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
	ACABADO:	Reflejante.
	UBICACIÓN:	Área de almacenamiento, tomas de recepción y despachadores.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

SEÑALIZACIÓN RESTRICTIVA: PROHIBIDO REPARAR VEHÍCULOS EN ESTA ÁREA		
	DIMENSIÓN:	18.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Números y Letras: negro. Círculo: rojo (PMS 186 o RAL 3001). Línea: negro. Fondo: blanco.
	ACABADO:	Reflejante.
	UBICACIÓN:	Todas las áreas operativas de la Bodega de Expendio.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o similar.

SEÑALIZACIÓN DE OBLIGACIÓN: INDICADOR DE SENTIDO		
	DIMENSIÓN:	25.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Silueta: blanco. Fondo: azul (PMS 3005 o RAL 5005).
	UBICACIÓN:	Accesos.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil, sobre placa de acrílico o lámina pintro galvanizada o similar.

SEÑALIZACIÓN DE OBLIGACIÓN: APAGUE EL MOTOR		
	DIMENSIÓN:	25.0 X 25.0 cm Cotas en cm.
	COLORES:	Letras: negro. Fondo: azul (PMS 3005 o RAL 5005). Fondo: blanco.
	UBICACIÓN:	Costados laterales del Área de Expendio y en caso de no poderse ubicar en estos, se podrán colocar en las columnas o en el lateral del Gabinete envolvente del Área de Expendio.
	REPRODUCCIÓN:	Calcomanía autoadherible de vinil o similar.

Tabla IX-1 Letreros de Señalización

INDICACIÓN	ROTULO	UBICACIÓN
LETREROS QUE INDIQUEN LOS DIFERENTES PASOS DE MANIOBRAS	LETRERO	TOMAS DE RECEPCIÓN Y DESPACHADORES
MONITOR CONTRA INCENDIO	LETRERO	JUNTO AL MONITOR
PROHIBIDO CARGAR GAS, SI HAY PERSONAS A BORDO	LETRERO	DESPACHADORES
APAGUE EL MOTOR	LETRERO	POSTES Y DESPACHADORES
NO CELULARES	LETRERO	DESPACHADORES Y ÁREA DE ALMACENAMIENTO
PELIGRO DESCARGANDO GAS NATURAL COMPRIMIDO	LETRERO	ÁREA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL COMPRIMIDO
RUTA DE EVACUACIÓN	LETRERO	OFICINAS Y ÁREAS DE CIRCULACIÓN
AGUA	LETRERO	DESPACHADORES, CUANDO APLIQUE
AIRE	LETRERO	DESPACHADORES, CUANDO APLIQUE
INDICADOR DE SENTIDOS	LETRERO	ÁREAS DE CIRCULACIÓN
PARO DE EMERGENCIA	LETRERO	EN LA UBICACIÓN DE LOS ACTIVADORES DE PARO DE EMERGENCIA
PERSONAL AUTORIZADO ÚNICAMENTE	LETRERO	RECINTO DE EQUIPOS DE COMPRESIÓN
NO FUMAR	LETRERO	RECINTO DE EQUIPOS DE COMPRESIÓN
GAS INFLAMABLE	LETRERO	RECINTO DE EQUIPOS DE COMPRESIÓN
NO FLAMA ABIERTA	LETRERO	SURTIDORES

ANEXO X

ESPECIFICACIONES Y REQUISITOS PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ZONA DE BODEGAS DE EXPENDIO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO, MEDIANTE RECIPIENTES PORTÁTILES Y RECIPIENTES TRANSPORTABLES SUJETOS A PRESIÓN, QUE DEBERÁN CUMPLIR LOS REGULADOS DE LAS INSTALACIONES PARA EL EXPENDIO SIMULTÁNEO DE PETROLÍFEROS Y/O GAS NATURAL, QUE ENTRE OTROS COMBUSTIBLES EXPENDAN GAS LICUADO DE PETRÓLEO, MEDIANTE RECIPIENTES PORTÁTILES Y RECIPIENTES TRANSPORTABLES SUJETOS A PRESIÓN.

I. DISEÑO

I. Requisitos del Proyecto

1. La capacidad máxima de almacenamiento deberá ser: 1 500 kg de Gas Licuado de Petróleo en Recipientes Portátiles.

2. No se deberán instalar o edificar bodegas sobre los techos de construcciones, ni en áreas por las que crucen líneas eléctricas de alta tensión o ductos de conducción de sustancias inflamables o explosivas. Para efectos de lo anterior, las líneas o ductos señalados, en caso de existir éstos, deberán estar distanciados a no menos de 15 m a partir del eje vertical de la tangente de cualquier Instalación, mueble o equipo de la bodega.

3. Si el predio se encuentra en zonas susceptibles de deslaves, partes bajas de lomeríos, terrenos con desniveles o terrenos bajos, se deberán definir las medidas necesarias para proteger la bodega.

4. En las especificaciones podrán contemplarse oficinas y casetas, áreas de servicios generales para el personal y áreas verdes.

5. La zona de Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá contar, como mínimo, con las siguientes áreas:

a. Área de almacenamiento;

b. Área de Recipientes con fuga;

c. Accesos y circulaciones;

d. Cuarto de control eléctrico;

e. Área de venta;

f. Área de carga y descarga, y

g. Cisterna cuando aplique.

6. Gabinetes y estantes

a. La zona de Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán contar con uno o más Gabinetes para el almacenamiento de los Recipientes Portátiles y cumplir con las características siguientes:

1. Deberán estar fijos y contar con anclaje;

2. Deberán estar conectados al sistema de tierras, de tal forma que permitan descargar a tierra la electricidad estática;

3. Deberán estar fabricados de un material incombustible que soporte el peso de los Recipientes Portátiles llenos de Gas Licuado de Petróleo, de tal forma que al ser éstos almacenados, los entrepaños o niveles del Gabinete o estante conserven un nivel horizontal y paralelo respecto al NPT;

4. Deberán contar con un espacio de al menos 0.20 m entre la parte más alta de los Recipientes Portátiles almacenados, colocados en posición vertical con la válvula orientada hacia arriba y el entrepaño, plataforma o nivel próximo superior del Gabinete o estante;

5. Para el caso de los Gabinetes, deberán contar con malla, herrería u otro medio de protección de material incombustible que permita la ventilación y evite su manipulación o disposición no controlada por personas distintas al personal de la bodega; así como al menos una puerta o acceso de material incombustible, para introducir y sacar los Recipientes Portátiles de forma segura. Las puertas o accesos pueden ser corredizos o abatibles hacia el exterior del Gabinete;

6. En el caso de los estantes, éstos deberán contar con rodapiés de altura mínima de 0.10 m, a partir del segundo nivel de entrepaños, de tal forma que prevengan la caída de Recipientes Portátiles fuera del estante;

7. Cada Gabinete o estante, deberá tener una capacidad máxima de almacenamiento de hasta 400 kg de contenido neto de Gas Licuado de Petróleo, y

8. Se deberán ubicar los Gabinetes con un pasillo de al menos 1.00 m de ancho por cada lado del Gabinete.

7. Área de venta

a. La zona de Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán contar con uno o más Áreas de venta, donde se realice la entrega segura de los Recipientes Portátiles al público.

8. Protecciones contra impacto vehicular

a. En caso de existir circulación de vehículos dentro o contiguo a los puntos de venta y Área de almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, se deberán instalar protecciones contra impacto vehicular para los Gabinetes de acuerdo a lo señalado en los presentes Lineamientos.

9. Proyecto Eléctrico

a. El sistema eléctrico y de iluminación de las áreas de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural donde se almacene Gas Licuado de Petróleo en Recipientes Portátiles o Recipientes Transportables sujetos a presión, deberá ser de acuerdo con la clasificación de áreas peligrosas del grupo D, clase I, división 2, establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la cancele o sustituya.

b. El Diseño de la red eléctrica de la zona de la Bodega de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberá ser verificado por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas acreditada y aprobada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

10. Edificaciones de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

a. Las construcciones y muebles que se utilicen para almacenamiento de Recipientes Portátiles deberán ser de material incombustible.

b. Los pisos deberán ser de concreto hidráulico sin pulir o de cualquier material antiderrapante, cuyo nivel no deberá ser inferior al terreno que lo circunda.

11. Delimitación del área de las Bodegas de Expendio en las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.

a. Deberá estar delimitada mediante malla ciclónica u otro material incombustible con una altura mínima de 3.00 m sobre el NPT, que permita la ventilación y evite el acceso a los Gabinetes a personas ajenas al expendio de los Recipientes Portátiles.

12. Accesos de las Bodegas de Expendio.

a. Las Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán contar un acceso firme y llano que permita el tránsito peatonal y/o vehicular seguro.

13. Área de almacenamiento de las Bodegas de Expendio

a. El Área de almacenamiento de Recipientes Portátiles de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberá contar con piso de concreto nivelado y acabado antiderrapante, con una pendiente máxima de 1% y de resistencia suficiente para soportar la carga impuesta por el almacenamiento de dichos recipientes y maniobras que ahí se realicen. Esta área no se deberá ubicar sobre los techos de las Construcciones.

b. Deberá estar conformada por uno o más Gabinetes, diseñados de acuerdo con lo establecido en los presentes Lineamientos y destinados para el almacenamiento de Recipientes Portátiles colocados en posición vertical con la válvula orientada hacia arriba.

c. Todos los Gabinetes que se utilicen en las Áreas de almacenamiento de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural, deberán cumplir con las distancias mínimas requeridas en la Tabla X-1.

d. Deberá contar con un medio que proteja a los Módulos y/o Gabinetes de la lluvia y la luz solar directa, en caso de utilizar techo, éste deberá ser de material incombustible, con altura mínima de 2.70 m sobre NPT.

e. El terreno de las bodegas deberá tener pendientes y sistemas de desalojo de aguas pluviales.

f. De existir circulación de vehículos en un radio de 10.00 m respecto a cualquier Módulo o Gabinete, se deberá contar con la protección física contra impacto vehicular.

14. Distancias de seguridad a elementos externos

a. Las Bodegas de Expendio deberán cumplir con las siguientes distancias mínimas en metros, desde el perímetro de la superficie del Área de almacenamiento de la bodega a:

Tabla X-1. Distancia de seguridad en Bodegas de Expendio, a elementos externos desde el Área de almacenamiento.

Elemento	Distancia en metros
Cualquier Construcción.	3.00
Cualquier propiedad adyacente y fuentes de ignición.	7.00
Por donde transiten personas y/o vehículos.	3.00
Instalaciones que almacenen sustancias inflamables y/o combustibles.	7.00

II. CONSTRUCCIÓN

1. Previo a las actividades de Construcción, el Regulado deberá contar con el Dictamen de Diseño, que cumpla con lo establecido en el capítulo VII de los presentes Lineamientos.

2. Todos los materiales utilizados para la Construcción de la zona de Bodega de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural que estén en contacto con el Gas Licuado de Petróleo deberán ser resistentes al mismo.

3. La Construcción e instalación de equipos, sistemas, dispositivos y accesorios deberá ser acorde con las especificaciones indicadas en el Libro de Proyecto/ingeniería aprobada para la etapa de Diseño y el cumplimiento de las recomendaciones del Análisis de Riesgo.

4. Se deberá contar y aplicar un mecanismo para asegurar que en la Construcción e instalación de los equipos, sistemas, dispositivos y accesorios se consideren buenas prácticas de ingeniería y de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aceptadas a nivel nacional e internacional.

5. Señales y avisos

a. Se deberán señalar accesos, salidas, rutas de evacuación, áreas de circulación interna y zonas peatonales de acuerdo con la regulación vigente, en lo no previsto se deberá observar lo indicado en el ANEXO IX.

6. Sistema Contra incendio

a. El sistema de protección contra incendio de la zona de Bodega de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural se deberá construir e instalar de acuerdo con lo establecido en el Diseño.

7. Proyecto eléctrico

a. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

8. Proyecto civil

a. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

9. Proyecto mecánico

a. Deberá ser construido e instalado de acuerdo con lo indicado en el Diseño.

III. OPERACIÓN

1. Para su operación, las Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán contar con los procedimientos y el personal competente para prevenir Riesgos a los equipos, los materiales y al medio ambiente, como mínimo, para las actividades siguientes:

a. Acceso y salida de vehículos;

b. De recepción, revisión y entrega de Recipientes Portátiles;

c. De manejo y almacenamiento de Recipientes Portátiles, y

d. Control de acceso a las Áreas de almacenamiento.

2. Los procedimientos mencionados deberán contemplar las medidas de seguridad para prevenir Riesgos a las personas, a las instalaciones y al medio ambiente.

3. Se deberá contar con los procedimientos de seguridad y el personal competente para ejecutar los siguientes casos:

a. Manejo, control y mitigación de fugas en recipientes;

b. Preparación y respuesta para las emergencias, en el cual se consideren los escenarios identificados en el Análisis de Riesgo;

c. Etiquetado, bloqueo y candadeo para interrupción de líneas eléctricas; en caso de llevar a cabo esta actividad, y

d. Trabajos peligrosos con fuentes que generen ignición por soldaduras, chispas y/o flama abierta; en caso de llevar a cabo esta actividad.

4. Los Recipientes Portátiles que se expendan deberán contar con el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos de conformidad con las normas, los códigos, estándares y buenas prácticas nacionales o internacionales que le sean aplicables en materia de identificación y comunicación de peligros y riesgos, e indicar las características del producto contenido.

IV. MANTENIMIENTO

1. Las Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural deberán contar con un programa de Mantenimiento para conservar las Condiciones de operación y seguridad de los elementos constructivos, equipos e instalaciones.

2. Se deberá contar con los procedimientos de Mantenimiento de conformidad con lo establecido en la normatividad vigente aplicable, las recomendaciones del fabricante, las medidas de seguridad para las instalaciones, las personas y el medio ambiente; así como contar con el personal competente para ejecutar las actividades.

3. El programa de Mantenimiento deberá elaborarse conforme lo prevean los manuales de Mantenimiento de cada equipo, o en su caso, conforme a las indicaciones de los fabricantes, proveedores de materiales y constructores. En este programa se deberá establecer la periodicidad de las actividades que se llevarán a cabo en un año calendario. Dentro de las áreas y equipos a los que se les deberá proporcionar Mantenimiento, se deberán considerar:

- **a.** Sistema eléctrico y de iluminación;
- **b.** Gabinetes y estantes;
- **c.** Área de almacenamiento y Área de carga y descarga;
- **d.** Puno de venta y Área de Recipientes con fuga;
- **e.** Protecciones contra impacto vehicular;
- **f.** Señales y avisos;
- **g.** Sistema contra incendio, y
- **h.** Estructura, techumbre y limitaciones.

4. Se deberá elaborar un libro de Bitácora para registrar las actividades de revisión y Mantenimiento establecidas en el programa de Mantenimiento y las fechas que en que se llevaron a cabo, para cuando la Agencia lo requiera.

5. Medidas de seguridad para realizar trabajos peligrosos

- **a.** Para los casos en los que se justifique realizar trabajos que generen fuentes de ignición en áreas peligrosas (clasificadas), antes de iniciar deberán analizarse las actividades que serán realizadas y las áreas donde se llevarán a cabo para identificar los Riesgos potenciales y definir las medidas a seguir para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones durante el desarrollo de las actividades. Además, se deberá cumplir con lo establecido en sus procedimientos de Mantenimiento.
- **b.** Antes de realizar cualquier actividad de Mantenimiento se deberán seguir las medidas establecidas en los procedimientos de Mantenimiento, las recomendaciones de fabricante y como mínimo las siguientes:
  - **1.** Suspender el suministro de energía eléctrica y aplicar procedimiento de seguridad de etiquetado, bloqueo y asegurar con candado donde sea requerido;
  - **2.** Al iniciar y concluir las actividades de Mantenimiento, se deberá asegurar que no existan fugas o concentraciones explosivas de Gas Licuado de Petróleo, Gas Natural Comprimido y Gasolina y/o Diésel, en caso de existir fuga, ésta deberá ser identificada y eliminada de acuerdo con los procedimientos Operación y Mantenimiento;
  - **3.** Se deberá procurar que los equipos contra incendio portátil adicionales se encuentren disponibles de acuerdo con las actividades;
  - **4.** Limpiar las áreas de trabajo, y
  - **5.** Cuando se generen residuos peligrosos, sólidos urbanos y de manejo especial, deberán ser retirados y dispuestos conforme a la legislación aplicable.

6. No se deberá realizar el Mantenimiento de vehículos dentro de las Bodegas de Expendio de las instalaciones para el Expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.