



AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS

Proyecto de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural. (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre).

Al margen un logotipo, que dice: ASEA. - Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

ARMANDO OCAMPO ZAMBRANO, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el artículo 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; así como lo dispuesto en los artículos 1o., 2o., fracción I, 17 y 26 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o., 2o., 3o., fracción XI, inciso c), 4o, 5o., fracciones III, IV, VI y XXX, 6o., fracción I, incisos a), b) 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; 1o, 95 y 129 de la Ley de Hidrocarburos; 1o., 3o., fracciones VIII y IX; 10, fracciones VIII y XV; 12 párrafos primero y segundo; 24, 30, 34, 35, 37, 38 y 39 de la Ley de Infraestructura de la Calidad; 1o. y 4o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., y 3o., párrafos primero y segundo, fracciones XIV, XX y XLVII del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 1o., 2o., fracciones I y II, 3o. inciso B., fracción IV, 40, primer párrafo, 41 y 42, fracciones VI y VIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; 1o., 28, 33 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 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 Transitorio Décimo Noveno se establece como mandato al Congreso de la Unión realizar adecuaciones al marco jurídico para crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría del ramo en materia de medio ambiente, 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 Hidrocarburos cuyo artículo 84, fracción XV, de la Ley de Hidrocarburos, establece que, los Permisarios estarán obligados a cumplir con la regulación, Lineamientos y Disposiciones administrativas que emitan la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo en el artículo 95, de la Ley de Hidrocarburos, la industria del Sector Hidrocarburos es de exclusiva jurisdicción federal, por lo que, en consecuencia, únicamente el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias y de regulación en la materia, incluyendo aquellas relacionadas con el desarrollo sustentable, el equilibrio ecológico y la protección al medio ambiente en el desarrollo de la referida industria.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 129 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Agencia, emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial y Seguridad 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 dicha industria y aportar los elementos técnicos para el Diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales.



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 ésta 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.

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 Hidrocarburos, en el que se detalla el conjunto de facultades que debe ejercer esta Agencia, entre las que se encuentra expedir las Normas Oficiales en materia de su competencia.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 3o. fracción IX, de la Ley de Infraestructura de la Calidad, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1o. de julio del 2020, corresponde a las Autoridades Normalizadoras expedir Normas Oficiales Mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones, determinar su fecha de entrada en vigor y verificar su cumplimiento.

Que de acuerdo con el artículo 10, fracciones VIII y XV de la Ley de Infraestructura de la Calidad, las Normas Oficiales Mexicanas tienen como finalidad atender las causas de los problemas identificados por las Autoridades Normalizadoras que afecten o que pongan en riesgo los objetivos legítimos de interés público, considerando como tal entre otros la protección de las personas, el medio ambiente, y las Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

Que el 20 de febrero de 2014, fue publicada en Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre, con la finalidad de establecer las especificaciones y los requisitos del control de emisiones de Compuestos de azufre en los Complejos Procesadores de Gas, así como los métodos de prueba para verificar el cumplimiento de la misma.

Que derivado de la Reforma Constitucional en Materia de Energía y el artículo Sexto Transitorio de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Norma Oficial Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre, fue transferida a la Agencia, ya que contiene elementos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente competencia de esta Autoridad.

Que el 24 de febrero de 2022, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2022, en el cual la Agencia inscribió como tema nuevo a ser desarrollado la propuesta de Norma Oficial Mexicana, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013: Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre), con la finalidad de establecer requisitos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que serán aplicables a las Instalaciones, equipos y sistemas, así como a las operaciones realizadas en Complejos Procesadores de Gas Natural. En materia de protección al medio ambiente, se establecen requisitos para la gestión de compuestos contaminantes para minimizar las emisiones a la atmósfera.

Que el Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana ANTE-PROY-NOM-XXX-ASEA-20XX, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013: Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre), fue presentado ante el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en su Decimoquinta Sesión ordinaria celebrada el 31 de marzo de 2022, en cumplimiento a lo previsto en el artículo 35 fracciones II y III de la Ley de Infraestructura de la Calidad, el cual determinó la constitución del Grupo de Trabajo integrado con los sectores que conforman el Comité para el estudio y discusión del Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana.

Que el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013: Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre), fue aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en su Decimonovena Sesión extraordinaria celebrada el día 05 de diciembre de 2024, para someterlo al periodo de consulta pública.



Que de conformidad con lo establecido en los artículos 35, primer párrafo de la fracción V y 38 de la Ley de Infraestructura de la Calidad, se publica en el Diario Oficial de la Federación, un aviso de consulta pública del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013: Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre), a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios ante el Comité que lo propuso sito en Boulevard Adolfo Ruiz Cortines No. 4209, Colonia Jardines en la Montaña, Alcaldía Tlalpan, Ciudad de México, C.P. 14210, México o bien, al correo electrónico: maria.gutierrez@asea.gob.mx.

Que conforme a lo establecido en el artículo 34, fracción X de la Ley de Infraestructura de la Calidad y el artículo 32 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana incluye el análisis de impacto regulatorio.

Ciudad de México, a los xx días del mes de xxx de xxxx. - El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. **Armando Ocampo Zambrano**. - Rúbrica.

En virtud de lo antes expuesto, se tiene a bien expedir el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013: Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre).

PREFACIO

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana fue elaborado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con la colaboración de los sectores siguientes:

- A) Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal:
 - 1. Comisión Reguladora de Energía – Dirección de Procedimiento de Normalización.
 - 2. Secretaría de Energía – Dirección General de Coordinación.
 - 3. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales – Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas.
 - 4. Secretaría de Economía – Dirección General de Normas.
- B) Organizaciones Industriales y Asociaciones del Ramo:
 - 1. Asociación Mexicana de Gas Natural.
 - 2. Naturgy México S.A. de C.V.
 - 3. Pemex Transformación Industrial- Subdirección de Evaluación y Cumplimiento Regulatorio.
 - 4. Asociación Nacional de la Industria Química, A.C.
- C) Instituciones de investigación científica y profesionales:
 - 1. Instituto Mexicano del Petróleo – Dirección de Investigación en Transformación de Hidrocarburos.
 - 2. Universidad Nacional Autónoma de México – Instituto de Ingeniería.
 - 3. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático – Dirección de Investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en Carbono.
 - 4. Colegio de Ingenieros Ambientales de México A.C.
 - 5. Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, A. C. – Comité de Gas Natural.
- D) Representantes de consumidores y sociedad:
 - 1. Procuraduría Federal del Consumidor – Subprocuraduría de Verificación y Defensa de la Confianza



2. Centro Nacional de Prevención de Desastres – Subdirección de Riesgos Químicos.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

1. **Objetivo**
2. **Campo de aplicación**
3. **Referencias normativas**
4. **Definiciones y acrónimos**
5. **Diseño**
6. **Construcción**
7. **Pre-Arranque**
8. **Operación**
9. **Mantenimiento**
10. **Procedimiento de Evaluación de la Conformidad**
11. **Grado de Concordancia con normas nacionales e internacionales**
12. **Verificación de la norma**
13. **Bibliografía**

Transitorios

APÉNDICE A (INFORMATIVO) EJEMPLOS DOCUMENTALES

APÉNDICE B (NORMATIVO) DISPOSICIONES PARA RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTES CRIOGÉNICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS



1. Objetivo

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones, requisitos y elementos técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente que deben cumplir los Regulados que cuenten con Instalaciones que realicen la actividad de Procesamiento de Gas Natural, durante el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento, con la finalidad de prevenir daños a las personas, al medio ambiente y a las Instalaciones.

1.1. Objetivos legítimos de interés público

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana tiene como finalidad atender la protección al medio ambiente y cambio climático, así como la protección de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

2. Campo de aplicación

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana aplica en todo el territorio nacional y zonas donde la Nación ejerza su soberanía y jurisdicción, y es de observancia general y obligatoria para los Regulados que realicen la actividad de Procesamiento de Gas Natural, así como para el Diseño, Construcción, Pre-arraque, Operación y Mantenimiento de Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural.

3. Referencias normativas

Para el cumplimiento del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se deben consultar los siguientes documentos vigentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-ASEA-2019, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos para la formulación y gestión de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de abril de 2019.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-006-CONAGUA-1997, Fosas sépticas prefabricadas-Especificaciones y métodos de prueba. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de enero de 1999.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 2012.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-2021, Que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de marzo de 2022.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-002-SEMARNAT-1996, Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de junio de 1998.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 02 de febrero de 2012.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, Límites máximos permisibles de Hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de septiembre de 2013.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de noviembre de 2008.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 09 de diciembre de 2010.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 09 de octubre de 2015.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-022-STPS-2015, Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 01 de abril de 2016.



- NORMA Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008, Condiciones de iluminación en los centros de trabajo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2008.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 2008.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2011, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de diciembre de 2011.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-031-STPS-2011, Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 04 de mayo de 2011.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-093-SCFI-2020, Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce (cancela a la NOM-093-SCFI-1994). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 2021.
- Norma Mexicana NMX-AA-09-1993-SCFI, Contaminación atmosférica. – Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio tubo Pitot. Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de diciembre de 1993.
- Norma Mexicana NMX-AA-55-1979, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto. Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de septiembre de 1979.
- Norma Mexicana NMX-AA-56-1980, Contaminación Atmosférica. - Fuentes Fijas. - Determinación de Bióxido de Azufre, Trióxido de Azufre y Neblinas de Ácido Sulfúrico en los Gases que Fluyen por un conducto. Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.
- Norma Mexicana NMX-AA-185-SCFI-2021, Análisis de agua-Medición de compuestos orgánicos volátiles (COV) en aguas naturales, residuales y residuales tratadas-Método de prueba. Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 7 de diciembre de 2021.
- Norma Mexicana NMX-B-482-CANACERO-2016, Industria siderúrgica-capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos (cancela a la NMX-B-482-1991). Declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de octubre de 2016.
- API SPEC 5L, 2018, *Line Pipe* (Especificación para tuberías).
- API SPEC 6D, 2021, *Specification for Valves*. (Especificación para válvulas).
- API 421, 1990 *Management of Water Discharges: Design and Operation of Oil-Water Separators*. (Gestión de Vertidos de Agua: Diseño y Operación de Separadores Agua-Aceite).
- API 510, 2022, *Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. (Código de inspección de recipientes a presión: Inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración).
- API Std 520, 2020, *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries*. (Dimensionamiento, Selección e Instalación de Dispositivos de Alivio de Presión en Refinerías).
- API Std 521, 2022, *Pressure-relieving and Depressuring Systems*. (Sistemas de alivio de presión y despresurización).
- API 532, 1982, *Measurement of the Thermal Efficiency of Fired Process Heaters*. (Medición de la Eficiencia Térmica de calentadores a fuego directo de Proceso).
- API RP 553, 2012, *Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems*. (Válvulas de Refinería y accesorios para Sistemas Instrumentados de Control y Seguridad)
- API 579-1/ASME FFS-1, 2021, *Fitness-For-Service*. (Aptitud para el servicio).
- API Std 594, 2022, *Check Valves: Flanged, Lug, Wafer, and Butt-Welding*. (Válvulas de retención: bridadas, de placa doble y soldadura a tope).
- API Std 598, 2023, *Valve Inspection and Testing*. (Inspección y Prueba de válvulas).
- API Std 599, 2020, *Metal Plug Valves-Flanged, Threaded, and Welding Ends*. (Válvulas de tapón de metal: extremos bridados, roscados y soldados).
- API Std 600, 2021, *Steel Gate Valves—Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets*. (Válvulas de compuerta de acero: extremos con bridas y soldadura a tope, bonetes atornillados).
- API Std 602, 2022, *Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN 100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries*. (Válvulas de compuerta, globo y retención para tamaños DN 100 (NPS 4) y menores para las industrias del petróleo y gas natural).



- API Std 609, 2021, *Butterfly Valves: Double-flanged, Lug-and Wafer-type, and Butt-welding Ends*. (Válvulas de mariposa: de doble brida, tipo orejeta y oblea, y extremos para soldar a tope).
- API Std 610, 2021, *Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries*. (Bombas centrífugas para la industria del petróleo, petroquímica y gas natural).
- API Std 611, 2022, *General purpose Steam Turbines for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Turbinas de vapor de usos general para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 612, 2020, *Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries - Steam Turbines – Special purpose Applications*. (Industrias del petróleo, petroquímica y gas – Turbinas de vapor – Aplicaciones de propósito especial).
- API Std 613, 2021, *Special Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services*. (Reductores de propósito especial para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 614, 2022, *Lubrication, Shaft-sealing and Oil-control Systems and Auxiliaries*. (Sistemas y Auxiliares de Lubricación, Sellado de Ejes y Control de Aceite).
- API Std 617, 2022, *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors*. (Compresores Axiales, Centrifugos y Expansores-Compresores).
- API Std 618, 2007, *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Compresores alternativos para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 620, 2013, *Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks*. (Diseño y construcción de Tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión).
- API Std 623, 2021, *Steel Globe Valves-Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets*. (Válvulas de globo de acero: extremos con bridas y soldadura a tope, bonetes atornillados).
- API Std 650, 2020, *Welded Tanks for Oil Storage*. (Tanques Soldados para Almacenamiento de Petróleo).
- API Std 653, 2014, *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*. (Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques).
- API Std 660, 2015, *Shell-and-Tube Heat Exchangers*. (Intercambiadores de calor de coraza y tubos).
- API Std 661, 2013, *Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries—Air-Cooled Heat Exchangers for General Refinery Service*. (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural: intercambiadores de calor enfriados por aire para servicio general de refinería).
- API Std 670, 2014, *Machinery Protection Systems*. (Sistemas de Protección de Maquinaria).
- API Std 671, 2020, *Special-purpose Couplings for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Acoplamientos de propósito especial para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 672, 2019, *Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Compresores de aire centrífugos compactos con engranajes integrales para servicios de la industria del petróleo, la química y el gas).
- API Std 674, 2010, *Positive Displacement Pumps – Reciprocating*. (Bombas de desplazamiento positivo: alternativas).
- API Std 675, 2012, *Positive Displacement Pumps-Controlled Volume for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Volumen controlado de Bombas de desplazamiento positivo para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 676, 2022, *Positive Displacement Pumps—Rotary*. (Bombas de desplazamiento positivo rotativas).
- API Std 677, 2021, *General-purpose, Extruder, and Epicyclic Gear Units for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*. (Reductores epicicloidales, extrusores y de propósito general para servicios de la industria del petróleo, química y gas).
- API Std 682, 2014, *Pumps - Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps*. (Bombas: Sistemas de sellado de ejes para Bombas centrífugas y rotativas).
- API Std 2000, 2014, *Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks*. (Venteo de Tanques de almacenamiento atmosférico y de baja presión).
- API RP 2001, 2019, *Fire Protection in Refineries*. (Protección Contra Incendios en Refinerías).
- API RP 2021, 2001, *Management of Atmospheric Storage Tank Fires*. (Manejo de Incendios en Tanques de Almacenamiento Atmosférico).
- API RP 2030, 2014, *Application of Fixed Water Spray Systems for Fire protection in the petroleum and Petrochemical Industries*. (Aplicación de Sistemas Fijos de Aspersión de Agua para protección contra incendios en las industrias Petrolera y Petroquímica).



- API RP 2218, 2013, *Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants*. (Prácticas de protección contra fuego en plantas de procesamiento de petróleo y productos Petroquímicos).
- API RP 1632, 2002, *Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems*. (Protección Catódica de Tanques de Almacenamiento de Petróleo subterráneos y sistema de tuberías).
- ASME BPVC.I, 2021, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section I: Rules for Construction of Power Boilers*. (Código de Calderas y recipientes a presión, sección I: Reglas para la construcción de Calderas de Potencia).
- ASME BPVC. II. A, 2023, *Boiler and pressure Vessel Code, Section II: Materials Part A: Ferrous Material Specifications*. (Código de Calderas y recipientes a presión, Sección II: Materiales Parte A: Especificaciones de Materiales Ferrosos).
- ASME BPVC. II. B, 2023, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section II: Materials - Part B: Nonferrous Material Specifications*. (Código de Calderas y recipientes a presión, Sección II: Materiales - Parte B: Especificaciones de Materiales No Ferrosos).
- ASME BPVC. II. D, 2023, *Boiler and pressure Vessel Code, Section II: Materials -Part D: Properties*. (Código de Calderas y recipientes a presión, Sección II: Materiales Parte D: Propiedades).
- ASME BPVC.V, 2023, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination*. (Código de Calderas y recipientes a presión, Sección V: Examen no destructivo).
- ASME BPVC.VIII.1, 2023, *ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels*. (Código de Calderas y recipientes a presión, Sección VIII, División 1: Reglas para la construcción de recipientes a presión).
- ASME BPVC.IX, 2023, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX: Welding and Brazing Qualifications*. (Código para Calderas y recipientes a presión, sección IX: Cualificaciones de soldadores y soldadura).
- ASME B1.1, 2019, *Unified Inch Screw Threads (UN, UNR, and UNJ Thread Forms)*. (Roscas de tornillo en pulgadas unificadas (formas de rosca UN, UNR y UNJ)).
- ASME B16.5, 2020, *Pipe Flanges and Flanged Fittings*. (Bridas de tubería y accesorios con bridas).
- ASME B16.10, 2022, *Face to face and end- to-end dimensions of valves*. (Dimensiones cara a cara y de extremos de las válvulas).
- ASME B16.11, 2021, *Forged fittings, socket-welding and threaded*. (Accesorios forjados, con extremo inserto soldable y roscados).
- ASME B16.34, 2020, *Valves-Flanged, Threaded, and Welding End*. (Válvulas Bridadas, Roscadas y con Extremo para Soldar).
- ASME B16.47, 2020, *Large Diameter Steel Flanges: NPS 26 through NPS 60, Metric/Inch Standard*. (Bridas de acero de gran diámetro: NPS 26 a NPS 60, estándar métrico/pulgadas).
- ASTM A53, 1998, *Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless*. (Especificación estándar para tubería, acero, negra, y sumergida en caliente, recubierta de zinc, soldada y sin costura).
- ASTM A193/A193M, 2023, *Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting for High Temperature or High-Pressure Service and Other Special Purpose Applications*. (Especificación estándar para pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial).
- ASTM A194/A194M, 2023 *Standard Specification for Carbon Steel, Alloy Steel, and Stainless-Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both*. (Especificación estándar para tuercas de acero al carbono, acero aleado y acero inoxidable para pernos para servicio de alta presión o alta temperatura, o ambos).
- ASTM A320/A320M, 2022, *Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting for Low-Temperature Service*. (Especificación estándar para pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio a baja temperatura).
- ANSI B15.1, 2000, *Safety Standards for Mechanical Power Transmission Apparatus*. (Normas de seguridad para aparatos de transmisión de potencia mecánica).
- ASME B31.3, 2020, *Process Piping Code*. (Código de tuberías de proceso).
- ASME B31.4, 2022, *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*. (Sistema de transporte por tuberías para líquidos y lodos).
- IEC 60079-11, 2023, *Explosive Atmospheres-Part 11: Equipment protection by intrinsic safety*. (Atmósferas explosivas-Parte 11: Protección de equipos por seguridad intrínseca).



- IEC 60079-29-2, 2015, *Explosive Atmospheres-Part 29-2: Gas Detectors-Selection, installation, use and maintenance of detectors for flammable gases and oxygen.* (Atmósferas explosivas-Parte 29-2: Detectores de gas-Selección, instalación, usos y mantenimiento de detectores de gases inflamables y oxígeno).
- IEC 61508, 2010, *Electronic Functional Safety Package.* (Paquete electrónico de seguridad funcional).
- IEC 61511, 2023, *Functional safety: Safety instrumented systems for the process industry.* (Seguridad Funcional: sistemas de Instrumentación de Seguridad para la industria de Procesos).
- IEC 62040-3, 2021, *Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3: Method of specifying the performance and test requirements.* (Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS)- Parte 3: Método de especificación de los rendimientos y prueba).
- ISA 7.0.01, 1996, *Quality Standard for Instrument Air.* (Estándar de calidad para aire de instrumentación).
- ISA 84.00.01 Parts 1-3, 2015, *Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector.* (Seguridad Funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos).
- ISA-TR84.00.05, 2009, *Guidance on the Identification of Safety Instrumented Functions (SIF) in Burner Management Systems (BMS).* (Guía sobre la identificación de funciones instrumentadas de seguridad (SIF) en sistemas de gestión de quemadores (BMS)).
- ISO 834-10, 2014, *Fire resistance tests - Elements of building construction - Part 10: Specific requirements to determine the contribution of applied fire protection materials to structural steel elements.* (Ensayos de resistencia al fuego-Elementos de construcción de edificios-Parte 10: Requisitos específicos para determinar la contribución de los materiales de protección contra fuego aplicados a los elementos de acero estructural).
- ISO 4126-6, 2014, *Safety devices for protection against excessive pressure - Part 6: Application, selection, and installation of bursting disc safety devices.* (Dispositivos de seguridad para protección contra sobrepresiones-Parte 6: Aplicación, selección e instalación de dispositivos de seguridad de discos de ruptura).
- ISO 13707, 2000, *Petroleum and natural gas industries - Reciprocating compressors.* (Industrias del Petróleo y Gas Natural-Compresores alternativos).
- ISO 10434, 2020, *Bolted bonnet steel gate valves for the petroleum, petrochemical and allied industries.* (Válvulas de compuerta de acero con bonete atornillado para la industria petrolera, petroquímica y afines).
- ISO 12944-5, 2019, *Paints and varnishes-Corrosion protection of steel structures by protective paint systems-Part 5: Protective paint systems.* (Pinturas y barnices-protección de estructuras de acero contra la Corrosión mediante sistemas de pintura protectora-Parte 5: Sistemas de pintura protectora).
- ISO 14224, 2016, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries- Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.* (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural-Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos).
- ISO 15156-1, 2020, *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials.* (Industrias del petróleo y el gas natural. Materiales para uso en entornos que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas. Parte 1: Principios generales para la selección de materiales resistentes al agrietamiento).
- ISO 15156-2, 2020, *Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production - Part 2: Cracking-resistant carbon and low-alloy steels, and the use of cast Irons.* (Industrias del petróleo y gas natural-Materiales para uso en entornos que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas -Parte 2: aceros al carbono y de baja aleación resistentes al agrietamiento, y el uso de hierros fundidos).
- ISO 15156-3, 2020, *Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production - Part 3: Cracking-resistant CRAs. (corrosion-resistant alloys) and other alloys.* (Industria del petróleo y el gas natural. Materiales para usos en entornos que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas. Parte 3: CRA resistentes al agrietamiento (Aleaciones resistentes a la Corrosión) y otras aleaciones).
- NACE MR 0103, 2015, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Metallic materials. resistant to sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environments.* (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural-Materiales metálicos. Resistentes al agrietamiento por tensión de sulfuro en ambientes corrosivos de refinación de petróleo).
- NACE MR0175-2015/ISO 15156-1, 2020, *Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production.* (Industrias de petróleo y gas natural: Materiales para uso en entornos que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas).
- NFPA 10 *Standard for Portable Fire Extinguishers.* (Norma para extintores portátiles contra incendios)
- NFPA 11 *Standard for Low, Medium, and High-Expansion Foam.* (Norma para espuma de baja, media y alta expansión).



- NFPA 12 *Standard on Carbon Dioxide Extinguishing System*. (Norma sobre el Sistema de Extinción por Dióxido de Carbono).
- NFPA 13 *Standard for the Installation of Sprinkler Systems*. (Norma para la Instalación de Sistema de Rociadores).
- NFPA 14 *Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems*. (Norma para la Instalación de Sistema de Tubos verticales y Mangueras).
- NFPA 15 *Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*. (Norma para Sistemas Fijos de Pulverizada para protección contra incendios).
- NFPA 16 *Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems*. (Norma para la Instalación de sistemas de rociadores de agua y espuma y de aspersores de agua espuma).
- NFPA 20 *Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection*. (Norma para la Instalación de Bombas Estacionarias para protección contra incendios).
- NFPA 22 *Standard for Water Tanks for Private Fire Protection*. (Norma para depósitos de Agua para Protección Privada Contra Incendios).
- NFPA 24 *Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances*. (Norma para la Instalación de Redes privadas de servicio Contra Incendios y sus accesorios).
- NFPA 25 *Standard for the Inspection, Testing, and Maintenance of Water-Based Fire Protection Systems*. (Norma para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendio a base de agua).
- NFPA 30 *Flammable and Combustible Liquids Code*. (Código de líquidos inflamables y combustibles).
- NFPA 69 *Standard on Explosion Prevention Systems*. (Norma sobre Sistemas de prevención de Explosiones).
- NFPA 72 *National Fire Alarm and Signaling Code*. (Código Nacional de Alarma y Señalización de Incendios).
- NFPA 85 *Boiler and Combustion Systems Hazards Code*. (Código de Riesgos de Calderas y Sistemas de combustión).
- NFPA 86 *Standard for Ovens and Furnaces*. (Norma para Calentadores y Hornos).
- NFPA 87 *Standard for Fluid Heaters*. (Norma para calentadores de fluidos).
- NFPA 214 *Standard on Water-Cooling Towers*. (Norma en torres de agua de enfriamiento).
- NFPA 655 *Standard for Prevention of Sulfur Fires and Explosions*. (Norma para la Prevención de incendios y Explosiones de Azufre).
- NFPA 2001 *Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems*. (Norma sobre sistemas de extinción de incendios con agentes limpios).
- NFPA *Fire Protection Handbook, Twentieth Edition 2008*. (Manual de protección contra Incendios, vigésima edición).
- NFPA 8502 *Standard for the Prevention of Furnace Explosions/Implosions in Multiple Burner Boilers*. (Norma para la Prevención de Explosiones/Implosiones de Hornos en Calderas de Quemadores Múltiples).
- SNT-TC-1A *Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing*. (Práctica Recomendada para la Calificación y Certificación de personal en ensayos no destructivos).
- UL 142 *Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids*. (Norma para Tanques de acero sobre tierra para Líquidos Inflamables y combustibles).



4. Definiciones y acrónimos

Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se estará a los términos y definiciones en singular o plural, previstos en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Infraestructura de la Calidad, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, así como a los establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas y las Disposiciones administrativas de carácter general competencia de la Agencia y los términos y definiciones siguientes:

- 4.1 **Aislamiento térmico:** Combinación de materiales que incorpora un material termoaislante, materiales de sujeción, Barrera de vapor (para el caso de servicio a baja temperatura) y materiales de acabado, en el recubrimiento de equipo o tuberías.
- 4.2 **Alarma:** Medios audibles y/o visibles que indican el mal funcionamiento de un equipo, la desviación de un proceso o una condición anormal en la Instalación que requiere una respuesta oportuna.
- 4.3 **Análisis de Consecuencias:** La evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas, y sus posibles efectos sobre las personas, el medio ambiente y los bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.
- 4.4 **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 Riesgos, comúnmente denominado LoPA por sus siglas en inglés *Layers Of Protection Analysis*.
- 4.5 **Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH):** Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los Escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, Instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel tolerable.
- 4.6 **Apartarrayos:** Dispositivo protector que limita las sobretensiones transitorias descargando o desviando la sobre corriente así producida, y evitando que continúe el paso de la corriente eléctrica, capaz de repetir esta función.
- 4.7 **Azufre en el Gas de cola (SGC):** Es la cantidad de Compuestos de azufre contenidos en el Gas de cola que no fueron posibles de retener durante la Operación de las plantas recuperadoras de azufre indicados en toneladas por día, en fracciones de ácido sulfhídrico (H₂S), bióxido de azufre (SO₂), sulfuro de carbonilo (COS) y bisulfuro de carbono (CS₂).
- 4.8 **Azufre recuperado (SRP):** Es la cantidad de azufre elemental que se obtiene en las plantas recuperadoras de azufre; esta cantidad de azufre es equivalente a la que dejará de ser emitida a la atmósfera en forma de Compuestos de azufre.
- 4.9 **Azufre total (ST):** Es la suma de la cantidad de azufre contenida en el gas y en los condensados amargos que se procesan en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, cuantificada en los separadores de Gas amargo a la entrada de la planta endulzadora correspondiente.
- 4.10 **Azufre total en la carga a la Planta Recuperadora de Azufre (STP):** Es la carga de azufre en el Gas ácido, se expresa en toneladas por día.
- 4.11 **Bomba:** Dispositivo que se encarga de transferir energía a la corriente del fluido, impulsándolo, desde un estado de baja presión estática a otro de mayor presión.
- 4.12 **Caldera:** Generador de vapor o la combinación de equipos para producir o recuperar calor, junto con aparatos para transferir el calor disponible a un fluido.
- 4.13 **Compresor:** Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
- 4.14 **Compuestos de azufre:** Para efectos del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana son, el ácido sulfhídrico (H₂S), bióxido de azufre (SO₂), sulfuro de carbonilo (COS) y bisulfuro de carbono (CS₂).



- 4.15 Compuestos Orgánicos Volátiles (COV's):** Son componentes orgánicos que están en forma de vapores en la atmósfera; comprenden una amplia gama de sustancias entre las que figuran los Hidrocarburos, los Halocarburos y los Oxigenantes.
- 4.16 Comisionamiento:** Proceso de aseguramiento de calidad mediante verificaciones previas y posteriores al arranque de equipos suministrados, para asegurar su correcto funcionamiento, una vez estén instalados en su ubicación final.
- 4.17 Condensados amargos:** Hidrocarburos asociados al Gas amargo que pasan al estado líquido por efecto de la variación de la presión y temperatura del fluido; contienen ácido sulfhídrico (H₂S) y bióxido de carbono (CO₂).
- 4.18 Controlador Electrónico Programable (CEP):** Dispositivo basado en tecnología de microprocesadores que está compuesto de hardware, software y unidades de entradas y/o salidas electrónicas.
- 4.19 Dictamen:** Documento que emite una Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia en el cual se establece el resultado de la verificación del cumplimiento de las obligaciones normadas en las materias de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- 4.20 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.
- 4.21 Dispositivos de alivio de presión o Dispositivo de seguridad:** Los accesorios o cualquier otro elemento calibrado para desahogar una sobrepresión, tales como válvulas de seguridad, válvulas de alivio de presión, discos de ruptura, entre otros accesorios.
- 4.22 Drenaje aceitoso:** Sistema que colecta y desaloja aguas contaminadas con petrolíferos dentro de los Diques de contención de los tanques de almacenamiento, áreas de carga y descarga, y otras áreas donde se manejan Hidrocarburos.
- 4.23 Drenaje pluvial:** Sistema que colecta y desaloja las aguas de lluvia no contaminadas con petrolíferos dentro de los Diques de contención de los Tanques de almacenamiento y otras zonas de la planta donde no existe la posibilidad de Derrames de petrolíferos.
- 4.24 Ebullición desbordante (Boil-Over):** Un evento en la combustión de ciertos aceites en un Tanque abierto en la parte superior cuando, después de un periodo largo de combustión tranquila, hay un súbito incremento en la intensidad del fuego asociado con la expulsión de aceite ardiendo del Tanque.
- 4.25 Emergencia:** Situación derivada de actividades humanas o fenómenos naturales que, al ocurrir, afectan la integridad de la población, el medio ambiente o las Instalaciones industriales.
- 4.26 Emisión:** Liberación al ambiente de toda sustancia, en cualquiera de sus estados físicos, o cualquier tipo de energía, proveniente de una fuente.
- 4.27 Emisión másica de bióxido de azufre (E (SO₂)) del Sistema de Recuperación de azufre:** Cantidad de bióxido de azufre que se emite por la chimenea del Oxidador térmico, cuya corriente de alimentación proviene de las plantas recuperadoras de azufre; se expresa en toneladas por día.
- 4.28 Emisión total de azufre (SQP) del Complejo Procesador de Gas:** Cantidad de Compuestos de azufre que no fue posible recuperar y que se emite a la atmósfera a través de los oxidadores térmicos de los sistemas o plantas recuperadoras de azufre y de los Quemadores de campo; se expresa como azufre elemental en toneladas por día.
- 4.29 Equipo crítico:** Sistemas, maquinaria, equipos, Instalaciones o componentes, cuya falla pudiera derivar en la liberación de energía o material peligroso, capaz de originar Incidentes y Accidentes.
- 4.30 Equipo de Monitoreo Continuo de Emisiones (EMCE):** Equipo para determinar la concentración de uno o varios contaminantes en una matriz de manera continua, así como otros parámetros, comprende la toma, acondicionamiento y análisis de la muestra y el registro permanente de los resultados.
- 4.31 F_{aire} (MMPCD):** Es el flujo total de aire en millones de pies cúbicos por día (MMPCD) que entra a la planta recuperadora.
- 4.32 FGA:** Es el flujo volumétrico de alimentación de Gas ácido en base húmeda alimentado a la Planta Recuperadora de Azufre, en millones de pies cúbicos por día (MMPCD), a condiciones de referencia.
- 4.33 Fuera de Operación:** La desactivación por paro temporal o programado de una Instalación, sistema, elemento, accesorio o componente con el propósito de realizar reparaciones, inspecciones y/o Mantenimientos.
- 4.34 Gas ácido:** Mezcla de ácido sulfhídrico (H₂S) y bióxido de carbono (CO₂) extraídos al Gas amargo y condensados amargos en las plantas desulfuradoras.



- 4.54 Presión de diseño:** El valor de la presión establecido en la fabricación del equipo, 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.
- 4.55 Presión de operación:** La presión manométrica a la que funciona un equipo y/o segmento de un sistema, en condiciones normales.
- 4.56 Presión de prueba hidrostática:** Presión máxima alcanzada a la cual se somete el equipo y sus componentes antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad e integridad.
- 4.57 Quemadores de campo:** Dispositivos de seguridad que se utilizan para efectuar la combustión de los gases o líquidos de desfogue de las plantas de proceso durante las operaciones de arranque, situaciones de emergencia o paros programados; incluyen quemadores de fosa y quemadores elevados.
- 4.58 Recuperación de azufre:** Proceso que consiste en convertir el ácido sulfhídrico y otros Compuestos de azufre del Gas ácido a azufre elemental.
- 4.59 Riesgo:** Es la probabilidad de ocurrencia de un evento indeseable medido en términos de sus consecuencias en las personas, Instalaciones, medio ambiente o la comunidad.
- 4.60 Sistema contra incendio:** Conjunto de elementos que se utilizan para prevenir y combatir mediante detección y alarma sobre la presencia de fuego por Fugas y Derrames de sustancias inflamables; así como controlar, mitigar y minimizar las consecuencias de incendios o explosiones.
- 4.61 Sistema de Gas y Fuego:** Conjunto de elementos que incluyen sensores, procesadores lógicos y elementos de control, cuya función es detectar la presencia de sustancias inflamables y/o tóxicas del proceso e iniciar una respuesta para mitigar el impacto de la liberación de estas sustancias.
- 4.62 Sistema de Paro Por Emergencia (SPPE):** Sistema de seguridad que inicia un paro ordenado de la Instalación y equipos cuando las condiciones del proceso se salen de los rangos de Operación normal y exponen al personal, a las Instalaciones y/o al medio ambiente a condiciones inseguras, puede ser activado automática y manualmente.
- 4.63 Sistema de protección catódica:** Conjunto de elementos, como ánodos galvánicos o inertes, rectificadores de corriente eléctrica, cables y conexiones que tienen por objeto controlar la Corrosión galvánica de una superficie de metal de tuberías, tanques y equipos, convirtiéndola en el cátodo de una celda electroquímica.
- 4.64 Sistema de control de emisiones:** Etapa del tratamiento del Gas ácido proveniente de la planta desulfuradora, cuyo objetivo es reducir las emisiones de Compuestos de azufre a la atmósfera; típicamente consta de una planta recuperadora de azufre, un Oxidador térmico del Gas de cola y un Equipo para el Monitoreo Continuo de Emisiones a la atmósfera (EMCE).
- 4.65 Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP):** Conjunto de elementos que responden a señales de entrada del proceso, de sus equipos asociados, de otros sistemas programables y/o de un operador y genera señales de salida causando que el proceso y sus equipos asociados operen dentro de sus límites normales. No desempeña ninguna Función Instrumentada de Seguridad por lo que no tiene un NIS asociado.
- 4.66 Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS):** Conjunto de elementos de Seguridad que tiene implementadas una combinación de sensores (elementos primarios), resolvers lógicos y elementos finales de control que ejecutan una o más Funciones Instrumentadas de Seguridad con un NIS asociado.
- 4.67 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.
- 4.68 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.
- 4.69 Turbina de vapor:** Motor térmico cíclico rotativo que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expande en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica.
- 4.70 Trabajos en caliente:** Son todos aquellos procesos o actividades en que se manejen equipos que generen flama, calor, chispa, arco eléctrico o incandescencia, tales como soldadura, corte, abrasión y fundición.
- 4.71 Votación:** Configuración específica de un equipo dentro de un subsistema. Se expresa como $MooN$, donde M es el número de componentes que deben funcionar para tomar la acción de seguridad y N es el número total de componentes.



Para efectos de la aplicación e interpretación del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se aplican los símbolos, siglas y términos abreviados siguientes:

ALARP	<i>As Low As Reasonably Practicable</i> (Tan bajo como sea razonablemente posible)
APC	Aprobado Para Construcción
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano del Petróleo)
BMS	<i>Burner Management System</i> (Sistema de gestión de quemadores)
BPD	Barriles Por Día
cd	Candela
CEP	Controlador Electrónico Programable
dB	Decibel
DBO	Demanda Biológica de Oxígeno
DQO	Demanda Química de Oxígeno
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ERS	Especificación de Requerimientos de Seguridad
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i> (Prueba de Aceptación en Fábrica)
FIS	Función Instrumentada de Seguridad
FM	<i>Factory Mutual</i>
ISO	Organización Internacional de Normalización
LEL	<i>Lower Explosive Limit</i> (Límite inferior de explosividad)
LIC	Ley de Infraestructura de la Calidad
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos por Día
NIS	Nivel de Integridad de Seguridad
NACE	<i>National Association of Corrosion Engineers</i> (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión).
PDT	Promedio diario en toneladas
pH	Potencial de Hidrógeno
PLG	Plano de Localización General
RSPA	Revisión de Seguridad de Pre-arranque.
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SAT	<i>Site Acceptance Test</i> (Prueba de Aceptación en Sitio)
SCBP	Sistema de Control Básico de Proceso
SPPE	Sistema de Paro Por Emergencia.
SFI	Sistema de Fuerza Ininterrumpible
SGC	Azufre en el Gas de Cola
SGF	Sistema de Gas y Fuego
SRP	Azufre Recuperado
ST	Azufre Total
STP	Azufre Total en la Carga a la Planta Recuperadora de Azufre
TEMA	<i>Tubular Exchangers Manufacturers Association</i> (Asociación de Fabricantes de intercambiadores Tubulares)
UL	<i>Underwriters Laboratories</i> (Organismo certificador de pruebas)
WOG	<i>Water, Oil, Gas</i> (Agua, Petróleo, Gas)
% mol	Porcentaje molar
% mobh	porcentaje molar base húmeda
L	Litro
l/min	Litros por minuto
gal/min	Galones por minuto
mm	Milímetro
cm ²	Centímetro cuadrado
m	Metro
pie (ft)	Pie
min	Minuto
in	Pulgada



kg	Kilogramo
t	Tonelada
kg/cm ²	Kilogramo por centímetro cuadrado
kPa	Kilopascal
kW	Kilowatt
MPa	Megapascal
psi	Libra por pulgada cuadrada
lb	Libra
K	Kelvin
°C	Grados Celsius





5. Diseño

5.1 Requisitos para el Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural

5.1.1 El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se debe desarrollar conforme a la Ingeniería de detalle, que comprenda como mínimo lo siguiente:

- a) Datos generales de la Instalación (denominación o razón social, dirección, teléfono, correo electrónico, referencias de ubicación);
- b) Capacidad de procesamiento de las áreas operativas;
- c) Normatividad, códigos y estándares aplicables;
- d) Ubicación georreferenciada;
- e) Inventario de los materiales (materias primas, productos intermedios y finales, incluyendo residuos y efluentes);
- f) Medidas de protección ambiental;
- g) Estudios de mecánica de suelos y topográfico;
- h) Estudio hidrológico, hidráulico y de socavación;
- i) Memorias de cálculo y Diseño;
- j) Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, e
- k) Ingeniería de detalle en su versión Aprobado Para Construcción (APC) de las siguientes especialidades:

1) Ingeniería de procesos

- i. Diagramas de Flujo del Proceso y de servicios auxiliares;
- ii. Bases de Diseño;
- iii. Filosofía de Operación;
- iv. Requerimientos de servicios principales (auxiliares);
- v. Balance de materia y energía;
- vi. Lista de equipo principal y auxiliar;
- vii. Plano de Localización General (PLG);
- viii. Diagramas de Tubería e Instrumentación (proceso y sistemas auxiliares);
- ix. Lista de líneas de proceso y servicios auxiliares;
- x. Lista de puntos de interconexión (*TIE-IN's*);
- xi. Hojas de datos y memorias de cálculo;
- xii. Descripciones de los procesos;
- xiii. Condiciones de Operación;
- xiv. Especificaciones de los productos;
- xv. Manuales del fabricante del equipo instalado, y
- xvi. Otras especificaciones técnicas.

2) Ingeniería de Corrosión

- i. Estudio de Corrosión;
- ii. Especificación técnica de materiales de tuberías, que son adecuadas para soportar la Corrosión según las condiciones de proceso y del sitio;
- iii. Memoria de cálculo de los Sistemas de protección catódica, y
- iv. Especificación técnica del Sistema de protección catódica.

3) Arquitectura



- i. Plano de barda perimetral y localización de puertas de acceso;
- ii. Planos de urbanización general;
- iii. Plano de caseta de vigilancia, control de acceso, (en caso de aplicar);
- iv. Planos de taller mecánico, eléctrico, instrumentos, plantas;
- v. Planos de cuarto de control central;
- vi. Planos de cuarto de control satélite;
- vii. Planos de cuarto de cambios (baños generales y regaderas);
- viii. Plano de almacén de materiales;
- ix. Plano de almacén de Residuos Peligrosos, y
- x. Plano de cobertizo contra incendio.

4) Ingeniería Civil

- i. Base de Diseño civiles;
- ii. Especificación para concretos;
- iii. Especificación para aceros;
- iv. Estudio de distanciamientos de equipos e Instalaciones;
- v. Memorias de cálculo;
- vi. Plataformas, elevaciones del terreno;
- vii. Caminos, puentes y taludes;
- viii. Fosas y Diques;
- ix. Plano de cimentaciones de equipos;
- x. Planos hidráulicos de la Instalación;
- xi. Planos de Drenaje sanitarios;
- xii. Planos de Drenaje aceitoso;
- xiii. Planos de Drenaje pluvial;
- xiv. Plano de guías mecánicas de instalación eléctrica;
- xv. Planos Telecom (en caso de aplicar);
- xvi. Plano de soportería;
- xvii. Típicos civiles;
- xviii. Planos de Drenaje químico;
- xix. Planos de estructuras (edificaciones para equipos de proceso), y
- xx. Planos estructurales de escaleras y plataformas.

5) Ingeniería en tuberías

- i. Especificaciones de materiales de tuberías;
- ii. Memorias de cálculo;
- iii. Isométricos;
- iv. Plano de notas generales para tuberías;
- v. Planos de arreglos de tuberías aéreas vistas en: planta, elevación, cortes o detalles;
- vi. Planos de tuberías subterráneas;
- vii. Plano de tubería e instrumentación de la red de agua contra incendio, incluyendo el sistema de agua contra incendio y sistema de espuma contra incendio (en caso de aplicar), y
- viii. Dibujos isométricos de tuberías.

6) Análisis de esfuerzos

- i. Estudios hidráulicos;
- ii. Análisis de flexibilidad de tuberías;
- iii. Apoyos y guías para tuberías;



- iv. Cálculo de cargas y localización de estructuras especiales (en caso de aplicar), y
- v. Planos isométricos con la localización de apoyos y guías para tuberías.

7) Ingeniería eléctrica

- i. Diagramas unifilares;
- ii. Arreglo de equipo eléctrico;
- iii. Distribución de tableros eléctricos;
- iv. Cédula de conductores y tubería;
- v. Lista de materiales;
- vi. Sistemas de puesta a tierra;
- vii. Sistemas de protección contra descargas atmosféricas;
- viii. Sistema de alumbrado de la Instalación;
- ix. Planta de energía eléctrica de Emergencia, y
- x. Plano de subestación eléctrica.

8) Ingeniería de instrumentación y control

- i. Índice de instrumentos;
- ii. Diagramas funcionales de instrumentación (lazos de control);
- iii. Especificación del sistema de control;
- iv. Arquitectura del sistema de control;
- v. Base de datos del Sistema de Control Básico del Proceso (SCBP);
- vi. Lógicos de control;
- vii. Típicos de instalación de instrumentos
- viii. Especificación del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS);
- ix. Hojas de especificación de instrumentos;
- x. Matriz Causa Efecto del SIS;
- xi. Matriz Causa Efecto del Sistema de Gas y Fuego;
- xii. Plano de localización y rutas eléctricas del SCBP;
- xiii. Plano de localización y rutas eléctricas del SIS;
- xiv. Cédula de conductores de Instrumentos de proceso;
- xv. Cédula de conductores de Instrumentos del Sistema instrumentado de seguridad SIS;
- xvi. Planos de rutas conduit del Sistema de Gas y Fuego;
- xvii. Diagramas de alambrado del Sistema de Gas y Fuego;
- xviii. Cédula de conductores Sistema de Gas y Fuego, y
- xix. Típico de instalación de instrumentos Sistema de Gas y Fuego.

9) Ingeniería de Telecomunicaciones

- i. Planos de arquitectura y/o configuración de los sistemas con que cuente la Instalación;
- ii. Especificaciones técnicas de los sistemas con que cuente la Instalación, y
- iii. Plano de rutas de cableado.

10) Ingeniería Mecánica

- i. Hojas de Datos de equipo estático;
- ii. Hojas de datos equipo dinámico;
- iii. Especificaciones técnicas de equipo estático, y
- iv. Especificaciones técnicas de equipo dinámico.



11) Seguridad Industrial

- i. Filosofía de Operación de los sistemas de agua contra incendio;
- ii. Filosofía de Operación del Sistema de Gas y Fuego;
- iii. Hojas de datos de detectores del Sistema de Gas y Fuego;
- iv. Especificaciones de equipo del sistema de agua contra incendio;
- v. Especificaciones de los dispositivos de detección y Alarma;
- vi. Lista de líneas del sistema de agua contra incendio;
- vii. Planos de localización de extintores;
- viii. Plano de red de agua contra incendio;
- ix. Memorias de cálculo de la red de agua contra incendio;
- x. Memoria de cálculo de los sistemas de aspersión
- xi. Plano del sistema de espuma contra incendio;
- xii. Planos de localización de detectores de gas y fuego, Alarmas, estaciones manuales;
- xiii. Matrices lógicas del Sistema de Gas y Fuego;
- xiv. Plano de localización de letreros de seguridad, puntos de reunión y rutas de evacuación, y
- xv. Plano de ubicación de estaciones de aire de respiración y regaderas.

12) Dispositivos de relevo de presión y vacío

- i. Listado de dispositivos de relevo de presión y vacío;
- ii. Hojas de datos, y
- iii. Memoria de cálculo.

5.1.2 Especialidad Civil

5.1.2.1 Selección del sitio

Para seleccionar el sitio para la realización de las actividades de Procesamiento de Gas Natural, se deben realizar los estudios e investigaciones siguientes:

- a) Estudio de mecánica de suelos;
- b) Estudio de sismicidad;
- c) Caracterización de suelos;
- d) Levantamientos topográficos;
- e) Estudio de batimetría e información de movimiento de mareas y de corrientes en caso de situarse en el litoral;
- f) Estudio hidrológico;
- g) Levantamiento de Instalaciones existentes, cercanas o colindantes;
- h) Prueba de capacidad de Instalaciones existentes;
- i) Estudio de resistividad eléctrica;
- j) Detección de instalaciones enterradas;
- k) Mapa de red de ductos (eléctricos, Drenajes, líquidos inflamables, gas);
- l) Datos climatológicos (vientos, temperatura y humedad y patrones de clima severos tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas);
- m) Estudio de Riesgos geológicos tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas;
- n) Actividades adyacentes (desarrollos industriales, residenciales, comerciales, de esparcimiento, sensibles) y proximidad a vías públicas, y
- o) Existencia y acceso de servicios de protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y grupos de apoyo externos cuyos tiempos de arribo a la Instalación sean aceptables.



5.1.2.2 Distribución de plantas de proceso

Se debe establecer las distancias mínimas de las unidades de servicios principales, edificios e infraestructura que formen parte de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, así como los criterios para la distribución de plantas de proceso, tomando en cuenta los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

Adicionalmente a lo anterior, se debe:

- a) Identificar y en su caso orientar las Instalaciones en función de los vientos predominantes para que, en caso de perder la contención en alguna sección de proceso, los vapores o gases pesados arrastrados no sean llevados hacia equipos que tengan o constituyan fuentes de ignición e incrementen los daños a la Instalación;
- b) Prever las implicaciones por el tipo y complejidad de los procesos involucrados;
- c) Prever en el arreglo de la Instalación o planta la distribución óptima y el espacio requerido para fines de Construcción, Operación y Mantenimiento;
- d) Recopilar y analizar las particularidades inherentes al sitio, que influyan en la distribución de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural;
- e) La distribución preliminar de las instalaciones, en la que se sustente el PLG definitivo del Proyecto, debe indicar el límite de propiedad y el límite de batería de la instalación industrial el cual debe contener los diferentes bloques tales como: plantas de proceso, áreas de tanques de almacenamiento, almacenes, servicios, edificios de oficinas y administrativos, utilizando la metodología para distribución por bloques;
- f) Minimizar el potencial de afectación ante un escenario por Fuga, Derrame, incendio, toxicidad y/o explosión que se genere por un evento no deseado tomando en cuenta la naturaleza de los materiales y sustancias almacenadas, conducidas y procesadas en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural;
- g) Disponer el arreglo para la distribución de plantas de proceso en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural en función de bloques distribuidos con relación a las características de cada planta, condiciones y características existentes del suelo, Drenaje, pendiente, accesibilidad, constitución de materia prima para otras plantas;
- h) Ordenar preferentemente las Instalaciones de forma rectangular formando cuadrículas sobre la superficie del terreno con un corredor de tubería que concentre todas las tuberías de proceso y servicios;
- i) Proyectar en los planos de ingeniería los accesos conforme a las dimensiones de la maquinaria y/o vehículos ligeros y pesados para Mantenimiento, limpieza y maniobras, vehículos de emergencia;
- j) Establecer en el Diseño de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural espacios previstos para futuras ampliaciones, permaneciendo estos libres de obstrucciones;
- k) El arreglo de distribución de las plantas de proceso se debe realizar según su clasificación de peligro conforme a la Tabla 1 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, por lo que no se deben ubicar contiguas 2 plantas de diferente proceso que tengan clasificación de peligro alto, éstas se deben separar por una planta de proceso con peligro intermedio o moderado, y
- l) Tener en cuenta las características del proceso, las cuales deben ser la base para determinar la distribución final de las plantas de proceso y cumplir con las distancias mínimas de seguridad, conforme a lo establecido en la Tabla 2 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.3 Distribución de equipos de proceso

Se deben distribuir los Equipos críticos de proceso con base en los criterios para la distribución de equipos que formen parte de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural tomando en cuenta la termo-hidráulica del proceso, los requerimientos de Mantenimiento y lo siguiente:

- a) Determinar la cantidad y tipo de equipos a incluir en el arreglo;
- b) Integrar de la forma más compacta cada secuencia de Operación;
- c) Establecer con claridad los equipos que se requieren elevar por necesidades de proceso, y



- d) Tener en cuenta las características del proceso, las cuales deben ser la base para determinar la distribución final de equipos y cumplir con las distancias mínimas de seguridad, conforme a lo establecido en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.3.1 Compresores

- 5.1.3.1.1** Los Compresores de proceso se deben localizar juntos, en una sola área y se debe evitar que aquellos Compresores que manejen productos inflamables se localicen bajo los corredores de tuberías u otros equipos.
- 5.1.3.1.2** Los Compresores deben ubicarse en dirección contraria a los calentadores con respecto a los vientos reinantes con la finalidad de evitar interferencias con otros equipos en su entorno.
- 5.1.3.1.3** El cuarto donde se ubiquen los Compresores debe estar localizado cerca de los límites de la batería para facilitar el Mantenimiento y la Operación.

5.1.3.2 Bombas

- 5.1.3.2.1** Las Bombas se deben colocar entre el equipo del cual van a succionar y el corredor de tubería, lo más cercano al equipo del que succionan, y no debe ser un espacio menor a lo establecido en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, lo anterior, con la finalidad de reducir pérdidas de presión por fricción por la longitud de la tubería, impactando negativamente en la columna de succión de la Bomba.
- 5.1.3.2.2** Cuando se tengan varias Bombas, se deben alinear y distribuir, para que, en caso de incendio en una de ellas, la afectación por radiación a las demás sea menor.
- 5.1.3.2.3** Las Bombas se deben ubicar en hileras contiguas a ambos lados del corredor de tubería.
- 5.1.3.2.4** En caso de existir doble hilera de Bombas, éstas se deben colocar en arreglos para estar frente a frente con la tubería de descarga hacia un corredor de tuberías común. Se deben alinear los extremos de los motores o Turbinas de vapor de las Bombas para tener acceso por el espacio en el centro de las 2 hileras.
- 5.1.3.2.5** Las Bombas que manejen productos inflamables, no deben ubicarse bajo los corredores de tubería o de cualquier otro equipo de proceso.
- 5.1.3.2.6** Las Bombas y el eje de su impulsor se deben orientar perpendicularmente hacia los corredores de tubería u otros equipos.

5.1.3.3 Reactores

- 5.1.3.3.1** Los reactores se deben colocar en uno de los extremos de la planta para facilitar las operaciones de desembarque, ensamble, izado, soldadura y prueba; entre otras.
- 5.1.3.3.2** Se debe contar con los espacios necesarios para maniobras de Mantenimiento, remoción y carga del catalizador especificado; en los que sea necesario, incluso el apoyo de una grúa.

5.1.3.4 Calentadores a fuego directo

- 5.1.3.4.1** Los calentadores de fuego directo se deben localizar en la periferia dentro del límite de batería y estos deben ubicarse en áreas libres de mezclas explosivas.



- 5.1.3.4.2 Las Instalaciones de muestreo del proceso deben localizarse lejos de los calentadores a fuego directo.
- 5.1.3.4.3 Se debe contar con las áreas de acceso para maquinaria y/o vehículos ligeros y pesados para Mantenimiento, limpieza y maniobras.
- 5.1.3.4.4 Los equipos de proceso, que se encuentren conectados a la salida de los calentadores, se deben localizar de conformidad con los distanciamientos mínimos establecidos en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.1.3.4.5 Los calentadores se deben localizar contra el viento en una esquina de la unidad. Se deben establecer los espacios necesarios para maniobras de Mantenimiento de los tubos del calentador además del acceso de la grúa.
- 5.1.3.4.6 Los calentadores a fuego directo deben orientarse viento arriba de las plantas de proceso, de tal forma que los gases inflamables o vapores no se dirijan hacia las fuentes de ignición de dichos calentadores.

5.1.3.5 Torres

- 5.1.3.5.1 Las torres de proceso se deben localizar tan cerca del corredor de tuberías como sea posible con la finalidad de disminuir la longitud de las tuberías de proceso, de los conductores eléctricos y las de instrumentación; así como evitar interferencias entre la cimentación de la torre con la del corredor de tuberías.
- 5.1.3.5.2 Se debe contar con hueco de inspección en el faldón de base de la torre.
- 5.1.3.5.3 Las boquillas de las torres de proceso deben localizarse hacia el corredor de tuberías.
- 5.1.3.5.4 Las torres de proceso altas que requieran una atención operativa frecuente en los niveles superiores deben ubicarse en un lugar accesible para que se cuente con una plataforma de conexión común.
- 5.1.3.5.5 Las torres de proceso deben tener al menos una entrada hombre, que cuente con pescante o bisagras, para acceso interno, a fin de permitir limpieza, colocación de platos, inspección de Corrosión, nivelación de soportes de empaque, y para otros trabajos de Mantenimiento.
- 5.1.3.5.6 Las torres deben ubicarse a lo largo del corredor de tuberías hacia áreas abiertas para una Construcción sin obstrucciones.

5.1.3.6 Intercambiadores de calor

- 5.1.3.6.1 Los intercambiadores de calor deben ubicarse perpendiculares al corredor de tuberías en la fila exterior.
- 5.1.3.6.2 Se deben establecer los espacios óptimos para maniobras de limpieza y Mantenimiento necesarios para que el haz de tubos se extraiga libremente con una grúa móvil o por otros medios.
- 5.1.3.6.3 El intercambiador de calor de tubo y coraza debe tener un espacio libre longitudinal de al menos un metro más la longitud de los haces extraíbles.
- 5.1.3.6.4 En caso de requerir apilar o estacar intercambiadores de calor, deben ser como máximo 3 (si se soportan mutuamente), sin exceder una altura máxima de 4 m.



5.1.3.7 Rehervidores

- 5.1.3.7.1 Los rehervidores tipo termosifón deben cumplir con los distanciamientos mínimos establecidos en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.1.3.7.2 Se deben establecer los espacios para maniobras de limpieza y Mantenimiento, necesarios para facilitar el acceso a los rehervidores.

5.1.3.8 Condensadores

Los condensadores se deben ubicar en el lado opuesto de la torre donde se localiza el rehervidor.

5.1.3.9 Aeroenfriadores

- 5.1.3.9.1 Ningún equipo de proceso se debe localizar en la parte superior o inferior de los aeroenfriadores.
- 5.1.3.9.2 La descarga de aire de un aeroenfriador no debe localizarse cerca de la entrada de aire a otro aeroenfriador para evitar que el aire caliente sea succionado por el segundo equipo.

5.1.3.10 Quemadores elevados y de fosa

- 5.1.3.10.1 Los quemadores elevados se deben ubicar en función de los niveles máximos permisibles de radiación térmica, luminosidad y ruido, previstas en el API Std 521, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.1.3.10.2 Los quemadores elevados y de fosa, deben orientarse viento arriba de las plantas de proceso, de tal forma que los gases inflamables o vapores no se dirijan hacia fuentes de ignición, como se muestra en la Figura 1.

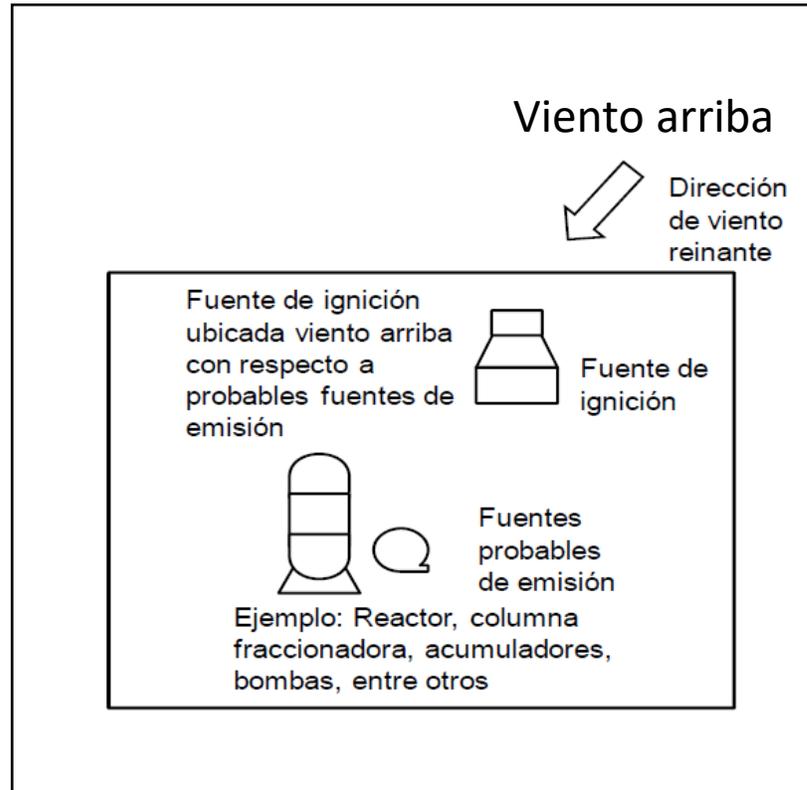


Figura 1. Viento arriba

5.1.3.11 Diques

- 5.1.3.11.1 Todos los Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos se deben diseñar con Diques de contención para confinar Derrames.
- 5.1.3.11.2 La disposición o ubicación de cada Dique, debe contar con acceso(s) que permita(n) las actividades operativas y de Mantenimiento.
- 5.1.3.11.3 La distancia mínima entre los Tanques y el pie de los muros interiores del Dique debe ser de 1.5 m.
- 5.1.3.11.4 El Diseño de los pisos internos de Diques debe ser de concreto hidráulico, con una pendiente de 1 % a 2 %, para permitir el libre escurrimiento de líquidos hacia los registros de Drenaje aceitosos, a efecto de no contaminar el subsuelo en caso de Derrames.
- 5.1.3.11.5 Los Diques, paredes de retención, sistemas de Drenaje y cualquier orificio en los mismos deben ser diseñados para resistir la carga hidrostática del Hidrocarburo que sea retenido, la exposición prevista al fuego y las fuerzas naturales, tales como sismos, viento y lluvia.



5.1.4 Distribución de Instalaciones auxiliares

Las Instalaciones y equipos de servicios principales, tales como: plantas de generación de agua de proceso, torres de enfriamiento, generadores de vapor, generadoras de energía como turbogeneradores y subestaciones eléctricas, entre otras instalaciones; deben ubicarse fuera de las plantas de proceso de Riesgo intermedio o alto, excepto aquellas que por Diseño forman parte de la planta.

5.1.4.1 Subestaciones eléctricas

5.1.4.1.1 Las subestaciones eléctricas deben ubicarse donde no se vean afectadas por fuego, inundaciones, acumulación de gases o vapores inflamables más pesados que el aire.

5.1.4.1.2 Las subestaciones de alta tensión deben ubicarse cerca de los principales centros de carga.

5.1.4.1.3 Las subestaciones de baja tensión deben ubicarse en los centros de carga de tal manera que la distancia entre el transformador de distribución y el motor más alejado sea mínima.

5.1.4.1.4 Todos los equipos de proceso que requieran de suministro eléctrico para su Operación normal deben cumplir con las caídas de tensión permitidas que se generen por efecto de la longitud de los conductores eléctricos, conforme a lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012.

5.1.4.2 Instalaciones de suministro eléctrico

5.1.4.2.1 Las Instalaciones de generación de energía que también suministran vapor para los requisitos del proceso se deben ubicar preferentemente cerca del bloque de la unidad de proceso.

5.1.4.2.2 Cuando la red eléctrica externa esté interconectada con las Instalaciones de generación de energía de la planta, esta debe ubicarse en el lado del muro límite.

5.1.4.2.3 Las líneas de transmisión de energía externa deben llevarse bajo tierra hasta la red de interconexión.

5.1.4.2.4 Las líneas aéreas de transmisión de energía no deben pasar sobre la Instalación, incluidas las áreas de estacionamiento.

5.1.4.3 Otras Instalaciones

Los talleres, oficinas, estacionamientos de vehículos, edificios técnico-administrativos, laboratorios, bodegas, Bombas contra incendio, centrales contra incendio, centros de control de Emergencias, así como cualquier otra área donde se encuentren personas, no se deben ubicar cerca de las plantas de proceso, áreas de almacenamiento, de carga y/o descarga de productos peligrosos y no deben estar expuestas a Riesgos de explosión o incendio.

5.1.5 Distanciamiento

5.1.5.1 Se debe realizar el Estudio de Distanciamientos de equipos e Instalaciones, identificando las distancias mínimas que debe cumplir la distribución de plantas de proceso y equipos, las cuales están establecidas en las Tablas 2 a 6 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y deben verse reflejadas en el Plano de Localización General (PLG).

5.1.5.2 Para la distribución preliminar de las Instalaciones, en la que se sustente el Plano de Localización General (PLG) definitivo del Proyecto, se debe cumplir con lo siguiente:



- a) Los módulos típicos que se deben identificar para los bloques son las plantas de proceso, áreas de Tanques de almacenamiento, almacenes, servicios, edificios de oficinas y administrativos para establecer una distribución preliminar en el PLG, por lo que se debe iniciar por centrar primero las áreas grandes, para agrupar tipos similares de peligro y segregar en bloques separados otros módulos con tipos diferentes de peligro;
- b) La base para determinar los requisitos de distanciamiento entre varios bloques y el arreglo de las Instalaciones y plantas debe corresponder con el Riesgo inherente a cada actividad o proceso. La clasificación de peligro de las plantas se debe evaluar y clasificar como niveles de peligro moderado, intermedio o alto, y
- c) Las plantas de proceso de alto peligro deben estar separadas de Instalaciones de peligro distinto, como edificios o Tanques de almacenamiento. Posteriormente se debe llevar a cabo la distribución y espaciado al interior de cada planta de proceso.

5.1.5.3 La clasificación de peligro de las Plantas de proceso que integran la Instalación de Procesamiento de Gas Natural debe ser de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1, y su distanciamiento debe ser de acuerdo con lo establecido en la Tabla 2, ambas del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 1. Lista de plantas y clasificación de peligro

No.	Descripción de la Planta	Clasificación de peligro
1	Absorción	Moderado
2	Aguas Amargas	Moderado
3	Azufre	Moderado
4	Criogénica de Hidrocarburos licuables	Alto
5	Eliminadora de nitrógeno (NRU)	Alto
6	Endulzadora de gas	Alto
7	Endulzadora de líquidos	Alto
8	Fraccionadora de Hidrocarburos	Alto

Notas:

1. La clasificación de peligro de la planta debe estar de acuerdo con los criterios de fuego y explosión del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y su distanciamiento no debe incluir criterios de toxicidad.
2. Estas clasificaciones no son sustitutas de una identificación rigurosa de los peligros y metodologías de análisis de Riesgos, así como modelos de simulación para determinar los impactos. Éstas son diseñadas para ser utilizadas a fin de determinar los requisitos de espaciado y cumplimiento del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.5.4 El distanciamiento entre el límite de batería de la instalación industrial y el límite de propiedad debe ser al menos de 50 m.

5.1.5.5 Las plantas de proceso del mismo tipo que se encuentren en un mismo límite de batería deben disponer de un distanciamiento mínimo de 15 m incluyendo las vías de acceso.

5.1.5.6 Las estaciones de bombeo deben disponer de una franja de amortiguamiento mínima de 10 m.



- 5.1.5.7** En caso de existir espuelas de ferrocarril, estas se deben localizar fuera de la planta de proceso y a una distancia mínima de 15 m del equipo de proceso, excepto en aquellas plantas de proceso que las requieran dentro de su límite de batería, para su Operación normal.
- 5.1.5.8** En caso de existir vías de ferrocarril, se debe dejar un espacio mínimo por encima de 8 metros, para cumplir con la altura libre para puentes elevados.
- 5.1.5.9** El área de carga y/o descarga de Auto-tanques y Carro-tanques de líquidos inflamables y combustibles se debe ubicar en el perímetro de la Instalación, cerca de la puerta de acceso y debe separarse de otras áreas de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.1.6 Distancias mínimas entre Instalaciones industriales de proceso**

Tabla 2. Distanciamientos mínimos en m (ft) entre Instalaciones industriales de proceso, Almacenamiento y Distribución

/	Edificios de servicio									
/	/	Centros de Control de Motores y Subestaciones Eléctricas								
15.24 (50)	15.2 4 (50)	/	Áreas de Utilidades							
15.24 (50)	15.2 4 (50)	30.48 (100)	15.2 4 (50)	Torres de Enfriamiento						
/	/	30.48 (100)	30.4 8 (100)	/	Cuartos de Control					
30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.4 8 (100)	9.14 4 (30)	Área de Compresores				
30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.4 8 (100)	9.14 4 (30)	9.14 4 (30)	Estaciones de Bombeo Grandes			
30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.48 (100)	30.4 8 (100)	30.4 8 (100)	9.14 4 (30)	9.14 4 (30)	15.2 4 (50)	Unidades de Proceso con Riesgo Moderado		
60.96 (200)	30.4 8 (100)	30.48 (100)	30.4 8 (100)	60.9 6 (200)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	30.4 8 (100)	30.4 8 (100)	Unidades de Proceso con Riesgo Intermedio	
121.9 2 (400)	60.9 6 (200)	60.96 (200)	60.9 6 (200)	91.4 4 (300)	30.4 8 (100)	30.4 8 (100)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	Unidades de Proceso con Riesgo Alto



76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	76.2 (250)	91.4 4 (300)	106. 7 (350)	Tanques de Almacenamiento Atmosféricos					
106.6 8 (350)	106. 7 (350)	106.7 (350)	106. 7 (350)	Tanques de Almacenamiento Sujetos a Presión												
106.7 (350)	106. 7 (350)	106.7 (350)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	76.2 (250)	76.2 (250)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	Tanques de Almacenamiento Refrigerados de Cúpula						
91.44 (300)	91.4 4 (300)	91.44 (300)	91.4 4 (300)	121. 9 (400)	121. 9 (400)	/	Quemadores									
60.96 (200)	60.9 6 (200)	60.96 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	91.4 4 (300)	76.2 (250)	76.2 (250)	106. 7 (350)	152. 4 (50)	15.2 4 (50)	Racks de Carga y Descarga (Área de recepción y entrega)	
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	91.4 4 (300)	91.4 4 (300)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	91.4 4 (300)	60.9 6 (200)	/	Bombas de Agua Contra incendio
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	60.9 6 (200)	91.4 4 (300)	91.4 4 (300)	106. 7 (350)	106. 7 (350)	106. 68 (350)	91.4 4 (300)	60.9 6 (200)	/	Estaciones Contra incendio

Referencia: Figura 8.2.1 de NFPA *Fire Protection Handbook, Twentieth Edition* 2008. (NFPA Manual de protección contra incendio, vigésima edición 2008).

Notas:

m = metro

(ft) = pies

1 ft = 0.305 m.

/ = no se requiere distanciamiento.

5.1.7 Distanciamiento mínimo entre equipos de plantas de proceso

5.1.7.1 Los espaciamientos mínimos entre equipos dentro de plantas de proceso deben cumplir con los espacios establecidos en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.7.2 Los espacios libres se deben medir entre tangentes de la periferia de los equipos. En aquellos equipos de proceso de geometría irregular tales como Bombas, Compresores u otros equipos; el espacio libre se debe medir entre las caras más cercanas de la periferia de las bases de cimentación de los equipos por ubicar.

5.1.7.3 Los equipos de proceso, que se encuentren conectados a la salida de los calentadores, se deben localizar a manera de cumplir con los distanciamientos mínimos establecidos en la Tabla 3, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.


Tabla 3. Distanciamientos mínimos en m (ft) entre equipos dentro de plantas de proceso

9.14 (30)	Compresores														
9.14 (30)	1.5 (5)	Bombas de Riesgo Intermedio													
15.24 (50)	1.52 (5)	1.5 (5)	Bombas de Riesgo Alto												
15.24 (50)	3.05 (10)	4.6 (15)	7.6 (25)	Reactores de Riesgo Alto											
15.24 (50)	3.05 (10)	4.6 (15)	7.6 (25)	4.6 (15)	Reactores de Riesgo Intermedio										
15.24 (50)	3.05 (10)	4.6 (15)	7.6 (25)	4.6 (15)	4.6 (15)	Reactores de Riesgo Moderado									
15.24 (50)	3.05 (10)	4.6 (15)	15.2 4 (50)	7.6 (25)	7.6 (25)	4.6 (15)	Columnas, Acumuladores y Tambores								
30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	30.5 (100)	Tanques Receptores							
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	30.5 (100)	7.6 (25)	Calentadores						
9.14 (30)	4.6 (15)	4.6 (15)	7.6 (25)	4.6 (15)	4.6 (15)	4.6 (15)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	/	Intercambiadores de Calor enfriados por aire					
9.14 (30)	3.05 (10)	4.6 (15)	7.6 (25)	4.6 (15)	3.05 (10)	3.05 (10)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	4.6 (15)	1.5 (5)	Intercambiadores de Calor				
9.14 (30)	3.05 (10)	4.6 (15)	7.6 (25)	4.6 (15)	3.05 (10)	3.05 (10)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	/	3.05 (10)	/	Racks de tuberías			
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	100	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	/	Controladores de Emergencia		
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	/	/	Válvulas de bloqueo	
15.24 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	30.5 (100)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	15.2 4 (50)	/	/	/	Instalaciones de Muestreo

Referencia: Figura 8.2.2 de NFPA *Fire Protection Handbook, Twentieth Edition* 2008. (NFPA Manual de protección contra incendio, vigésima edición 2008).

Notas:

m = metro

(ft) = pies

1 ft = 0.305 m.

/ = no se requiere distanciamiento.



5.1.8 Distanciamiento mínimo en áreas de Almacenamiento de Hidrocarburos

- 5.1.8.1** En las áreas de Tanques de almacenamiento, el distanciamiento mínimo entre tangentes de Tanques de almacenamiento refrigerados, recipientes presurizados esféricos u horizontales y Tanques que contengan cualquier tipo de Hidrocarburo o Petroquímico debe cumplir con lo establecido en la Tabla 4 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.1.8.2** El distanciamiento mínimo entre grupos de Tanques esféricos presurizados debe ser de 20 m, cada grupo debe estar formado por un número no mayor de 4 recipientes. El espacio libre se debe tomar de tangente a tangente de los Tanques.
- 5.1.8.3** El espacio mínimo entre grupos de recipientes horizontales presurizados debe ser de 13 m y cada grupo debe estar limitado a un máximo de 9 Tanques, los cuales no se deben colocar uno encima de otro y deben estar alineados de manera que sus casquetes apunten hacia las áreas de menor Riesgo.

Tabla 4. Localización de Tanques sobre el Suelo para almacenamiento de líquidos estables; la presión interna debe ser superior a una presión manométrica de 0.173 kg/cm² (2.5 psi)

Tipo de Tanque	Protección	Distancia Mínima, metros	
		Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido, incluyendo el lado opuesto de una vía pública ^a .	Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido, incluyendo el lado opuesto de una vía pública ^a .
Techo Flotante	Protección para Exposiciones ^b .	1/2 del diámetro del Tanque.	1/6 del diámetro del Tanque.
	Ninguna	Diámetro del Tanque, pero no necesita exceder 54 m.	1/6 del diámetro del Tanque.
Vertical con soldadura débil techo a pared	Espuma aprobada o sistema de inertización en Tanques que no exceden 45.72 m de diámetro ^d .	1/2 del diámetro del Tanque.	1/6 del diámetro del Tanque.
	Protección de exposiciones ^b .	Diámetro del Tanque.	1/3 del diámetro del Tanque.
	Ninguna	2 veces el diámetro del Tanque, pero no necesita exceder 110 m.	1/3 del diámetro del Tanque.
Tanques horizontales y verticales con venteo de alivio emergente para limitar presiones a 0.173kg/cm ² (presión manométrica a 2.5 psi).	Sistema de inertización aprobado ^c en el Tanque o sistema de espuma aprobado en Tanques verticales.	1/2 del valor de la Tabla 5.	1/2 del valor de la Tabla 5.
	Protección de exposiciones ^b .	Valor de la Tabla 5.	Valor de la Tabla 5.
	Ninguna.	2 veces el valor de la Tabla 5.	Valor de la Tabla 5.



Tanque superficial protegido	Ninguna.	1/2 del valor de la Tabla 5.	1/2 del valor de la Tabla 5.
Referencia: Tabla 22.4.1.1. (a) de la NFPA 30, Edición 2021.			
Notas: a: La distancia mínima debe ser de 1.5 m. b: Protección de exposiciones. c: Ver NFPA 69, "Sistema de Prevención de Explosiones", vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya. d: Para Tanques de más de 45 m de diámetro, el espaciamiento mínimo si cuenta con "Protección de exposiciones" debe ser igual a el "Diámetro del Tanque", o en caso de no contar con sistemas de protección "Ninguna" el espaciamiento debe ser 2 veces el diámetro del Tanque, pero no necesita exceder 110m.			

Tabla 5. Referencia aplicable para Tabla 4

Capacidad del Tanque		Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido, incluyendo el lado opuesto de una vía pública (m)	Desde el lado más cercano de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano en la misma propiedad (m).
Litros	Galones		
1041 o menos	275 o menos	1.52	1.52
1042 a 2835	276 a 750	3.05	1.52
2838 a 45360	751 a 12,000	4.58	1.52
45363 a 113400	12001 a 30000	6.1	1.52
113403 a 189000	30001 a 50000	9.14	3.05
189003 a 378541	50001 a 100000	15.24	4.58
378544 a 1890000	100001 a 500000	24.38	7.62
1890003 a 3780000	500001 a 1000000	30.48	10.67
378544 a 7560000	1000001 a 2000000	41.15	13.72
7560003 a 11340000	2000001 a 3000000	50.29	16.76
11340003 o más	3000001 o más	53.37	18.29
Referencia Tabla 22.4.1.1 (b) de NFPA 30, Edición 2021.			
Nota: L= litro Para unidades SI, 1 gal= 3.8 L			

5.1.8.4 Los Tanques que almacenan líquidos con características de Ebullición desbordante (*Boil Over*), deben ubicarse de acuerdo con la Tabla 6 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana. Estos líquidos no deben almacenarse en Tanques de techo fijo mayores de 45 m de diámetro, a menos que el Tanque cuente con un Sistema de Inertización aprobado.

Tabla 6. Localización de Tanques sobre el Suelo para almacenamiento de líquidos con Ebullición desbordante (*Boil Over*)



Tipo de Tanque	Protección	Distancia Mínima	
		Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido, incluyendo el lado opuesto de una vía pública ^a .	Desde el lado más cercano de cualquier vía pública o del edificio importante más cercano en la misma propiedad ^a .
Techo Flotante	Protección de exposiciones ^b .	1/2 del diámetro del Tanque.	1/6 del diámetro del Tanque.
	Ninguna.	Diámetro del Tanque.	1/6 del diámetro del Tanque.
Cualquier tipo	Espuma aprobada o sistema de inertización ^c .	Diámetro del Tanque.	1/3 del diámetro del Tanque.
	Protección de exposiciones ^b .	2 veces el diámetro del Tanque.	2/3 del diámetro del Tanque.
	Ninguna.	4 veces el diámetro del Tanque, pero no necesita exceder 105 m	2/3 del diámetro del Tanque.

Referencia: Tabla 22.4.1.4 Localización de Tanques sobre el Suelo para almacenamiento de líquidos con ebullición desbordante (*Boil-Over*), NFPA 30, Edición 2021.

Notas:

a: La distancia mínima debe ser de 1.52 m.
 b: Protección de exposiciones. (Ver definición).
 c: Ver NFPA 69, "Sistema de Prevención de Explosiones", vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.1.8.5 La separación entre envoltentes de 2 Tanques de almacenamiento debe determinarse de la siguiente manera:

- Los Tanques que almacenan Líquidos Clase I, Líquidos Clase II o Líquidos Clase IIIA deben estar separados por las distancias dadas en la Tabla 7, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- En caso de que los Tanques de almacenamiento para Líquidos Clase IIIB, estén situados en la misma área del Dique o línea de Drenaje de un Tanque de Líquido Clase I o Líquido Clase II, éstos deben tener el espaciamiento mínimo para Líquidos Clase IIIA, indicado en la Tabla 7 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.8.6 Los Tanques de almacenamiento de combustible pesado con Aislamiento térmico y con capacidades individuales que no exceden 480 m³ (3019 barriles), deben estar separados por la distancia mínima establecida en la Tabla 8, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 7. Espaciamiento mínimo entre Tanques superficiales (entre pared y pared)



Diámetro del Tanque	Tanque de Techo Flotante	Tanques Fijos u Horizontales	
		Líquidos Clase I o II	Líquido Clase III A
Todos los Tanques no mayores a 45 m en diámetro.	1/6 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes, pero no menor a 0.9 m.	1/6 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes, pero no menor a 0.9 m.	1/6 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes, pero no menor a 0.9 m.
Tanques mayores que 45 m de diámetro: El control de vertimientos se hace mediante Drenajes hasta un área remota de desalojo, de manera que el líquido derramado no se acumule alrededor de los Tanques. Deben aplicarse los requerimientos descritos en el numeral 6.1.10 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	1/6 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.	1/4 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.	1/6 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.
Si los Tanques están dentro de un Dique abierto, estos sistemas deben cumplir los requerimientos descritos en el numeral 8.1.3.11 Diques de contención, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	1/4 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.	1/3 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.	1/4 de la suma de los diámetros de Tanques adyacentes.
Referencia: Tabla 22.4.2.1 Espacio mínimo entre Tanques sobre el Suelo (entre pared y pared), NFPA 30, Edición 2021.			
Nota: La “suma de los diámetros de Tanques adyacentes”, significa la suma de los diámetros de cada par de Tanques que están adyacentes entre sí.			

- 5.1.8.7** Para los Tanques ubicados en la línea de Drenaje o en un área dentro del Dique que contenga Líquidos Clase I o Líquidos Clase II y estén agrupados, se debe contemplar un espaciamiento mayor u otros medios para que los Tanques interiores sean accesibles para propósitos de combate de incendios, de acuerdo con el resultado del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) y Análisis de consecuencias.
- 5.1.8.8** Con el propósito de evitar daños a las Instalaciones, se deben prever todas las medidas de mitigación y/o distanciamientos que amortigüen las afectaciones por radiación térmica o sobrepresión, evitando daños a las Instalaciones hacia el interior y exterior de la misma. La distancia horizontal mínima entre las Instalaciones de recepción y entrega; y los Tanques de Almacenamiento debe definirse conforme a lo dispuesto en el numeral 5.1.6 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.1.8.9** Para las Instalaciones terrestres de almacenamiento que colinden con una planta de proceso, las áreas de recepción, almacenamiento y entrega deben cumplir con los distanciamientos mínimos establecidos en las Tablas 2 y 8 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.



5.1.8.10 Se deben realizar los Análisis de Riesgos y Análisis de Consecuencias, para obtener el radio de afectación por radiación térmica, toxicidad o sobrepresión y las distancias de amortiguamiento para evitar daños a las Instalaciones aledañas en el interior, exterior y a la población, debiendo prevalecer estas distancias obtenidas sobre las referidas en las Tablas de la 2 a la 8, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, según corresponda, en caso de ser mayores éstas.

Tabla 8. Requerimientos de distancia entre Tanques superficiales en m (ft) por su tipo y capacidad en L (bbl) de Instalaciones terrestres de almacenamiento con planta de proceso e Instalaciones petroquímicas

0.5 x D ^a	Tanque de Techo Cónico y Flotante < 477,000 (3,000)								
0.5 x D	0.5 x D	Tanque de Techo Cónico y Flotante > 477,000 (3000) < 1,590,000 (10,000)							
1 x D	1 x D	1 x D	Tanque de Techo Flotante > 1,590,000 (10000) < 47,700,000 (300,000)						
1 x D	1 x D	1 x D	1 x D	Tanque de Techo Flotante > 47,700,000 (300,000)					
0.5 x D	0.5 x D	1 x D	1 x D	0.5 x D ^b	Tanque de Techo Cónico Clase II, Producto III > 1,590,000 (10,000) < 47,700,000 (300,000)				
1 x D	1 x D	1 x D	1 x D	1 x D	1 x D	Tanque Inertizado de Techo Cónico Producto Clase I >1,590,000 (10,000) < 23,850,000 (150,000)			
1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	2 x D	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1 x D 15.2 min (50 min)	Recipientes Sujetos a Presión, Esferas		
1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	2 x D	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1.5 x D 30.5 min (100 min)	1 x D 30.5 min (100 min)	1 x D	Recipientes Sujetos a Presión Tambores	
2 x D 61 min (200 min)	2 x D 61 min (200 min)	2 x D 61 min (200 min)	2 x D	2 x D 61 min (200 min)	2 x D 61. min (200 min)	1 x D 30.5 min (100 min)	1 x D 30.5 min (100 min)	1 x D 30.5 min (100 min)	Almacenamiento en Tanques de Cúpula para Refrigerados

Referencia: Figura 8.2.3 de NFPA *Fire Protection Handbook, Twentieth Edition* 2008. (NFPA manual de protección contra incendio, vigésima edición 2008).

Notas:

D = Diámetro más grande del Tanque

bbl = barril de Petróleo estadounidense

L = litros

min= mínimo

m = metro

ft = pie

1 ft = 0.305 m

^a = Para Clase II, Producto III

^b = Para Clase II o III

Espacio Aceptable de 1.525 m.



5.1.8.11 El distanciamiento mínimo entre otras Instalaciones de servicios y/o complementarias que forman parte de las baterías de separación, tales como patines de medición y/o regulación de crudo o gas, trampas de diablos, quemadores elevados y de fosa, así como fosas de separación aceite-agua, se debe determinar con base en la Tabla 2 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.8.12 En caso de que en algunas baterías de separación se tengan asociadas plantas de proceso de peligro moderado o intermedio, los distanciamientos mínimos asociados a estas plantas se deben determinar con base en la Tabla 2 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.8.13 Casos particulares

5.1.8.13.1 Si se requiere reducir las distancias de seguridad de equipos dentro de las Plantas de Proceso o en la distribución de las Plantas de Proceso, se debe desarrollar un Análisis de Capas de Protección (LoPA, por sus siglas en inglés), mismo que debe integrarse dentro del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y a partir del cual se deben implementar las medidas de protección que demuestren la mitigación del Riesgo asociado.

5.1.8.13.2 El Análisis de Capas de Protección (LoPA, por sus siglas en inglés) al que se refiere el párrafo anterior, se debe desarrollar conforme a lo establecido en el IEC-61511 parte. 3, ISA 84.00.01 Partes 1-3, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan; y debe ser ejecutado por una persona que cuente con la documentación que demuestre o avale su experiencia y reconocimiento nacional o internacional en la materia.

5.1.8.13.3 En los casos que no sea posible cumplir con los espaciamientos mínimos establecidos en las Tablas 2 y 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, o que no se encuentre listado el equipo o Instalación de que se trate, se deben incluir medidas compensatorias para la prevención o mitigación de las consecuencias por fuego y explosión, donde las magnitudes de radiación y sobrepresión se determinaran mediante modelos de simulación.

5.1.9 Drenajes

5.1.9.1 El Diseño de los sistemas separados de Drenajes, tales como: pluvial, aceitoso, químico y sanitario, debe contar con las memorias de cálculo hidráulico y planos correspondiente a cada sistema.

5.1.9.2 El Diseño de los Drenajes debe contar al menos con las siguientes especificaciones:

- a) Captación de aguas pluviales;
- b) Separación aceite-agua;
- c) Pendiente del terreno;
- d) Sitio de descarga;
- e) Limitaciones de espacio y condiciones del terreno, y
- f) Propiedades fisicoquímicas de efluentes.

5.1.9.3 Drenaje pluvial

5.1.9.3.1 Los sistemas de Drenajes pluviales se deben diseñar considerando los gastos de aguas pluviales en función de los datos estadísticos de los últimos 5 años de las precipitaciones pluviales de la región.

5.1.9.3.2 Los sistemas de Drenajes pluviales deben tener la capacidad de conducir las aguas recuperadas a puntos de descarga autorizados o cárcamos reguladores, así como una derivación con bloqueos hacia el Sistema de tratamiento de efluentes para impedir la entrada de contaminantes a los cuerpos de agua.



5.1.9.4 Drenaje aceitoso

- 5.1.9.4.1 Los sistemas de Drenajes aceitosos se deben diseñar con el objetivo de enviar el volumen total de los efluentes aportados, como aguas de proceso y aguas aceitosas provenientes de Derrames accidentales, purgado de Tanques de almacenamiento, lavado de áreas, purgado de equipos y maquinarias existentes, hacia los separadores de aceite del área de tratamiento de efluentes, evitando así la contaminación de Drenajes pluviales, cuerpos de agua, suelo, subsuelo y mantos acuíferos.
- 5.1.9.4.2 Se deben diseñar copas de purga de equipos en la cantidad necesaria, para evitar que durante la Operación se realicen purgas de aguas aceitosas sobre pavimentos y áreas adyacentes a Drenajes pluviales.
- 5.1.9.4.3 Las copas de purga deben descargar a registros aceitosos, los cuales deben tener sellos hidráulicos para evitar la propagación de incendios.

5.1.9.5 Drenaje químico

- 5.1.9.5.1 Los sistemas de Drenajes químicos se deben diseñar tomando en cuenta la suma de aportaciones de cada área de la Instalación que en particular emitan productos químicos, corrosivos o tóxicos con el objetivo de enviar el volumen total de efluentes mediante un sistema hermético hacia fosas de neutralización y plantas de tratamiento de efluentes que aseguren el cumplimiento de límites máximos permisibles de contaminantes en descargas de agua.
- 5.1.9.5.2 La distancia recorrida por las corrientes de aguas de los Drenajes químicos a ser tratadas, neutralizadas y reutilizadas o vertidas a los Drenajes aceitosos, debe ser la más corta posible con el objeto de minimizar los Riesgos inherentes a su condición.

5.1.9.6 Drenaje sanitario

- 5.1.9.6.1 Los sistemas de Drenajes sanitarios se deben calcular y diseñar con el fin de garantizar un desalojo rápido y eficiente de las aguas negras y jabonosas provenientes de baños, lavabos, regaderas, muebles sanitarios de los edificios administrativos, casetas de vigilancia, sanitarios de choferes, guarniciones militares, áreas habitacionales, hospitales, entre otros lugares.
- 5.1.9.6.2 En caso de requerir fosas sépticas prefabricadas, se debe cumplir con lo establecido en la NOM-006-CONAGUA-1997, así mismo la calidad del efluente de cualquier tipo de fosa séptica debe cumplir con los parámetros establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-2021.

5.1.10 Tratamiento de efluentes

- 5.1.10.1 Se deben indicar las técnicas de tratamiento de aguas residuales, mediante las cuales, las descargas a cuerpos receptores propiedad de la Nación cumplan con los límites máximos permisibles establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-2021 y NOM-002-SEMARNAT-1996.
- 5.1.10.2 El Diseño debe contar con una Planta de Tratamientos de Aguas Amargas (aguas contaminadas por gases ácidos e Hidrocarburos), para la recuperación de Gas ácido, Hidrocarburos y reutilizar el agua en los procesos de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.
- 5.1.10.3 Se prohíbe el proceso de dilución para tratar las aguas residuales, el Diseño del tratamiento debe contar con las etapas de pretratamiento, tratamientos primarios, secundarios y terciarios.



- 5.1.10.4** El Sistema de tratamiento de aguas residuales debe disponer de medidores de flujo en la entrada y en la salida. Las características de los medidores deben ser de acuerdo con la capacidad del Sistema de tratamiento y condiciones de Operación.
- 5.1.10.5** Para el tratamiento de corrientes aceitosas, químico, sanitarios, entre otras se debe contar con lo siguiente:
- Para el tratamiento de corrientes químicas se deben instalar fosas de neutralización y/o sistemas de separación, para que a través de ellos se envíen los efluentes con un valor de pH entre 6 y 8 a los Drenajes aceitosos;
 - Para el tratamiento de aguas de proceso contaminadas con ácido sulfhídrico, amoníaco, fenoles y otros contaminantes (aguas amargas), previo al proceso de separación aceite-agua deben someterse a un Sistema de despojamiento con vapor u otro medio, para reducir el nivel de estos contaminantes;
 - Para el tratamiento de aguas desmineralizadas y aquellas que manejen sólidos en sus aguas crudas, deben tener preferentemente Drenajes químicos en los cuales se manejen por separado los productos ácidos de los alcalinos;
 - Para el tratamiento de corrientes aceite-agua, se debe contar con una fosa separadora de grasa y aceite emulsionado en agua hasta separarlo completamente y así evitar que cualquier Derrame de Hidrocarburos salga de las Instalaciones. Su Diseño debe realizarse conforme a lo establecido en el API 421, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya, y
 - Para el tratamiento de corrientes sanitarias, en caso de ser necesario, se debe contar con fosas sépticas receptoras de Drenajes sanitarios o Instalaciones de tratamiento previo a su descarga.
- 5.1.10.6** El Sistema de tratamiento de efluentes debe contar con 2 puntos de muestreo, el primero en la corriente afluyente y el segundo en la corriente efluente, los cuales deben contar con acceso libre y seguro para la toma de muestras.
- 5.1.10.7** Se debe contar con dispositivos que detecten la acumulación de gases o vapores que produzcan una atmósfera que represente un Riesgo potencial al personal, a las Instalaciones y al medio ambiente.

5.1.11 Cuartos de control y cuarto de operadores

5.1.11.1 Los cuartos de control deben:

- Diseñarse resistentes a explosiones, sin ventanas, los accesos al vestíbulo deben tener doble puerta (esclusa), para evitar pérdidas excesivas de presurización, deben tener accesos independientes para los cuartos de baterías, cuartos para equipos de aire acondicionado (HVAC por sus siglas en ingles), cuarto eléctrico, las puertas deben abrir hacia afuera con algún dispositivo para que cierre por sí sola automáticamente, así como ser resistentes a explosión.
- Ubicarse cerca de pasillos de acceso y distanciados de plantas de proceso y unidades integradas de acuerdo con lo establecido en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- Estar presurizados y tener aire acondicionado con toma de aire para evitar el ingreso de descargas accidentales de Hidrocarburos o gases tóxicos.
- Estar libres de cualquier estructura por encima de ellos para evitar derrumbes en caso de explosión y no debe instalarse equipos de proceso, almacenarse Hidrocarburos, ni instalarse pasos de tubería con Hidrocarburos.



- e) Incluir vías de escape requeridas en caso de presentarse alguna contingencia en las Instalaciones.
- f) Deben estar ubicados preferentemente en un área de menor Riesgo con relación a las plantas de proceso e Instalaciones de almacenamiento y manipulación de Hidrocarburos.
- g) Ubicarse en un nivel más alto que las plantas circundantes y las áreas de almacenamiento de combustibles.

5.1.11.2 El cuarto de control central (CCC), se debe localizar fuera de las plantas de proceso y conforme a lo establecido en la Tabla 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.1.11.3 Los cuartos de control satélite (CCS) deben localizarse dentro del límite de batería de la planta.

5.1.11.4 El cuarto de operadores de una planta de proceso y los cuartos satélites se deben orientar en función de los vientos reinantes.

5.1.12 Señales y avisos

5.1.12.1 Se debe establecer señales y avisos para identificar los Tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, válvulas, Bombas, entre otros equipos de Operación con una clave única, y referidos en los planos de las diferentes disciplinas técnicas, de acuerdo con el peligro, Riesgo, tipo de producto manejado y condiciones de Operación de conformidad con la NOM-026-STPS-2008 y la NOM-018-STPS-2015.

5.1.12.2 Las áreas operativas, zonas peatonales, accesos, salidas, patios de circulación, estacionamientos, rutas de evacuación y vialidades en general, deben contar con señalamientos de tipo prohibitivo, preventivo, restrictivo e informativo de conformidad con lo establecido en la NOM-026-STPS-2008.

5.1.12.3 Se debe contar con un sistema de señalización e instrucciones básicas del sistema de Alarmas que permita al personal identificar la ubicación de una Emergencia de manera rápida y precisa.

5.1.12.4 La ubicación y dimensión de las señales y los avisos deben localizarse en función de las características del predio y distribución de las Instalaciones. Los códigos de colores, rotulación y demás características de las señales y avisos deben cumplir con la NOM-026-STPS-2008.

5.1.13 Estructuras, soportes y anclaje

5.1.13.1 Se debe proteger los soportes metálicos y apoyo de puentes elevados, con protección pasiva contra fuego.

5.1.13.2 Los soportes superficiales de tuberías deben tener accesos, pasos, pasarelas de personal tanto para Operación y Mantenimiento como para brigadas de Emergencia.

5.1.13.3 Los soportes de tuberías deben diseñarse con una vida útil mínima de 30 años para Operación normal a las condiciones del ambiente de la Instalación.

5.1.13.4 Los soportes para tuberías y puentes elevados deben calcularse y diseñarse para soportar o controlar los efectos en tuberías debido a acciones permanentes, variables y accidentales con su intensidad máxima esperada.

5.1.13.5 Los soportes de tuberías, puentes elevados y cimentaciones deben diseñarse para, proyectar y admitir las acciones de las ampliaciones futuras.



- 5.1.13.6 Los equipos fijos que se encuentren en sitios de alta probabilidad de ocurrencia de sismos y/o fenómenos meteorológicos de alto impacto, se deben encontrar anclados a la cimentación o al soporte, a fin de evitar la flotación o el desplazamiento.
- 5.1.13.7 Toda la tubería debe estar adecuadamente soportada, guiada y anclada, de tal manera que durante su Operación no se presenten afectaciones por vibración, deflexión o esfuerzos excesivos sobre la misma línea o equipo al que se conecte.
- 5.1.13.8 La soportería de la Instalación debe contar con estudios de análisis de flexibilidad, Corrosión y mecánica de suelos que prevean posibles problemas de desgaste, fisuras, hundimientos y Corrosión comprometiendo a futuro la integridad en las tuberías y equipos de proceso.
- 5.1.13.9 Los soportes y muñones de las tuberías deben ser del mismo material para evitar el fenómeno de par galvánico.
- 5.1.13.10 Los soportes para tuberías deben diseñarse considerando el peso muerto de la tubería, cargas de Operación, peso del producto transportado, condiciones ambientales y sismológicas de lugar, así como la resistencia del terreno.
- 5.1.13.11 Se debe determinar las zonas con posibilidad de fuego mediante el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos obteniendo planos que muestren las áreas de Riesgo de incendio para identificar y listar las estructuras, equipos y soportes metálicos que cuenten con Protección Pasiva Contra Fuego, para prevenir los daños ocasionados por incendios.
- 5.1.13.12 Las bases de los Tanques deben ser diseñadas considerando medidas que atenúen la Corrosión de las partes del Tanque que se apoyen sobre tales bases.
- 5.1.13.13 La especificación de la cimentación debe estar acorde al tipo de suelo sobre el cual se desplante la base de cimentación del cuerpo del Tanque.
- 5.1.13.14 De acuerdo con el Diseño se deben tomar en cuenta las cargas inducidas sobre la pared metálica del recipiente a presión para la construcción y/o fabricación de los soportes.

5.1.14 Plataformas, escaleras y barandales

- 5.1.14.1 Para el acceso y lectura de los instrumentos de indicación local en los equipos de proceso, tales como calentadores a fuego directo, recipientes de almacenamiento, recipientes verticales, se debe contar con plataformas, barandales, pasamanos de servicio y escaleras fijas y permanentes, terminadas en pasarela.
- 5.1.14.2 El Diseño de las escaleras y pasarelas deben utilizar materiales incombustibles. Las escaleras marinas deben ser de salida frontal o lateral paralelas entre la escalera y plataforma, con peldaño al mismo nivel que el de la plataforma, libres de obstrucciones al paso, con puerta de seguridad libre de Mantenimiento, de cierre por gravedad y sin bloqueo o candado.
- 5.1.14.3 El Diseño de Plataformas de Operación o Mantenimiento debe contar con lo siguiente:
 - a) Ser suministradas en todas las entradas hombre o aperturas de recipientes que estén localizadas por arriba de 4 500 mm sobre el nivel de piso terminado.
 - b) El ancho mínimo de plataformas, para Operación y Mantenimiento debe ser de 1 200 mm, pero no menor que 700 mm de espacio libre entre cualquier accesorio y el barandal de la plataforma, para plataformas de descanso o cambio de dirección de escaleras de 900 mm.



- c) La localización y arreglo de las plataformas debe ser tal que dé acceso (piso) a todas las boquillas de instrumento, entradas hombre o servicio, con válvula, figuras ocho, o cualquier otra en la que se requieran Mantenimiento u Operación.

5.1.14.4 Las escaleras deben diseñarse con protección para evitar la caída de las personas durante la Operación y el Mantenimiento, así como, cumplir con lo descrito en el numeral 7.7 de la NOM-001-STPS-2008.

5.1.14.5 Se debe contar con accesos como escaleras o pasillos con barandales para llevar a cabo el Mantenimiento de equipos, tuberías y accesorios.

5.1.14.6 El Diseño de los pretiles y barandales en escaleras, rampas, pasillos y balcones, debe fijar una carga por metro lineal no menor de 100 kg/m actuando al nivel de pasamanos y en la dirección más desfavorable.

5.1.15 Vialidades

5.1.15.1 Las vialidades de la Instalación deben ser diseñadas a efecto de contar con lo siguiente:

- a) Rutas de ingreso y salida de o hacia la vialidad externa, incluyendo el derecho de vía;
- b) Material resistente a la carga de vehículos pesados y a los productos manejados en la Instalación;
- c) Áreas de verificación para acceso de Auto-tanques, Carro-tanques y vehículos en general;
- d) Patrones de frecuencia de tráfico vehicular en vialidades internas y alledañas a la Instalación;
- e) Estacionamientos permanentes y temporales en función de los procesos operativos, de empleados, visitantes y contratistas;
- f) Áreas delimitadas y establecidas para la circulación de personal operativo;
- g) Dimensiones suficientes para el ingreso, salida y maniobra de vehículos relacionados a la Construcción, Mantenimiento y Operación de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural;
- h) Croquis de localización indicando el sentido de las vialidades internas, accesos, carreteras, calles o caminos colindantes, y
- i) Accesos peatonales independientes, delimitados y seguros.

5.1.15.2 Para la prevención y mitigación de Incidentes, se debe prever para los servicios de Emergencia que:

- a) El sitio en el cual se construya la Instalación de Procesamiento de Gas Natural sea vialmente accesible a los servicios de protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y grupos de apoyo externos por los diferentes medios disponibles para la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de la protección del medio ambiente;
- b) Las Instalaciones que involucren el tránsito de vehículos de combustión interna cuya función sea abastecer de insumos y/o salida de productos, estas se deben localizar en la periferia de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural con el fin de evitar cruzar por plantas de proceso, y
- c) El personal debe tener por lo menos 2 rutas de escape desde cualquier punto de una unidad, salvo en las partes altas de columnas de poco diámetro, donde no sea práctico instalar 2 escaleras.

5.2 Especialidad Mecánica

5.2.1 Protección contra la Corrosión

5.2.1.1 Para prevenir daños por Corrosión en Tanques de almacenamiento, sistemas de tuberías, estructuras o equipos, se debe diseñar un sistema de control de Corrosión con base en el estudio de aspectos que influyan en los mismos, tales como:

- a) Condiciones ambientales (Temperatura, Humedad, Salinidad);
- b) Tipo de producto a manejar;



- c) Preparación de la superficie;
- d) Registros de calidad;
- e) Condiciones de Operación, y
- f) Compatibilidad con materiales para los mecanismos de protección.

5.2.1.2 Se debe contar con un Sistema de protección catódica, el cual debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos, daños en los aislamientos eléctricos y en el recubrimiento anticorrosivo.

5.2.1.3 Los Sistemas de protección catódica deben corresponder con lo establecido en el NACE RP 0169, NACE RP 0285, NACE RP 0193, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan, así como cumplir como mínimo con lo siguiente:

- a) Requisitos de corriente y voltaje;
- b) Resistividad del suelo;
- c) Temperatura ambiente;
- d) Dique de Tanque impermeable u otros revestimientos de contención;
- e) Estructuras externas;
- f) Nivel freático del suelo;
- g) Revestimientos utilizados;
- h) Influencia de los Sistemas de protección catódica adyacentes, y
- i) Aislamiento del sistema eléctrico puesto a tierra.

5.2.1.4 El Diseño del Sistema de protección catódica debe contemplar los siguientes cálculos:

- a) Masa anódica requerida;
- b) Ánodos requeridos;
- c) Demanda de corriente;
- d) Área total de la superficie a proteger;
- e) Separación de ánodos;
- f) Corriente de salida, y
- g) Vida prevista de la instalación.

5.2.2 Tanques de almacenamiento

5.2.2.1 El Diseño de Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, sus derivados, y productos líquidos de uso común en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se debe basar en el API Std 620 y API Std 650, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.2.2 El Diseño de Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, sus derivados, y productos líquidos de uso común en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, debe contar con al menos la siguiente información:

- a) La carga muerta;
- b) La Presión de diseño externa;
- c) La Presión de diseño interna;
- d) Las cargas del techo flotante interno;



- e) La carga viva del techo;
- f) La verticalidad;
- g) La redondez;
- h) La actividad sísmica;
- i) El líquido almacenado;
- j) Las Presiones de pruebas hidrostáticas e hidroneumáticas;
- k) El Diseño por viento y sismos;
- l) Las cargas externas;
- m) La tolerancia por Corrosión;
- n) Estudios topográficos;
- o) Mecánica de suelos;
- p) La capacidad del Tanque, y
- q) La Instrumentación.

5.2.2.3 Para su protección, los Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, sus derivados, y productos líquidos de uso común, deben contar con los siguientes requisitos:

- a) Sistemas de tierras y Pararrayos;
- b) Dispositivos para centrar y evitar el giro del techo flotante;
- c) Tubo difusor de entrada al Tanque;
- d) Diques de contención;
- e) Válvula presión vacío con brida de descarga para conexión a Sistema de recuperación de vapores. En el caso de que los Tanques lleven membrana flotante interna, no es necesaria la válvula de presión-vacío;
- f) Estructuras de concreto reforzado;
- g) Anillos atiesadores en la parte superior de la envoltura por la parte exterior del Tanque (en caso de aplicar);
- h) Sistemas de Drenajes;
- i) Agitadores (acorde al tipo de producto);
- j) Serpientes de calentamiento (acorde al tipo de producto), y
- k) Protección catódica.

5.2.2.4 Los materiales para los Tanques de almacenamiento deben ser compatibles con el tipo de producto a almacenar.

5.2.2.5 Los Tanques horizontales deben ser diseñados y certificados de acuerdo con el UL 142, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya y de acuerdo con el proceso operativo que desempeñen, y cumplir con las características del sitio de ubicación.

5.2.2.6 Los Tanques superficiales no confinados deben ser diseñados y certificados conforme al UL 142 o cualquier otra certificación equivalente, mismos que deben contar, como mínimo con las características siguientes:

- a) Venteo;
- b) Sistema de medición y monitoreo de nivel e inventarios, agua y temperatura;
- c) Ranura (*s/ot*) de sobrellenado;
- d) Entrada hombre;
- e) Escalera interna (de la entrada hombre al piso del Tanque interior);
- f) Conexión de tierra física;
- g) Escaleras y plataformas de acceso a domo del Tanque;
- h) Conexión de tierra física;
- i) Purga para remover agua y producto fuera de especificación del fondo del Tanque;
- j) Alarmas (bajo-alto nivel, detección de Fugas);



- k) Recuperación de vapores (en caso de aplicar);
- l) Sistema de venteo;
- m) Bomba (en caso de aplicar), y
- n) Sensor de sobrellenado y Alarma sonora y visual.

5.2.2.7 En Tanques verticales, la instalación de geo-membranas, entre la base de cimentación del Tanque y el fondo del mismo, deben contar con un recubrimiento interno sobre la placa del fondo de material con características para abatir la Corrosión interna o en su caso, incrementar el espesor de la placa de acuerdo al historial de velocidad de Corrosión de Tanques similares que operen con el producto en el sitio, éstos como medidas alternas para mitigar Fugas potenciales por falla o deterioro de la integridad mecánica del Tanque.

5.2.3 Tuberías

5.2.3.1 El Diseño de los sistemas de tuberías debe apegarse a lo establecido en el ASME B31.3, API SPEC 5L, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan, considerando los fenómenos de dilatación de los materiales, golpe de ariete, electricidad, así como la minimización del número de conexiones y otros posibles puntos de Fuga o liberación a la atmósfera.

5.2.3.2 El Diseño de tuberías debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- a) El establecimiento de las condiciones de Diseño, incluyendo: presión, temperatura, servicio y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de las cargas;
- b) Propiedades fisicoquímicas y condiciones de Operación del fluido a manejar;
- c) La determinación del diámetro de la tubería, de acuerdo con las condiciones del caudal, la velocidad y la presión del fluido;
- d) La selección de los materiales de la tubería con base en la Corrosión, la fragilización y la resistencia mecánica;
- e) La selección de las clases de bridas y válvulas;
- f) El cálculo del espesor mínimo de pared de acuerdo con las temperaturas y presiones de Diseño;
- g) El espesor adicional por Corrosión;
- h) La configuración de soportes para el sistema de tuberías;
- i) El análisis de esfuerzos por flexibilidad;
- j) La instalación de válvulas de corte y cierre necesarias para una despresurización segura para cada equipo de la Instalación, a efecto de realizar un paro seguro;
- k) Las rutas más cortas y con menor número posible de accesorios, dejando provisiones para expansión y flexibilidad;
- l) Las tuberías de sistemas de proceso dentro de unidades deben ser aéreas, alojadas sobre los soportes elevados de tuberías, con excepción de las líneas de ácido, sosa cáustica y líneas con flujo pulsante, y
- m) Las líneas fuera de las unidades de proceso y las líneas de ácido, sosa cáustica y líneas de flujo pulsante deben ser instaladas en durmientes.



- 5.2.3.3** Se debe asegurar que ninguna tubería ajena a los Tanques de almacenamiento pase a través del patio interior del Dique de contención.
- 5.2.3.4** Las tuberías de proceso que pasan por los muros del Dique deben diseñarse para evitar tensiones excesivas resultantes de asentamientos o exposición al fuego. Para conservar la hermeticidad de los muros de un Dique, en el cruce de tuberías a través del emboquillado, se debe sellar el claro alrededor de las tuberías, así como de las juntas de unión o de expansión de los muros de contención, con materiales resistentes al ataque de los Hidrocarburos y al fuego. Las juntas deben de ser de lámina de acero inoxidable tipo 304, para absorber las contracciones o expansiones térmicas de la pared del Dique.
- 5.2.3.5** Se deben incluir dispositivos para controlar la expansión y contracción esperada debido a los cambios de temperatura de tuberías, uniones de tuberías y válvulas de corte, a fin de prevenir:
- Falla de tuberías o soportes por sobrecarga o Fatiga;
 - Fugas;
 - Tensiones o distorsiones perjudiciales en las tuberías, y
 - Fugas en válvulas o en equipos conectados (Bombas y Turbinas de vapor), resultado de empujes excesivos y movimientos en la tubería.
- 5.2.3.6** El espesor de las tuberías debe ser igual o mayor que lo indicado por el ASME B31.3 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya, todos los materiales, incluyendo la parte no metálica de las válvulas, sellos, empaques deben ser resistentes a las condiciones de servicio.
- 5.2.3.7** El sistema de tuberías se debe proyectar con la adecuada flexibilidad para que no sea afectado por el asentamiento de los recipientes a presión, la expansión o contracción por cambios de temperatura de los recipientes a presión o las líneas, el enfriamiento o calentamiento de las conexiones de carga y/o descarga.
- 5.2.3.8** En caso de que ocurran expansiones y contracciones térmicas, las tuberías deben contar con un doblez de expansión, compensación angular u otra medida adecuada para permitir el movimiento lineal. Los dobleces de expansión deben estar ubicados en los tramos rectos de tubería y codos soldados o dobleces en “U”. Cuando se tengan limitaciones de espacio que impidan dobleces, se deben utilizar juntas de expansión tipo fuelle.
- 5.2.3.9** Las tuberías deben ser sin costura, el trazado de la tubería debe ser lo más recto posible evitando el mínimo de conexiones, cuando el trazo sea sobre nivel de piso, este debe contar con accesorios que eliminen los esfuerzos en la tubería.
- 5.2.3.10** Las líneas de purga de agua con Hidrocarburo provenientes de los recipientes no deben conectarse a la red de Drenaje sanitario o pluvial.
- 5.2.3.11** Las tuberías se deben alinear para no provocar distorsiones y sobreesfuerzos, tanto para la tubería como para los equipos.
- 5.2.4 Calderas**
- 5.2.4.1** El Diseño de las Calderas se debe realizar conforme al ASME BPVC.I y ASME BPVC.VIII.1, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.2.4.2** El Diseño de Calderas, debe contemplar lo siguiente:
- La carga térmica;
 - El vapor normal;



- c) El factor de vaporización;
- d) La capacidad de vaporización de una Caldera;
- e) La potencia de la Caldera;
- f) La eficiencia térmica de la Caldera, y
- g) La superficie de calefacción.

5.2.4.3 Las Calderas deben contar con válvulas de seguridad como protección por sobrepresión de acuerdo con lo establecido en el ASME en su apartado UG-126, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.2.4.4 La chimenea de las Calderas debe tener la suficiente altura para dispersar los efluentes gaseosos.

5.2.4.5 El sistema de control de combustión de la Caldera se debe realizar conforme con el NFPA 8502 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.2.4.6 Las Calderas, deben ser clasificadas, listadas y contar con un expediente conforme a lo establecido en los numerales B.1, B.2 y B.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

5.2.5 Recipientes sujetos a presión

5.2.5.1 El Diseño de recipientes sujetos a presión se debe realizar conforme al ASME BPVC.VIII.1 y 2, y el API 510, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.5.2 El Diseño de recipientes sujetos a presión, debe contar con al menos con la siguiente información:

- a) La Temperatura de diseño;
- b) La Presión de diseño;
- c) Las cargas por incorporar en los recipientes;
- d) Los valores de esfuerzo de los materiales permitidos;
- e) La Corrosión;
- f) Los espesores mínimos de pared de envolventes y cabezales;
- g) El reforzamiento de superficies;
- h) Las boquillas, aberturas y refuerzos;
- i) Las bridas y accesorios a recipientes;
- j) Los soportes;
- k) La flexión;
- l) El análisis dinámico;
- m) Los vientos y sismos;
- n) Los componentes externos no sujetos a presión;
- o) El servicio cíclico;
- p) Los revestidos por metales, y
- q) Los dispositivos de relevo de presión.

5.2.5.3 Los recipientes construidos con soldadura no deben componerse de aceros al carbono o de baja aleación con más de 0.35% de carbón.



- 5.2.5.4** Los espárragos, tuercas y tornillos para servicios de alta y baja temperatura deben cumplir con el ASTM A193/A193M, ASTM A194/A194M, ASTM A320/A320M, ASME B1.1, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.2.5.5** Los recipientes sujetos a presión deben ser clasificados, listados, y contar con un expediente conforme a lo establecido en los numerales B.1, B.2 y B.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.2.6 Válvulas**
- 5.2.6.1** El Diseño de válvulas se debe basar en lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas, códigos y estándares referidos en la Tabla 9 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 9. Diseño para las válvulas seleccionadas según norma o código

Tipo de válvula	Norma o código aplicable
Válvula de Compuerta	ASME B16.34 ASME B31.3 y ASMEI B31.4, ISO 10434, API Std 600 y API Std 602
Válvula de Bola	ASME B31.3 y ASME B31.4 ISO 14313
Válvula Mariposa	ASME B31.3 y ASME B31.4 API Std 609
Válvula Check (retención)	ASME B31.3 y ASME B31.4 API 594
Válvula Macho	API Std 599 ASME B31.3 y ASME B31.4
Válvula de Control (globo)	API Std 623 y API Std 602
Válvulas de Presión-Vacío	API Std 2000
Válvula de Alivio de Presión	Norma Oficial Mexicana NOM-093-SCFI-1994 API RP 520 y API RP 521
Válvula de carga y descarga de Auto-Tanques	API RP 1004
Bloqueo y Purga (Transferencia de custodia)	API SPEC 6D

- 5.2.6.2** Las válvulas de compuerta, globo, macho y bola deben cumplir con el ASME B16.34, API Std 600, API Std 602, el ASME B16.10 para dimensiones entre caras, el ASME B16.5, ASME B16.47 serie A para extremos bridados, el ASME B16.11 para dimensiones de caja para soldar, el API Std 598, API Spec 6D para inspecciones y pruebas y el API-607/6FA, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.2.6.3** Queda prohibido el uso de válvulas de hierro gris o dúctil, marcadas comúnmente como WOG. La calidad mínima requerida por el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana es ASTM A 216 Gr. WCB y/o ASTM A105, o equivalente.



5.2.7 Turbinas de vapor

5.2.7.1 El Diseño de Turbinas de vapor se debe basar en el API Std 611, API Std 612, API Std 613 y API Std 677, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.7.2 El Diseño de Turbinas de vapor debe tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La velocidad y potencia de la máquina accionada;
- b) El gasto, presión y temperatura del vapor disponible;
- c) La eficiencia de la Turbina de vapor, teniendo en cuenta el número de etapas y las diferentes opciones de válvulas;
- d) El uso de reductores o incrementadores de velocidad;
- e) Las extracciones de vapor para el proceso;
- f) El sistema de protección y Alarmas, y
- g) Los cálculos y requerimientos de limpieza del aceite lubricante, así como su vida útil esperada por tipo de aceite.

5.2.8 Secadores de Aire

5.2.8.1 El Diseño de secadores de aire se debe basar en el ASME BPVC.VIII.1, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya y la calidad de aire debe cumplir con el ISA 7.0.01 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.2.8.2 El Diseño de secadores de aire debe contemplar lo siguiente:

- a) El prefiltro;
- b) El posfiltro;
- c) Las columnas desecantes;
- d) Los recipientes sujetos a presión del secador de aire;
- e) La instrumentación y control del secador de aire;
- f) El cabezal de entrada;
- g) El cabezal de salida;
- h) El Controlador Electrónico Programable (CEP);
- i) La interfaz humano-máquina, y
- j) El tablero local.

5.2.9 Bombas

5.2.9.1 El Diseño de las Bombas se debe basar en el API Std 610, API Std 674, API Std 675, API Std 676 y API Std 682, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.9.2 El Diseño de Bombas debe cumplir con lo siguiente:

- a) Ubicarlas lo más alejadas de posibles fuentes de ignición;
- b) Las Bombas que manejen combustibles a temperaturas mayores a 315°C deben ser segregadas de otras Bombas, conforme a lo indicado en la Tabla 3;
- c) Las Bombas provistas de sellos mecánicos deben estar especificadas según el uso y manejo de producto;
- d) Las Bombas de relevo que no operen durante los cortes de suministro eléctrico deben usar Turbinas de vapor;
- e) El sistema de bombeo debe incorporar en su Diseño un medio para ininterrumpir de forma rápida y efectiva el flujo de productos en caso de una Emergencia;
- f) Las Bombas deben tener instalado un instrumento indicador de presión en la tubería de descarga;



- 5.2.10.3** El Diseño de Compresores recíprocos, se debe basar en el API Std 618 e ISO 13707, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.2.10.4** El Diseño de Compresores recíprocos, debe tomar en cuenta lo siguiente:
- La relación de compresión;
 - La temperatura de descarga;
 - La velocidad del pistón;
 - La eficiencia;
 - Los esfuerzos sobre el cuerpo y la biela;
 - La capacidad, y
 - Los tipos de control.
- 5.2.10.5** Los Compresores de más de 150 kW, deben estar agrupados en un área, debidamente espaciados para minimizar la exposición al fuego de equipos adyacentes.
- 5.2.10.6** Los Compresores deben tener por lo menos 2 fuentes de acceso para combate contra incendio.
- 5.2.10.7** El Compresor, el accionador y sus accesorios se deben montar en una base común construida de una sola pieza.
- 5.2.10.8** La instalación de los Compresores debe cumplir con las recomendaciones del API RP 686, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.2.10.9** Los sistemas de protección incluidos en el Compresor deben tener la capacidad de monitorear y detectar las condiciones normales y anormales de variables tales como: vibraciones, nivel, presión, flujo, temperatura, desplazamiento y velocidad.

5.2.11 Compresores de aire

Los Compresores de aire de planta deben ser diseñados e instalados de acuerdo con el API Std 672, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya. Los Compresores de aire de instrumentos deben tener un sistema de relevo con arranque o provisión de aire automático.

5.2.12 Torres de enfriamiento

- 5.2.12.1** El Diseño de torres de enfriamiento, se debe basar en el NFPA 214, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.2.12.2** El Diseño de las torres de enfriamiento, debe cumplir con lo siguiente:
- 5.2.12.2.1** Componentes estructurales:
- El depósito de agua fría;
 - La estructura de la torre;
 - El sistema de distribución de agua;
 - La cubierta del ventilador;
 - El cilindro del ventilador;
 - Los soportes para equipos mecánicos;
 - La superficie de transferencia de calor;
 - Los eliminadores de deriva;



- i) La cubierta de la torre;
- j) Las persianas, y
- k) Materiales de la torre.

5.2.12.2.2 Componentes mecánicos:

- a) Los ventiladores;
- b) Los ejes de transmisión, y
- c) Las válvulas para la Operación de la torre de enfriamiento.

5.2.12.2.3 Componentes eléctricos:

- a) Los motores;
- b) Los controles de motor, y
- c) El sistema de cableado.

5.2.12.3 La determinación de la capacidad requerida para la torre de enfriamiento se debe realizar en función de:

- a) El rango de enfriamiento;
- b) La aproximación a la temperatura del bulbo húmedo;
- c) El caudal másico de agua;
- d) La temperatura del bulbo húmedo;
- e) La velocidad del aire a través de torre, y
- f) La altura de la torre.

5.2.13 Calentadores a fuego directo

5.2.13.1 El Diseño de calentadores a fuego directo se debe basar en el API STD 560, API STD 530, API 532, API STD 630; ANSI A58.1, ASME B16.5, ASME B31.1, ASME B31.3, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.13.2 El Diseño de calentadores a fuego directo debe cumplir con lo siguiente:

- a) El Diseño debe contar con sistemas de precalentamiento de aire (para disminuir el consumo de combustible) cuando se amerite y quemadores de alta eficiencia, de tal manera que se disminuya la generación de emisiones contaminantes, tales como óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno;
- b) El encendido de pilotos y quemadores debe ser electrónico local con un permisivo del *Interlock* del disparo que les permita encenderlos y comunicación con el sistema de control;
- c) El Diseño mecánico y termo-hidráulico;
- d) Los serpentines de tubos;
- e) La superficie extendida;
- f) Los retornos tipo tapón y tipo U;
- g) La tubería, terminales y cabezales múltiples externos;
- h) Los soportes de tubos;
- i) El material refractario;
- j) Las plataformas y escaleras;
- k) La chimenea y conductos de gases de combustión se deben diseñar para mantener una presión negativa de al menos 25 Pa (0.10 pulgadas de columna de agua) en la sección de arco o en el punto de ubicación de tiro mínimo;
- l) Los quemadores deben ser de alta eficiencia, bajo NOx, y con atenuador de ruido;



- m) Los pilotos deben contar con encendido electrónico por medio de chispa de alta energía y ser del tipo de premezcla y de retención de flama;
- n) Los reguladores de tiro;
- o) Los ventiladores;
- p) El aire precalentado a los quemadores;
- q) Los precalentadores de aire;
- r) Las compuertas;
- s) La instrumentación;
- t) La caja de cabezales, puertas y mirillas;
- u) La puerta de alivio de sobrepresión, con descarga a áreas libres de circulación del personal;
- v) El piloto de gas en cada quemador que queme aceite combustible, y
- w) La chimenea del tipo auto soportado, con una altura suficiente para dispersar los efluentes gaseosos.

5.2.13.3 El Diseño de la estructura debe incluir las condiciones de carga muerta (serpentín vacío), Operación normal y carga muerta más el peso del equipo con el serpentín lleno con agua más carga viva.

5.2.14 Intercambiadores de calor

5.2.14.1 El Diseño de intercambiadores de calor se debe basar en el TEMA Clase R y Clase C, ASME BPVC.VIII.1, Sección II y Sección IX, API Std 660 y API Std 661, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.14.2 El Diseño de intercambiadores de calor se debe realizar al menos con la siguiente información:

- a) Las condiciones de Operación;
- b) La determinación del diámetro exterior y el espesor de la coraza;
- c) El diámetro externo, espesor y longitud de los tubos;
- d) La selección de los materiales para la fabricación del intercambiador;
- e) La obtención de la presión máxima interna de Diseño;
- f) El cálculo de la longitud y el diámetro interior de la coraza;
- g) La obtención de la presión interna máxima de Diseño en los tubos;
- h) La selección del arreglo y cobertura de los tubos;
- i) La obtención del número de tubos;
- j) La obtención del área de transferencia de calor;
- k) La selección y dimensionamiento de las mamparas;
- l) El dimensionamiento de los espejos, cabezales y bridas;
- m) El coeficiente de transferencia de calor;
- n) La selección de válvulas de bloqueo a las entradas y salidas;
- o) Las válvulas de aire para prevenir excesiva expansión térmica;
- p) Los Drenajes para Mantenimiento, y
- q) La placa de acero inoxidable con la información requerida en el ASME BPVC.VIII.1, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.2.15 Separadores (Gas -Líquido y Líquido -Líquido)

5.2.15.1 El Diseño de los separadores debe apegarse a lo establecido en el ASME BPVC.VIII.1, API 12 J, y API 510, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.15.2 El Diseño de los separadores debe contar con la siguiente información:

- a) Caudales de gas y líquido (mínimo, promedio y máximo);



- b) Presiones y temperaturas de Operación y Diseño;
- c) Tendencias del aumento de las corrientes de alimentación;
- d) Propiedades físicas de los fluidos como la densidad, viscosidad y compresibilidad;
- e) Composición y condiciones del gas de alimentación;
- f) Grado de separación;
- g) Mecanismos de mitigación ante la posible formación de espuma;
- h) Controles de presión y nivel;
- i) Dinámica del fluido;
- j) Tiempo de retención, y
- k) Capacidad de manejo de gas y líquido.

5.2.16 Eliminadores de niebla

- 5.2.16.1 Se debe contar con eliminadores de niebla en los canales de salida de todos los condensadores de azufre, para recuperar el azufre líquido que entra en forma de niebla en el gas de proceso.
- 5.2.16.2 El Diseño de los eliminadores de niebla se debe realizar de acuerdo con la capacidad y flujo del líquido o del gas de proceso, así como con las variables de presión y temperatura relacionadas al proceso.
- 5.2.16.3 Los eliminadores de niebla deben contar con una malla de alambre del tamaño adecuado para minimizar el potencial de arrastre de azufre líquido en la corriente de vapor superior.
- 5.2.16.4 Se debe contemplar para la parte interna de los eliminadores de niebla, el Diseño de los desviadores de entrada con el fin de tener un manejo más eficiente en la corriente de entrada del líquido o gas de proceso, ya que el desempeño del eliminador de niebla depende en su mayoría de la velocidad de distribución de la corriente.

5.2.17 Fosa de azufre

- 5.2.17.1 El Diseño de la fosa de azufre se debe basar en el NFPA 655 y NFPA 69, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.2.17.2 El Diseño de la fosa de azufre debe contar, como mínimo, con lo siguiente:
 - a) Hormigón resistente a los sulfatos con piedra caliza;
 - b) Tubería de aleación para el suministro de vapor y los componentes internos;
 - c) Bombas de transferencia de azufre con camisa de vapor doble;
 - d) Eductor de vapor con camisa de vapor para proporcionar barrido de aire continuo al pozo para evitar la acumulación de ácido sulfhídrico (H₂S);
 - e) Conexiones de inhalación de vapor para extinguir incendios internos de azufre;
 - f) Contar con serpentines de vapor para mantener el azufre fundido;
 - g) Optimizar la recuperación de los vapores emitidos;
 - h) Sistemas de medición de flujo volumétrico instalados en la fosa;
 - i) Bombas verticales encaquetadas para manejar azufre líquido accionado por motor eléctrico;
 - j) Tuberías y conexiones adecuadas para transferir el azufre líquido al límite de batería, y
 - k) Trampas de vapor y sellos de azufre.

5.2.18 Torre fraccionadora



5.2.18.1 El Diseño de la torre fraccionadora, debe cumplir con lo establecido en el ASME BPVC.VIII.1, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.2.18.2 El Diseño de la torre fraccionadora debe contar con al menos la siguiente información:

- a) Flujos (mínimo, promedio y máximo) de alimentación provenientes del proceso criogénico, absorción y endulzamiento de líquidos;
- b) Diferencia entre los puntos de ebullición;
- c) Transferencia de calor y masa;
- d) Asegurar una presión estable en toda la columna;
- e) Temperatura en el plato de alimentación (cercana al punto de ebullición);
- f) Especificaciones del producto, y
- g) Dispositivos para la medición de flujo con el fin de evitar inundaciones.

5.2.19 Servicios Auxiliares

5.2.19.1 Servicio de aire

5.2.19.1.1 El sistema de suministro de aire de instrumentos y de servicios se debe diseñar con la finalidad de abarcar todas las secciones de la planta, garantizando siempre el flujo y la presión requerida para el buen funcionamiento de los instrumentos y equipos que lo necesiten.

5.2.19.1.2 El sistema de suministro de aire debe cumplir, como mínimo, con las siguientes especificaciones:

- a) El aire de instrumentos o de servicios no debe utilizarse para presurizar gabinetes de conexiones y/o gabinetes que alojen instrumentación, ni para el uso de protección personal;
- b) Los arreglos para los Compresores de aire de instrumentos y de servicios son totalmente independientes, ambos paquetes deben ser accionados por motores eléctricos, y
- c) El sistema de aire de instrumentos debe contar con secadores de aire y filtros de partículas para garantizar que se cumpla con la calidad del aire solicitado.

5.2.19.2 Servicio de energía eléctrica

5.2.19.2.1 El sistema eléctrico se debe diseñar de acuerdo con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012.

5.2.19.2.2 Se deben identificar los diferentes niveles de tensión para la Operación de los equipos dinámicos, instrumentos y sistemas de alumbrado normales y de Emergencia, para ello, la subestación eléctrica debe incluir en su Diseño la distribución óptima de energías a todas las áreas de la planta.

5.2.19.2.3 Se deben incluir sistemas de energía de respaldo en caso de falla de energía eléctrica por medio de Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI), basándose en el IEC-62040, IEC 62040-3 y NEMA PE1:2003, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.2.19.3 Servicio de vapor



alimentación eléctrica, Unidad Ininterrumpible de Fuerza (UIF), tomas de proceso, controlador, canalizaciones o tuberías, con otros SIS;

- c) Efectivo: El SIS debe cumplir con su función de Diseño, ejecutando las acciones de la matriz causa-efecto cuando es requerido, con la capacidad para detectar la causa del evento inicial y tomar la acción correctiva en el tiempo disponible para prevenir la consecuencia no deseada, y
- d) Auditable: La Operación y Mantenimiento del SIS debe permitir la validación periódica de sus funciones instrumentadas de seguridad mediante pruebas o revisiones.

5.3.2.1.3 Se debe especificar la instalación de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) diseñados de conformidad con los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y Análisis de Capas de Protección, con el objeto de llevar a la Instalación y/o proceso a un estado seguro, mitigar cualquier condición de Riesgo, de manera automática y manual, en las áreas operativas, áreas de almacenamiento.

5.3.2.1.4 Las Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), que conforman al SIS deben de cumplir un Nivel de Integridad de Seguridad (NIS), especificado con base en metodologías para la determinación del NIS tales como Análisis de Capas de Protección (LoPA por sus siglas en inglés), matrices, Árboles de Falla, entre otras.

5.3.2.1.5 Durante el Diseño se debe generar el documento descriptivo de *Interlock* en el que se identifiquen y describan las FIS que operan de Modo Continuo y las que operan bajo demanda.

5.3.2.2 Especificación de Requerimientos de Seguridad (ERS) para los SIS

5.3.2.2.1 Con base en los resultados obtenidos del Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos, Análisis de Capas de Protección, matrices, Árboles de falla, se debe desarrollar una ERS para el SIS, por un experto certificado en seguridad funcional, conforme con el IEC-61511, IEC-61508 e ISA-84.00.01 vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.3.2.2.2 La ERS debe indicar, como mínimo, lo siguiente:

- a) Descripción de las FIS;
- b) Falla por causas comunes;
- c) Definición de estado de seguridad de las FIS;
- d) Tasa de demanda;
- e) Intervalos de prueba;
- f) Tiempo de respuesta para que la Instalación y/o proceso vuelva a un estado seguro;
- g) NIS y modo de funcionamiento (a demanda o continuo) de cada FIS;
- h) Mediciones de los elementos primarios y puntos de disparo;
- i) Acciones de salida del proceso y criterios de funcionamiento exitosos;
- j) Relación funcional entre entradas y salidas;
- k) Requisitos para la desactivación manual;
- l) Energizado o desenergizado para disparo;
- m) Restablecimiento después de una desactivación;
- n) Tasa de disparos erróneos máxima permitida;
- o) Modos de falla y respuesta del SIS a fallas;
- p) Arranque y reinicio del SIS;
- q) Interfaces entre el SIS y cualquier otro sistema;
- r) Software de aplicación para la lógica de seguridad;
- s) Aplicación o ejecución de anulaciones, inhibiciones, derivaciones y cómo borrarlas;
- t) Acciones posteriores a la detección de una falla del SIS;
- u) Requisitos de comportamiento del sistema al detectar un fallo;



- d) Especificaciones del CEP, tarjetas de comunicaciones, tarjetas de alimentación eléctrica, tarjetas de entradas-salidas, gabinetes, interfaz;
- e) Especificaciones de los elementos primarios;
- f) Especificaciones de los elementos finales;
- g) Lista de instrumentos;
- h) Diagramas de lazos de seguridad;
- i) Planos y/o diagramas de alimentaciones y conexiones eléctricas;
- j) Planos y/o diagramas de instalación de elementos primarios y elementos finales;
- k) Planos y/o diagramas de conexiones de señales de entradas-salidas;
- l) Planos y/o diagramas de conexiones de los sistemas de comunicación;
- m) Procedimiento para poner en Operación el SIS;
- n) Procedimientos para el restablecimiento parcial y/o total;
- o) Procedimiento para poner Fuera de Operación el SIS, y
- p) Procedimientos de pruebas del SIS.

5.3.2.4.2 Los documentos que componen la Ingeniería de detalle del SIS deben cubrir los requerimientos de seguridad especificados en la ERS.

5.3.2.4.3 La filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto deben de indicar los parámetros de Operación y Alarmas, los límites de paro o de ejecución de la lógica de seguridad y la posición segura de los elementos finales del SIS en caso de falla.

5.3.2.4.4 En caso de que el SIS reciba señales provenientes de otros sistemas, la filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto del SIS debe incluir esta secuencia de paro.

5.3.2.4.5 Se deben integrar los registros de los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y Análisis de Capas de Protección realizados para la Instalación y/o de la metodología utilizada para la verificación del NIS requerido para la o las FIS que integran el SIS.

5.3.3 Sistemas de Gestión de Quemadores (BMS por sus siglas en inglés)

5.3.3.1 Se debe incluir el Diseño de sistemas de gestión de quemadores (BMS, por sus siglas en inglés), para monitorear el funcionamiento de los quemadores de combustión y cortar el suministro de combustible en caso de una condición peligrosa. Así también permitir un control secuencial del arranque y el apagado de cualquiera de los quemadores.

5.3.3.2 El sistema BMS (por sus siglas en inglés), debe diseñarse para proporcionar todo lo necesario para monitorear, controlar, diagnosticar y mantener los diversos aspectos del equipo de combustión, incluida la capacidad de iniciar una condición de Operación segura o un procedimiento de apagado si existe una condición insegura. Conforme a los lineamientos para controlar y monitorear todas las secuencias del encendido y el apagado del quemador conforme a lo establecido en la NFPA 85, NFPA 86, NFPA 87, OSHA 29 (CFR 1910.119), FM 7605, ISA S84.01, ISA-TR84.00.05-2009, IEC 61508 e IEC 61511, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.3.3.3 El sistema se debe diseñar de forma que un fallo individual en el sistema no impida la ejecución de un disparo.

5.3.3.4 El sistema debe contar con las Alarmas necesarias para indicar mal funcionamiento del equipo, condiciones de Riesgo o mala Operación.

5.3.3.5 El sistema debe contar como mínimo con las siguientes funciones de seguridad:

- a) Enclavamientos y temporizado de la purga;



- b) Disparos de seguridad obligatorios;
- c) Tiempo de encendidos y vigilancia de la llama;
- d) Lógico independiente, entradas y salidas independientes, fuentes de alimentación independientes;
- e) Física y funcionalmente separado de otros sistemas lógicos;
- f) Uso de comunicaciones software con otros sistemas, y
- g) Las señales que inicien disparos deben ser cableadas.

5.3.4 Sistemas de Gas y Fuego

5.3.4.1 Generalidades del Sistema de Gas y Fuego

- 5.3.4.1.1 Las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, deben contar con Sistemas de Gas y Fuego cuyo Diseño e instalación tenga como finalidad detectar y alarmar Fugas, Derrames, con el objeto de controlar, mitigar y minimizar las consecuencias de incendios o explosiones.
- 5.3.4.1.2 Estos sistemas deben de contar con una alta confiabilidad y disponibilidad, es decir, que el Sistema de Gas y Fuego logre realizar la detección de fuego, mezclas explosivas, mezclas tóxicas, activación de Alarmas sonoras y visibles, activación del Sistema de contra incendio con una confiabilidad del 99.9 % de que el sistema funcione correctamente cuando sea requerido, determinada a partir de estudios que incluyan todos los elementos del sistema y permitan calcular la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad por componentes, equipos, subsistemas y el sistema global.
- 5.3.4.1.3 El Sistema de Gas y Fuego debe contar con un Análisis de Coberturas de Detección para determinar la ubicación de detectores.
- 5.3.4.1.4 Se debe prever en el Diseño de los sistemas de detección y Alarmas, que estos cuenten como mínimo con detectores de humo, gas, fuego y Alarmas para monitorear, alertar y suprimir eventos o siniestros causados por Fugas de gases tóxicos, mezclas explosivas y fuego, para proteger sus Instalaciones, áreas operativas, de proceso, de almacenamiento y edificaciones.
- 5.3.4.1.5 El Sistema de Gas y Fuego de la Instalación debe cumplir en orden de prioridad con los siguientes objetivos:
 - a) Seguridad e integridad del personal que labora en las Instalaciones a proteger;
 - b) Protección al medio ambiente, y
 - c) Protección a las Instalaciones.

5.3.4.2 Especificación de Requerimientos de Seguridad (ERS) para el Sistema de Gas y Fuego

- 5.3.4.2.1 Con base en los resultados obtenidos del mapeo de ubicación y coberturas de detección, y clasificación de áreas peligrosas, se debe desarrollar una ERS para el CEP del Sistema de Gas y Fuego.
- 5.3.4.2.2 La ERS debe indicar, como mínimo, lo siguiente:
 - a) Descripción del Diseño y fabricación;
 - b) Falla por causas comunes;
 - c) Definición de arquitectura;
 - d) Tasa de demanda;
 - e) Intervalos de prueba;
 - f) Tiempo de respuesta para que el Sistema de Gas y Fuego ejecute la acción correctiva;
 - g) Confiabilidad y modo de funcionamiento bajo demanda de cada lazo de seguridad;
 - h) Mediciones de los elementos primarios, puntos de Alarma y activación de elementos finales;



- i) Acciones de salida del proceso y criterios de funcionamiento exitosos;
- j) Relación funcional entre entradas y salidas;
- k) Requisitos para la desactivación manual;
- l) Energizado o desenergizado para activación de elementos finales y disparo, cuando aplique;
- m) Restablecimiento después de una desactivación, cuando aplique;
- n) Tasa máxima permitida de activación errónea (falsos-positivos);
- o) Modos de falla y respuesta del Sistema de Gas y Fuego;
- p) Arranque y reinicio del Sistema de Gas y Fuego;
- q) Módulos de interfaz de comunicación;
- r) Software de aplicación para la lógica de seguridad;
- s) Aplicación o ejecución de anulaciones, inhibiciones, derivaciones y cómo borrarlas;
- t) Acciones posteriores a la detección de una falla del Sistema de Gas y Fuego;
- u) Requisitos de comportamiento del sistema al detectar una falla;
- v) Tolerancia a fallas del hardware;
- w) Selección de componentes y de subsistemas;
- x) Dispositivos de campo;
- y) Interfaces del operario para Mantenimiento y comunicación;
- z) Requisitos de Diseño relativos al Mantenimiento o a las pruebas periódicas, y
- aa) Probabilidad de falla de los lazos de seguridad.

5.3.4.2.3 En la ERS se deben incluir funciones relacionadas con la lógica de seguridad para poner en Operación o sacar de Operación el Sistema de Gas y Fuego de manera que no comprometa la seguridad de la Instalación y/o proceso.

5.3.4.2.4 La ERS debe indicar las características funcionales y proporcionar información suficiente para diseñar la Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego.

5.3.4.2.5 La ERS desarrollada para el Sistema de Gas y Fuego debe ser anexada a los documentos de validación de los elementos en fábrica.

5.3.4.2.6 El Sistema de Gas y Fuego debe cumplir con las características siguientes:

- a) Especificidad: El Sistema de Gas y Fuego debe detectar, alarmar y mitigar, de manera que se reduzca el efecto de la consecuencia no deseada en un escenario de Riesgo dado, sin interferir con las operaciones normales del proceso a menos que exista una condición peligrosa;
- b) Independencia: La actuación del Sistema de Gas y Fuego no debe ser afectada por la falla de los elementos de otros sistemas instrumentados de seguridad o de control SCBP de la Instalación, es decir, no compartir elementos tales como: alimentación eléctrica, Unidad Ininterrumpible de Fuerza (UIF), tomas de proceso, controlador, canalizaciones o tuberías;
- c) Efectividad: el Sistema de Gas y Fuego debe cumplir con su función de Diseño, ejecutando las acciones de la matriz causa-efecto cuando es requerido, con la capacidad para detectar, alarmar y ejecutar automáticamente la acción en el tiempo disponible para mitigar la consecuencia de un incendio o liberación de gas sin que se afecte su desempeño, y
- d) Auditabilidad: la Operación y Mantenimiento del Sistema de Gas y Fuego deben permitir la validación periódica de sus lazos de seguridad mediante pruebas o revisiones.

5.3.4.2.7 Los Sistemas de Gas y Fuego deben contar con una alta confiabilidad y disponibilidad para desempeñar sus funciones de seguridad previstas en condiciones de demanda, lo cual está directamente relacionado con la adecuada cobertura de detección y la disponibilidad de los elementos del hardware.



- 5.3.4.2.8** Se debe contar con un estudio de clasificación de áreas peligrosas que complemente al Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos para la determinación de las especificaciones de los detectores, dispositivos de Alarma visible audible, estaciones manuales de Alarma.
- 5.3.4.2.9** Se debe especificar el Diseño del Sistema de Gas y Fuego, incluyendo su instalación, de conformidad con los resultados obtenidos en el estudio de clasificación de áreas peligrosas, mapeo de coberturas de detección en áreas y análisis de disponibilidad, con el objeto de detectar, alarmar y mitigar de manera automática.
- 5.3.4.2.10** La selección de objetivos de desempeño del Sistema de Gas y Fuego deben adaptarse a las áreas de la Instalación, basadas en el nivel de Riesgo específico en cada zona, lo cual se obtiene a partir de la ubicación y cobertura de los detectores y las Alarmas visibles y audibles, y el estudio de clasificación de áreas peligrosas.

5.3.4.3 Elementos del Sistema de Gas y Fuego

El Sistema de Gas y Fuego debe estar constituido por:

- Elementos primarios tales como instrumentos para monitorear calor, humo, llama, gas combustible, gas tóxico, mezcla explosiva; así como elementos de activación manual tales como estaciones manuales de Alarma y botoneras;
- Controlador Electrónico Programable (CEP) con tarjetas de procesadores, tarjetas de comunicaciones, tarjetas de entradas-salidas, unidad portátil de programación, fuentes de energía eléctrica, gabinete, interfase humano-maquina;
- Elementos finales tales como Alarmas audibles, Alarmas visibles, válvulas solenoides o válvulas de diluvio;
- Interfaz que incluye los desplegados gráficos dinámicos que representan la Instalación y/o proceso, así como la ubicación dentro de la Instalación y/o proceso de los elementos primarios, indicando en tiempo real el valor de las mediciones de los elementos primarios y la posición de los elementos finales; así como los diagnósticos del CEP, cuando aplique, y
- CEP que almacene y procese la lógica de seguridad y ejecute las acciones para detectar, alarmar y/o activar sistemas de aspersión de manera automática ante escenarios de Fugas de gases tóxicos, Fugas de mezclas explosivas, Derrames de Hidrocarburos, humo, calor y fuego.

5.3.4.4 Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego

- 5.3.4.4.1** Se debe desarrollar la Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego, que incluya como mínimo, los documentos siguientes:
- Filosofía de Operación;
 - Matriz causa-efecto;
 - Arquitectura del Sistema de Gas y Fuego;
 - Especificaciones del CEP, tarjetas de comunicaciones, tarjetas de alimentación eléctrica, tarjetas de entradas-salidas, gabinetes, interfaz;
 - Especificaciones de los elementos primarios;
 - Especificaciones de los elementos finales;
 - Lista de instrumentos, indicando el rango de Operación;
 - Diagramas de lazos de seguridad;
 - Planos y/o diagramas de alimentaciones y conexiones eléctricas;
 - Planos y/o diagramas de instalación de elementos primarios y elementos finales;
 - Planos y/o diagramas de conexiones de señales de entradas-salidas;
 - Planos y/o diagramas de conexiones de los sistemas de comunicación;
 - Procedimiento para poner en Operación el Sistema de Gas y Fuego;



- n) Procedimientos para el restablecimiento parcial y/o total;
- o) Procedimiento para poner Fuera de Operación el Sistema de Gas y Fuego, y
- p) Procedimientos de pruebas del Sistema de Gas y Fuego.

- 5.3.4.4.2** Los documentos que componen la Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego deben cubrir los requerimientos de seguridad especificados en la ERS.
- 5.3.4.4.3** Se debe contar con las especificaciones y planos de localización donde se represente e indique la ubicación de los detectores, Alarmas audibles, visibles y estaciones manuales en las Instalaciones, así como sus radios de cobertura.
- 5.3.4.4.4** La filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto del Sistema de Gas y Fuego deben de indicar los parámetros de Operación para detección y Alarma, los límites de ejecución de la lógica de seguridad y la posición segura de los elementos finales en caso de falla.
- 5.3.4.4.5** En caso de que el Sistema de Gas y Fuego envíe señales a otros Sistemas Instrumentados de Seguridad, la filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto deben indicar esta secuencia.
- 5.3.4.4.6** Se debe integrar los registros de los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas, mapeo de coberturas de detección en áreas y análisis de disponibilidad, entre otras metodologías, realizados para la Instalación.
- 5.3.4.4.7** Con base en los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas y establecimiento de cobertura de detección se deben determinar los elementos del Sistema de Gas y Fuego a especificar en la Instalación, los cuales pueden ser los siguientes:
- a) Detector de humo;
 - b) Detector térmico;
 - c) Detector de flama;
 - d) Detector de gas combustible;
 - e) Detector de mezclas explosivas;
 - f) Detector de gas tóxico;
 - g) Alarmas audibles y visibles;
 - h) Estaciones manuales de Alarma, y
 - i) Controlador electrónico programable (CEP).
- 5.3.4.4.8** La especificación de la colocación y orientación de los detectores de gas y fuego debe atender a lo siguiente:
- a) La Ingeniería de detalle debe indicar que los detectores son seleccionados de acuerdo con la clasificación de áreas peligrosas, localización y orientación de los detectores de gas y de los detectores de fuego para alcanzar el porcentaje de cobertura de detección;
 - b) Se debe realizar un mapeo de coberturas de detección en áreas para determinar la localización, orientación y en su caso, el tipo y cantidad de detectores;
 - c) Los detectores deben de ser especificados considerando las condiciones ambientales bajo las cuales van a operar y atendiendo a su principio de funcionamiento;
 - d) Los detectores de gas y fuego deben estar ubicados de manera que el funcionamiento accidental o falla no sean provocados por vibraciones, facilitando su inspección, prueba y Mantenimiento periódico. En caso de que estos dispositivos estén propensos a daños, se debe incluir su protección mediante una guarda mecánica;
 - e) Los elementos del Sistema de Gas y Fuego deben de ser especificados, considerando las condiciones ambientales bajo las cuales van a operar y atendiendo a su principio de funcionamiento;



- f) La especificación del detector debe ser adecuada para su Operación en áreas peligrosas (clasificadas) de acuerdo con lo previsto en la NOM-001-SEDE-2012, en lo que respecta a los requisitos para el equipo eléctrico y/o electrónico en áreas donde exista peligro de incendio o explosión debido a gases o vapores inflamables, líquidos inflamables, polvos combustibles, fibras o partículas combustibles o de fácil ignición dispersas en el aire, y
- g) Los detectores se deben de elegir con base en lo establecido en la Tabla 10 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 10. Tipos de detectores y principio de funcionamiento

Detectores de fuego, humo y temperatura	Detectores de gas
Fuego	Combustibles
Ultravioleta/infrarrojo (UV/IR) Ultravioleta (UV) Infrarrojo (IR) IR Triple Óptico	Infrarrojo Catalítico Infrarrojo tipo camino abierto (lineal)
Humo	Tóxico
Fotoeléctrico Iónico Óptico Infrarrojo Muestreo de aire	Sulfhídrico (H ₂ S) Sulfhídrico (H ₂ S) tipo electroquímico Sulfhídrico (H ₂ S) tipo camino abierto
Temperatura	Acústico
Termostáticos Termovelocimétrico Combinados Compensados (termostáticos) Puntuales Lineales	Ultrasónico

5.3.5 Especificaciones de Detectores

5.3.5.1 Detectores de gas combustible (mezclas explosivas)

5.3.5.1.1 El equipo detector debe estar compuesto por 2 dispositivos principales: sensor y transmisor. El principio de detección debe ser del tipo infrarrojos o catalíticos, los cuales deben supervisar continuamente la concentración de gas combustible en áreas abiertas y cuando exista una concentración determinada.

5.3.5.1.2 El detector debe operar en el rango de 0% al 100% LEL, y tener una pantalla digital tipo cristal líquido (LCD) o pantalla digital a base de LED's con despliegue de mensajes para indicar continuamente la concentración de gas combustible detectado en el área, también debe tener la función de autodiagnóstico de fallas, señales de salida para conexión con la unidad de control respectiva como:

- a) Baja concentración de gas combustible;
- b) Alta concentración de gas combustible;
- c) Falla del detector de gas combustible, y
- d) Detector de gas combustible en calibración.

5.3.5.1.3 La selección de los detectores para gases combustibles debe cumplir con el IEC 60079-29-2, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.



5.3.5.2 Detectores de fuego

- 5.3.5.2.1** Los detectores de fuego deben ser ubicados de acuerdo con el análisis de coberturas para el área específica a proteger y monitorear de manera que ninguno de los puntos del área de Riesgo que requiera detección esté fuera del campo de visión.
- 5.3.5.2.2** El tipo y cantidad de detectores de fuego se debe determinar con base en las características de Diseño (sensor de energía radiante y/o sensor óptico) y, deben incluir las características de combustión, velocidad de crecimiento del incendio, aumento del rango del fuego, condición de infraestructura, condiciones ambientales y posibles fuentes de falsas Alarmas.

5.3.5.3 Detectores de Gases Tóxicos

- 5.3.5.3.1** Los detectores que se implementen en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural deben incluir detectores de gases tóxicos, tales como: ácido sulfhídrico. Estos detectores deben tener la capacidad para fijar al menos 2 puntos para activar las Alarmas de baja y alta concentración.

5.3.5.4 Detectores de ácido sulfhídrico (H₂S)

- 5.3.5.4.1** El elemento sensor debe ser específico para este gas sulfhídrico, con baja interferencia y que opere bajo el principio de celda electroquímica y por difusión.
- 5.3.5.4.2** El detector debe supervisar continuamente la concentración de gas sulfhídrico en áreas abiertas o cerradas, debe ser de alta sensibilidad y consumir poca energía.
- 5.3.5.4.3** El material de la celda electroquímica debe ser para resistir el ambiente corrosivo de acuerdo con el área donde se instale, y envolvente para protección contra polvo y contra salpicaduras de agua (filtro hidrofóbico, el cual permite el paso de gas, pero no de agua).
- 5.3.5.4.4** El transmisor debe estar basado en circuito de microprocesador, y debe efectuar monitoreo continuo de la presencia de concentraciones potenciales de ácido sulfhídrico (H₂S); y del autodiagnóstico del detector.
- 5.3.5.4.5** Cuando el detector se utilice para operar en áreas clasificadas, éste debe ser a prueba de explosión y cumplir con el IEC 60079-11, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.3.6 Sistemas de Alarmas

- 5.3.6.1** El sistema de Alarmas se debe activar automáticamente, cuando detecte la presencia de gas combustible, gas tóxico, humo y/o fuego en la Instalación.
- 5.3.6.2** Las Alarmas deben ser sonoras y visuales y su activación puede ser por zona o en la totalidad de la Instalación.
- 5.3.6.3** Las Alarmas visuales deben ser especificadas tipo destellante o intermitente, con una velocidad de intermitencia máxima de 120 destellos por minuto (2 Hz) y mínimo de 60 destellos por minuto (1 Hz), con una intensidad luminosa efectiva de 700 cd a 1 000 cd (intensidad efectiva).
- 5.3.6.4** Para la selección de la Alarma visual se debe contemplar que la luz destellante de la Alarma sea vista a una distancia de 50 m con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de Hidrocarburo.



- 5.3.6.5** No se debe permitir utilizar 2 o más luces de alta intensidad tipo estroboscópico en un mismo campo de visión, a menos que las luces tengan capacidad de ser sincronizadas.
- 5.3.6.6** Las luminarias de las Alarmas se deben activar para emitir, luces de colores específicos con luz intensa, para permitir avisar al personal que se encuentra en el área, de la existencia de una condición de Emergencia, y se deben operar por una señal proveniente del Sistema de Gas y Fuego. Así mismo, debe existir un letrero permanente y visible que indique lo que significa cada luz y color, de acuerdo con la Tabla 11, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 11. Alarmas Visuales

Alarmas Generales		
Color	Tipo	Indicación
Rojo	Intermitente	Fuego
Amarillo	Intermitente	Gas combustible y/o hidrógeno
Azul	Intermitente	Gas tóxico
Blanca	Intermitente	Abandono de Instalación
Alarmas Sistemas de Supresión (agente limpio y/o CO ₂)		
Color	Tipo	Indicación
Rojo	Intermitente	Activación sistema (Disparo de agente extintor)
Amarillo	Intermitente	Sistema inhibido

- 5.3.6.7** Las Alarmas audibles deben ser especificadas en función del nivel sonoro producido por los equipos en la Instalación, con intensidad para que sean reconocibles e identificables por el personal.
- 5.3.6.8** El generador de tonos debe reproducir los tonos y/o mensajes de acuerdo con la siguiente Tabla 12, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 12. Generador de tonos

Generador de tonos				
Alarmas generales				
Prioridad	Mensaje	Tono	Audio Frecuencia Hz	Grado de Modulación (Hz)
Primera	Abandono de Instalación (Nota)	Sirena extremadamente rápida	560 a 1055	6 ciclos/s
Segunda	Alta concentración de gas tóxico (Nota)	Sirena lenta temporal	BAJO 424 ALTO 77	15 ciclos/minuto
Tercera	Fuego (Nota)	Sirena rápida	560 a 1055	3.3 ciclos/s
Cuarta	Alta concentración de gas combustible (Nota)	Corneta continua	470	Continuo



Quinta	Prueba/simulacro	Corneta intermitente lenta	470	50 ciclos/s
Alarmas sistemas de supresión (CO₂ y/o agente Limpio)				
Lugar de Alarma	Mensaje	Tono	Audio Frecuencia Hz	Grado de Modulación (Hz)
Dentro y fuera del recinto protegido	Fuego	Sirena	500 a 1000	0.3
Dentro y fuera del recinto protegido	Pre-Alerta de fuego	Aullido	500 a 1000	2.5
Dentro y fuera del recinto protegido	Aborto del disparo automático	Pulso	475±25	4.5
Dentro y fuera del recinto protegido	Falla	Gorgoreo	500 a 100	6.0
Dentro y fuera del recinto protegido	Prueba	Continuo	700±100	

Nota: Agregar en el mensaje el nombre del Lugar en el que se genera el evento a alarmar.

- 5.3.6.9** Las Alarmas sonoras deben contar con un mecanismo para ser silenciadas por el personal autorizado una vez que se haya confirmado la Emergencia, mientras que la Alarma luminosa debe permanecer activada durante todo el evento, hasta que se restablezcan las condiciones normales.
- 5.3.6.10** En áreas abiertas y módulos con equipo ruidoso, las Alarmas audibles deben tener una intensidad de tono para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora debe ser de 109 dB a 3 m.
- 5.3.6.11** En el caso de áreas con nivel sonoro continuo de 85 dB, el nivel mínimo de la Alarma debe ser 15 dB mayor que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 segundos o más, pero no más de 120 dB, excepto para evacuación.
- 5.3.6.12** La Alarma audible en interiores o áreas cerradas debe generar un sonido con una intensidad de 70 dB a 3 m.
- 5.3.6.13** La Alarma debe contar con un mecanismo para restablecerse manualmente después de que ha sido activada.
- 5.3.6.14** Las estaciones manuales deben instalarse de modo que sean claramente visibles, sin obstrucciones y accesibles, deben estar provistas de modo que la distancia de recorrido hasta la estación manual de Alarma más cercana no exceda de 61 m, deben ser de doble acción “empujar y jalar” o “levantar y presionar” y que al ser accionadas por el personal estas transmitan una señal de Alarma al Sistema de Gas y Fuego, debiendo ser operadas con una sola mano.
- 5.3.6.15** Se debe contar con las especificaciones y planos de localización del sistema de detección y Alarma, donde se represente e indique la ubicación de las Alarmas audibles, visibles y estaciones manuales en las Instalaciones, así como sus radios de cobertura.

5.3.7 Sistemas de Paro Por Emergencia

5.3.7.1 Generalidades del Sistema de Paro Por Emergencia (SPPE)

- 5.3.7.1.1** Los Sistemas de Paro Por Emergencia deben de cumplir con las características siguientes:



- a) Especificidad: El SPPE debe prevenir, controlar o mitigar, de manera exclusiva, el evento o cadena de eventos y la consecuencia no deseada;
- b) Independencia: La actuación del SPPE no debe ser afectada por la falla de los elementos de otros sistemas instrumentados de control o de seguridad de la Instalación, es decir, no compartir elementos tales como: alimentación eléctrica, Unidad Ininterrumpible de Fuerza (UIF), tomas de proceso, controlador, canalizaciones o tuberías, con otros sistemas instrumentados;
- c) Efectividad: el SPPE debe cumplir con su función de Diseño, ejecutando las acciones de la matriz causa-efecto cuando es requerido, con la capacidad para detectar la causa del evento inicial y tomar la acción correctiva en el tiempo disponible para prevenir la consecuencia no deseada, y
- d) Auditabilidad: la Operación y Mantenimiento del SPPE deben permitir la validación periódica de sus funciones instrumentadas de seguridad mediante pruebas o revisiones.

5.3.7.1.2 Se debe especificar que el Diseño de la Instalación del SPPE, incluyendo su instalación, sea de conformidad con los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y Análisis de Capas de Protección, entre otras metodologías, con el objeto de llevar a la Instalación y/o proceso a un estado seguro, mitigar cualquier condición de Riesgo, de manera automática y manual, en las áreas operativas, áreas de almacenamiento y edificaciones de la Instalación.

5.3.7.1.3 Las Funciones Instrumentadas de Seguridad que conforman al SPPE deben de cumplir un Nivel de Integridad de Seguridad (NIS), especificado con base en metodologías para la verificación del NIS tales como Análisis de Capas de Protección, matrices, Árboles de Falla, entre otras.

5.3.7.2 Elementos del SPPE

5.3.7.2.1 El SPPE debe estar constituido por:

- a) Elementos primarios tales como instrumentos para medición de las variables de proceso, entre otras;
- b) Controlador Electrónico Programable (CEP) con tarjetas de procesadores, tarjetas de comunicaciones, tarjetas de entradas-salidas;
- c) Elementos finales tales como válvulas de corte, señales digitales a válvulas, motores, Turbinas de vapor u otros equipos o sistemas, e
- d) Interfaz que incluye los desplegados gráficos dinámicos que representan la Instalación y/o proceso, así como la ubicación dentro de la Instalación y/o proceso de los elementos primarios, indicando en tiempo real el valor de las mediciones de los elementos primarios y la posición de los elementos finales; así como los diagnósticos del controlador, cuando aplique.

5.3.7.2.2 El Diseño del SPPE debe incluir un CEP que almacene y procese la lógica de seguridad y ejecute las acciones para llevar la Instalación y/o proceso a un estado seguro, donde las variables de proceso no excedan los límites permisibles de Operación y/o Alarmas.

5.3.7.2.3 El plano de arquitectura de los sistemas debe mostrar que los gabinetes del hardware del Sistema Instrumentado de Seguridad SPPE están ubicados en el cuarto de control satélite.

5.3.7.2.4 Los botones de activación manual del SPPE deben ser de golpe tipo hongo de contacto sostenido, color rojo y se debe especificar su instalación de modo que sean visibles, sin obstrucciones y accesibles para el operador, ubicados en cuartos de control, áreas de Operación, recepción, áreas de almacenamiento y/o áreas de entrega de combustibles y productos inflamables y que al ser accionados por el personal transmitan una señal de activación del SPPE.



5.3.8 Sistemas de detección, Alarma y supresión de incendio

5.3.8.1 Los sistemas de supresión de incendios para cuartos de control central y cuarto de control satélite que contienen equipo electrónico deben diseñarse a base de agentes limpios. Así mismo, para las subestaciones eléctricas deben diseñarse a base de Bióxido de Carbono (CO₂) de alta o baja presión. Lo anterior de acuerdo con el NFPA-72, NFPA-2001, NFPA 12, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.3.8.2 Además de la normatividad señalada en el numeral anterior, el Diseño de los sistemas de detección, Alarma y supresión de incendio, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Debe incluirse un sistema de inundación total, consistente de un suministro fijo del agente de extinción permanentemente conectado a un sistema de tubería, con boquillas fijas para descargar el agente extinguidor en el espacio cerrado, a proteger, así como la activación de sistema sea de forma automática y manual;
- b) También debe prever un incendio de tipo arraigado, el cual involucra sólidos sujetos a fuegos lentos con producción de humo y sin llama;
- c) Cualquier abertura que no se cierre al momento de la extinción, se debe compensar por medio de la adición de una cantidad del agente de extinción igual a la pérdida esperada en función de la concentración de Diseño calculada en el lapso de 1 (un) minuto, esta cantidad de agente de extinción se debe aplicar y distribuir por medio del sistema de distribución;
- d) La cantidad del agente de extinción se debe determinar basándose en la premisa de que los recintos son completamente cerrados y que después de que la concentración de Diseño sea alcanzada, esta debe mantenerse por un periodo no menor a 20 minutos. A cualquier posible Fuga se le debe dar una consideración especial, debido a que los factores básicos de inundación no incluyen ninguna tolerancia;
- e) Las concentraciones de Diseño para los cuartos de control (satélite y central) y para las subestaciones eléctricas y el periodo requerido para alcanzarlas, deben ser de acuerdo con el NFPA-2001 y NFPA-12, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan, respectivamente;
- f) Mecanismos de Operación. Incluyen las válvulas y los controles de descarga de los cilindros del agente de extinción y los dispositivos de Paro Por Emergencia. Los mecanismos mecánicos, eléctricos o neumáticos utilizados para la Operación del sistema, así como el equipo de control, deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio;
- g) Válvulas de corte con sistema de supervisión. Se debe proveer un sistema de supervisión para los sistemas automáticos y de las válvulas de corte; así como para prevenir descargas accidentales o deliberadas, se debe instalar una válvula de corte entre el banco de cilindros y las boquillas, la cual debe ser operada manualmente;
- h) Alarmas de pre descarga. Se deben proveer Alarmas de pre descarga, para alertar al personal para evacuar, así como también no ingresen en las áreas de Riesgo;
- i) Fuentes de energía. Se debe verificar que la fuente primaria de energía tenga la capacidad para el servicio, que sea confiable (debe tener una tensión de corriente alterna de $120\text{ V} \pm 10\%$), y garantice la Operación del sistema. Se debe contar con un suministro secundario e independiente (relevo), que debe suministrar energía al sistema, en el caso de una falla total, o baja de voltaje (menos del 85 % de los voltajes indicados en la placa del fabricante) del suministro principal (primario). El suministro secundario, debe ser capaz de operar el sistema, bajo la carga normal máxima por un período de 24 horas y de operar el sistema en forma continua durante el periodo que dure la descarga total por Diseño. El suministro secundario de energía debe hacer la transferencia automática inmediata, para operar el sistema, dentro de los 3 segundos a partir de la pérdida del suministro primario;
- j) Tablero de control. Se debe suministrar un tablero de control, el cual debe ser listado por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio. Y cumplir con el NFPA-72 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;
- k) Sistemas de Distribución. Los sistemas de distribución (tuberías metálicas, accesorios, válvulas, y boquillas de descarga) deben cumplir con los requerimientos de las normas NFPA, y



- l) Cilindros. El agente de extinción debe ser almacenado en cilindros recargables, diseñados para mantenerlo en forma líquida a temperatura ambiente. Los cilindros de almacenamiento deben instalarse en lugares donde no estén expuestos a incendios o explosiones. Los cilindros no se deben localizar a la intemperie ni en lugares donde estén expuestos a daño mecánico, químico o de cualquier otra índole, se deben proteger por medio de un cobertizo para evitar exposiciones a temperaturas altas, evitar presiones excesivamente altas, y minimizar la posibilidad de una descarga inadvertida del agente a través del dispositivo de relevo de presión. Así como el aseguramiento de los contenedores por medio de abrazaderas para unicanal de material galvanizado y sujetos a la pared mediante unicanal galvanizado, con barre anclas, colocados sobre un bastidor.

5.3.9 Sistemas de control e instrumentación

5.3.9.1 La selección, Diseño e instalación de los sistemas de control e instrumentación debe realizarse con base en el NEMA ICS-6 e ICS-2; API RP 550 P2 y API RP 551; ISA 51.1, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan, así como en las recomendaciones del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, contemplando el dimensionamiento de los procesos operativos y la complejidad en infraestructura de la Instalación.

5.3.9.2 Los sistemas de control deben tener la capacidad de monitorear y controlar todas las variables operativas de los equipos que componen la Instalación y de permitir llevar a cabo registros históricos de los mismos.

5.3.9.3 El sistema de control automatizado debe proveer el procesamiento de variables digitales y analógicas provenientes de campo, elaborar reportes, ejecutar la interfaz hombre-máquina y generar Alarmas y eventos.

5.3.9.4 El sistema de control e instrumentación debe disponer de funciones de medición y control de las variables operativas de la Instalación para la Operación segura, preservando los siguientes objetivos:

- a) Monitorear y controlar (local y/o remotamente) las condiciones de Operación y seguridad en el manejo de materias primas, productos y subproductos, notificando Alarmas operativas o de seguridad y eventos relevantes;
- b) Realizar el paro ordenado de la Operación de la Instalación conforme a los protocolos establecidos;
- c) Monitorear la medición de las variables del proceso en la Instalación;
- d) Realizar el control de operaciones de volumen de materias primas, productos y subproductos en Tanques y/o equipos de proceso, con el objeto de preservar la contención y confinamiento de estos, y
- e) Proveer los registros sobre las actividades que se realicen en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.

5.3.9.5 Se deben incorporar medios para que el sistema detecte y notifique una Operación anormal o una situación de Emergencia en forma oportuna al personal.

5.4 Especialidad eléctrica

El Diseño del sistema eléctrico de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural debe dar cumplimiento a la clasificación de áreas y a los requerimientos establecidos en la NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015, considerando lo siguiente:

- a) Equipo eléctrico;
- b) Cableado y sistemas de control críticos;
- c) Puesta a tierra y conexiones;
- d) Protección contra corrientes parásitas, y
- e) Protección contra descargas eléctricas.



5.5 Protección Ambiental

5.5.1 Emisiones a la atmósfera

5.5.1.1 Planta recuperadora de azufre

- 5.5.1.1.1** Todas las corrientes gaseosas que contengan Compuestos de azufre susceptibles de ser liberados durante el Procesamiento de Gas Natural y en los procesos de desulfurización asociados deben ser tratadas con el fin de recuperar el azufre y reducir la Emisión de contaminantes a la atmósfera.
- 5.5.1.1.2** Sólo se permite enviar corrientes de Gas ácido, gas y Condensados amargos a quemadores elevados o de fosa según corresponda, en caso de disparo de válvulas de alivio u otras situaciones de Emergencia.
- 5.5.1.1.3** El Oxidador térmico se debe diseñar para operar a una temperatura de oxidación igual o mayor a 650 °C para garantizar una eficiencia de conversión de Compuestos de azufre a bióxido de azufre igual o mayor a 98%.
- 5.5.1.1.4** Todas las plantas recuperadoras de azufre deben contar con el Equipo de Monitoreo Continuo de Emisiones (EMCE). Este sistema debe contar con medición de bióxido de azufre (SO₂), y de oxígeno (O₂); así como medición del flujo volumétrico de los gases de combustión; integrados a un sistema de procesamiento de datos automático que registre un mínimo de 12 lecturas por hora, calcule el promedio diario de los parámetros indicados y genere un reporte diario con la fecha y la identificación del equipo.
- 5.5.1.1.5** El método de medición continua de la concentración de bióxido de azufre (SO₂) en la Emisión a la atmósfera por la chimenea del Oxidador térmico debe utilizar el principio de medición de espectroscopía de absorción en el ultravioleta no dispersivo o un método equivalente.
- 5.5.1.1.6** El método para medir el flujo volumétrico de gases de forma continua debe ser por determinación de la presión diferencial en un tubo Pitot conforme a lo indicado en la NMX-AA-09-1993-SCFI y siguiendo los procedimientos y cálculos especificados por el fabricante.
- 5.5.1.1.7** Se debe contar con plataformas y puertos de muestreo de acuerdo con lo señalado en la NMX-AA-09-1993-SCFI, en cada una de las chimeneas de los oxidadores térmicos para la colocación permanente del EMCE.
- 5.5.1.1.8** Para verificar que la respuesta del EMCE en la chimenea de cada Oxidador térmico se encuentre dentro de una tolerancia de $\pm 5\%$ con respecto al método de referencia, se debe contar con puertos de muestreo adicionales necesarios, colocados 30 cm debajo de los requeridos en la NMX-AA-09-1993-SCFI y formando un ángulo de 45°, a los cuales se debe tener acceso desde la plataforma de muestreo.
- 5.5.1.1.9** El Diseño de la planta recuperadora de azufre, debe cumplir con lo siguiente:
- Establecer parámetros de control de la Operación para lograr la eficiente oxidación de los Hidrocarburos presentes en la alimentación de Gas ácido;
 - Controlar el aire de combustión que entra al convertidor SUPERCLAUS;
 - Definir que las etapas primarias del convertidor Claus se operen en proporción (H₂S/SO₂=2/1);
 - Establecer los parámetros para mantener el control del sistema de retroalimentación (*feedback*) de H₂S;
 - Contar con un analizador de gas de proceso en la corriente gaseosa efluente de la segunda etapa catalítica Claus;
 - Contar con un sistema de control de aire de combustión;
 - Definir los requerimientos del sistema de control avanzado del quemador;
 - Contar con la memoria de cálculo referente a la cantidad de aire de combustión requerida;
 - Definir los requerimientos del sistema de control de flujo de aire suministrado;
 - Definir la carga máxima a soportar por envío de Gas ácido;



- k) Establecer especificaciones para la determinación de la temperatura de oxidación validadas y justificadas, para dar cumplimiento a las especificaciones descritas en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana;
- l) Contar con válvulas de control instaladas en las líneas de suministro de vapor a los correspondientes recalentadores, y
- m) El porcentaje de eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre debe ser 99.9% como mínimo.

5.5.2 Suelo, subsuelo y mantos acuíferos

El Diseño debe especificar las medidas necesarias para prevenir la contaminación del suelo, subsuelo y mantos acuíferos, en caso de Derrames, así como implementar lo siguiente:

- a) Sistema de recuperación de purgas y vaciado de equipos;
- b) Red de Drenaje aceitoso;
- c) Tarimas de antiderrames;
- d) Protección anticorrosiva (recubrimientos y/o protección catódica), que evite la pérdida de contención por Fugas y Derrames;
- e) Cuencas de contención para el almacenamiento de aguas residuales;
- f) Cubetos para sustancias peligrosas con superficies impermeables;
- g) Sistemas y equipos de protección secundaria (geomembrana en fondo de Tanques verticales y/o mayor espesor de placa, y su respectivo monitoreo) de los equipos;
- h) Sistemas de detección de Fugas en Tanques y depósitos;
- i) Pavimentado e impermeabilización de las superficies y redirección de las aguas a Instalaciones de tratamiento;
- j) Kit para control de Derrame a base de material absorbente, neutralizadores e inhibidores;
- k) Se deben implementar por lo menos 4 pozos de monitoreo, 2 de ellos ubicados en la porción exterior de la zona de recepción y tratamiento de Drenaje aceitoso, cuya localización sea la siguiente: 1 pozo aguas abajo y otro aguas arriba del flujo del agua subterránea (y/o dirección de la pendiente del terreno), 1 más aguas debajo de la dirección de flujo del agua subterránea y/o pendiente del terreno de la zona de tratamiento de efluentes, mientras que el cuarto pozo se ubicará en el límite del predio colindante con el receptor de mayor vulnerabilidad en el entorno (pozos de agua, cuerpo de agua, centros de confluencia masiva), y
- l) La profundidad de los pozos de monitoreo debe seguir las recomendaciones derivadas del estudio de mecánica de suelos.

5.6 Sistemas contra incendio

5.6.1 Generalidad del Sistema contra incendio

5.6.1.1 El Sistema contra incendio debe diseñarse acorde con las dimensiones de la Instalación, procesos y características de las materias primas y productos, basándose en el API RP 2001, API RP 2021, API RP 2030, NFPA 11, NFPA 13, NFPA 14, NFPA 15, NFPA 16, NFPA 20, NFPA 22, NFPA 24, NFPA 25 y NFPA 30, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan, así como los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

5.6.1.2 Para hacer frente a una Emergencia contra incendio en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, el Diseño debe contemplar desde el abastecimiento de agua, su almacenamiento, sistema fijo de bombeo, red principal de distribución de agua y de espuma contra incendio, así como a sus sistemas de aplicación a base de aspersores y rociadores, monitores, hidrantes y tomas para camión contra incendio, capaces de mitigar cualquier Riesgo mediante la intervención manual o automática para activar la protección.

5.6.1.3 Los componentes del Sistema contra incendio de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural deben encontrarse identificados en los planos de localización correspondientes y estos deben contar como mínimo con los siguientes elementos:



- a) Una fuente de abastecimiento de agua que satisfaga las necesidades de mayor demanda;
- b) Red de agua contra incendio que incluya anillo principal y circuitos de agua contra incendio;
- c) Tanques de almacenamiento de agua contra incendio;
- d) Sistema de bombeo para servicio contra incendio (Bombas de alimentación principal y de relevo, Bombas compensadoras de presión);
- e) Sistemas fijos de agua: hidrantes monitores, gabinetes con mangueras, tomas para camión-cisterna;
- f) Sistema de enfriamiento (sistema de diluvio y sistema de aspersión);
- g) Extintores fijos, portátiles y móviles con el agente extintor de acuerdo con el Riesgo, y
- h) Espuma contra incendio.

5.6.1.4 El Sistema contra incendio debe contar con un sistema de bombeo diseñado para suministrar el flujo y presión de agua que demanda la protección para el escenario crítico de la Instalación, considerando lo siguiente:

- a) Bombas centrífugas de alimentación, una principal y otra de relevo, accionando la primera con un motor eléctrico y la segunda con un motor de combustión interna, o como alternativa;
- b) Motores de combustión interna en su totalidad;
- c) Motores eléctricos, en caso de existir planta eléctrica de Emergencia exclusiva para la alimentación del sistema de bombeo de agua contra incendios, y
- d) Bombas para mantener presurizado todo el sistema.

5.6.1.5 Las Bombas, motores e instrumentos del sistema de agua contra incendio deben ser de uso exclusivo para este fin y estar listados para servicio contra incendio. De igual manera, las Bombas contra incendio y los controladores, deben dar cumplimiento con el NFPA 20 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.6.1.6 El cabezal de succión que alimenta a 2 o más Bombas de agua contra incendio, debe ser diseñado para operar simultáneamente, debe conducir el 150 % de la suma del gasto nominal de todas las Bombas principales en conjunto, a una velocidad de flujo que no exceda de 4.57 m/s, en tanto que la tubería de succión de cada Bomba en particular debe permitir el manejo del 150 % de la capacidad nominal de dicha Bomba, también a una velocidad que no exceda de 4.57 m/s. Esta velocidad debe ser calculada dentro de una longitud de 10 diámetros de la tubería antes de la brida de succión de la carcasa de la Bomba.

5.6.1.7 Cuando el agua sea succionada directamente de la fuente de abastecimiento, el Diseño debe incluir un cárcamo para la succión, de tal forma que se garantice el gasto de alimentación al sistema de bombeo de agua contra incendio.

5.6.1.8 Cuando el abastecimiento de agua sea de una fuente al descubierto (mar, ríos, lagunas, presas), el cabezal de succión se debe diseñar con rejillas en la bocatoma, para impedir la penetración de materiales sólidos. Se debe prever en el Diseño que el cabezal debe llegar por debajo del nivel mínimo de succión y deben ser 2, con el fin de alternarlos para limpieza o reparación.

5.6.1.9 El Diseño de las tuberías de succión y descarga debe cumplir con lo siguiente:

- a) La tubería de succión debe estar lo más cercano al Tanque de almacenamiento de agua para reducir la caída de presión;
- b) La tubería de succión debe incluir cárcamos de filtrado con trampa de sólidos y un cárcamo específico para la succión para garantizar el gasto de alimentación al sistema de bombeo de agua contra incendio;
- c) El diámetro de las tuberías de succión y descarga debe diseñarse para reducir el 150% de la suma del gasto nominal de todas las Bombas principales en conjunto;
- d) La tubería de descarga se debe diseñar de manera que no se vea afectada por esfuerzos producidos por la Operación de las Bombas y sus accesorios, y de diámetros para manejar el flujo máximo requerido para atender el evento mayor por fuego;



- tomas para camión contra incendio, las cuales deben localizarse en la periferia de las calles y ser de fácil acceso de los camiones contra incendio;
- o) El Diseño de la red de agua contra incendio debe tener en cuenta la ubicación entre hidrantes-monitores con un distanciamiento máximo de 30 m, la distancia entre ellos no debe dejar superficies sin proteger;
 - p) Los anillos de la red de agua contra incendio deben diseñarse para instalarse en cada uno de estos un máximo de 12 hidrantes-monitores;
 - q) Los dispositivos para salida de agua contra incendio para un hidrante-monitor deben estar constituidos con 2 tomas para conectar mangueras de 65 mm (2½ in) de diámetro y los accesorios para la boquilla del monitor;
 - r) Las tuberías de la red contra incendios deben contar con protección contra Corrosión;
 - s) Las tuberías de la red contra incendios deben estar identificadas de conformidad con la NOM-026-STPS-2008;
 - t) En el caso de tubería subterránea, efectuar una identificación para precisar la ubicación y dirección del flujo, y
 - u) Todo equipo del Sistema contra incendios, como monitores e hidrantes, que por su ubicación estén expuestos a impacto, deben además de señalizarse, protegerse con barreras físicas, mismas que permitan el correcto funcionamiento de dichos equipos y las maniobras de Mantenimiento.

5.6.2.3 Tanques de almacenamiento de agua contra incendio

- 5.6.2.3.1 El almacenamiento de agua contra incendio se debe determinar en función del requerimiento total de agua que demanda la protección para el escenario que represente el Riesgo mayor de la Instalación de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.
- 5.6.2.3.2 Los Tanques de almacenamiento de agua contra incendio deben ser verticales, atmosféricos, de techo fijo, con venteo y recubrimiento interno.
- 5.6.2.3.3 La capacidad de almacenamiento de agua para servicio contra incendio debe ser suficiente para combatir ininterrumpidamente 6 horas mínimo sin tomar en cuenta el reabastecimiento, siempre y cuando se tenga un sistema que reponga el volumen total de almacenamiento de agua en un tiempo máximo de 8 horas. En caso de no cumplir lo anterior, la capacidad de almacenamiento se debe incrementar a 8 horas.
- 5.6.2.3.4 El Diseño de Tanques de almacenamiento de agua contra incendio, debe cumplir con los requerimientos establecidos en el API Std 650 y NFPA 22 vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.6.2.3.5 La base de la instalación del Tanque de almacenamiento de agua contra incendio se debe diseñar conforme a estudios de mecánica de suelos y cálculos estructurales para resistir el peso del propio Tanque y del agua que contenga en su máxima capacidad de llenado y debe minimizar los asentamientos diferenciales. Adicionalmente, se debe incluir en el Diseño la aplicación de un sello impermeable entre el Tanque y la base del fondo para evitar la entrada de humedad.
- 5.6.2.3.6 El Diseño para la escalera de acceso exterior helicoidal debe encontrarse soldada al cuerpo del Tanque, adicionalmente debe contar con 2 escaleras marinas para acceso al interior desde las entradas hombre, localizadas en el techo del Tanque y separadas 180°.
- 5.6.2.3.7 Los Tanques deben incluir un sistema de tele medición de nivel, con Alarmas por alta y bajo nivel con señales luminosas y audibles a la casa de Bombas contra incendio y al centro de control de operaciones.
- 5.6.2.3.8 Los Tanques no deben estar expuestos a Riesgos de explosión o incendio. Su ubicación debe ser tal, que no se deben afectar por Emergencias ocurridas en plantas de proceso, áreas de almacenamiento o de carga y/o



descarga de productos peligrosos, su ubicación y distribución se debe realizar en función de los vientos reinantes en la ubicación geográfica.

5.6.2.4 Sistemas de aspersión

- 5.6.2.4.1** El Diseño de estos sistemas debe estar enfocado específicamente a la Instalación o equipo a proteger, a efecto de seleccionar la configuración del sistema, la ubicación, orientación, tipo de las boquillas y densidades de aplicación. Su instalación debe tener como finalidad:
- La extinción de incendios. Mediante un Diseño que logre la extinción y que el área protegida o equipo, sea enfriado suficientemente para prevenir su reignición una vez cerrado el sistema;
 - Control de la combustión. Mediante un Diseño que permita controlar la combustión hasta que se realicen las acciones necesarias para detener o aislar la fuente del combustible;
 - Protección de la exposición (enfriamiento). Mediante un Diseño que permita proteger el área o equipo durante todo el tiempo que dure su exposición al fuego;
 - En la prevención de incendios. Mediante un Diseño que permita la Operación del sistema conforme al tiempo estimado para dispersar, disolver, diluir o enfriar los vapores inflamables, y
 - En la mitigación de nubes tóxicas.
- 5.6.2.4.2** La selección del tipo y tamaño de las boquillas de aspersión se debe realizar tomando en cuenta: el área o equipo a proteger incluyendo su forma, tamaño, obstrucciones, soportes, escaleras, tuberías, así como la fuente de combustible del Riesgo involucrado, condiciones ambientales, efectos y dirección de los vientos dominantes, objetivo del combate (extinción, control, protección, prevención o mitigación). Estos aspectos deben tomarse en cuenta para garantizar que no queden superficies sin rociar.
- 5.6.2.4.3** El Diseño debe especificar que la ubicación de los sistemas de aspersión no debe utilizarse directamente en materiales que reaccionen con el agua tales como el sodio metálico o carburo de calcio; así como en gases licuados a temperaturas criogénicas.
- 5.6.2.4.4** El Diseño del sistema de aspersión se debe realizar tomando en consideración la presión y densidad de aplicación requerida. Lo anterior para calcular y seleccionar la cantidad de boquillas, distribución, ubicación de éstas y el ángulo de cobertura.
- 5.6.2.4.5** En el Diseño de la ubicación e instalación de los sistemas de aspersión se deben tener en cuenta las propiedades físicas y químicas de los materiales fuente de la combustión, así como las características o especificaciones de los equipos a proteger para determinar la conveniencia de su uso, entre otras: Punto de inflamación, ignición, ebullición, reactividad, corrosividad, toxicidad, presión de vapor, gravedad específica, viscosidad, solubilidad, miscibilidad, permeabilidad, poder calorífico.
- 5.6.2.4.6** Las boquillas de pulverización de agua deben ser de un tipo listado para uso en sistemas de agua pulverizada y tener las siguientes características de descarga:
- Factor K;
 - Patrones de pulverización para diversas presiones, distancias y ángulos de orientación, y
 - Uniformidad en la distribución del agua según su patrón de pulverización.
- 5.6.2.4.7** El sistema se debe diseñar para obtener una descarga efectiva en todas las boquillas abiertas que lo integren, en un tiempo no mayor a 30 segundos posterior a la activación del sistema de detección de gas y fuego y de la válvula de control automático que inicie la secuencia de arranque del sistema de bombeo.



- 5.6.2.4.8** Cada sistema de aspersión se debe diseñar con 2 alimentaciones, conectadas opuestamente y de tomas diferentes de la red de agua contra incendio; activadas con válvula de apertura y cierre rápido, una de control automático (remota y manual local, de actuación eléctrica, neumática o hidráulica) y otra en forma manual.
- 5.6.2.4.9** La velocidad máxima de flujo permitida dentro de las tuberías de los sistemas de aspersión para agua dulce debe ser de 6.09 m/s. En el caso de agua salada, dicha velocidad debe ser como máximo de 4.57 m/s.
- 5.6.2.4.10** La tubería que alimenta a los sistemas de aspersión debe diseñarse para resistir una presión de trabajo mínima de 10.5 kg/cm² (150 psi).
- 5.6.2.4.11** En todos los casos, los sistemas de aspersores se deben diseñar para operar a presiones de trabajo dentro de un rango de 5.62 kg/cm² a 8.79 kg/cm² (80 psi a 125 psi). Los componentes del sistema deben estar certificados para una presión no menor a 12.3 kg/cm² (175 psi).
- 5.6.2.4.12** La tubería y conexiones que alimentan a los sistemas de aspersión deben resistir la presión máxima de trabajo, pero no se deben diseñar con accesorios menores para condiciones de trabajo de clase 150.
- 5.6.2.4.13** Las tuberías, accesorios y demás componentes de los sistemas de aspersión, deben estar localizados de tal manera que se minimicen las posibilidades de daño por impacto causado por el manejo de materiales o por vehículos en movimiento, y en el caso de que éstos queden expuestos a impacto, se requiere incluir la protección contra golpes, así como estar señalizada para advertir su ubicación.
- 5.6.2.4.14** Los anillos de aspersión de los equipos deben tener juegos de bridas que permitan desmantelarlo cuando se realicen trabajos de Mantenimiento en Compresores, Bombas, enfriadores de aire, patines de medición y cambiadores.

5.6.2.5 Sistema de aspersión para protección a cambiadores de calor

Para la protección a equipos cambiadores de calor, que en su Diseño cuenten con más de 1 m de diámetro exterior, que maneje por el lado de la coraza líquidos inflamables o combustibles (con temperatura por arriba de su punto de inflamación) y donde se tenga Riesgo de exponer su superficie a charco de fuego o donde acumulen más de 8 m³ de Hidrocarburos ligeros en fase líquida, por el lado de la coraza (inflamables o combustibles con temperatura por arriba de su punto de inflamación) y resulte estar expuesto a radiación, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, se debe diseñar los sistemas de aspersión que cumplan con lo siguiente:

- La densidad de agua mínima requerida para rociar la superficie metálica debe ser de 10.2 (l/min)/m² (0.25 gal/min)/ft² a una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm² (60 psi);
- La distribución de agua de enfriamiento por aspersión se debe hacer por medio de un anillo colocado por encima de recipientes para rociar la mitad superior y otro anillo por debajo para rociar la mitad inferior;
- Se debe especificar que las boquillas se localizan entre 0.60 m a 0.90 m de la pared del equipo a rociar, la separación máxima entre boquillas en un mismo anillo no debe exceder de 1.8 m (6 ft);
- De cada anillo deben tomarse cuando menos 2 boquillas para rociar al casquete y 2 para las tapas, y
- En cada anillo, los conos de agua formados por las boquillas deben traslaparse, de manera que no quede superficie sin rociar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, escaleras o de tuberías, se deben instalar boquillas adicionales.

5.6.2.6 Sistema de aspersión para protección a Bombas

La protección a Bombas que manejen líquidos inflamables o combustibles debe incluir en el Diseño sistemas de aspersión que cumplan como mínimo con lo siguiente:



- b) Las boquillas deben instalarse en un anillo colocado por encima del Auto-tanque o Carro-tanque. En los Auto-tanques se debe tomar de referencia los rompevientos instalados sobre cabina del tractor y los Tanques de mayor capacidad, y
- c) Las boquillas deben cubrir toda la superficie del Auto-tanque y traslaparse los conos cuando menos por 15 cm.

5.6.2.10 Sistema de bombeo para servicio contra incendio

- 5.6.2.10.1 El Diseño del sistema de bombeo debe cumplir con los requisitos establecidos en el NFPA 20, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.6.2.10.2 La tubería de succión debe diseñarse para estar lo más cercano al Tanque de almacenamiento de agua o cisterna, tan corto y recto como sea posible para reducir la caída de presión, así mismo el diámetro de las tuberías de succión y de descarga debe estar diseñado para conducir el 150% de la suma del gasto nominal de todas las Bombas principales en conjunto.
- 5.6.2.10.3 Los cobertizos de bombeo se deben diseñar con los medios que propicien la ventilación natural, con materiales no combustibles y en áreas libres de afectaciones ocasionadas por: explosión, fuego, inundación, sismo, tormentas de viento, congelamiento, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.
- 5.6.2.10.4 Todas las llegadas de líneas conduit a los tableros y gabinetes de las Bombas contra incendio principales, redundantes (relevo) y de mantenimiento de presión "jockey", deben estar selladas para evitar la entrada de insectos y/o roedores que dañen las Instalaciones eléctricas.
- 5.6.2.10.5 El cobertizo debe poseer un mínimo de 2 accesos a su interior, los cuales deben mantenerse en todo momento libres de obstrucciones, así mismo contar con luz natural y artificial; esta última conforme a la NOM-025-STPS-2008, se debe incluir iluminación de Emergencia, con luces fijas accionadas por medio de baterías exclusivas para este fin.
- 5.6.2.10.6 El Diseño del cobertizo debe prever el escurrimiento del agua hacia el Drenaje pluvial, por lo que los pisos deben tener una pendiente del 1 %, para permitir el escurrimiento y mantener su interior seco.
- 5.6.2.10.7 Todos los acoplamientos motor-Bomba, se deben mantener aislados con guardas, de acuerdo con lo descrito en la sección 8 del ANSI B15.1 Aparatos de Transmisión de Energía Mecánica (*Mechanical Power Transmission Apparatus*), vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.6.2.10.8 Las Bombas deben accionarse a través de tableros de control por la caída de presión ante la apertura de una válvula de suministro de agua o agua-espuma.
- 5.6.2.10.9 La Bomba de suministro de agua que abastece al Tanque de almacenamiento, no se debe conectar directamente a la red de agua contra incendio.
- 5.6.2.10.10 El sistema de bombeo debe garantizar un suministro de agua con una presión mínima en la red contra incendio de 7 kg/cm² (100 psi) en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable.
- 5.6.2.10.11 Durante el Diseño que el agua usada para el enfriamiento de los Tanques de almacenamiento atmosféricos y a presión, debe ser retornada al Tanque de agua contra incendio siempre y cuando no esté contaminada por Hidrocarburos u otras sustancias que resulten contraproducentes al sistema, en caso contrario el agua usada se debe enviar al sistema de tratamiento de efluentes.



5.6.2.10.12 El diámetro de la tubería de descarga de las Bombas de agua contra incendio se debe diseñar para conducir el 150 % del gasto nominal de la Bomba, a una velocidad máxima de flujo de 6.2 m/s, en el caso de agua dulce. Para agua salada, dicha velocidad debe ser como máximo de 4.6 m/s.

5.7 Protección en área de Tanques atmosféricos o recipientes a presión

5.7.1 Se debe implementar en sus Instalaciones de áreas operativas y de almacenamiento, ya sea de Tanques atmosféricos o equipos o recipientes a presión, conforme aplique, un sistema de detección y Alarma que debe contar como mínimo con detectores de humo, gas y fuego para monitorear y alertar al personal, así como activar los planes de respuesta a Emergencia para eliminar o, en su caso, mitigar escenarios de Riesgo causados por Fuga de gases tóxicos, mezclas explosivas y fuego.

5.7.1.1 Los elementos de este sistema deben corresponder a los que se determinen en la ingeniería del Proyecto y al Análisis de Riesgos de la Instalación, contando como mínimo con los siguientes elementos:

- a) Detector de humo;
- b) Detector térmico;
- c) Detector de fuego;
- d) Detector de gas combustible;
- e) Detector de gas tóxico;
- f) Alarmas audibles y visibles;
- g) Generador de tonos y/o mensajes;
- h) Altoparlantes (bocinas);
- i) Estaciones manuales de Alarma;
- j) Procesadores;
- k) Fuentes de alimentación;
- l) Tarjetas de entrada/salida;
- m) Enlaces de comunicación, y
- n) Software.

5.7.2 Los detectores, sistemas de detección de gas y fuego, en las áreas específicas determinadas, deben estar monitoreando permanentemente y en caso de detección deben activar una Alarma sonora y visual en el área y en el cuarto de control.

5.7.3 Almacenamiento atmosférico

5.7.3.1 Para Tanques atmosféricos los anillos de enfriamiento se deben diseñar en secciones de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) Para tanques de 477 m³ a 1 590 m³ (3 Mb a 10 Mb) de capacidad, se deben diseñar con 2 anillos de enfriamiento instalados a diferentes alturas, los anillos se deben dividir en 2 secciones de manera que la sección superior e inferior de un mismo lado, tenga una alimentación común de agua, por lo que, para este caso, se debe disponer de 2 alimentaciones de agua, su ubicación debe considerar la dirección de los vientos dominantes, de tal forma que se optimice la aplicación del agua de enfriamiento en la superficie involucrada o afectada por la radiación del fuego, como se muestra en la Figura 2, y
- b) Para tanques de 2 385 m³ (15 Mb) de capacidad y mayores, se deben diseñar con 2 anillos de enfriamiento instalados a diferentes alturas, los anillos se deben dividir en 4 secciones de manera que la sección superior e inferior de un mismo cuadrante, tengan una alimentación común de agua, por lo que para este caso se debe disponer de 4 alimentaciones de agua, su ubicación debe considerar la dirección de los vientos dominantes, de tal forma que se optimice la aplicación del agua de enfriamiento en la superficie involucrada o afectada por la radiación del fuego, como se muestra en la Figura 3.

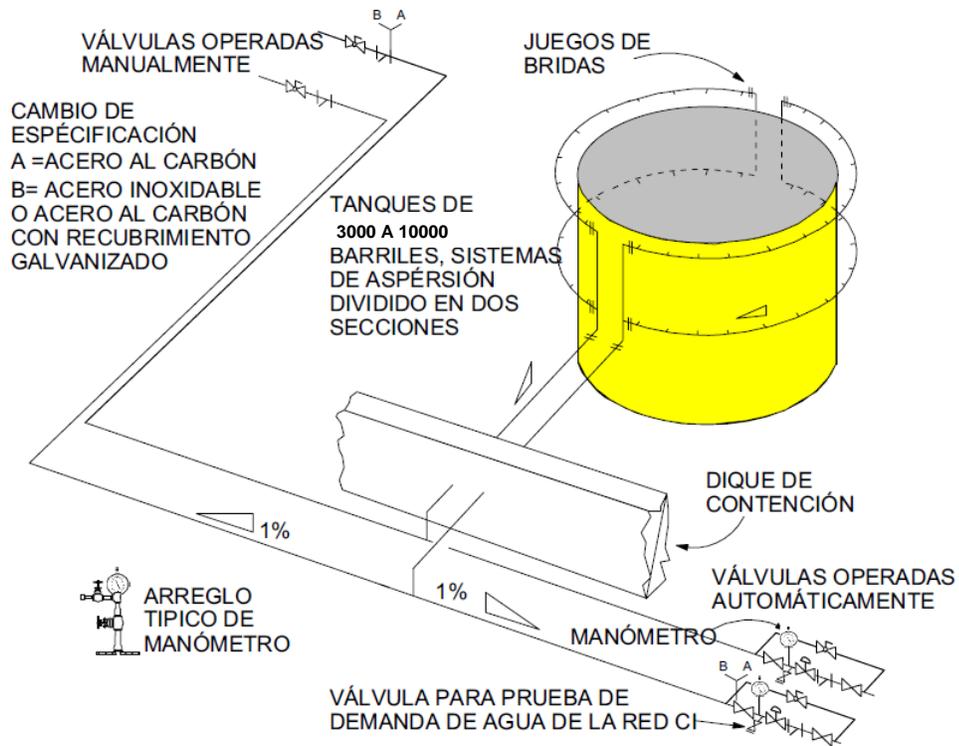


Figura 2. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 477 m³ a 1590 m³ (3 Mb a 10 Mb)

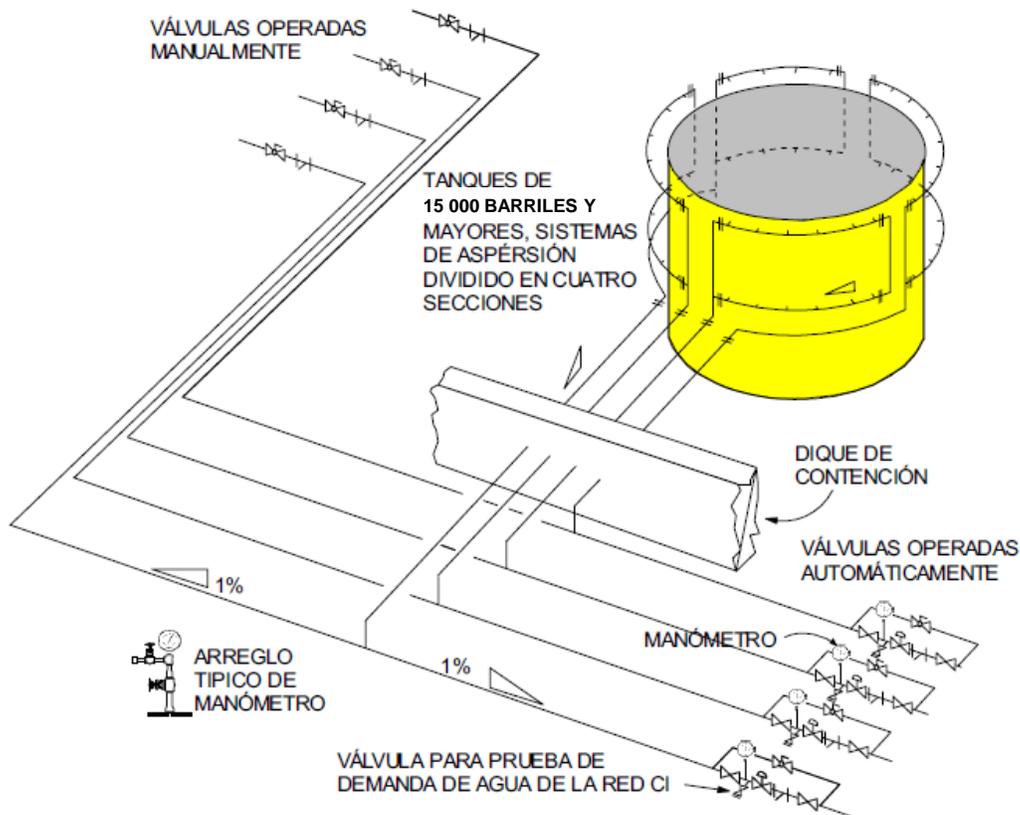


Figura 3. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 2385 m³ (15 Mb) y mayores

5.7.3.2 El número de boquillas de aspersión se debe determinar dividiendo el perímetro del Tanque entre la longitud de cobertura que proporciona la boquilla.

5.7.4 Recipientes a presión horizontales

5.7.4.1 En los equipos donde se tenga Riesgo de exponer su superficie a charco de fuego o recipientes de proceso que contengan 20 toneladas o más de materiales con punto de inflamación menor a los 23°C y que implique estar expuesto a radiación de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos, el Diseño debe contar con sistemas de aspersión para la protección contra incendio.

5.7.4.2 En cada anillo los conos de agua formados por las boquillas deben traslaparse, de manera que no quede superficie sin rociar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, escaleras o de tuberías, se deben instalar boquillas adicionales.

5.7.4.3 Los recipientes deben rociarse con una densidad mínima de agua de 10.2 (l/min)/m² (0.25 (gal/min)/ft²) y una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm² (60 psi), conforme a lo establecido en el NFPA 15 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.



- 5.7.4.4** La distribución de agua de enfriamiento por aspersión se debe hacer por medio de un anillo colocado por encima de recipientes para rociar la mitad superior y otro anillo por debajo para rociar la mitad inferior.
- 5.7.4.5** El Diseño de los sistemas de aspersión, debe cubrir completamente el cuerpo y las tapas del recipiente.
- 5.7.4.6** De cada anillo deben tomarse cuando menos 2 boquillas para rociar al casquete (2 del anillo superior y 2 del anillo inferior por casquete).
- 5.7.4.7** Cada batería de Tanques horizontales a presión debe contar con una red común de aspersores, cuya capacidad sea suficiente para conducir el volumen de agua que demande la protección simultánea de todo el conjunto de recipientes que conforman dicho grupo, considerando cuerpo y tapas de cada uno de ellos.
- 5.7.5 Recipientes a presión instalados en la vertical**
- 5.7.5.1** El Diseño de equipos o recipientes verticales de proceso que contengan 50 toneladas o más de materiales con punto de inflamación mayor a los 23°C, donde se tenga Riesgo de exponer su superficie a charco o radiación de fuego, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos, debe contemplar un sistema de aspersión para la protección contra incendio.
- 5.7.5.2** La densidad de agua mínima requerida para rociar la superficie metálica es de 10.2 (l/min)/m² (0.25 (gal/min)/ft²) a una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm² (60 psi).
- 5.7.5.3** En cada anillo los conos de agua formados por las boquillas deben traslaparse con 15 cm como mínimo, de manera que no quede superficie sin rociar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, se deben instalar boquillas adicionales.
- 5.7.6 Tanques de almacenamiento esféricos a presión**
- 5.7.6.1** Cada esfera se debe diseñar con protección individual y las tuberías de los anillos de enfriamiento, deben ser de acero inoxidable o de acero al carbón con recubrimiento galvanizado de acuerdo con el ASTM A53, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya. Para el uso de acero inoxidable, se debe asegurar una concentración de cloruros en el agua menor a 50 ppm a una temperatura de 50 °C, en caso de sobrepasar esa condición, se debe usar acero al carbón con recubrimiento galvanizado. Para acero al carbón galvanizado, se deben prefabricar las piezas con juntas soldadas, dejando en sus extremos bridas y posteriormente se deben galvanizar tanto por su interior, como por su exterior; el número de secciones en que se divida el anillo de aspersión debe ser suficiente para permitir ensamblar las piezas en campo. El cambio de especificación de acero al carbón a acero inoxidable o galvanizado debe ser hasta la brida de la última válvula.
- 5.7.6.2** El suministro de agua hacia los anillos de enfriamiento deber ser por accionamiento automático y manual, cada uno con el dimensionamiento necesario para conducir el volumen calculado para la protección de la superficie total de la esfera.
- 5.7.6.3** Se debe indicar en el Diseño que el suministro manual debe ser por medio de 2 válvulas de apertura y cierre rápido (tipo bola), una para el hemisferio superior y otra para el hemisferio inferior. Su ubicación debe ser en un lugar accesible y sin Riesgos al personal que la opere en caso de Emergencia.
- 5.7.6.4** Los anillos de enfriamiento deben tener una pendiente de 0.5 % a 1 %, para drenar el agua por escurrimiento hacia el cabezal, así mismo, se debe instalar una purga en la parte más baja y fuera del Dique, que permita el drenado total del agua de la tubería.



- 5.7.6.5** El suministro por control automático debe ser a través de 2 válvulas listadas por UL-260 o equivalente, una para el hemisferio superior y otra para el hemisferio inferior, de manera que permita independizar selectivamente el enfriamiento de los hemisferios.
- 5.7.6.6** Para determinar el número de anillos de aspersion para el hemisferio superior, se debe tomar como referencia la línea del ecuador de la esfera y a los 3.66 m (12 ft) se debe ubicar el primer anillo, seguido de otros anillos manteniendo la separación de 3.66 m (12 ft) entre ellos, hasta cubrir toda la superficie del hemisferio superior.
- 5.7.6.7** El primer anillo de aspersores se debe ubicar debajo de la línea del ecuador de la esfera, a los 3.66 m (12 ft), seguido de otros anillos manteniendo la separación de 3.66 m (12 ft) entre ellos, hasta cubrir toda la superficie del hemisferio inferior. La separación entre los 2 últimos anillos de la parte inferior de la esfera, en caso de requerirse, se pueden ajustar a una separación menor a los 3.66 m (12 ft).
- 5.7.7 Sistema de espuma contra incendio en Tanques de almacenamiento**
- 5.7.7.1** El Diseño de este sistema debe estar enfocado específicamente a la extinción de incendios, mediante la formación de burbujas generadas por la mezcla de un concentrado espumante de baja expansión y agua con densidad menor a la del líquido combustible o inflamable fuente del incendio, cuya capa cohesiva flotante sobre su superficie elimina el aire y lo enfría, evitando su reignición al suprimir la formación de vapores inflamables.
- 5.7.7.2** La espuma puede suministrarse a través de sistemas fijos de tuberías o sistemas móviles de generación de espuma.
- 5.7.7.3** Este sistema no se debe concebir para extinción de incendios tridimensionales de combustibles líquidos o incendios de gases.
- 5.7.7.4** Todos los componentes para el suministro, dosificación y aplicación de espuma deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicio contra incendio.
- 5.7.7.5** Los requisitos mínimos que se deben incluir en el Diseño para la protección contra incendio a base de espuma son los que se describen en el presente apartado y adicionalmente, se debe complementar con los requerimientos de los NFPA 11, NFPA 16 y BS EN 13565-2, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
- 5.7.7.6** La calidad del agua debe ser compatible con el concentrado seleccionado y no debe contener inhibidores de Corrosión y químicos de separación de emulsiones de tal forma que produzcan resultados adversos en la formación o calidad de la espuma.
- 5.7.7.7** El flujo nominal de las Bombas principal y redundante (de relevo) de concentrado espumante debe obtenerse con base en el cálculo resultante del requerimiento para el combate al Riesgo mayor, adicionando un 15% a la capacidad resultante.
- 5.7.7.8** Los Tanques que almacenan Petrolíferos (excepto Gas Licuado de Petróleo), deben estar protegidos con espuma de baja expansión, a base de líquido espumante *Aqueous Film Forming Foam* (AFFF por sus siglas en inglés) mientras que los Tanques que almacenan productos Oxigenados y Aditivos Oxigenantes deben usar concentrado espumante resistente al alcohol, *Alcohol Resistant Aqueous Film Forming Foam* (AR-AFFF por sus siglas en inglés).
- 5.7.7.9** El Diseño para la aplicación de espuma en equipos o áreas a proteger puede ser fijo o semifijo, de acuerdo los casos en que se requiera uno u otro sistema, tomando en consideración los tiempos de respuesta, sistemas de activación, tipo y tamaño del Riesgo a proteger.



- 5.7.7.10** El sistema fijo debe incluir un sistema completo con los equipos y accesorios incluyendo el almacenamiento de concentrado espumante, bombeo, dosificación, red y aplicación de la espuma en el equipo o área a proteger. El Diseño para la dosificación del concentrado espumante mediante sistemas fijos debe contemplar el de presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea, los cuales deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio. Cada equipo debe diseñarse con una línea exclusiva para aplicación de espuma de manera que se logren aislar los equipos que no requieran esta protección y que provengan de un cabezal.
- 5.7.7.11** El sistema semifijo debe contemplar la aplicación de la espuma en el equipo o área a proteger con equipos de descarga fijos, conectados a una tubería que termina a una distancia segura, los equipos necesarios para la generación de la espuma son transportados al lugar para su conexión a dicha tubería.
- 5.7.7.12** El Diseño de la protección contra incendio a base de espuma mecánica contra incendio, con sistemas semifijos, debe incluir cámaras de espuma, válvulas y líneas de descargas de espuma, integradas de manera permanente al cuerpo de los Tanques que se requieran proteger.
- 5.7.7.13** Los sistemas para la extinción de incendios en Tanques de almacenamiento que contienen productos inflamables o combustibles, se deben diseñar tomando en consideración las características y especificaciones técnicas de los productos que contienen, tipo de techo externo flotante, techo fijo con o sin membrana interna flotante, los tipos de dispositivos que deben ser fijos o semifijos para su aplicación por medio superficial y/o subsuperficial de espuma mecánica contra incendio, así como con lo establecido en la Tabla 13 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 5.7.7.14** Los productos con viscosidad igual o mayor a 4.32 cm²/s (2000 SSU *Seconds Saybolt Universal*, por sus siglas en inglés) a una temperatura de 15 °C (60 °F) y comprendidos dentro de los Líquidos Clase IIIA y Líquidos Clase III B deben contar únicamente con sistemas de extinción a base de espuma de aplicación superficial.

Tabla 13. Protección contra incendio a Tanques de almacenamiento de acuerdo con el producto contenido

Producto	Líquidos Inflamables		Líquidos combustibles.	
	<ul style="list-style-type: none"> Gasolinas Crudo Recuperado de trampas. 	<ul style="list-style-type: none"> Polares. 	<ul style="list-style-type: none"> Diésel Queroseno Turbosina. 	<ul style="list-style-type: none"> Combustóleo Asfalto Residuos pesados calientes.
Tipo de Tanque	Atmosférico vertical de techo fijo con membrana interna flotante.		Atmosférico vertical de techo fijo con o sin membrana interna flotante.	Atmosférico vertical de techo fijo.
	Atmosférico vertical techo externo flotante.		Atmosférico vertical de techo externo flotante.	
Inyección superficial	SI	SI	SI	SI
Inyección subsuperficial	SI para atmosférico vertical de techo fijo con o sin membrana interna flotante de aluminio. NO para atmosférico vertical de techo flotante.	NO	SI para atmosférico vertical de techo fijo con o sin membrana interna flotante de aluminio. NO para atmosférico vertical de techo externo flotante.	NO



- 5.7.7.15** El Diseño de la línea de entrada de la solución espumante debe incluir una junta giratoria universal para tubería o una manguera flexible metálica a prueba de fuego, fabricada de acero inoxidable para impedir que la distorsión del techo del Tanque de almacenamiento durante un incendio fracture la tubería de alimentación.
- 5.7.7.16** Para la extinción de incendios en Tanques atmosféricos de almacenamiento de techo fijo o flotante que contengan líquidos inflamables (no polares) o combustibles, así como para mezclas de Hidrocarburos y compuestos polares hasta 10% en volumen, se deben utilizar concentrados espumantes diluidos con agua, en las proporciones mínimas indicadas en la Tabla 14 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 14. Proporciones mínimas para concentrados espumantes diluidos con agua

Tipo de Espuma	% de concentración en volumen
FFFP Espuma formadora de película fluoroproteínica.	3 o 6
AFFF Espuma formadora de película acuosa.	3 o 6
AR AFFF Espuma formadoras de película acuosa resistentes al alcohol.	3 o 6
3 x 3 % AR AFFF	3
1 x 3 % AR AFFF	1

- 5.7.7.17** Para líquidos polares y mezclas de Hidrocarburos y compuestos polares en proporciones mayores del 10% en volumen, se deben utilizar concentrados espumantes tipo alcohol, diluidos con agua en las proporciones mínimas indicadas en la Tabla 15 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

Tabla 15. Proporciones mínimas para concentrados espumantes tipo alcohol diluidos con agua

Tipo de Espuma	% de concentración en volumen
AR AFFF Espuma formadoras de película acuosa resistentes al alcohol.	6 o 9
3 x 3 % AR AFFF	3
1 x 3 % AR AFFF	3

- 5.7.7.18** En el Diseño de las redes de agua y de espuma contra incendio, en los sistemas de aspersión y rociadores, se debe evitar el uso de accesorios y cambios de trayectorias de tuberías que generen pérdidas de presión por fricción innecesarias, para optimizar el Diseño, así como su funcionamiento en Tanques de almacenamiento.

5.7.7.19 Métodos de aplicación de espuma

5.7.7.19.1 Aplicación Superficial

- 5.7.7.19.1.1** La aplicación superficial de espuma mecánica contra incendio en Tanques atmosféricos de almacenamiento de techo externo flotante y techo fijo con o sin membrana interna flotante, que contengan líquidos inflamables o combustibles, se deben utilizar cámaras de espuma tipo II listadas por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.



- 5.7.7.19.1.2** Se debe prever en el Diseño que la instalación de las cámaras tipo II sea en la parte superior y por la parte externa de la envolvente de los Tanques, en forma equidistante conforme al número de descargas establecido en el Diseño de ingeniería y con un distanciamiento radial entre ellas no mayor a 48.80 m.
- 5.7.7.19.1.3** Para los Tanques de techo fijo, la cámara de espuma debe incluir un sello que garantice su ruptura a una presión máxima de 2.81 kg/cm², destinado a impedir que los vapores de Hidrocarburos se introduzcan y condensen en el interior de la tubería de alimentación de solución espumante.
- 5.7.7.19.1.4** El Diseño de la línea de entrada de la solución espumante debe incluir la instalación de una junta giratoria universal para tubería o una manguera flexible metálica a prueba de fuego, ambas fabricadas de acero inoxidable, para impedir que la distorsión del techo del Tanque de almacenamiento durante un incendio fracture la tubería de alimentación.

5.7.7.19.2 Aplicación Subsuperficial

- 5.7.7.19.2.1** En la aplicación subsuperficial de espuma mecánica, únicamente se deben utilizar formadores de espuma de alta contrapresión deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio. El modelo seleccionado del formador de espuma debe cumplir con la contrapresión de diseño especificada y con el gasto de solución espumante requerido. Los puntos de inyección se deben diseñar en forma equidistante y con un distanciamiento conforme al número de descargas establecido en el Diseño de ingeniería.
- 5.7.7.19.2.2** Cada tubería de alimentación subsuperficial debe incluir un formador de espuma de alta contrapresión independiente, en tanto que el arreglo de tuberías se debe definir en función del número de puntos de aplicación.
- 5.7.7.19.2.3** Las tuberías para la aplicación de la espuma mecánica contra incendio, no se deben localizar junto a las líneas de succión del Tanque.
- 5.7.7.19.2.4** El Diseño de las tuberías para la aplicación de la espuma mecánica contra incendio en el interior del Tanque debe contemplar la relación de expansión de la espuma en una proporción de 4: 1 (flujo de la espuma expandida) y una velocidad máxima de 3 m/s (10 ft/s). Lo anterior para determinar la ampliación del diámetro en la línea de suministro de espuma, para evitar el arrastre de Hidrocarburos hacia la superficie del líquido, lo cual puede generar turbulencias y romper el colchón de espuma, debido a la alta velocidad de entrada.
- 5.7.7.19.2.5** En los arreglos de tubería para la inyección subsuperficial, la purga se debe localizar fuera del Dique de contención, en la parte más baja de la tubería, de manera que se garantice el drenado total de esta.
- 5.7.7.19.2.6** En los arreglos de tubería para la inyección subsuperficial de espuma mecánica contra incendio, las especificaciones de los materiales de construcción y de los accesorios, deben cumplir con:
- La válvula de compuerta vástago ascendente instalada en la primera conexión bridada del Tanque, el disco de ruptura, la válvula de retención y las secciones de tubería entre estos accesorios, deben cumplir con las especificaciones de Diseño establecidas para la tubería que corresponda al Tanque de proceso (ver figura 4), y
 - La válvula de admisión de espuma al sistema instalada en este tramo debe ser de apertura y cierre rápido, para ser accionada en forma automática, remota o manual.

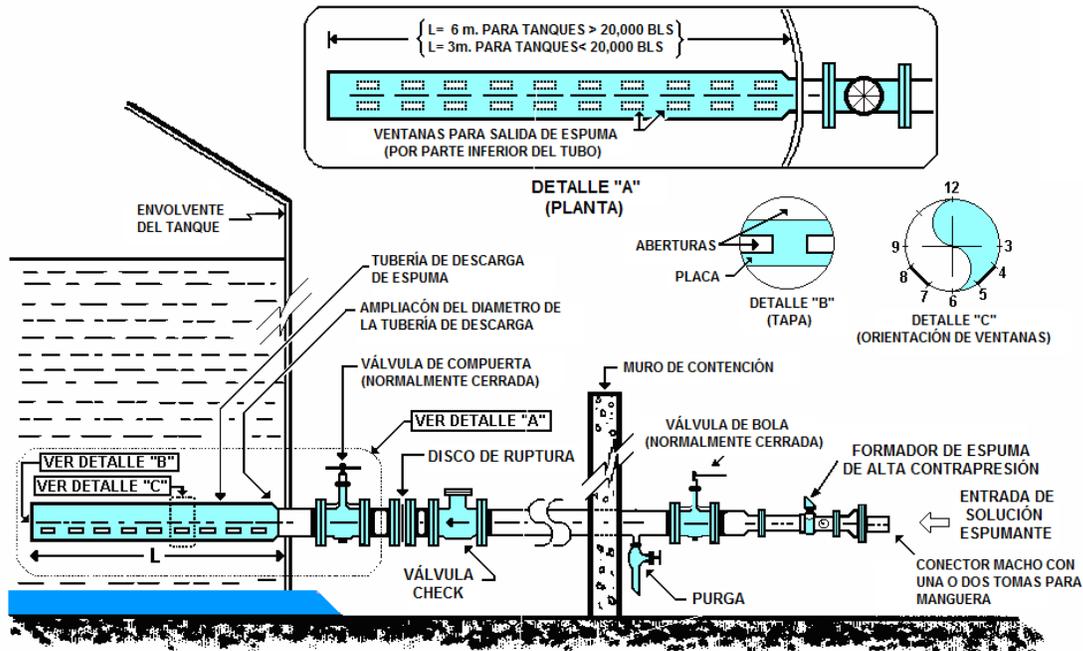


Figura 4. Arreglo para Inyección subsuperficial

5.7.7.19.3 Aplicación de espuma por sistemas semifijos, fijos y móviles

- 5.7.7.19.3.1 Los Tanques se deben diseñar para disponer como mínimo de protección con inyección de espuma con sistemas semifijos.
- 5.7.7.19.3.2 Para diseñar el diámetro de las tuberías que conducen solución espumante, se debe tomar en cuenta una velocidad mínima de flujo de 1.83 m/s (6 ft/s) y máxima de 3.05 m/s (10 ft/s), así como una presión mínima disponible a la entrada de la cámara de espuma de 2.8 kg/cm² (40 psi).
- 5.7.7.19.3.3 El Diseño para la protección contra incendio a base de espuma mecánica con sistemas semifijos se debe constituir por cámaras de espuma, válvulas y líneas de descargas de espuma, que se encuentran integrados de manera permanente al cuerpo de los Tanques que se requieran proteger. Estos sistemas se deben complementar con equipos móviles contra incendio, cuyas características y capacidades, deben estar acordes a las necesidades de la Instalación, (ver figura 5).
- 5.7.7.19.3.4 Las tuberías de suministro de solución espumante a las cámaras deben tener una pendiente del 1 % a 2 %, para asegurar el drenado de la tubería hacia la purga localizada en las tomas para camión.

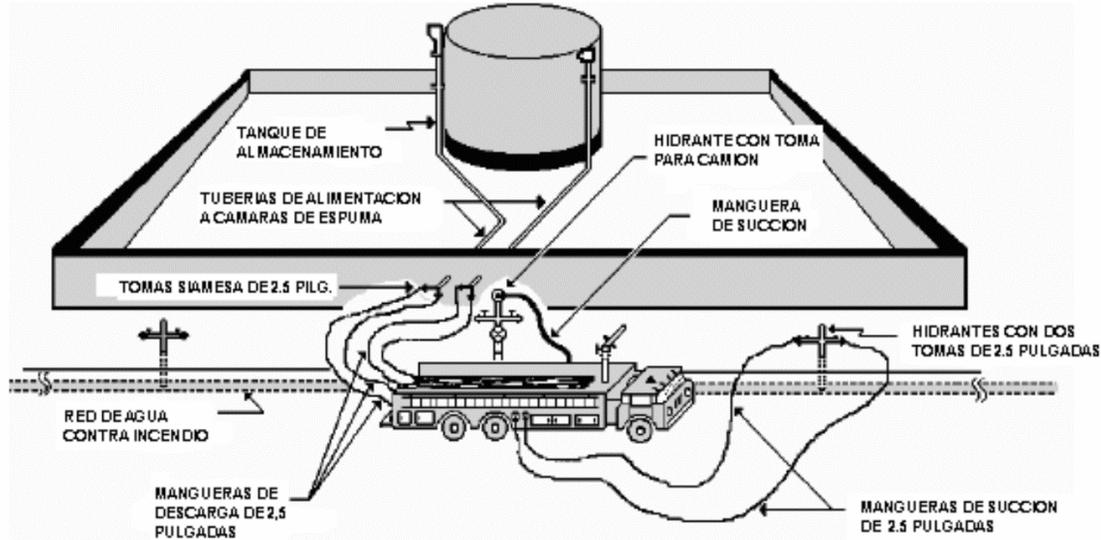


Figura 5. Protección contra incendio a base de espuma con sistemas semifijos

- 5.7.7.19.3.5** Los sistemas fijos se deben diseñar contemplando un sistema completo con los equipos y accesorios para el almacenamiento de concentrado espumante, bombeo, dosificación, red y aplicación de la espuma en el equipo o área a proteger. El Diseño para la dosificación del concentrado espumante mediante sistemas fijos de presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea, los cuales deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.
- 5.7.7.19.3.6** El suministro de solución espumante a las cámaras de espuma de los Tanques de almacenamiento, se deben diseñar por medio de tuberías independientes, conectadas a un cabezal de distribución. Este cabezal y su tubería de alimentación se deben dimensionar para manejar el gasto para el Tanque de almacenamiento que represente el Riesgo mayor. La tubería de alimentación a este cabezal debe tener una válvula manual y una de control automático.
- 5.7.7.19.3.7** El cabezal de distribución de solución espumante debe estar conectado al sistema fijo de generación de espuma (presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea) mediante tuberías a las cámaras de espuma, del o los Tanques de almacenamiento.
- 5.7.7.19.3.8** Los componentes de los sistemas de presión balanceada (Bombas, válvula de diafragma, válvula de control automático, proporcionado y tablero de control), deben ser listados por UL/FM para servicios contra incendio.
- 5.7.7.19.3.9** El cobertizo del sistema de presión balanceada se debe diseñar para localizarse en un lugar que no sea susceptible de sufrir daños por contingencias; su construcción se debe llevar a cabo con materiales no combustibles y sus dimensiones deben facilitar la Operación y el Mantenimiento de los equipos. El cobertizo debe tener: buena iluminación, tanto natural como artificial, ventilación y Drenaje.
- 5.7.7.19.3.10** Las densidades mínimas de aplicación de espuma, según el área o equipo a proteger deben ser como mínimo con lo indicado en la Tabla 16 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana. y conforme a lo indicado en el capítulo 5 de la NFPA 11 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.



Tabla 16. Densidad de aplicación de espuma

Área o equipo a proteger	Densidad de aplicación (l/min)/m ²	Densidad de aplicación (gal/min)/pie ²	Equipos de aplicación o descarga y tiempos mínimos de aplicación
Tanques atmosféricos verticales techo fijo, con Hidrocarburos líquidos combustibles o inflamables no polares.	4.1 mínimo	0.1 mínimo	Cámaras de espuma tipo II para aplicación superficial. Formadores de alta contrapresión para aplicación subsuperficial 60 minutos
Tanques atmosféricos verticales techo fijo, con Hidrocarburos líquidos combustibles o inflamables polares.	4.1 mínimo	0.1 mínimo	Cámaras de espuma tipo II para aplicación superficial. 60 minutos
Tanques atmosféricos verticales cúpula flotante, con Hidrocarburos líquidos combustibles o inflamables.	12.2 mínimo	0.3 mínimo	Cámaras de espuma tipo II para aplicación superficial. 25 minutos
Llenaderas de Auto y Carro-tanques	6.5	0.16	Sistema de rociadores o monitores con boquillas agua-espuma 20 minutos

5.7.8 Monitores

5.7.8.1 Los monitores de agua conectados en forma permanente a la red (tipo parrilla) de agua contra incendios se deben utilizar para aplicar agua de enfriamiento a la carcasa de los recipientes de almacenamiento. Cuando se seleccione protección mediante monitores, el sistema debe incluir las características de Diseño que se describen a continuación:

- Toda la superficie de cada recipiente debe ser alcanzada con flujos desde los monitores;
- Cada monitor debe ser accesible durante un incendio o debe ser activado y controlado en forma remota;
- Las boquillas del monitor deben ser ajustables para bruma o flujo recto, según se requiera, lo anterior a fin de proporcionar la cobertura más eficaz al recipiente protegido;
- En climas gélidos, se deben proteger los monitores de manera apropiada contra el congelamiento, y
- El equipo portátil, tales como las mangueras y monitores portátiles contra incendios, no debe utilizarse como el único medio para proteger a los recipientes de GLP expuestos. Cuando los recipientes sean a prueba de flamas, se permite el uso de equipo portátil.



5.8 Protección pasiva contra fuego

5.8.1 Con base en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, en las áreas donde exista la probabilidad de Riesgo por incendio, los soportes y estructuras metálicas, deben contar con protección pasiva contra fuego, protección retardante al fuego (material ignífugo) de conformidad con lo establecido en el ISO 834-10 y el API RP 2218, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

5.8.2 Protección Pasiva de estructuras

5.8.2.1 Las estructuras y/o soportes metálicos que como resultado de la identificación de zonas de influencia por fuego y que en caso de falla de estabilidad estructural pongan en Riesgo vidas humanas o aporten combustible al incendio; se deben cubrir con protección pasiva contra incendio, conforme a lo descrito en el API RP 2218, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.8.2.2 La protección pasiva se debe proveer a las porciones por arriba del nivel del suelo de las estructuras de soporte del recipiente. La protección contra incendios debe cubrir todos los miembros de soporte que se requieran para soportar la carga estática de todo el recipiente.

5.8.2.3 La protección pasiva no debe encerrar los puntos en los que los soportes estén soldados al recipiente.

5.8.2.4 La protección pasiva debe instalarse en las silletas de los recipientes horizontales en donde la distancia entre la parte inferior del recipiente y la superior de la estructura de soporte exceda de 30.48 cm (12 pulgadas). Cuando tal característica de protección contra incendios se provea, ésta debe extenderse desde la estructura de soporte hasta el recipiente, pero no debe encerrar los puntos en los cuales las silletas se suelden al recipiente.

5.8.2.5 Cuando un recipiente vertical esté soportado por un bastidor, el exterior del bastidor debe ser cubierto con protección pasiva.

5.8.2.6 Cuando los soportes de tubería están dentro de áreas de Riesgo de incendio, se debe prever la protección pasiva para los elementos de soporte verticales y horizontales, apoyos, e incluyendo el primer nivel, especialmente si la tubería soportada contiene materiales inflamables, combustible líquidos o materiales tóxicos.

5.8.2.7 Para que las estructuras de soporte hechas de concreto o de mampostería se consideren resistentes a los efectos de incendios, éstas deben cumplir como mínimo con una resistencia al fuego por 2 horas bajo la prueba UL 1709 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.8.2.8 No se requiere protección pasiva para los contravientos incluyendo las barras conectoras, o para los miembros redundantes que no sean necesarios para soportar las cargas estáticas.

5.8.2.9 El material de la protección pasiva contra incendio debe brindar como mínimo una resistencia al fuego por 2 horas bajo la prueba UL 1709, vigente, equivalente o aquel lo modifique o sustituya.

5.8.2.10 El material a prueba de incendios debe ser debidamente protegido en contra de daños debidos al clima e impermeabilizarse para prevenir la penetración de agua. El material debe ser resistente al desprendimiento como resultado del impacto directo de los chorros de agua contra incendios.

5.9 Extintores

Se debe determinar, de acuerdo con la clasificación del Riesgo de incendio de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, el tipo de agente extintor, capacidad adecuada, ubicación e instalación de los extintores portátiles, móviles y/o fijos.



- 5.10.1.8** Las válvulas de alivio de vapores de Hidrocarburos de cualquier peso molecular deben ser conectadas a sistemas cerrados, que incluyan recipientes de separación de líquidos (purga) y quemadores elevados de gases y vapores (*Flare*), los cuales deben diseñarse de acuerdo con el API Std 521 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.10.1.9** Las descargas procedentes de los dispositivos de seguridad tales como válvulas de seguridad o válvulas de alivio, deben ser dirigidos hacia los sistemas de quemadores.
- 5.10.1.10** Los venteos como parte del sistema de desfogue deben estar diseñados para operar únicamente bajo condiciones de Emergencia, las descargas se deben realizar hacia un área que evite el impacto de flamas sobre los recipientes a presión, tuberías, equipos y otras estructuras, a partir de una altura que no ponga en peligro a las personas y a las Instalaciones, de conformidad con el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos y análisis de dispersión.
- 5.10.1.11** Para el dimensionamiento de la Válvula de relevo de presión, la caída de presión en la tubería entre el equipo protegido y la válvula no debe exceder el 3 %, conforme a lo indicado en el API Std 520 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

5.10.2 Sistemas de tierras, Pararrayos y Apartarrayos

A fin de evitar Riesgos por la electricidad estática generada y acumulada, y de brindar protección en las áreas de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural expuestas a descargas eléctricas atmosféricas y sobrevoltajes en líneas de transmisión y equipo eléctrico, se debe implementar un sistema de red de tierras con base en el estudio de ingeniería eléctrica que permita la conexión a tierra de los equipos, de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015.

5.10.3 Sistemas de protección anticorrosiva

- 5.10.3.1.1** Para prevenir daños por Corrosión, se debe contar con sistemas de protección que aseguren y promuevan la integridad de las tuberías, Tanques de almacenamiento y equipos de proceso.
- 5.10.3.1.2** Las tuberías y equipos instalados a nivel de piso deben ser de materiales resistentes a la Corrosión, ser recubiertos o protegidos para minimizar la Corrosión exterior, de acuerdo con los principios de NACE SP 0169 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 5.10.3.1.3** El Diseño del sistema de control de Corrosión en tuberías y equipos de proceso, debe tener en cuenta los aspectos siguientes:
- Corrosión atmosférica (susceptibilidad de daños por cambio químico en los materiales de la Instalación, como resultado de la interacción del material con la atmósfera), y
 - Corrosión interna: productos corrosivos, acciones preventivas.

5.10.4 Sistemas de protección catódica

- 5.10.4.1.1** Para prevenir daños por Corrosión en Tanques de almacenamiento, sistemas de tuberías enterradas o equipos, se debe contar con un Sistema de protección catódica, de acuerdo con lo establecido en el NACE SP 0169, NACE SP 0285, NACE SP 0193, UL 1746 y API RP 1632, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.



5.10.4.1.2 Los Sistemas de protección catódica deben proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos, así como en el recubrimiento anticorrosivo.

5.10.4.1.3 El Diseño de los Sistemas de protección catódica debe considerar, como mínimo, lo siguiente:

- a) Requisitos de corriente y voltaje;
- b) Resistividad del suelo / electrolito;
- c) Temperatura ambiente;
- d) Estructuras externas;
- e) Nivel freático del suelo;
- f) Revestimientos utilizados, y
- g) Aislamiento del sistema eléctrico de puesta a tierra.

5.11 Planta eliminadora de nitrógeno

El Diseño de la planta eliminadora de nitrógeno, debe contar con la siguiente información:

- a) Composición del gas de alimentación;
- b) Temperatura y Presión de diseño;
- c) Contar con columna con control avanzado de reflujo;
- d) Contar con calentador para asegurar suficiente calor disponible durante la puesta en marcha;
- e) Orientar la planta de modo que los vientos reinantes impulsen cualquier escape de gas a un lugar seguro lejos de la planta;
- f) Cumplir con lo establecido en las Tablas 2 y 3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana;
- g) Contar con espacios óptimos para el Mantenimiento y Operación de la planta eliminadora de nitrógeno;
- h) Aislamiento eficiente de la caja fría para limitar la entrada de calor del ambiente, ya que la conservación en frío es crítica en un sistema auto refrigerado, y
- i) Mantener una atmósfera interna de nitrógeno seco para garantizar la integridad y seguridad del aislamiento en la caja fría.

5.12 Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos

5.12.1 Se debe realizar el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector Hidrocarburos que se indican o aquella que la modifique o sustituya, y demás normatividad aplicable en la materia; así mismo debe contener y listar de manera enunciativa y no limitativa la información siguiente:

- a) Descripción detallada del proceso;
- b) Condiciones de Operación de la Instalación;
- c) Histórico de Accidentes e Incidentes en Instalaciones similares;
- d) Justificación técnica de la metodología de Riesgos empleada;
- e) Desarrollo y resultados de la o las metodologías de Riesgos;
- f) Evaluación y jerarquización de Riesgos;
- g) Identificación de escenarios más probables y peor caso;
- h) Determinación de radios potenciales de afectación;
- i) Análisis detallado de consecuencias;
- j) Interacciones de Riesgos al interior y al exterior de la Instalación;



- k) Dispositivos, medidas y sistemas de seguridad para la prevención, control y mitigación de Riesgos, y
- l) Recomendaciones del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, así como el programa de atención de estas.

5.12.2 Elaborar el Análisis de Consecuencias de incendio, explosión y dispersión tóxica, para los escenarios de Riesgo identificados en el ARSH con clasificación No tolerable “A” y/o los ubicados en la región ALARP “B” (Tan bajo como sea razonablemente factible, *As Low As Reasonably Practicable* por sus siglas en inglés), mediante la estimación cuantitativa del peor caso, caso más probable y así mismo, casos alternos. El análisis se debe realizar mediante software especializado y reconocido para Simulación de consecuencias que cuenten con: Los modelos fuente para calcular la tasa de descarga, la cantidad total descargada, tiempo total de descarga, y el estado de la descarga (líquido, gas o una combinación); modelos de dispersión para emisiones continuas (Pluma de flotación positiva y neutral), emisiones instantáneas y dispersión de gases densos, y los modelos de incendio y explosión para la determinación de intensidad de radiación y sobrepresión. Este análisis debe incluir de manera enunciativa y no limitativa la información siguiente:

- a) Escenario de Riesgo a simular;
- b) Condiciones meteorológicas del sitio donde se ubican las Instalaciones, utilizando datos meteorológicos de los últimos 10 años;
- c) Evento por toxicidad, radiación térmica, explosividad, pérdida de contención;
- d) Simulaciones por cada sustancia o mezcla peligrosa manejada en las Instalaciones;
- e) Para la estimación del peor caso, se deben utilizar datos de velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad de Pasquill en categoría F (noche);
- f) Para la estimación por ondas de sobrepresión, se debe contemplar el 10% de la energía total liberada (modelo equivalente en TNT -Trinitrotolueno);
- g) Determinación de radios potenciales de afectación;
- h) Representación gráfica en un plano con las zonas de alto Riesgo y amortiguamiento por toxicidad, inflamabilidad y/o explosividad, mostrando los posibles impactos sobre el personal, la población, el medio ambiente y las Instalaciones;
- i) Recomendaciones para establecer los dispositivos, medidas y sistemas de seguridad para la prevención, control y/o mitigación de los Riesgos hacia el personal, población, medio ambiente e Instalaciones, y
- j) Cuando en el Diseño de las Instalaciones se establezca un sistema de desfogue abierto o cerrado se debe elaborar una simulación por radiación térmica para determinar las medidas de mitigación a los predios, población y medio ambiente colindantes a esta área.

5.12.3 Se debe mantener actualizada y disponible la siguiente información:

- a) Procedimiento para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos;
- b) Recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos;
- c) Fecha de elaboración de la última versión del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos;
- d) Programa de atención de las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, y
- e) Registros de cumplimiento de las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

5.13 Dictamen de Diseño

5.13.1 Se debe obtener un Dictamen de Diseño por una Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia, en el que conste que la Ingeniería de detalle de las Instalaciones nuevas, ampliadas o con Modificación al Diseño, cumplen con lo establecido en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.



5.13.2 El Dictamen de Diseño y el Libro de Proyecto se deben conservar durante las Etapas de Desarrollo de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, para ser presentados a la Agencia cuando esta lo requiera.



6. Construcción

Las Instalaciones se deben construir con apego al programa de ejecución del Proyecto, el cual debe estar instaurado de acuerdo con las bases de Diseño, planos de la Ingeniería de detalle en su edición Aprobado Para Construcción (APC), memorias de cálculo, especificaciones técnicas de materiales, equipos e instrumentos, listas de materiales, incorporando las medidas de prevención, control y mitigación derivadas del ARSH y condiciones del sitio de la obra.

6.1 Calidad

- 6.1.1** Se debe mantener la Integridad Mecánica y el Aseguramiento de la Calidad de los equipos de proceso, dispositivos, accesorios, materiales y cualquier otro elemento del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de Diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes a cada una de estas etapas, mismos que deben conservarse durante todo el ciclo de vida de la instalación.
- 6.1.2** Se debe contar con procedimientos para la inspección de la procura y fabricación de los Equipos críticos y accesorios revisados y aprobados conforme a su propio sistema de gestión de calidad
- 6.1.3** Se debe asegurar que los equipos cumplen con las especificaciones de Diseño, las pruebas de aceptación en fábrica (FAT, por sus siglas en inglés *Factory Acceptance Test*) y las pruebas de aceptación en sitio (SAT, por sus siglas en inglés *Site Acceptance Test*) para asegurar la calidad y funcionalidad de los equipos e instrumentos requeridos en la Instalación de acuerdo con la ingeniería APC. Los resultados y documentación de dichas pruebas deben mantenerse disponibles en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural para cuando la Agencia se los requiera.
- 6.1.4** Se debe desarrollar y aplicar la administración de la integridad mecánica y el aseguramiento de calidad para que el desarrollo de la Construcción permita que:
- Se valide y verifique la aplicación de los procedimientos de calidad, Construcción y pruebas;
 - Se verifique y compruebe la realización de pruebas no destructivas a tuberías de proceso, servicios auxiliares y contra incendio, tanques atmosféricos y recipientes a presión;
 - Se realice la trazabilidad de materiales, tuberías y equipos;
 - Se revisen y verifiquen los planos de la Instalación, y
 - Se cuente con las especificaciones técnicas de los equipos.

6.2 Válvulas

- 6.2.1** Todas las válvulas se deben instalar en una posición adecuada para ser operadas desde el nivel de piso terminado o desde una plataforma de Operación, con el volante o maneral, en posición tal que no obstruya los pasillos, quedando estos accesibles y transitables para Operación.
- 6.2.2** Para las válvulas que se instalen en el interior de los registros se debe contar con accesos que permitan su inspección, Operación, pruebas y Mantenimiento. Dichos registros deben proteger la tubería y la válvula contra movimientos de tierra, acumulación de agua, bajas temperaturas, y se deben cubrir con tapas que eviten el paso del agua al interior.

6.3 Sistemas de relevo de presión

- 6.3.1** Las Válvulas de relevo de presión y su instalación deben cumplir con lo establecido en la NOM-093-SCFI-2020 y el API Std 520 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.



- 6.3.2** Las válvulas de aislamiento de los recipientes a presión y las válvulas de alivio deben ser de acero.
- 6.3.3** Cada recipiente a presión debe estar provisto con una o más Válvulas de relevo de presión equipadas con resorte u operadas por piloto. Las Válvulas de relevo de presión deben estar calibradas a una presión de ajuste determinada a partir de la Presión de operación.
- 6.3.4** Las válvulas operadas por piloto deben incluir un dispositivo para prevenir el contraflujo cuando exista la posibilidad de que la presión interna disminuya por debajo de la atmosférica.
- 6.3.5** Los recipientes a presión susceptibles de sufrir daños por el vacío interno deben incluir dispositivos de alivio de vacío. No se deben utilizar dispositivos de relevo de presión que operen por peso o con palanca.
- 6.3.6** Las Válvulas de relevo de presión instaladas en los recipientes a presión deben proveer una capacidad de flujo suficiente para proteger dicho recipiente del exceso de presión debido a las causas siguientes: exposición al fuego, llenado excesivo, introducción de fluidos con presión de vapor superior a la de Operación o no licuables en las tuberías y en los recipientes.
- 6.3.7** Las Válvulas de relevo de presión deben instalarse de forma que provean una conexión directa al espacio de vapor y minimicen el arrastre de líquido durante un desfogue de vapor. Esto se debe lograr con la ubicación de las conexiones de la Válvula de relevo de presión tan cercanas como sea práctico a la parte superior del espacio de vapor.
- 6.3.8** Se debe impedir la manipulación del mecanismo de ajuste en las Válvulas de relevo de presión; si el mecanismo es externo, éste debe sellarse.
- 6.3.9** El sistema de relevo de presión debe protegerse contra el cierre de cualquier válvula de bloqueo que se encuentre instalada entre el recipiente a presión y dicha Válvula de relevo de presión, o entre la Válvula de relevo de presión y la salida del venteo de descarga. Esta protección se puede lograr mediante una de las siguientes acciones:
- Se debe instalar el número adecuado de Válvulas de relevo de presión y de vacío en el recipiente para permitir que cada una se aisle individualmente a fin de realizar pruebas o dar Mantenimiento a la vez que se conserva la capacidad de desfogue requerida;
 - No se debe aislar más de una Válvula de relevo de presión o de vacío a la vez, e
 - Instalar válvulas de bloqueo de paso total a la entrada y salida de la Válvula de relevo de presión, ambas deben contar con accesorio para su candado en posición abierta o cerrada según se requiera.
- 6.3.10** Instalar válvulas de seccionamiento para aislar los ramales del cabezal principal de desfogue, estas válvulas deben ser de paso completo y estar normalmente abiertas con candados, anteponiendo juntas ciegas deslizantes (también denominadas "figuras ocho"), y se deben localizar en los límites de baterías de las plantas de proceso.
- 6.3.11** Los bloqueos de las válvulas de seguridad, deben ser tipo bola, dichas válvulas deben cumplir con los requerimientos especificados en el Diseño.

6.4 Válvulas de aislamiento

- 6.4.1** Las válvulas de corte primarias para un recipiente a presión (específicamente las válvulas más cercanas al recipiente que corten el flujo) deben ser fabricadas de acero de conformidad con las especificaciones de Diseño y ubicarse tan cercanas al recipiente como sea práctico, de preferencia lo más cercana a la boquilla de la pared metálica del recipiente. Se debe tomar en cuenta el fácil acceso a las válvulas de corte para fines de Operación y Mantenimiento.
- 6.4.2** Todas las válvulas de corte que se ubiquen en boquillas, instaladas por debajo del nivel máximo del líquido deben proveer una indicación visual de la posición de la válvula y mantener un sello adecuado bajo condiciones de incendio.



- 6.4.3 Las válvulas de bloqueo de Emergencia deben instalarse en los equipos de proceso conforme a lo indicado en el API RP 553 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 6.4.4 No deben utilizarse válvulas con tuerca unión o de bonete atornillado, a menos que estén equipadas con retenedores de bonete o que los bonetes estén soldados con puntos.
- 6.4.5 En caso de instalar válvulas tipo mariposa entre 2 bridas unidas mediante pernos largos expuestos, dichas válvulas deben tener cuerpos del tipo de orejeta que cubran los pernos.
- 6.4.6 Cualquier otro equipo que sea susceptible a quedar bloqueado entre 2 válvulas de corte debe incluir protección contra las sobrepresiones ocasionadas por la expansión térmica del líquido.
- 6.4.7 Cuando exista la posibilidad de que quede atrapado líquido en las cavidades de las válvulas, se deben instalar mecanismos de alivio de presión.
- 6.4.8 La conexión de las válvulas de bloqueo de Emergencia debe ser bridada para mantener una hermeticidad total. Las bridas deben ser integrales al cuerpo de las válvulas y debe cumplir con los requisitos que se establece en el ASME B16.5, ASME B16.47 e ISO-5752, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

6.5 Sistemas de desfogue

- 6.5.1 El quemador elevado debe contar con plataformas y escaleras, conforme a lo indicado en el API 537 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
- 6.5.2 La construcción del sistema de desfogue debe cumplir con lo siguiente:
 - a) Evite el impacto de flamas sobre los recipientes a presión, tuberías, equipo y otras estructuras;
 - b) La construcción del quemador debe cumplir con la altura determinada en el estudio de radiación y dispersión conforme con el API Std 521 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;
 - c) Todos los materiales deben ser nuevos y suministrados de conformidad con el ASME BPVC. II. A, ASME BPVC. II. B vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan;
 - d) Todos los materiales, componentes, material de aporte, fundentes, que se usen y formen parte del sistema se deben suministrar con su correspondiente reporte de pruebas y certificado de materiales, los que se deben conservar para la inspección, e integrar el expediente del sistema;
 - e) Todos los materiales y componentes, que integren el sistema deben mantener su trazabilidad, con respecto a su certificado de materiales, siendo rastreable durante todo el proceso de Construcción y aún después de construidos, y
 - f) Los materiales del sistema (boquillas, equipos, válvulas, componentes internos, tuberías, instrumentos) en contacto con sustancias amargas o de servicio de ácido sulfhídrico, deben ser de conformidad con el ISO 15156 Partes 1, 2 o 3 o NACE MR 0103, 2015 vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

6.6 Integridad mecánica de tuberías y accesorios

6.6.1 Recubrimiento anticorrosivo

- 6.6.1.1 Se debe contar con los procedimientos y equipos de aplicación que cumplan con los requerimientos especificados por el fabricante del recubrimiento seleccionado. Dichos procedimientos incluyen la preparación de superficie, aplicación e inspección.
- 6.6.1.2 Para la aplicación del recubrimiento anticorrosivo, se debe cumplir con lo siguiente:



- a) Previo a la aplicación del recubrimiento anticorrosivo se debe preparar la superficie del sustrato para obtener un perfil de anclaje adecuado mediante la limpieza con herramienta de mano, limpieza con chorro de arena o con chorro de agua con el fin de remover todos los contaminantes visibles, eliminar las imperfecciones que producen aristas y vértices agudos, e inmediatamente continuar con la aplicación del recubrimiento anticorrosivo, para evitar la contaminación por la humedad atmosférica de conformidad con lo establecido en el ISO-8504 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;
- b) No se permite el uso del material de recubrimiento que este contaminado con sustancias ajenas al producto o que no conserven sus propiedades físicas y químicas originales;
- c) El recubrimiento anticorrosivo debe ser revisado y en caso de existir defectos y/o daños, realizar las reparaciones correspondientes, siguiendo los procedimientos, y
- d) De acuerdo con las condiciones del ambiente y lugar (suelo, agua y nivel freático), donde se ubique la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, los sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos primarios, intermedios y acabados, deben cumplir con los requisitos que se establecen en el ISO 12944-5 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

6.6.2 Protección catódica

6.6.2.1 Las estructuras metálicas que lo requieran, tales como: tuberías enterradas, fondos de tanque y paredes de contención metálicas, que se encuentren en contacto con la humedad del suelo, se deben proteger para prevenir la Corrosión exterior, instalando un Sistema de protección catódica por medio de corriente impresa y/o con ánodos galvánicos, que cumplan con lo establecido en el Diseño desde el inicio de la Construcción.

6.6.2.2 La Construcción del Sistema de protección catódica debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Proteger en caso de requerirse, los fondos de los Tanques y las tuberías en contacto con el suelo;
- b) Emplearse en conjunto con los sistemas de recubrimientos anticorrosivos;
- c) Minimizar los efectos de la pérdida de corriente con sistemas eficientes de protección anticorrosiva, y
- d) Contar con un monitoreo del desempeño del Sistema de protección catódica.

6.6.3 Hermeticidad

Se debe validar la integridad estructural y hermeticidad de los equipos, sistemas y componentes que manejan Hidrocarburos, con la finalidad de garantizar la confiabilidad de los procesos durante su Operación normal. Para la realización de pruebas integrales de hermeticidad, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Previo al inicio de Operación de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, se debe efectuar una prueba integral de hermeticidad y realizar un informe donde se señalen los resultados de esta;
- b) La presión de la prueba se debe mantener constante y sin decremento, durante el tiempo necesario para llevar a cabo la inspección visual o 30 minutos como mínimo;
- c) Las superficies expuestas a la Presión de prueba, incluyendo soldaduras, componentes de tuberías o componentes del recipiente; no deben tener Fugas, lagrimeos, goteos o cualquier otra evidencia de pérdida de líquido durante el lapso necesario de la prueba;
- d) Las superficies expuestas a la Presión de prueba no deben presentar deformaciones permanentes después del drenado del fluido de prueba;
- e) El informe de resultados de la prueba integral de hermeticidad debe indicar, al menos, el fluido de prueba, 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;
- f) Se debe evidenciar, ante la Unidad de Inspección, mediante copia simple o electrónica del informe de resultados que la Instalación cuenta con una prueba integral de hermeticidad satisfactoria;
- g) La detección de Fugas debe realizarse mediante manómetro y con aplicación de solución jabonosa o detector de Fugas;
- h) Los instrumentos utilizados para determinar la variación de la presión deben tener un certificado de calibración vigente, y



- i) Se debe conservar y tener disponible en sus Instalaciones, en formato físico el informe de resultados derivados de la prueba integral de hermeticidad, durante las etapas de desarrollo del Proyecto.

6.6.4 Soldadura

6.6.4.1 Previo al inicio de los Trabajos en caliente o que generen fuentes de ignición, se deben analizar, las actividades que se realicen, así como las áreas donde se lleve a cabo, con el propósito de identificar los Riesgos potenciales y así definir las medidas de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa para garantizar la seguridad de las personas y de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural.

6.6.4.2 Los soldadores y operadores deben estar calificados en el o los procedimientos de soldadura a aplicar.

6.6.4.3 Para la realización de trabajos de soldadura, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Las superficies y bordes para soldar deben estar lisos, uniformes y libres de rasgaduras, grietas, fisuras u otros defectos que afecten la calidad o resistencia de la junta soldada;
- b) Las superficies para soldar y las adyacentes a una soldadura, deben estar libres de escamas sueltas, escoria, herrumbre, humedad, grasa u otros materiales o sustancias extrañas que eviten una soldadura apropiada que resulte en la disminución de la eficiencia de la junta soldada;
- c) Los cortes se pueden hacer con cizalla, sierra o soplete; sin embargo, en aceros templados no se debe utilizar el corte con soplete;
- d) Utilizar juntas a tope siempre que sea posible y soldaduras continuas;
- e) El respaldo con gas inerte es requerido para materiales de aleación 1,25 Cr-1 Mo y superior, aceros inoxidables, metales no ferrosos y aleaciones, a menos que la junta sea esmerilada o vaciada para sanear el material y el respaldo soldado;
- f) Toda soldadura para Construcción de Tanques verticales atmosféricos debe realizarse utilizando lo establecido en la última edición del API Std 650 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;
- g) La soldadura debe aplicarse en las tuberías y a las estructuras de acero de conformidad con lo establecido en el ASME B31, ASME BPVC.IX y AWS vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan;
- h) Se debe contar con los reportes de pruebas destructivas y/o no destructivas de las soldaduras de todas las tuberías, cumpliendo con la normatividad nacional e internacional vigente y aplicable, y
- i) Las pruebas no destructivas deben ser algunas de las siguientes: radiografiado de soldaduras, identificación positiva de materiales, corrientes Eddy, medición ultrasónica de espesores, pruebas de dureza, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, pruebas hidrostáticas o neumáticas de aplicación a equipo estático, dinámico, circuitos de tuberías y Tanques de almacenamiento.

6.6.5 Tuberías

6.6.5.1 La soldadura debe aplicarse en las tuberías y estructuras de acero de conformidad con lo establecido en el ASME B31.3, ASME BPVC.IX y AWS, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan. En el caso de tuberías para servicio de Gas amargo se debe cumplir con los requisitos del ISO 15156-2, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

6.6.5.2 Se debe contar con los reportes de inspección radiográfica y de prueba hidrostática de las tuberías, así como los de pruebas no destructivas de las soldaduras de todas las tuberías, durante la etapa de Construcción.

6.6.5.3 El personal que revisa y ejecuta las pruebas hidrostáticas y ensayos no destructivos, debe estar calificado y certificado de acuerdo a la Práctica Recomendada SNT-TC-1A (Práctica Recomendada para la Calificación y Certificación de personal en ensayos no destructivos) o a la Norma Mexicana NMX-B-482-CANACERO-2016, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

6.6.5.4 Las conexiones de tubería a la carcasa de presión deben instalarse como a continuación se indica:



- a) La instalación de las boquillas de succión y descarga se debe realizar con soldadura de penetración completa;
- b) No se deben realizar soldaduras de metales diferentes;
- c) La tubería auxiliar soldada a la carcasa de acero aleado debe ser de material que contenga las mismas propiedades nominales que la carcasa o de acero inoxidable austenítico de bajo carbono, y
- d) La instalación de la Tubería que se conecta a equipos dinámicos (Bombas, Compresores, sopladores, y Turbinas de vapor) debe efectuarse siguiendo las prácticas, lista de verificación y procedimientos recomendados, indicados en el API RP 686 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

6.6.5.5 Las válvulas de retención se deben instalar del lado de la descarga de todas las Bombas.

6.7 Seguimiento a la actividad de Construcción

6.7.1 Se debe contar con personal técnico capacitado y experimentado en las especialidades siguientes:

- a) Mecánica;
- b) Instrumentación y control;
- c) Civil;
- d) Eléctrica, y
- e) Contra incendio.

6.7.2 Personal del Regulado o del Contratista debe dar seguimiento a la obra a fin de que cumplan los preparativos de embarque y puesta en sitio de la misma, de acuerdo con las recomendaciones que los fabricantes proporcionen para que los materiales y equipos lleguen al sitio de la obra con todas sus certificaciones de calidad, pruebas, manuales de instalaciones, Operación, Mantenimiento, partes de repuesto, debidamente almacenados previo a su instalación.

6.7.3 Personal del Regulado o del Contratista debe verificar, utilizando los procedimientos de supervisión aplicables a las actividades de Construcción en cada especialidad, que los trabajos de obra civil, tuberías, mecánica, eléctrico, instrumentación, cumplan con lo establecido en un procedimiento de supervisión, y respetando las medidas de seguridad establecidas para protección del personal y del medio ambiente, elaborando los informes correspondientes.

6.7.4 Se debe contar con el Dictamen donde demuestre que la instalación eléctrica de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural fue verificada por una Unidad de Inspección de Instalaciones Eléctricas, acreditada en términos de la Ley de la Infraestructura de la Calidad (LIC) o aquella que la modifique o sustituya.

6.8 Cambios no administrados

6.8.1 Cuando exista necesidad de efectuar un cambio durante la Construcción a lo establecido en los planos de Ingeniería de detalle aprobados para Construcción, se debe aplicar el procedimiento de administración del cambio, en el que se fundamente técnicamente el cambio, se deben tener en cuenta los impactos en la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, modificaciones a procedimientos, actualización de la documentación del Proyecto, capacitación del personal y los requisitos de autorización del cambio, incluyendo el cierre de recomendaciones emitidas durante la administración del cambio, de conformidad con lo establecido en su Sistema de Administración autorizado.

6.9 Instalación y pruebas

6.9.1 Para la etapa final de la Construcción, previo a la entrega de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se deben realizar las siguientes verificaciones:



- a) El Sistema contra incendio y los sistemas auxiliares deben estar completamente terminados, señalizados y disponibles;
- b) Todas las líneas de proceso y de servicios deben estar limpias e interconectadas cumpliendo con el valor indicado en el Diseño;
- c) Todas las válvulas de proceso deben operar correctamente (verificando previamente apertura y cierre total);
- d) Todos los dispositivos de seguridad e *Interlock* se encuentren calibrados, alineados y que operen correctamente;
- e) La instalación de todos los instrumentos debe estar de acuerdo con los diagramas;
- f) Los circuitos de fuerza y control deben estar conectados verificados y probados al 100%;
- g) Demostrar la Confiabilidad de los equipos a través de pruebas de integridad mecánica de las Instalaciones por parte de cada especialidad que intervengan en la Construcción;
- h) Se debe contar con los documentos de ingeniería en etapa "Como Quedó Construido" (*As-Built*);
- i) Se debe contar con el Libro de Proyecto de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, y
- j) La información debe ser respaldada, actualizada y administrada en archivo electrónico la cual se debe conservar durante la vida útil de la Instalación.

6.9.2 Las pruebas de presión y exámenes no destructivos para recipientes sujetos a presión y Calderas se deben realizar conforme a lo indicado en el numeral B.7 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

6.9.3 Los recipientes sujetos a presión y las Calderas deben cumplir con las condiciones de seguridad indicadas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

6.9.4 El funcionamiento de las Válvulas de relevo de presión de recipientes sujetos a presión y Calderas deben cumplir con lo indicado en el numeral B.8 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

6.9.5 Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos de los recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener lo indicado en el numeral B.10.4 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

6.10 Rotulación

Al término de la Construcción, todos los Tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, válvulas y Bombas deben estar identificados de acuerdo con el peligro, Riesgo, tipo de producto manejado y condiciones de Operación; de igual manera, todas las áreas, accesos, patios de circulación y estacionamientos deben contar con señalamientos de tipo preventivo, restrictivo e informativo de conformidad con lo establecido en la NOM-026-STPS-2008.

6.11 Sistemas de Seguridad

6.11.1 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)

6.11.1.1 Se debe instalar el SIS de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.1.2 Si durante la instalación del SIS existen cambios tales como adiciones de señales y/o cambios en la filosofía de Operación y matriz causa-efecto, se deben de integrar los registros que demuestren la trazabilidad de dichos cambios en los documentos que componen la Ingeniería de detalle del SIS.

6.11.1.3 Se debe conectar el cableado de los elementos de campo en los puntos de conexión para las señales de campo correspondientes a cada tarjeta de entrada-salida, de conformidad con la Ingeniería aprobada en el Diseño.



- m) Se ejecutaron las pruebas operativas de los botones de activación manual del SPPE;
- n) Se ejecutaron las pruebas de diagnósticos del CEP, y
- o) Se ejecutaron las pruebas de acceso a la interfaz del SPPE con diferentes perfiles tales como operador, administrador y programador, cuando aplique.

6.11.1.5.2 Para la realización de las pruebas de validación del SIS en sitio se debe formar un grupo multidisciplinario compuesto por los especialistas que programan el SIS, personal de Operación, Mantenimiento y seguridad de la Instalación, para que presencien y validen el desarrollo del protocolo de prueba.

6.11.1.5.3 Si durante la realización de las pruebas para la validación del SPPE en sitio se presenta alguna falla, esta se debe documentar, corregir y realizar nuevamente la prueba al elemento, programa o sección que haya presentado la falla.

6.11.1.5.4 El protocolo de pruebas para la validación del SPPE en sitio debe especificar la responsabilidad de cada persona que participa en la ejecución de las pruebas.

6.11.1.5.5 Se deben generar los registros de la prueba de validación del SIS en sitio y anexar los certificados del controlador y de sus componentes, donde se demuestre que cumple con el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, por sus siglas en inglés *Safety Integrity Level*) especificado para el SIS.

6.11.1.5.6 Los documentos que componen la Ingeniería de detalle del SIS y los registros que demuestren que las pruebas de aceptación en sitio fueron validadas deben de estar contenidos en el Libro de Proyecto.

6.11.2 Sistema de Gas y Fuego (SGF)

6.11.2.1 Protocolo de pruebas para la validación del Sistema de Gas y Fuego en fábrica

6.11.2.1.1 Debe desarrollarse un protocolo de pruebas en fábrica para la validación del SGF, que contenga los criterios de aceptación donde se acredite que:

- a) El gabinete se integró conforme a la Ingeniería de detalle aplicable al controlador y sus componentes;
- b) La lógica de seguridad programada en el controlador cumple con las acciones indicadas en la filosofía de Operación y la matriz causa-efecto;
- c) La interfaz contiene los desplegados dinámicos que representan a los elementos del SGF de la Instalación y/o proceso, cuando aplique;
- d) Se ejecutan las pruebas de inhibición y habilitación de los elementos primarios y/o finales, según aplique;
- e) Se ejecutan las pruebas de diagnósticos del CEP, y
- f) Cuando aplique, que se ejecutan las pruebas de acceso a la interfaz del SGF con diferentes niveles tales como operador, administrador y programador.

6.11.2.1.2 Para la realización de las pruebas de validación del SGF en fábrica se debe formar un grupo multidisciplinario compuesto por los especialistas que programan el CEP, personal de Operación, Mantenimiento y seguridad de la Instalación, para que presencien y validen la aplicación del protocolo de prueba.

6.11.2.1.3 Si durante la realización de las pruebas en fábrica para la validación del SGF se presenta alguna falla, esta se debe documentar, corregir y realizar nuevamente la prueba al elemento, programa o sección que haya presentado la falla.

6.11.2.1.4 El protocolo de pruebas en fábrica para la validación del SGF debe especificar las responsabilidades de cada persona que participa en las pruebas.

6.11.2.1.5 Los documentos que componen la Ingeniería de detalle del SFG, los certificados del CEP que demuestran el cumplimiento de la disponibilidad determinada acorde con los resultados del estudio de clasificación de áreas



peligrosas y los registros de las pruebas en fábrica de validación del Sistema de Gas y Fuego deben ser integrados en el Libro de Proyecto.

6.11.2.1.6 Se debe contar con un estudio de confiabilidad en donde se demuestre que se alcanza el nivel de disponibilidad de los lazos de seguridad del SGF conforme a los datos de elementos primarios, elementos finales y CEP y que son acorde con los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas.

6.11.2.2 Instalación de los elementos del Sistema de Gas y Fuego (SGF)

6.11.2.2.1 Se deben instalar los elementos que integran al SGF de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.2.2.2 Si durante la instalación del SGF existen cambios en los rangos de Operación, cambios en los valores de Alarma o de disparo, adiciones de señales y/o cambios en la filosofía de Operación y matriz causa-efecto, estos documentos con los cambios aprobados se deben de integrar a los registros que permitan la trazabilidad de cualquier modificación a los documentos que componen la Ingeniería de detalle del Sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego.

6.11.2.2.3 El cableado de los elementos de campo debe conectarse en los puntos de conexión para las señales de campo correspondientes a cada tarjeta de entrada-salida, de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.2.2.4 Se debe realizar un recorrido de terminación mecánica para verificar que los elementos del SGF en campo fueron instalados conforme a la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.2.2.5 Se debe realizar el Comisionamiento de los elementos del SGF, dichas actividades deben incluir, como mínimo sin ser limitativo, las siguientes:

- a) Verificar que las conexiones a tierra de los instrumentos, gabinete y demás elementos eléctricos y electrónicos del SGF se encuentran conforme a la Ingeniería de detalle aprobada;
- b) Verificar que el SFI se encuentra conectado conforme a los planos y/o diagramas de la Ingeniería de detalle y suministra energía eléctrica al SGF;
- c) Verificar que los elementos de campo tales como instrumentos para monitorear calor, humo, llama, gas combustible y gas tóxico, las Alarmas audibles y visibles, válvulas, accesorios, no presentan daños físicos;
- d) Verificar que todos los elementos primarios y finales han sido calibrados y son operables, y
- e) Verificar que las señales analógicas y digitales de los elementos de campo se reciben y son procesadas correctamente por el CEP, y cuando aplique, son desplegadas en la interfaz.

6.11.2.3 Protocolo de pruebas en sitio para la validación del Sistema de Gas y Fuego (SGF)

6.11.2.3.1 Se debe desarrollar un protocolo de pruebas en sitio para la validación del SGF que contenga los criterios de aceptación donde se acredite que:

- a) El gabinete fue instalado en sitio conforme a la Ingeniería de detalle aplicable al CEP y sus componentes;
- b) Los enlaces del CEP y de otros sistemas de comunicación realizan su función de transmisión de información;
- c) Los elementos de campo del sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego, tales como los instrumentos para monitorear calor, humo, llama, gas combustible, gas tóxico y las Alarmas audibles y visibles, válvulas de diluvio, válvulas solenoides, fueron instalados conforme a la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño;
- d) Los elementos de campo del SGF, tales como: detectores de calor, humo, llama, gas combustible, gas tóxico y las Alarmas audibles y visibles, están calibrados y sus rangos de Operación coinciden con lo



indicado en los documentos de Ingeniería de detalle, tales como lista de instrumentos, filosofía de Operación, matriz causa-efecto;

- e) Los elementos instalados en campo detectan y transmiten en tiempo real a la interfaz, cuando cuente con esta, el estado o valores de las variables que monitorean en caso de detectar Fuga de gases combustibles o tóxicos y/o incendio;
- f) La lógica de seguridad programada en el CEP cumple con las acciones indicadas en la filosofía de Operación y la matriz causa-efecto;
- g) En caso de falla de suministro de energía eléctrica, suministro neumático o hidráulico, los elementos finales del SGF se mueven a su posición segura, cuando aplique;
- h) Se ejecutó el procedimiento para poner en Operación el Sistema gas y fuego;
- i) Se ejecutó el procedimiento para poner Fuera de Operación el SGF;
- j) Se ejecutó el procedimiento para el restablecimiento parcial y/o total del sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego;
- k) Se ejecutaron las pruebas integrales y/o parciales del sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego;
- l) Se ejecutaron las pruebas de inhibición y habilitación de los elementos primarios y finales del SGF;
- m) Se ejecutaron las pruebas operativas de elementos de activación manual tales como estaciones manuales de Alarma y botonera;
- n) Se ejecutaron las pruebas de diagnósticos del CEP, y
- o) Se ejecutaron las pruebas de acceso a la interfaz del SGF con diferentes niveles tales como operador, administrador y programador, cuando aplique.

6.11.2.3.2 Para la realización de las pruebas en sitio de validación del SGF se debe formar un grupo multidisciplinario compuesto por los especialistas que programan el SGF, personal de Operación, Mantenimiento y seguridad de la Instalación, para que presencien y validen el desarrollo del protocolo de prueba.

6.11.2.3.3 Si durante la realización de las pruebas en sitio para la validación del SGF se presenta alguna falla, esta se debe documentar, corregir y realizar nuevamente la prueba al elemento, programa o sección que haya presentado la falla.

6.11.2.3.4 El protocolo de pruebas en sitio para la validación del SGF debe especificar la responsabilidad de cada persona que participa en la ejecución de las pruebas.

6.11.2.3.5 Se deben generar los registros de las pruebas en sitio de validación del SGF y anexar al Libro de Proyecto junto con los certificados del CEP y los certificados de funcionamiento en áreas peligrosas de los componentes de detección y Alarma, acorde con los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas.

6.11.2.4 Detectores

6.11.2.4.1 Los detectores se deben instalar atendiendo a las recomendaciones del fabricante, típicos de instalación, los resultados obtenidos del mapeo de ubicación y coberturas de detección, y clasificación de áreas peligrosas.

6.11.2.4.2 La localización y orientación de los detectores de gas y fuego debe alcanzar el porcentaje de cobertura de detección conforme a los planos de localización y cobertura de detectores.

6.11.2.4.3 Se debe asegurar que el campo de visión de los detectores no está obstaculizado por las tuberías, bandejas de cables u otras obstrucciones.

6.11.2.4.4 Se deben conservar los registros de las pruebas de Operación y calibración después de la instalación de los detectores.

6.11.2.4.5 El Diseño del Sistema de Gas y Fuego es susceptible de modificarse durante la instalación, según sea necesario, para lograr los objetivos de desempeño tales como el porcentaje de cobertura del detector y la disponibilidad de seguridad del sistema, dichos cambios pueden incluir el cambio de tecnología de detectores, reubicación de



detectores, agregar detectores y cambiar su Votación, cambiar la arquitectura, incrementar redundancia y aumentar los requisitos de pruebas funcionales.

6.11.2.5 Alarmas

6.11.2.5.1 Las Alarmas deben ser instaladas y distribuidas en la cantidad necesaria de acuerdo al alcance de su sonido en toda la planta y en sitios en los que no sea bloqueado su sonido de tal manera que se escuche de manera clara por todos los trabajadores.

6.11.2.5.2 Se debe comprobar que el sistema de Alarmas se activa automáticamente, cuando se detecte la presencia de gas combustible, gas tóxico, humo y/o fuego en la Instalación.

6.11.2.5.3 Se deben ejecutar las pruebas a las Alarmas por zona y en la totalidad de la Instalación.

6.11.3 Sistemas de Paro por Emergencia (SPPE)

6.11.3.1 Generalidades del SPPE

6.11.3.1.1 Se deben instalar los elementos que conforman al SPPE de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.3.1.2 Si durante la instalación del SPPE existen cambios en los rangos de Operación, cambios en los valores de Alarma o de disparo, adiciones de señales y/o cambios en la filosofía de Operación y matriz causa-efecto, estos documentos con los cambios aprobados se deben de integrar a los registros que permitan llevar la trazabilidad de cualquier modificación a los documentos que componen la Ingeniería de detalle del SPPE.

6.11.3.1.3 El cableado de los elementos de campo debe conectarse en los puntos de conexión para las señales de campo correspondientes a cada tarjeta de entrada-salida, de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.3.1.4 Se debe realizar un recorrido de terminación mecánica para verificar que los elementos del SPPE en campo fueron instalados conforme a la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño.

6.11.3.1.5 Se debe realizar el Comisionamiento de los elementos del SPPE, dichas actividades deben incluir lo siguiente:

- a) Verificar que las conexiones a tierra de los instrumentos, gabinete y demás elementos eléctricos y electrónicos del SPPE se encuentran conforme a la Ingeniería de detalle aprobada;
- b) Verificar que el SFI se encuentra conectado conforme a los planos y/o diagramas de la Ingeniería de detalle y suministra energía eléctrica al SPPE;
- c) Verificar que los elementos de campo tales como instrumentos, válvulas, tomas de proceso, accesorios, no presentan daños físicos;
- d) Verificar que todos los elementos primarios y finales han sido calibrados y son operables, y
- e) Verificar que las señales analógicas y digitales de los elementos de campo se reciben y son procesadas correctamente por el CEP, y cuando aplique, son desplegadas en la interfaz.

6.11.4 Instalación de sistemas de detección, Alarma y supresión de incendio

6.11.4.1 Tablero de control para supresión de incendio

La ubicación del tablero de control para supresión de incendio debe cumplir con los requisitos siguientes:



- a) En los cuartos de control centrales, el tablero de control para supresión de incendio debe instalarse en las salas de consolas;
- b) En los cuartos de control satélites, el tablero de control para supresión de incendio debe instalarse en el interior de estos, en un área libre y de fácil acceso, lo más cerca del acceso principal a esta edificación, y
- c) En las subestaciones eléctricas, el tablero de control para supresión de incendio debe instalarse en el interior del cuarto de tableros, en un área libre y de fácil acceso, lo más cerca del acceso principal a esta edificación.

6.11.4.2 Boquillas (sistemas de inundación total)

6.11.4.2.1 Las boquillas, se deben localizar de tal manera, que la descarga no salpique los líquidos inflamables, o generen nubes de polvo, que pudieran extender el fuego creando una explosión o afectar los contenidos del cuarto.

6.11.4.2.2 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del área)

6.11.4.2.2.1 Se debe utilizar la cantidad suficiente de boquillas, para cubrir el área total del Riesgo, con base en las áreas unitarias protegidas por cada boquilla.

6.11.4.2.2.2 Las boquillas que se coloquen arriba de la superficie de Riesgo se deben instalar perpendiculares y centradas sobre el área a proteger por la boquilla. Así mismo se permite su instalación en ángulos entre los 45° y 90° respecto al plano de la superficie del Riesgo. La altura que se use en la determinación del valor de flujo necesario y el área de cobertura, se debe prever como la distancia desde el punto de direccionamiento de la superficie protegida hasta la cara de la boquilla medida a lo largo del eje de la boquilla.

6.11.4.2.2.3 Las boquillas se deben colocar de tal manera que se encuentren libres de toda posible obstrucción. Los posibles efectos de las corrientes de aire, vientos y tiros forzados se deben compensar con una adecuada localización de las boquillas o con boquillas adicionales, para proteger las áreas exteriores del Riesgo.

6.11.4.2.3 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del volumen)

6.11.4.2.3.1 Se deben instalar las boquillas necesarias para cubrir el volumen total del área de Riesgo, basándose en el valor de la descarga del sistema, como se determinó por medio del volumen supuesto.

6.11.4.2.3.2 Las boquillas se deben localizar y dirigir de tal manera, que la descarga del agente extintor se mantenga o sea retenida en el volumen del Riesgo, tomando en cuenta la ayuda mutua que se pudieran dar a las boquillas y objetos que se encuentran en el volumen del Riesgo, de acuerdo con su localización y geometría.

6.11.4.2.3.3 Las boquillas se deben colocar de tal manera que compensen cualquier efecto adverso probable de las corrientes de aire, vientos o ventilación de tiro forzado.

6.11.4.3 Banco de cilindros

6.11.4.3.1 El banco de cilindros de almacenamiento del agente extintor se debe colocar lo más cerca posible al recinto a proteger, en una zona donde se evite su exposición al fuego y para el caso de Instalaciones con ambientes altamente corrosivos y/o salinos, en un área de bajo Riesgo.

6.11.4.3.2 Cuando por falta de espacio dentro del cuarto a proteger no sea posible instalar internamente los cilindros de agente limpio, éstos deben instalarse exteriormente en un gabinete resistente al medio ambiente, el cual debe cumplir con el NACE MR0175 e ISO 15156 Partes 1, 2 o 3 vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.



- 6.11.4.3.3 Los cilindros de CO₂, deben instalarse exteriormente y deben protegerse contra la Corrosión del ambiente, no estar expuestos a daños mecánicos, químicos o de cualquier otra índole. Deben ser de color rojo y deben contar con guardas, protecciones y ser instalados dentro de cobertizos sin candados o cerraduras.
- 6.11.4.3.4 El área donde se ubique el banco de cilindros, válvulas y accesorios del sistema de supresión de incendio, debe ser accesible para desarrollar las actividades de inspección, Mantenimiento y pruebas requeridas.
- 6.11.4.3.5 Cada uno de los bancos de cilindros debe tener un bastidor o arnés para fijarlos de forma segura, así como a las válvulas, cabezas de control, mangueras y demás componentes del banco.
- 6.11.4.3.6 Cada bastidor o arnés debe ser resistente al medio ambiente y a la sulfatación.
- 6.11.4.3.7 Se debe indicar la posición de los cilindros para su correcto funcionamiento. El manómetro debe quedar orientado hacia la parte de enfrente para que sea fácilmente verificado.

6.11.4.4 Ubicación de instrumentos y dispositivos

- 6.11.4.4.1 Se deben instalar Alarmas visibles y audibles, al menos una de cada tipo, tanto en el interior como exterior del recinto a proteger, esto con el propósito de alertar al personal del estado o condición en el área de Riesgo.
- 6.11.4.4.2 Los detectores de humo se deben instalar en los lugares donde logre circular o acumularse el humo, como son el interior de los gabinetes y consolas, bajo el piso falso, en el plafón, entre el techo y el plafón y en la proximidad de los retornos del aire. El Diseño debe indicar el número, elevación, tipo y ubicación de los detectores.
- 6.11.4.4.3 Dentro de lugares cerrados como gabinetes o consolas, se deben instalar 2 detectores de humo de tipos diferentes y además la señal de Alarma secundaria debe darse cuando ésta provenga de un detector de tipo diferente al primero.

6.11.4.5 Pruebas de los sistemas de supresión de incendio

- 6.11.4.5.1 Los protocolos deben describir todos y cada uno de los procedimientos de pruebas de aceptación que se requieran para comprobar el buen funcionamiento y/o las características operacionales del tablero, detectores y Alarmas, de acuerdo con el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana y a los manuales de Operación y/o Mantenimientos correspondientes.
- 6.11.4.5.2 La descripción detallada para cada tipo de prueba debe indicar el objetivo y la forma de cómo se realiza la misma, así como incluir como mínimo los siguientes puntos:
 - a) Indicar el equipo al que se aplique la prueba;
 - b) Descripción de la función del equipo;
 - c) Indicar el equipo y/o herramienta que se utiliza para la prueba;
 - d) Actividades por realizar;
 - e) Elementos o componentes que deben ser probados y sus características (tanto en forma individual como en conjunto con todo el sistema);
 - f) Resultados a esperar y obtenidos;
 - g) Aceptación o rechazo de la prueba, y
 - h) Área para notas.
- 6.11.4.5.3 Los siguientes equipos, dispositivos y partes que conforman el sistema, deben ser probados:
 - a) Tablero de control para supresión de incendio;
 - b) Detectores de humo;
 - c) Cabezas de control eléctrico y neumático;



- d) Interruptor selector del sistema en automático o Mantenimiento e interruptor por alta presión;
- e) Botones de aborto y de disparo remoto;
- f) Alarmas visibles (Luces de estado), y
- g) Alarmas audibles.

6.11.4.5.4 Se debe incluir la prueba de estanqueidad (*Door Fan Test*) a los sitios protegidos con sistemas de supresión basada en la utilización de agentes limpios o CO₂, (al menos los recintos con inundación total), con el fin de determinar la correcta hermeticidad y evitar Fugas o pérdidas que no permitan el correcto funcionamiento.

6.11.4.5.5 Las pruebas deben cumplir con los requerimientos establecidos en el NFPA 72, NFPA 2001 y NFPA-12, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

6.12 Sistemas de tierras

6.12.1 Los sistemas de tierras deben estar contruidos y probados, de conformidad con los planos de construcción y atendiendo lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015.

6.12.2 Todos los equipos e Instalaciones ubicados en las áreas de almacenamiento, cuarto de máquinas, cuarto de controles eléctricos, deben estar conectados al sistema de tierras físicas de la Instalación.

6.12.3 Los sistemas de tierras deben estar correctamente conectados y puestos a tierra.

6.13 Drenajes

6.13.1 Drenaje aceitoso

Para la Construcción de los sistemas de Drenajes aceitosos de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Los Drenajes aceitosos deben construirse de acuerdo con las especificaciones de Diseño;
- b) Los Drenajes deben conectarse a las Instalaciones de contención o de tratamiento de efluentes;
- c) Los Drenajes se deben construir de manera que no produzcan filtraciones al suelo, subsuelo, aguas del subsuelo y deben permitir la limpieza de los registros de depósitos y sedimentos;
- d) Los Drenajes de las áreas de Tanques de almacenamiento con Dique de contención deben tener derivaciones controladas mediante válvulas, que en su caso los deriven al sistema del separador de aceite;
- e) Los diámetros de los Drenajes deben corresponder con lo indicado en el Diseño, para desalojar el volumen máximo de producto de forma rápida sin provocar estancamientos, depósitos indeseables, deflexiones, colapsos, cambios de pendiente por causa de flotaciones y daños;
- f) Las válvulas de los Drenajes alojadas fuera del Dique deben contar con extensiones con volante que permitan la Operación de esta a una altura mínima de 0.90 m, a partir del nivel de piso terminado, esto incluye la válvula de interconexión, identificando con letreros y colores al Drenaje pluvial y al aceitoso, y
- g) Los registros de Drenaje aceitoso en los Diques de contención deben contar con sello hidráulico.

6.13.2 Drenaje pluvial

La Construcción de los sistemas de Drenajes pluviales de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, debe cumplir con las consideraciones siguientes:

- a) Los Drenajes pluviales deben construirse de acuerdo con las especificaciones de Diseño;
- b) El nivel inferior de la tubería del Drenaje pluvial debe estar ubicado por encima del lomo superior de la tubería de Drenaje aceitoso como mínimo a una distancia equivalente a una vez el diámetro de dicha tubería, para evitar la contaminación del primero con el segundo y permitir que la totalidad de la corriente



- del Drenaje pluvial, en caso de estar contaminada con Hidrocarburo, se consiga derivar hacia el Drenaje aceitoso por gravedad, y
- c) El último registro de Drenaje pluvial, antes de salir del Dique de contención, debe contar con sello hidráulico.

6.13.3 Cualquier sistema de Drenaje instalado debe incluir una válvula de compuerta ubicada en una posición accesible fuera del área de contención de Derrames. Esta válvula se debe mantener normalmente cerrada. El sistema de Drenaje puede ser de los tipos siguientes:

- a) Una alcantarilla sellada a vapor dentro del área de contención de Derrames que descargue a un sistema de Drenaje cerrado fuera de dicha área, y
- b) Un tubo a través del Dique o de la pared que descargue hacia un sistema de Drenaje que se encuentre fuera del área de contención.

6.14 Atmósferas explosivas

6.14.1 Para prevenir Riesgos por incendio y/o explosión durante la Construcción, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Señalización en zonas de trabajo conforme a lo indicado en la NOM-031-STPS-2011;
- b) Delimitación de áreas de trabajo;
- c) Utilización de equipos a prueba de explosión o intrínsecamente seguros y herramientas anti chispas;
- d) Inertización de equipos;
- e) Establecer a una persona encargada de la seguridad del ejecutor del trabajo, y
- f) Contar con mecanismos de monitoreo continuo que operen para reconocer y advertir situaciones de Emergencia por fuego o por presencia de concentraciones no tolerables de productos inflamables o tóxicos en la atmósfera.

6.15 Cimentación y soportería

6.15.1 Se deben aplicar los procedimientos correspondientes para la construcción de las cimentaciones y estos deben realizarse con base en lo siguiente:

- a) Estudio de mecánica de suelos y sus recomendaciones;
- b) Planos estructurales;
- c) Peso muerto del Tanque a soportar;
- d) Peso del producto a contener al 100% de su capacidad;
- e) Características de la zona de ubicación;
- f) Condiciones hidrometeorológicas (vientos dominantes);
- g) Condiciones geológicas (sismos), y
- h) Factor de seguridad.

6.15.2 Las cimentaciones para soportes de tuberías deben ser de acuerdo con las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos. La profundidad de desplante de las cimentaciones se debe determinar con base a las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y a su resistencia.

6.15.3 En caso de que el estudio de mecánica de suelos lo indique, las bases metálicas de los Tanques deben ser provistos de un mecanismo de protección catódica.

6.15.4 La parte inferior de la cimentación debe encontrarse por debajo de la línea de congelación o del nivel freático y por debajo de las alcantarillas o líneas cercanas donde exista la posibilidad de presentarse Fugas o deslaves que pudieran resultar de un asentamiento de la cimentación.

6.15.5 Se debe asegurar que la cimentación limite el asentamiento del recipiente a presión y evite tensiones excesivas tanto en el recipiente como en las tuberías conectadas.



6.15.6 El anclaje de los recipientes horizontales y/o esféricos a la cimentación o al soporte debe proveerse de forma que resista la fuerza del viento, cargas por sismo y el movimiento inducido por las variaciones en la temperatura, así como cualquier fuerza hacia arriba ejercida por el agua sobre la superficie del recipiente en caso de inundación.

6.16 Soportes

6.16.1 La Construcción de los soportes de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural debe asegurar que:

- a) Todos los soportes deben estar contruidos de acuerdo con lo especificado en el Diseño y las restricciones resultado del análisis de flexibilidad;
- b) Las estructuras soporte deben tener protección ignífuga, sin embargo, ésta no debe cubrir la zona de contacto entre las columnas o la esfera;
- c) Las secciones sujetas a presión en los recipientes a presión deben evitar estar en contacto con los soportes y áreas de protección contra incendios fabricadas de concreto o de mampostería, ya que esos puntos de contacto pueden ser sitios donde se presente Corrosión externa;
- d) La protección ignífuga en los soportes no debe cubrir la totalidad del soporte hasta la unión de la envoltente del recipiente de almacenamiento y para evitar la penetración de agua a través de esta unión se deben instalar botaguas que sobresalgan de la protección ignífuga y soldarse con cordón continuo;
- e) En la Construcción de tuberías sobre soportes de concreto, debe contar con un espacio libre en el ancho de las camas para la adición de líneas futuras, siendo éste un mínimo de 20%;
- f) Los soportes de las tuberías deben de llevar un sistema de tierra, y
- g) Se debe disponer un espacio en los soportes elevados de tuberías para uso de Instalaciones de tipo eléctrico y de instrumentación. Así mismo, los espacios no deben ser combinados.

6.17 Protección al medio ambiente

6.17.1 Aire

6.17.1.1 La maquinaria y los vehículos de transporte de combustión interna a base de diésel y gasolina deben cumplir con el programa de Mantenimiento preventivo y correctivo con base en las recomendaciones de fabricantes, para asegurar que las emisiones a la atmósfera cumplan con los niveles de Emisión de contaminantes.

6.17.1.2 Se debe contar con los registros y/o Bitácoras de los programas de Mantenimiento preventivo y correctivo.

6.17.1.3 Las actividades de trabajo que generen grandes cantidades de polvo y partículas como son las excavaciones, carga y descarga de tierra, tránsito de los vehículos se deben aplicar medidas de mitigación tales como:

- a) Humidificación continua con cubas o turbinas nebulizadoras de agua en las obras de preparación del sitio, construcción y caminos no pavimentados;
- b) Barreras naturales o artificiales protegiendo los acopios de material del viento;
- c) Reducir la altura desde la que se realizan las descargas de material;
- d) Lavar los neumáticos de los vehículos, y
- e) Colocar coberturas sobre el material en las cajas de tracto camiones, cintas transportadoras o puntos de almacenamiento.

6.17.2 Suelo y mantos acuíferos

Durante la Construcción de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se debe contar con sistemas de protección y seguridad de contención que cumplan con las consideraciones siguientes:



- a) Para la contención por inundaciones en Tanques verticales, la base de anillo de concreto sobre la que descansa el fondo del Tanque debe construirse como mínimo 0.30 m arriba de la superficie del terreno circundante, considerando una pendiente del 2% o un Drenaje que permita mantener libre el fondo del Tanque de una inundación de agua;
- b) El piso en el área de Diques debe construirse con material que evite filtraciones al subsuelo y aguas del subsuelo, y debe nivelarse al menos 1% para 15 m alejados del Tanque o los Tanques o de la base del Dique, cualquiera de ellos que sea menor, y
- c) Las áreas de circulación deben construirse con materiales como asfalto y concreto hidráulico, acorde a la capacidad de carga y resistencia a las cargas y maniobras, en donde el piso tenga una pendiente que permita el drenado y conducción de aguas pluviales.

6.17.3 Residuos

6.17.3.1 Los residuos peligrosos y de manejo especial que se generen durante la construcción deben ser manejados de acuerdo con lo dispuesto en la NOM-001-ASEA-2019 y en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos para la gestión integral de los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.

6.17.3.2 Toda el área de la obra y las adyacentes se deben mantener limpia y libre de materiales y equipos, almacenando adecuadamente los materiales de uso continuo.

6.17.4 Agua

6.17.4.1 La disposición de las aguas residuales que se generen en cualquier etapa de la Construcción, incluyendo las utilizadas durante las pruebas hidrostáticas, y el lavado de maquinaria y equipo debe realizarse en apego a lo establecido en la NOM-001-SEMARNAT-2021 y NOM-002-SEMARNAT-1996.

6.17.4.2 Queda prohibido efectuar el Mantenimiento, lavado y/o reparación de maquinaria y equipo dentro o cerca de cualquier cuerpo de agua, así como en áreas que no esté provistas de piso impermeable; al no existir Drenaje, el Mantenimiento debe hacerse fuera del predio en talleres autorizados.

6.18 Libros de Proyecto

Una vez terminada la Construcción de la Instalación, se debe contar con el Libro de Proyecto en el que se incluyan cada uno de los elementos que componen las Instalaciones, dicho Proyecto debe contener la Ingeniería de detalle en su edición "Como Quedó Construido" (*As-Built*); que comprenda como mínimo los documentos actualizados que se establecen en el numeral 5 Diseño. Así como la siguiente documentación referente a la Operación de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural:

- a) Manual de Operación;
- b) Matriz de arranque y paro, y
- c) Procedimientos de Operación normal y de Emergencia de la Instalación.



7. Pre-Arranque

7.1 La RSPA debe realizarse cuando se presente alguna de las situaciones siguientes:

- a) Previo al inicio de operaciones o puesta en marcha de Instalaciones nuevas, y
- b) Previo al reinicio de operaciones de Instalaciones y/o equipos que hayan sido reparados, modificados, que hayan estado Fuera de Operación debido a paros por Accidentes, por logística de Operación, entre otras.

7.2 La RSPA debe realizarse de acuerdo con la complejidad de las Instalaciones y procesos de manera:

- a) **Completa:** cuando la logística del arranque de sus Instalaciones y procesos lo permita, y
- b) **Parcial por etapas:** cuando la logística del arranque de sus Instalaciones y procesos así lo requieran.

7.3 Se debe conformar un grupo interdisciplinario responsable de llevar a cabo la RSPA, el cual debe estar integrado por un coordinador y personal encargado de realizar actividades de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de la Instalación y/o equipos, así como por aquellos encargados de la Operación y del Mantenimiento, una vez que se lleve a cabo el inicio o reinicio de la Operación.

7.4 En caso de considerarse necesario en el desarrollo de la RSPA y atendiendo a la complejidad de los procesos, Instalaciones o equipos, se deben integrar al grupo responsable de llevar a cabo la RSPA, especialistas en materias tales como: civil, eléctrico, mecánico, ya sea estático o dinámico, instrumentos, o cualquier otro personal propio, fabricantes, licenciadores, contratistas, subcontratistas, proveedores o prestadores de servicio que, por su relación con el equipo o Instalación se requieran.

7.5 Los integrantes del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA tienen, las responsabilidades siguientes:

- a) Elaborar las listas de verificación secuenciales necesarias acorde al proceso, Instalaciones y/o equipos;
- b) Llevar a cabo la revisión documental;
- c) Llevar a cabo la constatación física;
- d) Identificar desviaciones entre las especificaciones del Diseño y la Construcción de los equipos y elementos de la Instalación y registrar los Hallazgos;
- e) Evaluar y clasificar el Riesgo de los Hallazgos;
- f) Elaborar los programas de atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda;
- g) Elaborar los programas para la atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de las operaciones sin poner en Riesgo la seguridad y la integridad de las Instalaciones, según corresponda;
- h) Verificar el cumplimiento de las Recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA de acuerdo con los incisos f) y g) de este numeral;
- i) Generar los registros de su participación y aportación de acuerdo con su especialidad; según lo indicado en los numerales 7.6 y 7.7 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, entregándolos al coordinador de la RSPA, y
- j) Emitir el resultado de la RSPA.

7.6 El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe realizar la revisión documental de las Instalaciones antes de su inicio o reinicio de operaciones, con la finalidad de verificar que los requisitos y especificaciones técnicas de Diseño y Construcción, así como aquellos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente necesarios para un arranque seguro, han sido cumplidos.



Esta revisión documental debe considerar la información relacionada con los elementos del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente siguiente:

- a) Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo: Que se cuente con el ARSH del Proyecto para la etapa correspondiente, verificando que las Recomendaciones resultantes hayan sido atendidas física y documentalmente;
- b) Requisitos legales: Que se cuente con los permisos, licencias, autorizaciones, dictámenes, certificados u otros requerimientos legales, emitidos por la autoridad competente, de acuerdo con la etapa que corresponda, mismos que deben estar disponibles en la Instalación;
- c) Competencias, capacitación y entrenamiento: Que se cuente con la información vigente de:
 - 1) Matriz de perfil/puesto del personal operativo, de seguridad y/o de Mantenimiento de la Instalación;
 - 2) Registros de capacitación y/o entrenamiento del personal operativo, de Mantenimiento, contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores, de acuerdo con las funciones a desarrollar, los procedimientos vigentes y la Seguridad Industrial.
 - 3) Otros registros que demuestren competencia, en función del tamaño de la Instalación, complejidad de procesos, actividad permitida.
- d) Control de documentos y registros: Que el personal tenga acceso a los documentos vigentes que le permitan realizar su trabajo;
- e) Mejores prácticas y estándares: Que se cuente con la información actualizada, y que esté acorde a las especificaciones aplicables:
 - 1) Información de la tecnología relativa al proceso, o a la actividad:
 - I. Manual de arranque;
 - II. Manual de Operación;
 - III. Planos Aprobados Para Construcción (APC);
 - IV. Planos Como Quedó construido (*As-Built*);
 - V. Plano de localización de equipos;
 - VI. Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI);
 - VII. Hojas de datos equipos de proceso;
 - VIII. Hojas de datos de válvulas de seguridad;
 - IX. Hojas de datos de válvulas de control;
 - X. Isométricos;
 - XI. Diagramas de Flujo de Proceso (DFP);
 - XII. Balances de materia y energía;
 - XIII. Manuales de equipos;
 - XIV. Procedimientos;
 - XV. Filosofía de Operación;
 - XVI. Filosofía de control;
 - XVII. Recomendaciones de fabricantes;
 - XVIII. Resultados de pruebas;
 - XIX. Diagramas unifilares;
 - XX. Planos de clasificación eléctrica;
 - XXI. Hojas de datos de válvulas de seguridad;
 - XXII. Planos del sistema de desfogue y quemadores;
 - XXIII. Planos de red contra incendio, y



- XXIV. Planos de localización de detectores y Alarmas.
- 2) Equipos y componentes:
- I. Reportes de pruebas e inspección de integridad mecánica de: Equipos críticos, dinámicos y estáticos, tuberías y accesorios, válvulas de seguridad, circuitos de proceso, recipientes a presión e instrumentación;
 - II. Certificados de calidad de los equipos;
 - III. Reportes de tratamientos térmicos y registros de las pruebas de dureza respectivas;
 - IV. Registros de las pruebas de espesor de las tuberías y equipos conforme a las especificaciones del Diseño;
 - V. Especificaciones de materiales, bridas, válvulas, conexiones, juntas, empaques y espárragos;
 - VI. Certificados de calibración de válvulas de seguridad, de control;
 - VII. Planes y programas de inspección, y
 - VIII. Otros registros, especificaciones, pruebas, reportes técnicos, hojas de datos, certificados.
- 3) Riesgos de sustancias peligrosas:
- I. Listado de sustancias peligrosas;
 - II. Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas, y
 - III. Procedimientos para el manejo de sustancias peligrosas.
- f) Control de actividades y proceso: Verificar que se cuente con la información actualizada y disponible de lo siguiente:
- 1) Procedimientos de seguridad, operativos y de Mantenimiento con Recomendaciones para evitar afectaciones al medio ambiente, respuesta a Emergencias operacionales, acceso a las Instalaciones, Operación, Mantenimiento, inspecciones y pruebas;
 - 2) Procedimiento de trabajo seguro: Permisos de trabajo, Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST), bloqueo de fuentes de energía, apertura de líneas y equipos, trabajos en altura, espacios confinados, manejo de materiales y Residuos Peligrosos, trabajos de excavaciones, trabajos submarinos, manejo de cargas e izaje tanto de equipos y materiales como de personal, trabajos de corte y soldadura, uso de equipo de protección personal, y
 - 3) Procedimiento para la administración de cambios: En la tecnología de proceso, equipos, sustancias peligrosas, Instalaciones, organizacionales y del personal, incluyendo contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores.
- g) Integridad mecánica y aseguramiento de la calidad: Verificar que se cuente con la información actualizada de:
- 1) Registro de las pruebas hidrostáticas o neumáticas según aplique a Tanques, recipientes sujetos a presión, circuitos de tubería de acuerdo con la especificación, variables de proceso y de prueba;
 - 2) Registros de la prueba de hermeticidad a elementos de la Instalación;
 - 3) Registros de calibración de Alarmas y disparos de protección de equipos, *Interlocks*;
 - 4) Registro de pruebas de los Sistemas de Paro Por Emergencia;
 - 5) Registros de pruebas de lazos de control, y
 - 6) Hojas de datos y certificados de válvulas de seguridad y/o alivio de presión, válvulas de presión y vacío.



- h) Preparación y respuesta a Emergencias: Verificar se encuentre disponible y actualizado el Protocolo de Respuesta a Emergencias de acuerdo con la regulación emitida por la Agencia.

7.7 El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe revisar las Instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, verificando en campo que se cumple con los requisitos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente y que existe congruencia con lo indicado en la revisión documental. La constatación física debe contar con la inspección ocular en campo, fotografías, entrevistas u otros medios de verificación física.

7.8 La información que se genere como parte de la revisión documental y la constatación física debe registrarse de forma tal que permita la identificación, verificación, control y seguimiento de los Hallazgos de Pre-arranque, conteniendo como mínimo lo siguiente:

- a) Nombre del elemento a revisar;
- b) Puntos a verificar;
- c) Comentario o información presentada;
- d) Descripción del Hallazgo:
 - 1) Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones, tales como: falta de instalación de equipo, una válvula, tubería, dispositivos de seguridad, que no se tengan las pruebas de inspección necesarias para asegurar la integridad del equipo, no se hayan efectuado pruebas hidrostáticas, falta de pruebas de hermeticidad, no se tienen verificados ni probados los dispositivos de protección de equipos, falta de verificación y prueba de los sistemas de *Interlocks*, falta de operabilidad de algún sistema de Emergencia, no se ha concluido la instalación de soportes principales, falta colocar o retirar alguna junta ciega necesaria para el Pre-arranque, y
 - 2) Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, tales como: pintura, Aislamiento térmico de equipo o tubería, soportería menor, Identificación de equipos, y tuberías.
- e) Recomendaciones para atención de Hallazgos;
- f) Responsables de la atención de los Hallazgos;
- g) Fecha de atención, y
- h) Estado de cumplimiento.

7.9 Cada integrante del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA, de acuerdo con su especialidad debe identificar los Hallazgos considerando lo indicado en los numerales 7.6 (Revisión documental) y 7.7 (Constatación física) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

7.10 El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe clasificar los Hallazgos identificando aquellos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones, así como aquellos que no lo impiden.

7.11 El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe elaborar los programas de atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones, según corresponda, los cuales deben atenderse previo al inicio o reinicio de operaciones.



- 7.12** El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe elaborar los programas de atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones en los cuales se estipulen los plazos y los responsables para su cumplimiento.
- 7.13** El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe validar el cumplimiento de las Recomendaciones de los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones de acuerdo con el mecanismo que se establezcan, tomando en cuenta evidencias documentales o físicas para el cierre de las Recomendaciones, y éstas deben conservarse en las Instalaciones durante toda su vida útil para cuando la Agencia lo requiera.
- 7.14** El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe 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 siguiente información:
- a) Lugar y fecha de inicio y terminación de la RSPA;
 - b) Denominación, domicilio y descripción de la Instalación;
 - c) Localización y descripción de los elementos de la Instalación y/o equipos revisados;
 - d) Cumplimiento de las Recomendaciones derivadas de la totalidad de los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.13 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana;
 - e) Programa de atención de Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones, de conformidad con lo establecido en el numeral 7.12 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y
 - f) Nombre, cargo, especialidad y firma de quienes integran el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA.
- 7.15** El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA debe validar el cumplimiento de las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones de acuerdo con el mecanismo que se establezca.
- 7.16** Cuando la RSPA se efectúe parcial por etapas, se debe obtener la validación correspondiente para cada etapa de acuerdo con el numeral 7.14 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 7.17** Una vez que se ha concluido la RSPA, se debe obtener un Dictamen de Construcción emitido por una Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia, en el que conste que la Construcción y los equipos son acordes a la ingeniería Aprobada Para Construcción (APC), a las modificaciones incorporadas en dicha ingeniería durante la Construcción, planos "Como Quedó Construido" (*As-Built*), cumplen con lo previsto en los capítulos 6. CONSTRUCCIÓN y 7. PRE-ARRANQUE del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y que las recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arranque que impiden el inicio o reinicio de operaciones fueron atendidas satisfactoriamente.
- 7.18** Una vez obtenido el Dictamen de Construcción, establecido en el numeral 7.17, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se puede iniciar la puesta en Operación de equipos o instalaciones nuevas, reparadas, modificadas o reactivadas.
- 7.19** Cuando se realice la RSPA por etapas o secuenciada de las Instalaciones y/o equipos, deben obtener un solo Dictamen de Construcción que valide 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.



- 7.20** Se debe conservar el Dictamen de Construcción durante las Etapas de Desarrollo del Proyecto para cuando la Agencia lo requiera.
- 7.21** El Dictamen de Construcción tiene vigencia hasta que se presente alguna de las situaciones descritas en el numeral 7.1.
- 7.22** Cuando la totalidad de las Recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA se hayan cumplido, se debe hacer constar en un acta de cierre, misma que debe ser conservada en sus Instalaciones durante toda su vida útil para cuando la Agencia lo requiera, documentando la siguiente información:
- a) Lugar y fecha de inicio y terminación de la RSPA;
 - b) Nombre, domicilio y descripción de la Instalación;
 - c) Localización y descripción de los elementos de la Instalación y/o de los equipos revisados;
 - d) Nombre, cargo, especialidad y firma de los participantes en la RSPA;
 - e) Fecha del inicio o reinicio de operaciones, y
 - f) Cumplimiento de las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones.



8. Operación

8.1 Aplicación de procedimientos de Operación

Se debe elaborar un manual de procedimientos de Operación, el cual debe contener, como mínimo, lo siguiente:

- a) Verificación de condiciones de seguridad;
- b) Actividades de arranque;
- c) Operación normal;
- d) Paro de Emergencia;
- e) Paro normal de la Instalación;
- f) Acciones de reanudación de operaciones después de un paro programado o de Emergencia;
- g) Activación de sistemas de seguridad;
- h) Protocolo de Respuesta a Emergencia, y
- i) Verificación y Mantenimiento de equipos y accesorios de las Instalaciones.

8.2 Preparativos para el arranque

8.2.1 Previo al arranque de operaciones en la Instalación, se debe contar con el grupo de arranque conformado por personal operativo de la planta, personal de instrumentación y control, y de ser el caso por personal del licenciador y/o del contratista, el cual debe establecer los procedimientos documentados específicos para las actividades de arranque de los diferentes sistemas y equipos que componen la Instalación, los cuales deben elaborarse con base en las especificaciones e instructivos de los fabricantes.

8.2.2 El grupo de arranque es el encargado de lo siguiente:

- a) Revisar y aprobar los procedimientos para las actividades de arranque, los cuales estarán contenidos en el Manual de Operación;
- b) Elaborar el programa de actividades de arranque; que incluya lo siguiente:
 - 1) Lavado de líneas y recipientes;
 - 2) Pruebas hidrostáticas y neumáticas en circuitos y equipo estático;
 - 3) Limpieza de equipos y líneas especiales;
 - 4) Calibración y pruebas en instrumentación y circuitos de control;
 - 5) Pruebas de circuitos eléctricos;
 - 6) Pruebas de equipo mecánico rotatorio;
 - 7) Pruebas a calentadores a fuego directo;
 - 8) Inertizado y/o secado que implique la Operación de equipos dinámicos;
 - 9) Puesta en Operación de los Quemadores de campo;
 - 10) Introducción de Hidrocarburos a la planta, y
 - 11) Establecer los esquemas a emplear en la Puesta en Operación, Pruebas de comportamiento de las plantas de proceso, servicios auxiliares y estabilización del proceso.

8.3 Actividades de arranque

8.3.1 Cada planta en particular, por sus características propias, debe tener un programa específico de arranque el cual debe cumplir con las siguientes actividades:

- a) Arranque de los servicios auxiliares;
- b) Secado y curado de refractarios;
- c) Inertizado de los circuitos de proceso;



- d) Alineación de circuitos de tubería;
- e) Puesta en marcha equipo de intercambio;
- f) Entrada de carga a la planta;
- g) Acondicionamiento de la planta;
- h) Prueba de hermeticidad;
- i) Obtención de niveles de Operación;
- j) Estabilización de las plantas;
- k) Producción;
- l) Retroalimentación, y
- m) Prueba de aceptación.

8.3.2 Se debe llevar a cabo el monitoreo del comportamiento de las variables de proceso, aplicando pruebas de los diferentes circuitos de proceso hasta que la(s) Planta(s) está(n) estabilizada(s) en su operación, a fin de mantener en observación a los diferentes componentes para asegurarse de que operen permanentemente dentro del rango del Diseño previsto, además de que operen sin dañarse o presentar anomalías como pueden ser Fugas, calentamiento excesivo y altas vibraciones en motores, Bombas, compresores, indicaciones locales y remotas incorrectas, fallas en el sistema de control, fallas en el Sistema Instrumentado de Seguridad, Controlador Lógico Programable (PLC, *Programmable Logic Controller* por sus siglas en inglés) y/o fallas en la operación de Alarmas.

8.4 Inicio de Operación

Una vez concluidas las actividades de arranque, se deben iniciar las operaciones de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural contando con procedimientos operativos que contemplen las medidas de seguridad, estén documentados, actualizados y específicos, mismos que deben ser comunicados, encontrarse en lugares visibles y ser accesibles al personal operativo.

8.5 Procedimientos de Operación normal

8.5.1 Las actividades descritas en los procedimientos de Operación deben contener los valores normales de Operación (flujos, presiones, temperaturas y niveles), que se muestran en los diagramas de flujo de proceso y los diagramas de tuberías e instrumentación.

8.5.2 Se deben indicar los parámetros, los modos de control y los equipos principales que deben ser observados durante la Operación, indicando las causas y los efectos de las diferentes variables, rangos, puntos de ajuste, Alarmas y controles especiales para la Operación dentro de los límites seguros, incluyendo los registros de las inspecciones rutinarias a equipos, sistemas e instrumentos básicos.

8.5.3 Los procedimientos específicos deben contener, como mínimo, lo siguiente:

- a) Descripción de las actividades para el Procesamiento de Gas Natural, incluyendo la filosofía de control, condiciones de Diseño y Operación;
- b) Límites seguros de Operación;
- c) Secuencia lógica detallada para la Operación del Procesamiento de Gas Natural (incluidas medidas de seguridad como puesta a tierra, sistemas de Pararrayos);
- d) Secuencia lógica para detener y poner nuevamente en Operación las áreas de la Instalación y sus sistemas complementarios;
- e) Listado de soluciones a problemas típicos de la Operación;
- f) Verificación de condiciones de integridad mecánica de equipos;
- g) Calificación del personal (Operación por personal calificado para las funciones asignadas), y
- h) Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la Operación de cada planta o Instalación.



8.5.4 Los procedimientos de Operación de recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener al menos las instrucciones correspondientes conforme a lo indicado en el numeral B.5.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

8.6 Procedimientos de Emergencia operacional

8.6.1 Durante las actividades contenidas en los procedimientos de Emergencia operacional se debe señalar la secuencia lógica de los mismos. En caso de que los parámetros de control de proceso se encuentren fuera de sus límites seguros de Operación, éstos deben monitorearse hasta llevar a la Instalación a una condición segura.

8.6.2 Estos procedimientos deben llevarse a cabo, al menos, en los siguientes casos:

- a) Problemas operativos debido a la presencia de fenómenos naturales;
- b) Falla de energía eléctrica;
- c) Falla de comunicaciones
- d) Sobrellenado de los Tanques de almacenamiento;
- e) Pérdidas de contención en los Tanques y recipientes de almacenamiento y equipos de proceso;
- f) Sobrepresión en líneas de Operación y equipos de proceso;
- g) Bajo nivel de succión en Bombas;
- h) Falla en el suministro de servicios auxiliares;
- i) Detección de altos niveles de explosividad;
- j) Derrames de Hidrocarburos en cuerpos receptores de agua;
- k) Liberación de Gas Natural dentro de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural;
- l) Desfogues con altos contenidos de emisiones contaminantes;
- m) Accidentes o fatalidades dentro de la Instalación;
- n) Operación parcial de los Sistemas Instrumentados de Seguridad y del sistema de control de Seguridad Operativa, y
- o) Protocolo de comunicación entre transportista de corrientes de entrada y de salida de la Instalación.

8.7 Procedimientos para la reanudación de operaciones después de un paro programado o de Emergencia

Después de la realización de un paro programado o de Emergencia y posterior a la resolución de las contingencias que hayan obligado a realizar dicho paro, se debe iniciar la reactivación de las operaciones; para ello, se debe constatar que todas las condiciones operativas y de seguridad principalmente, se encuentran en condiciones óptimas de arranque, de acuerdo a lo establecido en los Manuales de Operación.

8.8 Prácticas de trabajo seguro

8.8.1 Se debe contar con el programa de difusión y capacitación en los procedimientos de prácticas de trabajo seguro los cuales deben de proveer de instrucciones claras para desempeñar con seguridad las actividades consideradas de alto Riesgo.

8.8.2 La capacitación para actividades de operación de recipientes sujetos a presión y Calderas debe contemplar lo indicado en el numeral B.9 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

8.8.3 Los recipientes sujetos a presión y Calderas deben cumplir con las condiciones de seguridad indicadas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.



8.9 Manuales de Operación

8.9.1 Se debe contar con un manual de Operación para las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, que contenga los siguientes procedimientos documentados:

- a) Verificación de condiciones de seguridad (prácticas de trabajo seguro);
- b) El arranque inicial de la Operación;
- c) La Operación normal;
- d) El paro y vuelta a Operación de las Instalaciones;
- e) El monitoreo de las condiciones de Operación para mantenerlas dentro de los límites establecidos y las acciones necesarias para reestablecerlas en caso de salirse de control;
- f) La Operación de los sistemas de seguridad de las Instalaciones, y
- g) La ejecución de las actividades de alto Riesgo.

8.9.2 Dentro del manual se debe contar con un apartado en el cual se tengan por escrito las prácticas de trabajo seguro.

8.10 Sistemas de Seguridad

8.10.1 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)

8.10.1.1 Para las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se debe contar con un SIS, cuyas funciones promuevan la prevención y mitigación de Incidentes o Accidentes.

8.10.1.2 Se debe asegurar que el SIS opere y se mantenga dentro de la seguridad funcional diseñada y garantizar que el NIS objetivo de cada FIS, se mantenga durante las etapas de Operación.

8.10.1.3 Se debe realizar la planeación de las actividades de Operación del SIS, que incluyan lo siguiente:

- a) Actividades para Operación normal y anormal;
- b) Desglose de las actividades de pruebas funcionales y rigurosas;
- c) Programas de cuándo se deben llevar a cabo estas actividades;
- d) Procedimientos, medidas y técnicas a emplear durante la Operación;
- e) Verificación de la observancia de los procedimientos de Operación;
- f) Personal, departamentos y organizaciones responsables de estas actividades;
- g) Grado de capacitación y competencia requerido por el personal que debe llevar a cabo las actividades de Operación;
- h) Recopilación de información relacionada con la confiabilidad de los componentes del SIS durante la fase de Operación;
- i) Acciones rutinarias requeridas para mantener la seguridad funcional del SIS "tal y como se diseñó", fijando intervalos de prueba rigurosa definidos por la determinación del NIS, y
- j) Acciones y restricciones requeridas para prevenir un estado inseguro y/o evento peligroso durante la Operación (sistemas *bypass*).

8.10.2 Seguimiento a pruebas operativas

8.10.2.1 Una vez realizadas las pruebas, se debe llevar a cabo un monitoreo, control y registro de los resultados, considerando como mínimo lo siguiente:



- a) Contar con un procedimiento escrito para revelar fallos no detectados que permitan al SIS funcionar de conformidad con la Especificación de los Requisitos de Seguridad;
- b) Someter a prueba el SIS completo incluyendo los sensores, CEP y elementos finales (apertura o cierre de válvulas y paro de motores), y
- c) Reparar de una manera segura y oportuna todas las deficiencias detectadas durante la prueba rigurosa.

8.10.2.2 La frecuencia de las pruebas se debe reevaluar en función de diversos factores, entre ellos los datos históricos de pruebas, la antigüedad de la planta, la degradación del equipo, los programas y la confiabilidad de estos.

8.10.2.3 En caso de un cambio en la lógica de aplicación, se debe contar con una prueba rigurosa y completa, excepto cuando la revisión de la información y las pruebas parciales de los cambios se llevan a cabo para garantizar que los cambios se implementan correctamente.

8.10.3 Sistemas de Gestión de Quemadores (BMS por sus siglas en inglés)

Durante la Operación, el sistema de gestión de quemadores debe realizar las siguientes acciones:

- a) Monitorear, operar, diagnosticar y mantener en correcto funcionamiento los estados operativos: inicio, estados estables y apagado;
- b) Vigilar para poner o quitar de Operación de una forma segura los quemadores;
- c) Ejecutar las acciones necesarias para evitar sobrepasar los límites de funcionamiento considerados aceptables para el proceso, llevando al equipo a una situación de seguridad para poder reiniciar su puesta en Operación;
- d) Ejecutar, de una forma segura, todas las secuencias de encendido y apagado de los quemadores e ignitores;
- e) Mantener una relación entre los caudales de aire y combustible que asegure que existe oxígeno suficiente para que la combustión se produzca de forma completa y segura;
- f) Mantener, dentro de los requisitos del punto anterior, un exceso de aire mínimo que permita conseguir los mayores niveles de eficacia posibles;
- g) Mantener las demandas a los distintos quemadores dentro de los límites de su capacidad de Operación, asegurando con ello el correcto funcionamiento de éstos;
- h) La demanda de combustible no debe exceder la capacidad de los ventiladores en Operación;
- i) Cuando se queman múltiples combustibles, se deben cuantificar basándose en sus poderes caloríficos, y
- j) La aportación de calor a una zona o quemador no debe exceder los límites especificados por el fabricante.

8.10.4 Sistema de Paro Por Emergencia (SPPE)

8.10.4.1 El Sistema de Paro Por Emergencia debe intervenir de manera automática conforme a la lógica de paro de las funciones instrumentadas de seguridad y debe avisar de manera automática que existe algún evento ajeno al proceso que permita actuar para restablecer el proceso a sus condiciones normales.

8.10.4.2 El Sistema de Paro Por Emergencia debe estar conformado por un CEP exclusivo, necesario para realizar el paro de Emergencia de las Instalaciones.

8.10.5 Operación del Sistema de Gas y Fuego

8.10.5.1 La Operación del Sistema de Gas y Fuego debe ser automática.



8.10.6.3 Los cambios en la Ingeniería de detalle, en los procedimientos y en la documentación relacionada con la modificación del Sistema de Gas y Fuego deben ser revisados y aprobados antes de ser aplicados.

8.10.6.4 Se debe documentar la administración del cambio de la sección, proceso o área de la Instalación a modificar, que afecte al Sistema de Gas y Fuego.

8.11 Red contra incendio

8.11.1.1 La red contra incendio debe operar en condiciones óptimas de conformidad con la ingeniería en etapa “Como Quedó Construido” (*As-Built*). Como parte de la Operación programada, todos los accesorios de la red contra incendio como son: válvulas, hidrantes, monitores, boquillas, aspersores, rociadores, equipo de bombeo y extintores, deben inspeccionarse y probarse, dando una solución inmediata a aquellos Hallazgos derivados por el mal funcionamiento o pérdida de contención del agua y/o material extintor.

8.11.1.2 Los sitios donde se ubiquen los hidrantes, hidrantes-monitor, tomas para camión, extintores portátiles y móviles, deben estar libres de obstrucciones; además de contar con señalamientos claros y visibles, de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008.

8.12 Sistemas de monitoreo y control

8.12.1 Los sistemas de monitoreo y control deben proporcionar datos que permitan tomar decisiones operativas sobre los equipos involucrados, poder programar Mantenimientos predictivos y correctivos, y almacenar la información en una base de datos, con lo que es posible medir el desempeño del proceso.

8.12.2 Los sistemas de monitoreo y control deben contar con lo siguiente:

- a) Gabinetes de control;
- b) Consolas de control;
- c) Recolección de datos;
- d) Almacenamiento de bases de datos, reportes y gráficas;
- e) Cableado adecuado;
- f) Conductos de cableado por tubería y colocación adecuada en charolas;
- g) Conexión adecuada;
- h) Rutas del cableado en condiciones adecuadas de Operación;
- i) Instrumentación de campo, y
- j) Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI).

8.12.3 El sistema de monitoreo de las operaciones de Procesamiento de Gas Natural debe ser realizado en un centro de control. Este sistema debe mostrar las variables del proceso como: alto o bajo nivel en los recipientes de almacenamiento a presión, monitoreo de temperaturas, presiones, flujos volumétricos, entre otros parámetros en equipos de proceso.

8.12.4 Durante la Operación de los sistemas de control de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural se deben ejecutar las subrutinas de simulacros operacionales, verificando la correcta Operación de la lógica de los programas, como lo es el paro de Emergencia, activación de Alarmas por alto o bajo nivel de producto en Tanques.

8.13 Sistemas adicionales de seguridad

La Instalación de Procesamiento de Gas Natural debe contar con los siguientes sistemas adicionales de seguridad.



- e) Protección contra descargas eléctricas;
- f) Canalizaciones íntegras;
- g) Sistema de alumbrado, y
- h) Sistema de Emergencia.

8.14 Actualización de documentos

Se debe asegurar que toda la documentación del Proyecto, como: planos de las plantas de proceso y áreas, filosofía de Operación, descripciones del proceso, hojas de especificaciones de equipos, registros de calibración de instrumentos, se encuentre actualizada en formato físico y/o electrónico y esté disponible en sus Instalaciones para cuando la Agencia lo requiera.

8.15 Protección del medio ambiente

8.15.1 Se debe identificar y jerarquizar los aspectos ambientales asociados a las actividades de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, contemplando lo siguiente:

- a) Emisiones: CO, NO_x, SO₂, metano, polvo, partículas, nieblas, humos, vapores;
- b) Vertidos: a cauce de ríos, costa o sistema colector municipal. Las características del vertido se representan por su pH, temperatura, DBO, DQO, caudal, ecotoxicidad, concentración de especies contaminantes específicas;
- c) Residuos: Urbanos o asimilables a urbanos (RSU), residuos de manejo especial, residuos peligrosos (RPs) e inertes;
- d) Ruido: Emisión de energía acústica;
- e) Consumo de recursos auxiliares: agua, energía eléctrica y combustibles, y
- f) Afectación en suelos: caracterizada por parámetros de concentración de especies químicas depositadas con motivo de actividades pasadas.

8.15.2 Se debe tener los registros de los aspectos ambientales identificados y jerarquizados, disponibles para cuando la Agencia lo requiera.

8.15.3 Durante la Operación de las Instalaciones, se debe mantener el control de contaminantes del aire, suelo, subsuelo y manto acuífero libre de contaminantes a través de:

- a) Inspección de la integridad de las tuberías y equipos;
- b) Monitoreo de los pozos de muestreo;
- c) Sistemas y medidas necesarias para la contención de Derrames;
- d) Procedimientos para evitar o reducir los residuos al mínimo;
- e) Procedimientos para maximizar la recuperación de líquidos y gases de proceso;
- f) Técnicas de tratamiento adecuado de efluentes;
- g) Eliminación de contaminantes previo a la descarga de agua;
- h) Capacitación al personal;
- i) Procedimientos de prevención y planes de respuesta a Emergencias, y
- j) Monitoreo de las emisiones a la atmósfera.

8.15.4 Aire

8.15.4.1 Emisión de azufre a la atmósfera

8.15.4.1.1 La eficiencia promedio mínima de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera que deben cumplir mensualmente las plantas recuperadoras de azufre existentes en condiciones normales de Operación es del



97.5% para plantas existentes y del 99.9% para plantas nuevas. Dicha eficiencia se expresa en por ciento de Recuperación de azufre, el cual se calcula de acuerdo con el numeral 8.15.4.1.6.

8.15.4.1.2 La eficiencia mensual promedio se debe calcular en los primeros 5 días naturales del mes calendario siguiente al mes de Emisión.

8.15.4.1.3 El promedio mensual de la Emisión total de azufre a la atmósfera, de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, en toneladas por día, no debe exceder el 5% del Azufre total (ST), cuando la capacidad de Diseño del sistema o planta recuperadora de azufre sea mayor o igual a 300 toneladas por día y el 10% cuando la capacidad de Diseño del sistema o planta recuperadora de azufre sea menor de 300 toneladas por día. Este porcentaje será determinado con la suma total de azufre emitido y la suma total de azufre que entra al Complejo Procesador de Gas y será cuantificado diariamente a fin de obtener el promedio mensual del porcentaje total de Emisión de azufre para efectos de verificación. Estos parámetros se determinan con el método de cálculo establecido en el numeral 8.15.4.1.10

8.15.4.1.4 La eficiencia η calculada diariamente, se promedia mensualmente y se compara con el promedio mensual de la eficiencia mínima requerida señalada en el numeral 8.15.4.1.1. Eficiencia mínima de control de emisiones (η_m).

$$\eta \geq \eta_m$$

8.15.4.1.5 Para la obtención de la eficiencia mínima de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera referida en el numeral 8.15.4.1.1, no se consideran los valores de las lecturas obtenidas durante las siguientes condiciones:

- a) Operaciones de paro, liberación y enfriamiento de la planta recuperadora para Mantenimiento preventivo y correctivo, siempre que no excedan de 96 horas.
- b) Operaciones de estabilización durante el arranque de la planta, siempre que no excedan de 48 horas.
- c) Contingencias que impliquen la salida de Operación del sistema de reducción de emisiones o partes de este, siempre que no excedan de 24 horas.

8.15.4.1.6 La eficiencia de la planta recuperadora de azufre se debe determinar de acuerdo con la ecuación 1, Figura 6.

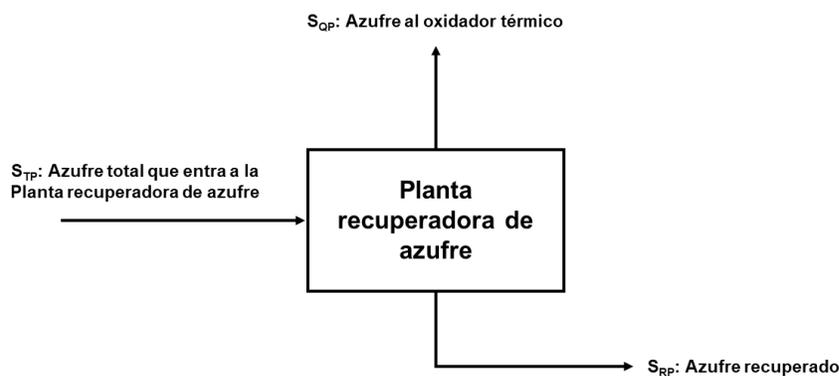


Figura 6. Diagrama para el cálculo de la eficiencia de la planta recuperadora de azufre



Ecuación (1): Eficiencia de la planta recuperadora de azufre (%) = $100 \cdot (S_{RP} / S_{TP})$.

Donde:

S_{TP}: Azufre total en la carga a la planta recuperadora de azufre

S_{RP}: Azufre recuperado en la planta recuperadora de azufre

8.15.4.1.7 La determinación de la carga de azufre S_{TP}: La carga de azufre en el Gas ácido S_{TP} que se alimenta al Sistema de control de emisiones o, en su caso, a cada planta recuperadora en toneladas por día se calcula mediante la ecuación 2:

Ecuación (2) $S_{TP} \text{ (t/d)} = 36.51 \cdot F_{GA} \cdot (\% \text{ mol}_{bh} \text{ H}_2\text{S}) / 100$

Donde:

F_{GA}: flujo volumétrico de alimentación de Gas ácido en base húmeda (**F_{GA}**) en millones de pies cúbicos por día (MMPCD). Se determina con un medidor de Gas ácido de carga colocado en la línea principal de alimentación a cada uno de los Sistemas de control de emisiones (plantas recuperadoras de azufre), la medición debe ser compensada por presión, temperatura y por el peso molecular en condiciones de referencia. Como elemento primario de medición se puede utilizar un tubo Venturi, placas de orificio o equivalente. (Ver Figura 7).

% mol_{bh} H₂S: es la concentración base húmeda promedio de 24 horas de ácido sulfhídrico (H₂S) en el Gas ácido a la entrada del Sistema de control de emisiones; se determina mediante análisis de cromatografía de gases con columna empacada y detector de conductividad térmica en base seca, efectuando las correcciones por el contenido de agua (ver Figura 7).

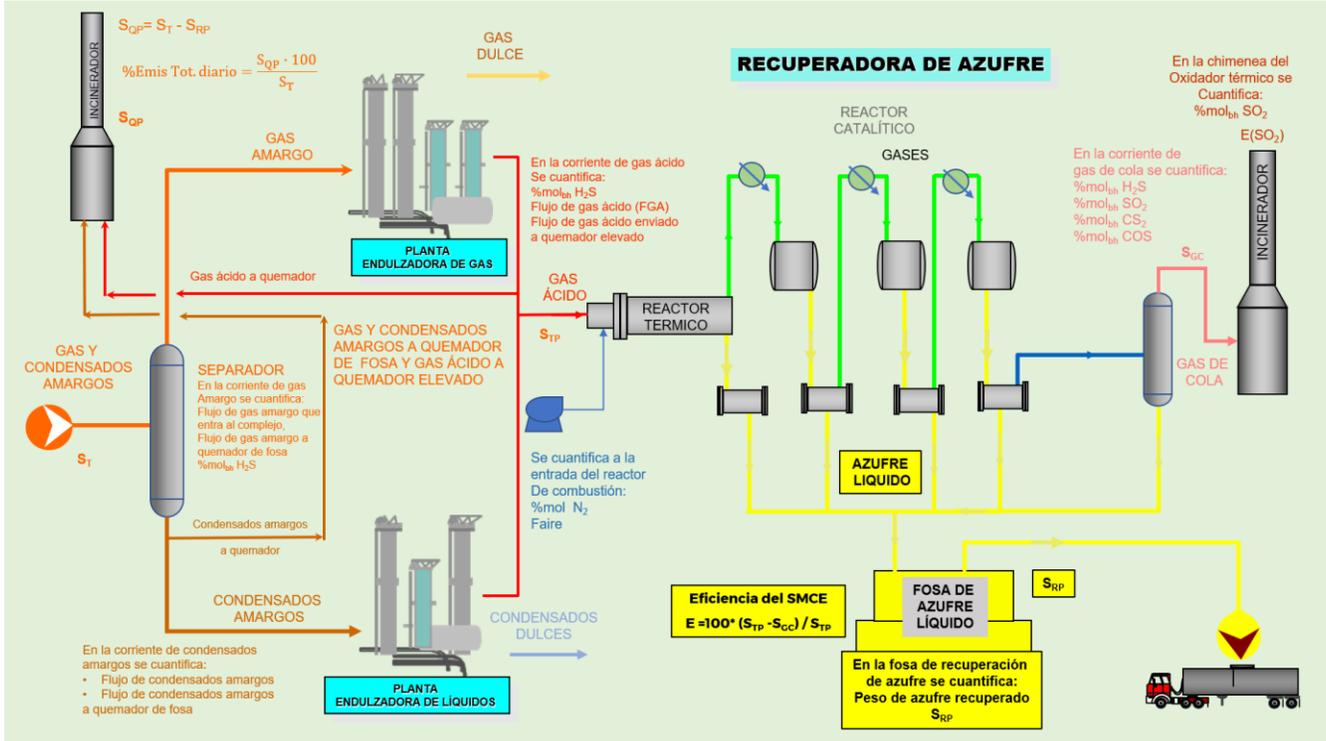


Figura 7. Control de emisiones de Compuestos de azufre en Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural

8.15.4.1.8 El Azufre total emitido S_{QP} por la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, se determina de acuerdo con la ecuación 3:

$$\text{Ecuación (3): } S_{QP} = S_T - S_{RP}$$

Donde:

S_{QP} es el Azufre total emitido en toneladas por día que emiten las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural.

S_T es el Azufre total contenido en la carga de gas y Condensados amargos que entran a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural; se determina según el numeral 8.15.4.1.12, en t/d (ver Figura 7)

S_{RP} es el Azufre recuperado; se determina según el inciso 8.15.4.1.13 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, en t/d (ver figura 7).

8.15.4.1.9 El porcentaje de Emisión total diario por las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural se calcula mediante la siguiente ecuación 4:

$$\text{Ecuación (4)} \quad \% \text{Emis Tot. diario} = \frac{S_{QP} \cdot 100}{S_T}$$

Donde:

S_{QP} : Es la Emisión total en toneladas por día que emiten las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural.



S_T: Es el Azufre total en el gas y Condensados amargos que entra a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural por día.

%Emis. Tot. Diario: Es el porcentaje de Emisión por las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural diario.

8.15.4.1.10 El promedio mensual del porcentaje de Emisión total diario por las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural se calcula mediante la siguiente ecuación 5:

$$\text{Ecuación (5) Prom. Mes \%Emis. Tot. Diario} = \frac{\sum_{n=1}^n \%Emis.Tot.Diario}{n}$$

Donde:

n: Número de días en el mes calendario.

%Emis. Tot. Diario: Es el porcentaje de Emisión por las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural, diario.

Prom.Mes %Emis. Tot. Diario: Es el promedio mensual del porcentaje de Emisión por las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural, diario.

8.15.4.1.11 Para la obtención del promedio mensual de la Emisión total de azufre a la atmósfera señalado en el numeral 8.15.4.1.1. no se consideran los valores de las lecturas obtenidas durante las siguientes condiciones:

- Contingencias que impliquen la salida de Operación del sistema de reducción de emisiones, operaciones de paro de la planta recuperadora, Mantenimiento y cambios de catalizador, así como operaciones de estabilización durante el arranque de la planta, siempre que no excedan de 360 horas en un periodo de año calendario;
- Reparación mayor de las plantas recuperadoras de azufre, siempre que no excedan de 90 días naturales en un periodo de 2 años, y
- En caso de paros o fallas en las plantas desulfuradoras y recuperadoras de azufre por causas no previstas en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

8.15.4.1.12 Para determinar el Azufre total (S_T), que ingresa a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural, se procede de la siguiente manera: Se determina el flujo másico de gas y Condensados amargos, así como el contenido de H₂S, base húmeda, en cada una de estas corrientes por el método de cromatografía de gases y/o equipos con elementos primarios sensibles (cintas impregnadas con acetato de plomo o infrarrojo) de acuerdo a lo señalado en la Tabla 18 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, el valor de flujo másico se multiplica por el contenido de azufre (ver figura 7).

8.15.4.1.13 La cantidad de Azufre recuperado (S_{RP}), se determina cada 24 horas por medición directa en la fosa de almacenamiento de azufre líquido, utilizando un sistema de medición de nivel electrónico o manual; se toma en cuenta la geometría de la fosa, la temperatura y la densidad de acuerdo a la Tabla 18 de métodos de prueba y su frecuencia, para el cálculo en toneladas por día y se suma el total del peso del azufre extraído, en ese mismo periodo para su comercialización; este último se determina mediante básculas calibradas (ver figura 7). Si en una planta desulfuradora se cuenta con varias plantas recuperadoras de azufre, el valor de Azufre recuperado (S_{RP}) se sustituye por la suma de la cantidad de Azufre recuperado en cada una de las diversas plantas.

8.15.4.1.14 Se debe informar en la sección correspondiente de la Cédula de operación anual lo siguiente:

- La Emisión total anual de bióxido de azufre obtenida a partir de la relación (S_T – S_{RP}) • 2, así como los valores anualizados de S_T y S_{RP}.



- b) La eficiencia promedio anual del sistema de control de cada Instalación se calcula utilizando los promedios trimestrales. Asimismo, deben anexar a la Cédula de operación anual copia de la memoria de cálculo de dichos promedios.

8.15.4.1.15 Para prevenir la Emisión de compuestos a la atmósfera, tales como: CO, NO_x, PM_{2.5}, PM₁₀, SO_x, se debe dar cumplimiento a la NOM-085-SEMARNAT-2011.

8.15.4.1.16 Se debe estudiar la posibilidad de instalar controles secundarios de emisiones, tales como unidades de condensación y recuperación de vapor, catalizadores de oxidación, unidades de combustión de vapor o medios de absorción de gas para evitar que las emisiones de vapor contribuyan a la contaminación atmosférica.

8.15.4.1.17 Las emisiones vinculadas al funcionamiento de fuentes eléctricas deben minimizarse mediante la adopción de estrategias que contemplen el uso de combustibles limpios y la aplicación de los controles de emisiones necesarios.

8.15.4.1.18 Durante la Operación, se deben establecer mecanismos para el control y mitigación de emisiones a la atmósfera de conformidad con lo siguiente:

- a) Reducir las emisiones fugitivas en tuberías, válvulas, juntas, Tanques y otros componentes de la infraestructura, supervisando los mismos con sistemas de detección de vapor y manteniendo o sustituyendo los componentes necesarios en orden de prioridad;
- b) Mantener una presión estable en los Tanques y en el espacio de vapor;
- c) El purgado de bala para toma de muestra debe ser canalizado al proceso para su recuperación o en su caso al sistema de desfogue cerrado;
- d) Optimizar los controles de las plantas para aumentar los índices de conversión de las reacciones;
- e) Reciclar materias primas en estado puro y gases combustibles derivados para la generación de electricidad o la recuperación de calor, siempre que sea posible;
- f) Proporcionar sistemas complementarios para maximizar todo lo posible la fiabilidad de las plantas;
- g) Minimizar las emisiones vinculadas al funcionamiento de instalaciones de generación eléctrica, en la medida de lo posible mediante el autoconsumo de gas combustible, así como el monitoreo de la relación aire combustible de los sistemas de combustión vinculadas a los generadores de vapor;
- h) Utilizar quemadores de bajo NO_x para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno;
- i) Utilizar lavadores para gases de venteo con el fin de eliminar productos de oxidación en los vapores suspendidos sobre unidades de proceso;
- j) Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);
- k) Instalar dispositivos de precipitación de nieblas (por ejemplo, dispositivos de precipitación electrostáticos o dispositivos antivaho) para eliminar el vapor de ácido sulfúrico, e
- l) Instalar ciclones, dispositivos de precipitación electrostáticos, filtros de bolsa y lavado en húmedo o la combinación de estas técnicas para reducir las emisiones de partículas sólidas en los puntos de Emisión.

8.15.4.1.19 Se debe cumplir con las medidas de prevención y control de la contaminación en el proceso de quema de gas, siguientes:

- a) Utilizar quemadores elevados eficientes y optimizar el tamaño y la cantidad de las boquillas de combustión;
- b) Reducir al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, el gas canalizado al quemador elevado, procedente de purgas y pilotos, mediante medidas que incluyan la instalación de dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de gases para la quema, gases de purga inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda, e instalación de pilotos de protección;
- c) Instalar sistemas de protección de la presión de instrumentos de alta integridad, cuando resulte apropiado, para disminuir las situaciones de sobrepresión y evitar o reducir situaciones de quema en antorcha;



- d) Instalar, cuando proceda, recipientes de expansión para evitar las emisiones de condensado;
- e) Reducir al mínimo el arrastre o la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos;
- f) Reducir al mínimo los desprendimientos de flama y avances de flama, y
- g) Únicamente se podrá aceptar el venteo de Emergencia en circunstancias específicas en las que no es posible quemar la corriente de gas, sobre la base de un estudio preciso del Riesgo y será necesario proteger la integridad del sistema.

8.15.4.2 Planta recuperadora de azufre

En lo que respecta a las plantas recuperadoras de azufre, se debe cumplir con lo que se especifica a continuación:

8.15.4.2.1 Especificaciones

8.15.4.2.1.1 Todas las corrientes gaseosas que contengan Compuestos de azufre liberados durante el Procesamiento de Gas Natural y en los procesos de endulzamiento asociados deben ser tratadas con el fin de recuperar el azufre y reducir la Emisión de contaminantes a la atmósfera.

8.15.4.2.1.2 Sólo se debe permitir enviar a Quemadores de campo elevados o de fosa aquellas corrientes gaseosas ácidas provenientes de desfuegos o de disparo de válvulas de alivio u otras situaciones de Emergencia.

8.15.4.2.2 Azufre en el Gas de cola.

8.15.4.2.2.1 Determinación de la cantidad de Azufre en el Gas de cola, S_{GC} , se debe determinar por la ecuación 6, siguiente:

$$\text{Ecuación (6)} \quad S_{GC} \left(\frac{t}{d} \right) = 0.032064 \cdot \left(\frac{N_{2\text{aire}} \left(Kg \frac{mol}{d} \right)}{\%mol N_2} \right) \cdot (\%mol H_2S + \%mol SO_2 + \%mol COS + 2 \cdot (\%mol CS_2))$$

En donde: %mol H_2S , SO_2 , COS , CS_2 , N_2 , es la composición del Gas de cola, se debe determinar mediante análisis cromatográfico en base seca y calcular su composición en base húmeda de acuerdo con la Tabla 18.

8.15.4.2.2.2 El N_2 aire(kg-mol/d) se debe determinar conforme a la ecuación 7, siguiente:

$$\text{Ecuación (7)} \quad N_{2\text{aire}} \left(Kg \frac{mol}{d} \right) = F_{\text{aire}} (MMPCD) \cdot \% mol N_2 (bh) \text{aire} \cdot 11.3877$$

En donde: % mol N_2 (bh) aire para fines del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se debe establecer el valor teórico de 78%mol, y

F_{aire} (MMPCD) se debe definir de acuerdo con lo establecido en la Tabla 18.

8.15.4.2.3 Eficiencia del Sistema de control de emisiones

8.15.4.2.3.1 La eficiencia diaria del Sistema de control de emisiones de bióxido de azufre (SO_2) se debe calcular mediante la ecuación 8, siguiente:



$$\text{Ecuación (8)} \quad \eta = 100 * (S_{TP} - S_{GC}) / S_{TP}$$

Donde:

η : Eficiencia diaria, del control de emisiones de azufre (η); para el caso de utilizar un sistema de Recuperación de azufre, ésta es equivalente a la eficiencia de cada planta recuperadora;

S_{TP} : Azufre total en la carga a la planta recuperadora de azufre, en el Gas ácido que se alimenta al Sistema de control de emisiones o, en su caso a cada planta recuperadora; se determina según la metodología del 8.15.4.1.7 de la presente norma, en toneladas por día;

S_{GC} : Azufre en el Gas de cola, en forma de H_2S , SO_2 , COS , CS_2 ; se determina de acuerdo a lo establecido en el 8.15.4.2.2.1 de la presente norma y se expresa en toneladas por día.

En caso de utilizar un sistema de Recuperación de azufre, la eficiencia del Sistema de control de emisiones debe ser equivalente a la eficiencia de cada planta recuperadora.

8.15.4.2.4 Recuperación de azufre

8.15.4.2.4.1 Se debe monitorear la concentración de Compuestos de azufre en el Gas ácido de alimentación, en los efluentes gaseosos a la salida de los equipos de proceso y en el Gas de cola mediante analizadores de gas, así mismo mantener los parámetros de Operación dentro de los límites establecidos durante el Diseño, para evitar la pérdida de actividad del catalizador y formación de depósitos e incrustaciones.

8.15.4.2.4.2 Se debe añadir la cantidad correcta de aire al quemador principal, en donde se lleva cabo la oxidación del Gas ácido de alimentación, es decir, la cantidad requerida para la combustión de menos de 1/3 del H_2S , así mismo se debe mantener la proporción de aire a H_2S para lograr la oxidación completa de todos los Hidrocarburos presentes en la alimentación de Gas ácido.

8.15.4.2.4.3 Se debe asegurar que las etapas primarias del convertidor Claus operen en proporción ($H_2S/ SO_2=2:1$).

8.15.4.2.4.4 Se debe realizar una limpieza del Gas de cola y obtener una alta Recuperación de azufre, mediante el uso o la adición de tecnologías adecuadas, como lo es el proceso SUPERCLAUS, que permitan cumplir con la eficiencia de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera establecida durante el Diseño.

8.15.4.2.4.5 El Gas de cola y el gas de venteo de la fosa de azufre no deben descargarse directamente a la atmósfera, deben oxidarse térmicamente para convertir el H_2S residual y el vapor de azufre a SO_2 .

8.15.4.2.4.6 El Oxidador térmico de Gas de cola se debe mantener a una temperatura igual o mayor a $650^{\circ}C$ para garantizar la eficiencia de conversión de Compuestos de azufre a bióxido de azufre igual o mayor a 98%.

8.15.4.2.4.7 Los gases calientes que salen del oxidador se deben descargar a la atmósfera a través de una chimenea.

8.15.4.2.4.8 Se debe dar seguimiento a la correcta Operación de los Equipos críticos que integran la planta recuperadora de azufre, tales como: convertidores, quemadores, sopladores, con el fin de garantizar la integridad de los equipos, la seguridad durante la Operación y el eficiente desarrollo del proceso.

8.15.4.2.4.9 Se debe contar con la evidencia documental de los procedimientos para las prácticas de trabajo seguro para las operaciones normales, como la entrega y descarga de ácido sulfhídrico, la lectura de medidores, la



inspección y el muestreo del proceso, así como para las actividades de respuesta de Emergencia y recuperación.

8.15.4.2.5 Bitácora de Operación

- 8.15.4.2.5.1** Se debe contar con el registro en una Bitácora de la Operación de las plantas endulzadoras de gas y Condensados amargos, así como de la planta recuperadora de azufre.
- 8.15.4.2.5.2** La Bitácora debe permanecer en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural por un periodo mínimo de 5 años en formato físico y/o electrónico y debe estar disponible para cuando la Agencia lo requiera.
- 8.15.4.2.5.3** Se debe registrar en la Bitácora la información necesaria para controlar la Operación, calcular la Recuperación de azufre y controlar las emisiones a la atmósfera, considerando como mínimo lo establecido en la Tabla 17 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, utilizando como apoyo lo referido en el numeral A.1 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 8.15.4.2.5.4** El azufre emitido (toneladas) se calcula diariamente mediante la ecuación (3) del numeral 8.15.4.1.8 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana y se registra en la Bitácora; la Emisión mensual promedio se debe calcular en los primeros 5 días naturales del mes calendario siguiente al mes de Emisión, para compararse con lo establecido en el numeral 8.15.4.1.1.



Tabla 17. Información mínima para la Bitácora de Operación de la planta endulzadora de gas y Condensados amargos, y de la planta recuperadora de azufre de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural

	Unidades	Observaciones
CONTROL DE OPERACIÓN		
Fecha:		
Responsable de la Bitácora:		
Gas amargo	MMCPD	Flujo volumétrico a condiciones de referencia que entra a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural para su procesamiento, medidos en la entrada de la planta endulzadora, y antes de la derivación de los quemadores de fosa. Se determina de acuerdo con lo señalado en la Tabla 18, referente a los métodos de prueba.
Condensados amargos	BPD	Flujo volumétrico que entra a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural para su procesamiento, medidos en la entrada de la planta endulzadora, y antes de la derivación de los quemadores de fosa. Se determina de acuerdo con lo señalado en la Tabla 18, referente a los métodos de prueba.
Concentración de H₂S	% mol	Promedio diario a condiciones de referencia, en base húmeda y de acuerdo con lo señalado en la Tabla 18, referente a los métodos de prueba.
Gas ácido	MMCPD	Gas que alimenta a la planta recuperadora de azufre, a condiciones de referencia.
Concentración de H₂S	% mol	Promedio diario, en base húmeda y base seca.
Gas de cola	MMCPD	
Concentración de Compuestos de azufre en el Gas de cola	% mol	Promedio diario de Compuestos de azufre en el Gas de cola (ver diagrama)
Azufre Recuperado (S_{RP}):	t/d	Se calcula a partir de la medición del nivel de azufre en las fosas de almacenamiento, que incluya el azufre extraído en el mismo periodo.
Memoria de cálculo:		
Eficiencia de la planta recuperadora de azufre:	%	
Contingencia presentada		De acuerdo con lo establecido en el numeral 8.15.4.2.6.2
Temperatura del oxidador:	°C	
Recuperación de azufre	%	
CONTROL DE EMISIONES CONTAMINANTES		
Concentración de SO₂		Promedio diario.
Gases de salida del oxidador		Flujo volumétrico.
Emisión másica E(SO₂)	t/d	En el Oxidador térmico
Gas amargo	MMPCD	Se determina por balance diario enviado al quemador de fosa.
Condensados amargos	BPD	
Gas ácido	MMPCD	Se determina por balance diario enviado al quemador elevado.



Composición de H₂S	% mol	Promedio a condiciones de referencia.
Fecha		
Hora de inicio		Correspondiente al envío de Gas ácido, gas y Condensados amargos a cada quemador.
Hora de conclusión		
Memoria de cálculo de SO₂		Referente a lo emitido a la atmósfera por día. Todas las mediciones se deben reportar en base húmeda a la presión y temperatura de las condiciones de referencia.
Azufre total (S_T)	t/d	Azufre total contenido en la carga de gas y Condensados amargos procesados en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.
Azufre emitido (SQP) por la IPGN:	t/d	Azufre emitido por la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.
Emisión por Instalación	%	Porcentaje diario y promedio mensual de Emisión por Instalación de Procesamiento de Gas Natural. $\% \text{Emis Tot. diario} = \frac{S_{QP} \cdot 100}{S_T}$

8.15.4.2.6 Porcentaje de Recuperación de azufre y eficiencia

8.15.4.2.6.1 La eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre debe cumplir con lo establecido en el numeral 8.15.4.1.1 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana y debe determinarse diariamente mediante la ecuación 1 correspondiente al numeral 8.15.4.1.6, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, cumpliendo lo siguiente:

- El flujo de alimentación de Gas ácido, F_{GA} , se debe determinar con un medidor de Gas ácido de carga colocado en la línea principal de alimentación a cada una de las plantas recuperadoras de azufre, la medición debe ser compensada por presión, temperatura y por el peso molecular en condiciones de referencia. Como elemento primario de medición se puede utilizar un tubo Venturi, placas de orificio o equivalente, de acuerdo con la Tabla 18 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y
- Para obtener el % mol_{bn} H₂S se debe determinar la concentración promedio de 24 horas del ácido sulfhídrico (H₂S) en el Gas ácido a la entrada de la planta recuperadora de azufre por un análisis de cromatografía de gases con columna empacada y detector de conductividad térmica en base seca, efectuando las correcciones por el contenido de agua.

8.15.4.2.6.2 Para la obtención de la eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre no se deben considerar los valores de las lecturas obtenidas durante las siguientes condiciones:

- Paro programado de la planta recuperadora de azufre para Mantenimiento o reparación mayor;
- Operaciones de estabilización durante el arranque de la planta recuperadora de azufre, y/o
- Paros por Emergencia, tales como: falla de las plantas endulzadoras, falta de carga, falla de reactores, solidificación de azufre, falla de equipo mecánico, falla de aire de instrumentos, falla de energía eléctrica, o falla de agua de enfriamiento.

8.15.4.2.6.3 Las condiciones o eventos señalados en el numeral anterior, ya sea en forma individual o en su conjunto, no deben exceder los 30 días naturales en un periodo de un año calendario contados a partir de la condición o



evento; en caso contrario, se deben registrar las acciones orientadas a restablecer la Operación, utilizando como apoyo lo referido en el numeral A.4 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

8.15.4.3 Equipo de Monitoreo Continuo de Emisiones (EMCE)

- 8.15.4.3.1** El EMCE debe operar de forma continua 24 horas, los 365 días del año, con excepción de su periodo de Mantenimiento y/o por las condiciones o eventos que se mencionan en el numeral 9.11 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 8.15.4.3.2** El EMCE debe registrar un mínimo de 12 lecturas por hora, calcular el promedio diario de SO₂ emitido y generar un reporte impreso diario con la fecha e identificación del Oxidador térmico. El valor promedio resultante se debe asentar en la Bitácora a la que se hace referencia en el numeral 8.15.4.2.5 Bitácora de Operación.
- 8.15.4.3.3** El método de medición continua, de la concentración de bióxido de azufre en la Emisión a la atmósfera por la chimenea del Oxidador térmico debe operar con el principio de medición de espectroscopia de absorción en el ultravioleta no dispersivo o un método equivalente de acuerdo con la Tabla 18 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
- 8.15.4.3.4** El método para medir el flujo volumétrico de gases de forma continua debe ser por determinación de la presión diferencial en un tubo Pitot de acuerdo con la Tabla 18, y siguiendo los procedimientos y cálculos especificados por el fabricante.
- 8.15.4.3.5** En cada una de las chimeneas de los oxidadores térmicos donde se localiza el EMCE, las plataformas y puertos de muestreo se deben mantener en buenas condiciones de acuerdo con lo señalado en la NMX-AA-009-1993-SCFI. en cada una de las chimeneas de los oxidadores térmicos para la colocación permanente del EMCE de SO₂. Para verificar que la respuesta del EMCE en la chimenea de cada Oxidador térmico se encuentre dentro de una tolerancia de +/- 5% con respecto al método de referencia, deben instalarse los puertos de muestreo adicionales necesarios, colocados 30 centímetros debajo de los requeridos en la NMX-AA-009-1993-SCFI y formando un ángulo de 45°, a los cuales se tendrá acceso desde la plataforma de muestreo.
- 8.15.4.3.6** Con fines de validación de las lecturas del EMCE, se compara el valor de la Emisión másica de bióxido de azufre medido en la chimenea del Oxidador térmico de cada planta recuperadora de azufre mediante el EMCE (E(SO₂), t/d), con el valor obtenido de SGC, la cantidad de Azufre en el Gas de cola y se debe cumplir la relación siguiente:

$$1.60 (S_{GC}) \leq E (SO_2) \leq 2.40 (S_{GC})$$

8.15.4.4 Informe

- 8.15.4.4.1** Se debe elaborar, para control interno, un informe trimestral de la Recuperación de azufre por Instalación de Procesamiento de Gas Natural y por planta recuperadora de azufre.
- 8.15.4.4.2** Este informe debe mostrarse de forma desglosada por variable; es decir, ST, SRP, y SQP, expresado en toneladas diarias, de conformidad con las Tablas 17 y 18, según corresponda, utilizando como apoyo lo referido en el numeral A.2 y A.3 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana; mismo que debe estar actualizado y disponible de manera física y/o electrónica para cuando la Agencia lo requiera.
- 8.15.4.4.3** Para la obtención del porcentaje de Recuperación de azufre acumulado trimestral no se consideran los valores de los balances diarios obtenidos durante las condiciones o eventos establecidos en el numeral 8.15.4.2.6.2.



8.15.4.5 Registros de paro

- 8.15.4.5.1** Para los casos estipulados en el numeral 8.15.4.2.6.2, se debe llevar un registro por Bitácora del paro o reinicio de operaciones de las plantas recuperadoras de azufre, en formato físico y/o electrónico y debe estar disponible para cuando la Agencia lo requiera.
- 8.15.4.5.2** Se debe llevar un registro por Bitácora del inicio o salida de Operación de las plantas desulfuradoras de gas y Condensados amargos, cuando a consecuencia de dichos eventos se envíe Gas amargo o Condensados amargos a los quemadores, el cual debe estar en formato físico y/o electrónico y estar disponible para cuando la Agencia lo requiera.

Tabla 18. Métodos de prueba y frecuencia de medición

Parámetros	Método o norma de referencia	Métodos análogos	Técnicas analíticas generales	Frecuencia	Referencia en numerales de la NOM
Gas y Condensados amargos					
Flujo volumétrico de Gas amargo y flujo volumétrico de Condensados amargos	NA	1. AGA reporte 1, 2 y 3 2. NRF 081, 083 y 240 3. API 14 reporte 1, 2 y 3	1. Acumulado diario generado por el sistema de medición utilizado en el balance diario 2. Placa de orificio	Cada 24 horas Acumulado diario	8.15.4.2.5
Flujo másico de gas amargo y flujo másico de condensados amargos	NA	NA	Determinado a partir del flujo volumétrico de Gas amargo con memoria de cálculo	Cada 24 horas	8.15.4.1.7



Concentración %mol de H₂S en corriente de Gas amargo y concentración %mol de H₂S en corriente de Condensados amargos en base húmeda	NA	1. ASTM D4468-11 2. ASTMD1945-10	1. Cromatografía de gases 2. Equipos con elementos primarios sensibles 3. Infrarrojo	Cada 24 horas promedio diario	8.15.4.2.5 y 8.15.4.1.7
Flujo volumétrico de Gas amargo y flujo volumétrico de Condensados amargos enviados al quemador de fosa	NA	NA	Balace de materiales con memoria de cálculo	Cada 24 horas	8.15.4.2.5
Gas ácido					
Flujo volumétrico de Gas ácido	NA	1. AGA reporte 3 2. ISO 5167	1. Tubo Pitot 2. Placa de orificio o equivalente	Cada 24 horas	8.15.4.1.7, 8.15.4.2.5
Concentración %mol de H₂S en corriente de Gas ácido en base húmeda (1)	NA	ASTMD1945-10	Cromatografía de gases y conductividad térmica	Cada 24 horas promedio diario	8.15.4.1.7, 8.15.4.2.5,
Flujo de Gas ácido enviado al quemador elevado	NA	NA	Balace de materiales con memoria de cálculo	Cada 24 horas	8.15.4.2.5

Parámetros	Método o norma de referencia	Métodos análogos	Técnicas analíticas generales	Frecuencia	Referencia en numerales de la NOM
Gas de cola					
Flujo de Gas ácido	NA	1. AGA reporte 3 2. ISO 5167	Placa de orificio o equivalente	Cada 24 horas	8.15.4.2.5
Flujo total de aire que entra a la planta recuperadora	NA	1. ISO 5167	Placa de orificio o equivalente	Cada 24 horas	8.15.4.2.2.2



Concentración %mol de compuestos de azufre (H₂S, COS, CS₂ y SO₂) en la corriente de Gas de cola en base húmeda	NA	1. ASTM D4468-11 2. ASTMD1945-10	Cromatografía de gases (2)	Cada 24 horas promedio diario	8.15.4.2.5. y 8.15.4.2.2.1
Contenido de nitrógeno del aire en base húmeda %mol de nitrógeno	NA	NA	Constante equivalente a 79% mol	Cada 24 horas	8.15.4.2.2.2
Azufre recuperado					
Peso de azufre recuperado (t/d)	NA	NA	Báscula calibrada	Cada 24 horas	8.15.4.2.5, 8.15.4.1.7
Medición directa nivel de azufre en fosas	NA	NA	Medición de nivel (dispositivo electrónico o manual)	Cada 24 horas	8.15.4.2.5, 8.15.4.1.13
Densidad de azufre recuperado	NA	NA	Se calcula un factor en el arranque de planta y se usa como constante se incluye memoria de cálculo	Cada 24 horas	8.15.4.1.13
Temperatura del azufre en fosas	NA	NA	Termopar calibrado	Cada 24 horas	8.15.4.1.13
Emisión de bióxido de azufre					
Flujo volumétrico de los gases a la salida del oxidador	NMX-AA-009-SCFI-1993	NA	Presión diferencial en un tubo Pitot	Cada 24 horas	8.15.4.2.5, 8.15.4.3.3 8.15.4.3.4
Concentración de bióxido de azufre en los gases a la salida del oxidador	1. NMX-AA-055-1979 2. NMX-AA-056-1980	MÉTODO 6C USEPA	Espectroscopia de absorción en ultravioleta no dispersivo o equivalente	Cada 24 horas promedio diario	8.15.3.2.5, 8.15.4.3.3 8.15.4.3.4



Emisión másica de bióxido de azufre	NA	MÉTODO 6C USEPA	Determinada mediante las variables de flujo y concentración de bióxido de azufre en chimenea del oxidador se incluye memoria de cálculo	Cada 24 horas promedio diario	8.15.4.2.5, 8.15.3.3.6
Temperatura en la cámara de combustión del Oxidador térmico	NA	Termo par		Cada 24 horas	8.15.4.2.5, 8.15.4.3.6

8.16 Suelo, subsuelo y mantos acuíferos

- 8.16.1** En actividades que implique cambio o reposición de aceites hidráulicos, lubricantes, aceites dieléctricos; y/o limpieza con productos solventes, el personal de Operación debe disponer de recipientes debidamente etiquetados que le permitan recolectar correctamente los residuos y así evitar posibles Derrames. Los residuos de aceites hidráulicos y lubricantes deben ser almacenados en un mismo recipiente, a diferencia de los aceites dieléctricos y solventes que deben almacenarse en recipientes distintos y específicos.
- 8.16.2** Abstenerse de mezclar aceites hidráulicos y lubricantes con aceites dieléctricos o solventes.
- 8.16.3** El aceite de purgas continuas de los equipos de proceso, Vaciado de Equipo y toma de muestras, se debe recolectar por medio de una red de Drenaje aceitoso (sistema cerrado).
- 8.16.4** Para desarrollar actividades que requieran del uso de lubricantes, aceites hidráulicos, dieléctricos, solventes, ácidos o combustibles, se debe cumplir con las siguientes medidas de prevención, que contribuirán a evitar potenciales Derrames:
- Almacenar los productos o sus residuos en recipientes herméticos y resistentes a perforación o corte.
 - Disponer y etiquetar los envases para residuos con la siguiente nomenclatura: "RESIDUOS ACEITES Y GRASAS", "RESIDUOS ACEITE DIELECTRICO", "RESIDUOS SOLVENTES" "RESIDUOS ÁCIDOS DE DESECHO" o "COMBUSTIBLE DE DESECHO", según corresponda.
 - Abstenerse de mezclar los desechos de lubricantes o de aceites hidráulicos, con otros productos.
 - Lubricantes y aceites hidráulicos son susceptibles de mezclarse en el recipiente de "Residuos aceites y grasas", y
 - Abstenerse de mezclar residuos de aceites dieléctricos, solventes o ácidos con otros desechos ya que pueden desencadenar reacciones químicas peligrosas.
- 8.16.5** La prevención de la contaminación del suelo y del agua subterránea será mediante el monitoreo de pozos que se realizará por medio de las siguientes actividades:
- A través de los pozos de monitoreo se realizará un monitoreo trimestral (2 por régimen estacional lluvias-secas), en donde se deben tomar concentraciones de Compuestos Orgánicos Volátiles y/o Hidrocarburos volátiles en suelo, con equipos portátiles (Fotoionizador de Luz Ultravioleta (PID) o un equipo portátil



- anализador de Hidrocarburos en fase volátil). Dichos equipos deben contar con una Bitácora interna de Mantenimiento y calibración;
- Se debe verificar la ausencia de Hidrocarburos en fase libre a través de una sonda de interfase y/o Muestreador tipo Bailer;
 - En caso de detectarse agua subterránea en los pozos de monitoreo, se debe obtener una muestra para la determinación de Hidrocarburos Fracción Liger (Método EPA 8015), BTEX's (Método EPA 8260) y Compuestos Orgánicos Volátiles (NMX-AA-185-SCFI-2021) a través de un Laboratorio de pruebas acreditado por una Entidad de Acreditación y aprobado por la autoridad correspondiente, adicionalmente para el pozo ubicado en las inmediaciones de la zona de tratamiento de efluentes, se realizarán los análisis marcados en la NOM-001-SEMARNAT-2021;
 - En caso de encontrar Hidrocarburos y/o Compuestos Orgánicos Volátiles en fase disuelta (agua subterránea) y/o fase volátil, se efectuará el estudio de caracterización y, en caso de que este así lo determine, el estudio de restauración correspondiente;
 - En caso detectarse Hidrocarburos en fase libre, inmediatamente se debe cuantificar su volumen en subsuelo (superficie y espesor), para llevar a cabo la inmediata recuperación y control volumétrico del producto recuperado;
 - Adicionalmente, se identificará la instalación o punto fuente que provocó la Fuga, documentando las acciones llevadas a cabo para inactivarlo, y
 - Finalmente, se efectuará el estudio de caracterización y restauración de conformidad con lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012.

8.17 Registro de variables de proceso

8.17.1 Para preservar la integridad de las plantas de proceso, se debe llevar a cabo la Operación acorde a las condiciones para las cuales fueron diseñadas. Por lo que, se debe dar el seguimiento y control de los procesos operativos, realizando lo siguiente:

- Reportes de verificación entre las condiciones de Operación y las condiciones de Diseño, reportes de las estaciones de trabajo del sistema de control distribuido, como de levantamientos de instrumentación de campo;
- Análisis y registros de propiedades críticas tanto para el proceso como para la integridad de los equipos;
- Muestreos continuos de propiedades físicas y químicas de las materias primas, productos y subproductos;
- Aplicación de procedimientos para monitorear, calibrar y controlar los parámetros de Operación, y
- Resguardo y protección del historial de registros de Operación diaria.

8.17.2 Se debe contar con los registros de monitoreo y control del comportamiento de las variables críticas que inciden directamente en el proceso afectando el producto final.

8.17.3 Los formatos de registro de variables de operación deben indicar, área de proceso, variable, fecha, hora, lectura, identificación del instrumento y el nombre del personal, que realiza el registro.

8.17.4 Los registros de operación de los recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener lo indicado en el numeral B.10.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

8.18 Taponamientos

8.18.1 Para evitar taponamientos por la formación de hidratos de metano, solidificación de azufre, formación de sales, fallas en el sistema de filtración, fallas en el sistema de medición de alimentación de las plantas de proceso, se debe supervisar y controlar que las temperaturas de Operación no excedan los límites establecidos durante el Diseño, así



mismo se deben realizar muestreos y monitoreos continuos de la materia prima, el producto y las corrientes de reciclado para asegurar que los procesos involucrados en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural se encuentren operando de acuerdo con lo establecido en el Diseño.

8.18.2 En caso de presentarse taponamientos en las líneas de Operación y los equipos de proceso, se debe contar con los procedimientos e instrucciones de trabajo, donde se especifique cómo se deben realizar las actividades y operaciones de identificación y remoción de estos, de forma correcta, consistente y segura en las Instalaciones.

8.19 Corrientes de proceso y servicios auxiliares

Para preservar la correcta Operación de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, se debe realizar lo siguiente:

- a) Muestreos y pruebas en la materia prima y el producto para asegurar que los procesos operen de acuerdo con lo establecido durante el Diseño y que no exista una alta cantidad de contaminantes que implique perjudicar a equipos de la cadena de proceso;
- b) Monitoreo continuo de la calidad del agua suministrada a Calderas para evitar incrustaciones debido al contenido de sales;
- c) Monitoreo de la calidad del gas combustible a quemadores;
- d) Monitoreo continuo de la calidad del aire de instrumentos;
- e) Remoción de mercurio antes de la entrada a plantas de tratamiento de gas mediante el uso de carbón activado o tamices moleculares con el fin de mantener la composición de mercurio por debajo de los límites establecidos durante el Diseño, y
- f) Contar con mecanismos de acción para mantener en todo momento los parámetros requeridos.

8.20 Tratamiento de efluentes

8.20.1 Durante la Operación, se deben llevar a cabo técnicas de tratamiento de aguas residuales (preliminar, primario, secundario y, en caso de ser necesario, terciario) previo a la descarga en cuerpos de agua y, permitir la recirculación de agua durante los procesos involucrados. Así mismo, se debe realizar lo siguiente:

- a) Proporcionar una capacidad suficiente para diluir los fluidos de proceso para maximizar la recuperación en el proceso y evitar la descarga masiva de líquidos de proceso en el sistema de Drenaje de las aguas oleosas;
- b) Neutralizar las corrientes acídicas y cáusticas antes de su vertido en el sistema de tratamiento de aguas residuales;
- c) Separar las emulsiones agua-aceite mediante fosas separadoras;
- d) Enfriar el agua de purga procedente de los sistemas de generación de vapor y de las torres de enfriamiento antes de proceder a su descarga;
- e) Contar con sistemas de contención en las áreas donde se manipulen líquidos, y
- f) Utilizar métodos de recuperación del calor, así como mejoras en la eficacia energética y otros métodos de enfriamiento diseñados para reducir la temperatura del agua caliente antes de su descarga.

8.20.2 Se debe llevar el registro diario de los volúmenes de agua residual tratada, fechas de muestreo y de caracterización, e Incidentes o Accidentes presentados durante la Operación de los sistemas de tratamiento de efluentes. Dicho registro debe ser firmado por el responsable de la Operación y debe estar disponible en la Instalación.



9. Mantenimiento

9.1 Manual de Mantenimiento

9.1.1 Las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural deben contar con un manual de Mantenimiento, el cual debe encontrarse disponible en un lugar donde sea fácilmente consultado por el personal que lo requiera, el cual debe actualizarse cuando ocurran cambios en la tecnología, Instalaciones y/o procesos, así como aplicarse cuando se realice la inspección técnica y el Mantenimiento a las Instalaciones, este manual debe contener, al menos, lo siguiente:

- a) Programas documentados en los que se especifique la inspección técnica y el Mantenimiento;
- b) Procedimientos, instructivos y requisitos para garantizar la seguridad del personal, Instalaciones y medio ambiente durante los trabajos de inspección técnica y el Mantenimiento;
- c) Descripción de la capacitación y habilidades que requiere el personal de Mantenimiento, y
- d) Registro de los trabajos de Mantenimiento de las Instalaciones.

9.1.2 Se debe contar con un inventario de los equipos que integran la Instalación, de acuerdo con el ISO 14224 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya; que como mínimo incluya equipos estáticos, dinámicos, eléctricos, equipos o sistemas básicos de control de proceso, dispositivos de alivio de presión, Sistemas contra incendio, sistemas de detección de gas y fuego, sistemas instrumentados de seguridad, sistemas de detección y control de Fugas, y sistemas de Drenajes.

9.1.3 Con base en el inventario, se debe:

- a) Elaborar un programa anual de actividades de inspección técnica y de Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y
- b) Desarrollar procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento enfocados a:
 - 1) Verificar el funcionamiento seguro de los equipos relacionados con la Operación;
 - 2) Verificar que la calidad de los materiales y refacciones utilizadas en los equipos cumplan con las especificaciones de Diseño, y
 - 3) Promover el cumplimiento estricto y permanente de todas las instrucciones de trabajo, donde se especifique como se deben realizar las actividades de forma correcta, consistente y segura en las Instalaciones.

9.2 Programa anual de actividades inspección técnica y de Mantenimiento

9.2.1 El programa de inspección técnica y de Mantenimiento debe incluir las recomendaciones de los fabricantes, proveedores de materiales, equipos, constructores y las buenas prácticas reconocidas en la industria para su funcionamiento adecuado.

9.2.2 Este programa debe estar desglosado mensualmente en un año calendario para controlar la realización de los trabajos de verificación, pruebas, Mantenimiento y debe establecer la periodicidad con la que se llevan a cabo las actividades para asegurar un funcionamiento adecuado de las Instalaciones, en un año calendario; así como el registro del personal que desarrolla dicha actividad.

9.2.3 Se debe seleccionar las técnicas que resulten aplicables, a partir de la normatividad vigente, datos históricos de falla, mecanismos de falla, así como las pruebas de verificación que a continuación se enlistan:

- a) Inspecciones visuales;
- b) Métodos ultrasónicos (haz recto, haz angular, arreglo de fases, ondas guiadas);



- c) Líquidos penetrantes;
- d) Partículas magnéticas;
- e) Corrientes Eddy;
- f) Pruebas de dureza;
- g) Pruebas radiográficas;
- h) Pruebas de termografía infrarroja;
- i) Análisis de materiales;
- j) Análisis metalográfico, y
- k) Pruebas hidrostáticas.

9.2.4 Los programas específicos de revisión Mantenimiento de recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener al menos lo establecido en el numeral B.4.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.3 Procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento

9.3.1 Se debe contar con procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento relacionados con las operaciones llevadas a cabo en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, los procedimientos deben incluir instrucciones de seguridad referentes a la protección de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones considerando los protocolos siguientes:

- a) Realizar el Mantenimiento con base en las recomendaciones del fabricante;
- b) Revisar el cumplimiento de las acciones correctivas resultantes del Mantenimiento;
- c) Revisar los equipos nuevos y de reemplazo, para el cumplimiento con los requerimientos de Diseño;
- d) Verificar la calibración, certificación, verificación, inspecciones y pruebas de Equipos críticos;
- e) Contar con refacciones en almacén;
- f) Verificar que la inspección y el Mantenimiento de cada elemento se realice mediante las técnicas adecuadas en los periodos establecidos;
- g) Realizar Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) previo al inicio de cada actividad de Mantenimiento;
- h) Contar con un programa de calibración de instrumentos y ejecutarlo conforme a programa;
- i) Ejecutar las actividades de Mantenimiento de acuerdo con los procedimientos de seguridad (espacios confinados, trabajos con Riesgo, corte y soldadura, vaciado, limpieza e inertizado);
- j) Establecer frecuencia de cambio de filtros de partículas y filtros de carbón en la Planta de Regeneración de aminas para evitar problemas operativos por la formación de espuma a causa de sales formadas a partir de la degradación de aminas;
- k) Realizar el Mantenimiento de acuerdo con las condiciones del catalizador;
- l) Efectuar pruebas funcionales periódicas del sistema completo (verificación) según la frecuencia establecida durante el Diseño;
- m) Verificar la funcionalidad de los sistemas de seguridad posterior a la ocurrencia de Emergencias y previo al reinicio de operaciones;
- n) Garantizar la facilidad de acceso a la inspección o monitoreo y al reemplazo de equipos;
- o) Contar con un programa de Mantenimiento e inspección para todos los sistemas de detección, Alarmas y monitoreo de H₂S y ejecutarlo conforme a programa, y
- p) Toda la señalización de las tuberías, equipos y componentes, así como vialidades, rutas y salidas de Emergencia, debe mantenerse visible y en buen estado, de conformidad con la NOM-026-STPS-2008.

9.3.2 Antes de realizar cualquier actividad de inspección técnica o de Mantenimiento, se deben seguir las medidas siguientes:



- a) Suspender el suministro de energía eléctrica a los equipos a intervenir y realizar las acciones de bloqueo y señalización;
- b) Despresurizar y vaciar las tuberías o equipos;
- c) Verificar con un explosímetro o detector de gases combustibles que no existan concentraciones explosivas de vapores;
- d) Inspeccionar las áreas donde se realizarán las actividades, y eliminar Fugas, Derrames o acumulaciones de combustibles;
- e) Limpiar las áreas de trabajo;
- f) Retirar los residuos generados y manejarlos de acuerdo con su clasificación y características, y
- g) Categorizar el orden de prioridad en el Mantenimiento de los equipos, así como las actividades de acuerdo con los requerimientos del proceso de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural.

9.3.3 Los procedimientos de revisión y Mantenimiento de recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener al menos las instrucciones correspondientes conforme a lo establecido en los numerales B.5.2 y B.5.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.4 Trabajos en caliente

Para la realización de Trabajos en caliente o que generen fuentes de ignición se deben analizar, previo al inicio de éstos, las actividades que se realizarán, así como las áreas donde se llevarán a cabo, con el propósito de identificar los Riesgos potenciales y así definir las medidas de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa para garantizar la seguridad de las personas y de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural.

9.5 Autorización de trabajos

Se debe contar con los permisos internos de trabajo, para la autorización y ejecución de trabajos de Mantenimiento, no peligrosos y potencialmente peligrosos, así como con el Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) en el que se incluya la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente en los trabajos de Mantenimiento de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, para la ejecución de actividades rutinarias y no rutinarias.

9.6 Capacitación

9.6.1 Las inspecciones técnicas, pruebas y el Mantenimiento de los sistemas, componentes o equipos que integran las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural, deben ser realizadas por Personal competente, así mismo deben avalarse por el personal con las competencias necesarias y certificaciones, de conformidad con lo establecido en los códigos aplicables para cada prueba y las recomendaciones del fabricante.

9.6.2 La capacitación para mantenimiento, reparación y pruebas de presión o exámenes no destructivos a recipientes sujetos a presión y Calderas debe contemplar lo indicado en el numeral B.9 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.7 Registros de Mantenimiento

9.7.1 Se debe contar con una Bitácora de inspección técnica y de Mantenimiento donde se considere lo siguiente:

- a) La fecha y actividades realizadas a cada componente de la Instalación, para mantener la trazabilidad del programa;



- b) Fechas del Mantenimiento preventivo, correctivo y sus razones, asimismo, se deben señalar el nombre de los responsables del Mantenimiento y de la inspección;
- c) Registro sobre el cambio de partes y de aquellas que deben cambiarse para el próximo Mantenimiento;
- d) Reportes de inspección técnica realizados a las válvulas que incluyan, como mínimo, la fecha de inspección visual en Operación, nombre del inspector y notas de lo observado durante la inspección, y
- e) Los criterios de aceptación o rechazo para continuar la Operación.

9.7.2 El registro debe estar firmado por el ejecutor, el jefe del área y avalado por la máxima autoridad de la Instalación y debe mantenerse durante la vida útil de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.

9.7.3 La Bitácora de inspección técnica y de Mantenimiento, el reporte de las actividades realizadas en cada componente de las instalaciones y los registros que indican que un componente sea retirado o puesto en Operación, deben conservarse por un periodo de 5 años en las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural para cuando la Agencia los requiera.

9.7.4 Se debe contar con registros de cumplimiento del programa de Mantenimiento, así como evidencias de la atención de las desviaciones encontradas en las inspecciones.

9.7.5 Se debe contar con la lista del personal que cubre los puestos que realizan actividades de Mantenimiento en los equipos e Instalaciones, debiendo tener evidencia de su capacitación en los temas que se mencionan el numeral 9.6 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.7.6 Toda la información de Mantenimiento debe estar debidamente documentada y disponible por los medios físicos y/o electrónicos para cuando la Agencia lo requiera.

9.7.7 Todos estos registros deben de cumplirse sin importar si los trabajos los realiza personal interno o externo.

9.7.8 Los registros de Mantenimiento de los recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener lo indicado en el numeral B.10.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.8 Registros de integridad Mecánica

9.8.1 Se debe desarrollar y ejecutar procesos que permitan contar con documentos escritos para mantener y asegurar la integridad mecánica de los activos y el aseguramiento de la calidad de equipos de proceso, instalados o nuevos, sus refacciones y partes de repuesto.

9.8.2 Dentro del proceso de aseguramiento de la integridad, se debe realizar lo siguiente:

- a) Revisiones periódicas y pruebas funcionales que aseguren que las tuberías y equipos operen conforme a las especificaciones de Diseño;
- b) Llevar el seguimiento de los niveles de los Tanques y recipientes de almacenamiento considerando la utilización de Alarmas de alto o bajo nivel;
- c) Comprobar que los procedimientos de Mantenimiento de los equipos que integran el SIS, contengan la información requerida para asegurar que se compruebe totalmente su funcionamiento y puesta en marcha después de cada revisión, y
- d) Asegurar que se documenten las respuestas específicas a las desviaciones en el proceso, las Alarmas y los paros de operación.



- 9.8.3** Se debe definir, identificar y documentar los Equipos críticos que se consideren de atención prioritaria cuando estos se encuentren expuestos a condiciones de Operación severas o sean equipos asociados con la liberación o desfogue controlado de sustancias peligrosas o emisiones contaminantes.
- 9.8.4** Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos de los recipientes sujetos a presión y Calderas deben contener lo indicado en el numeral B.10.4 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.9 Pérdida de integridad

9.9.1 Protección catódica

Para mantener adecuadamente las estructuras que cuentan con Sistemas de protección catódica, se debe dar cumplimiento al programa para la inspección técnica y de Mantenimiento de los elementos que conforman dicho sistema, documentando los registros de las condiciones de Operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida.

9.9.2 Protección contra Corrosión

- 9.9.2.1** Ante daños causados por Corrosión, se debe contar con los procedimientos de Mantenimiento, los cuales incluyan la metodología para la aplicación, manejo e inspección del recubrimiento anticorrosivo. Estos procedimientos deben ser inspeccionados antes, durante y después de la instalación del recubrimiento para detectar imperfecciones o fallas.
- 9.9.2.2** Se deben realizar inspecciones de acuerdo con el programa establecido en las Instalaciones y recomendaciones del fabricante del recubrimiento de los equipos estáticos y dinámicos que se encuentren expuestos a la Corrosión; en caso de que el recubrimiento se encuentre evidentemente deteriorado, éste debe ser reemplazado y/o reparado, con las mismas características del Diseño original.
- 9.9.2.3** Para el control de la Corrosión en las Instalaciones, componentes, y conservación de la integridad mecánica, se debe cumplir como mínimo, con lo siguiente:
- Las Instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera deben estar protegidas con recubrimientos anticorrosivos, en caso de que se requiera Mantenimiento se debe emplear recubrimiento con las características que prevengan la Corrosión;
 - Programar la verificación visual de las juntas aislantes en las conexiones bridadas de las tuberías, recipientes y componentes (por ejemplo: empaques, tornillería) y su niplería;
 - Realizar pruebas indirectas (monitoreo de presión, pH, concentración de hidrógeno, iones) para determinar la tasa de Corrosión y para detectar problemas causados por Corrosión en tuberías, recipientes, Tanques de almacenamiento, equipos de proceso, y Equipos críticos;
 - Inspeccionar visualmente los aislamientos entre las tuberías y la soportería, aislamientos entre los recipientes de almacenamiento y su soportería, y
 - Cuando en las Instalaciones se presente un alto nivel de Corrosión en alguno de sus componentes, se debe sustituir el elemento dañado por uno en buen estado.

9.10 Protección a superficies resistentes al fuego

Se debe revisar que la protección resistente al fuego no se haya aflojado o dañado por la Corrosión subyacente, y en caso de encontrar anomalías se deben atender de acuerdo con lo siguiente:



- a) Reparar las aberturas y grietas que sean susceptibles de ocasionar que la humedad penetre y llegue a la superficie del metal protegido para disminuir el Riesgo de falla estructural por Corrosión oculta o por fuego;
- b) Proteger el borde superior de superficies verticales a prueba de fuego para evitar que penetre el agua entre la capa resistente al fuego y el material, estructura o elemento protegido, por ejemplo, en las columnas que sirven de soporte estructural para recipientes esféricos, y
- c) Realizar las reparaciones adecuadas de las áreas donde existe Corrosión subyacente. En este supuesto, se debe retirar la capa resistente al fuego y reparar el material, estructura o elemento, aplicar recubrimiento anticorrosivo y la protección a prueba de fuego.

9.11 Recuperación de azufre

9.11.1 Durante el Mantenimiento de la planta desulfuradora y la planta recuperadora de azufre se deben revisar y reparar los equipos e Instalaciones críticas, incluyendo los siguientes: soplador, reactor térmico, condensadores; Oxidador térmico, sistemas de control, plataformas, puertos de muestreo, sistema de monitoreo continuo de emisiones, eliminadores de niebla, generadores de vapor, sistemas de desfuegos, tuberías, medidores de flujo volumétrico, sistemas de detección, Alarma y monitoreo de H₂S, fosa de Recuperación de azufre, sistemas eléctricos y Aislamiento térmico.

9.11.2 Para el paro completo de la planta recuperadora de azufre para Mantenimiento, se debe contemplar al menos lo siguiente:

- a) Definición del alcance del paro de planta;
- b) Estructura organizativa del paro de planta (responsables por especialidad);
- c) Listado de equipos, sistemas e instalaciones a intervenir;
- d) Listado y codificación de cada uno los trabajos (eléctricos, mecánicos, soldadura, instrumentación, tuberías, hidráulicos, neumáticos, pintura), por equipos, sistemas e instalaciones;
- e) Procedimientos de paro de planta (movimientos operativos);
- f) Procedimiento para vaciado de planta;
- g) Procedimientos para entrega de equipos;
- h) Manuales, procedimientos de desarme y armado, desinstalación e instalación, planos generales y de detalle;
- i) Condiciones y protocolos de seguridad (operativa y personal);
- j) Herramientas menores y mayores por cada trabajo. (equipamiento para realizar balanceo dinámico, ultrasonido, alineación láser y cámaras infrarrojas);
- k) Pruebas de hermeticidad de la planta, y
- l) Purgado de planta con nitrógeno.

9.11.3 Se debe incluir en su programa de inspección técnica y de Mantenimiento a los Sistemas de control de emisiones, para garantizar su correcta Operación y así obtener el porcentaje de Recuperación de azufre elemental establecido en el numeral 5.5.1.1.9, de conformidad con las recomendaciones del fabricante.

9.11.4 Se debe contar con una Bitácora de inspección técnica y de Mantenimiento de todas las plantas de Procesamiento de Gas Natural, así como del Sistema de control de emisiones a la atmósfera. La Bitácora debe permanecer en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural por un periodo mínimo de 5 años y estar disponible en formato físico y electrónico, el cual debe contener la identificación de fallas y reparaciones realizadas, mejoras y seguimiento de los procedimientos de Mantenimiento.

9.11.5 Cuando se requieran rehabilitar o modificar los Sistemas de control de emisiones para cumplir con el porcentaje establecido en el numeral 8.15.4.1.1 para Plantas recuperadoras de azufre existentes, se debe realizar un programa de acciones en el Sistema de control de emisiones, utilizando como apoyo lo referido en el numeral A.5 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.



9.12 Mantenimiento a la planta de tratamiento de efluentes

9.12.1 Se debe contar con el programa de inspección técnica y de Mantenimiento para conservar la seguridad e integridad del sistema de tratamiento de efluentes y los procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento para optimizar su funcionamiento con el fin de detectar, prevenir y evitar problemas operativos o Riesgos de contaminación, llevando a cabo lo siguiente:

- a) Realizar el Mantenimiento a las compuertas de presas, lagunas y equipos de bombeo;
- b) Realizar el Mantenimiento preventivo a equipos del área de efluentes, y
- c) Realizar la limpieza e inspección a la red de Drenajes.

9.12.2 Se debe mantener los registros del (los) responsable (s), una relación de hallazgos identificados durante el Mantenimiento, así como un programa calendarizado para su atención y seguimiento. La documentación debe estar disponible para cuando la Agencia lo requiera.

9.12.3 La infraestructura dedicada al tratamiento de efluentes debe mantenerse en condiciones óptimas de Operación e incluirse en el programa de inspección técnica y de Mantenimiento de toda la Instalación, asegurando con ello su correcta Operación.

9.13 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)

9.13.1 Dentro de los procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento, se debe supervisar y garantizar que el nivel de integridad de seguridad establecido en el Diseño se mantenga en correcto funcionamiento para garantizar la integridad de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.

9.13.2 Dentro de las actividades de Mantenimiento, se debe realizar lo siguiente:

- a) Registro de pruebas funcionales y rigurosas de los SIS.
- b) Mantenimiento en los SIS asegurando la seguridad funcional “tal y como se diseñó” fijando intervalos de prueba rigurosos definidos por la determinación del NIS;
- c) Recopilación de información relacionada con la confiabilidad de los componentes del SIS durante la fase de Operación;
- d) Contar con la documentación y registros relativos a la selección, instalación, calibración, prueba, Operación, Mantenimiento y desactivación de los sistemas de detección y Alarma, y
- e) El Mantenimiento de los SIS debe corresponder con las recomendaciones del fabricante y su información debe ser accesible al personal involucrado.

9.14 Sistemas de control

9.14.1 En las actividades de Mantenimiento de los sistemas de control, se debe verificar lo siguiente:

- a) Las Instalaciones deben contar con la instrumentación mínima necesaria para el monitoreo de las variables de flujo, nivel, temperatura y presión, a fin de que las señales generadas en estos dispositivos sean concentradas y monitoreadas en el cuarto de control;
- b) Contar con los manuales proporcionados o recomendados por los fabricantes para el Mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de monitoreo y control;
- c) Procedimientos para la recalibración y detección de fallas de los controles de instrumentos;



- d) Al menos una vez al año, o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, se debe inspeccionar los dispositivos de paro automático, o lo que ocurra primero;
- e) Los sistemas de control que normalmente están en Operación deben inspeccionarse y probarse una vez cada año calendario o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, lo que suceda primero;
- f) Que los dispositivos de paro automático del proceso y los dispositivos de paro de Emergencia funcionen de manera correcta, y
- g) Cuando un sistema de control se encuentre Fuera de Operación por 30 días o más, antes de que se vuelva a poner en Operación, se deben realizar las pruebas de funcionamiento y comprobar la disponibilidad y Operación de dicho sistema.

9.14.2 Cuando un componente esté protegido por un dispositivo de seguridad único y éste sea desactivado para Mantenimiento o reparación, el componente puede ponerse Fuera de Operación, siempre y cuando se implementen medidas de seguridad alternas. Se debe implementar un mecanismo (procedimiento alternativo) que asegure la continuidad operativa.

9.15 Sistemas de detección de gas y fuego

Los sistemas de detección de gas y fuego deben contar con un programa de verificación, pruebas y Mantenimiento; para que opere en forma segura, este programa debe estar basado en los manuales y métodos de Mantenimiento recomendados por el fabricante de los detectores y Alarmas y/o de acuerdo con el IEC 60079-29-2: Atmósferas explosivas. Parte 29-2: Detectores de gas. Selección, instalación, uso y mantenimiento de detectores de gases inflamables y oxígeno, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya, los manuales deben incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Cumplimiento del programa de verificación, pruebas y Mantenimiento recomendados por el fabricante del sistema de detección de gas y fuego (sensores, unidades de control y alarmas);
- b) Procedimientos para Mantenimiento del sistema y sus diagramas electrónicos del sistema;
- c) Instrucciones completas y explícitas para probar y verificar los componentes reemplazables del sistema;
- d) Instrucciones del fabricante para realizar la limpieza, reparación y/o reemplazo de los componentes;
- e) La recalibración de los detectores con gas patrón o gas de referencia, debe ser probado conforme a la prueba de aceptación original, y
- f) Evidencia de haber realizado una prueba de calibración completa antes de regresar a Operación, después de corregir cualquier Operación defectuosa (reparar o reemplazar en estricta conformidad con manuales y métodos de Mantenimiento recomendados por el fabricante).

9.16 Sistemas contra incendio

9.16.1 Se debe incluir en el programa de inspección técnica y de Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo el seguimiento de atención a los sistemas de protección contra incendio y todos sus componentes operables.

9.16.2 Una vez que se tenga un historial de registros del desempeño y de Mantenimiento de los sistemas y componentes contra incendio, deben ser inspeccionados, probados y mantenidos bajo un programa de Mantenimiento basado en su desempeño.

9.16.3 Para efecto de reparaciones o de Mantenimiento, se debe dar seguimiento a la realización de verificaciones y pruebas periódicas de los componentes con base en la frecuencia especificada por el fabricante o del NFPA 25, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.

9.16.4 Todos los sistemas y sus componentes deben probarse para verificar su funcionamiento “tal y como se diseñó”. Los resultados de estas pruebas deben compararse con aquellos de la prueba de aceptación original.

9.16.5 Cuando un componente o subsistema es ajustado, reparado, reacondicionado o reemplazado, debe ser probado conforme a la prueba de aceptación original.



- 9.16.6** El Mantenimiento a los equipos de protección contra incendio debe programarse para que se retire de Operación una cantidad mínima de equipos en cualquier momento y se vuelvan a poner en Operación en un periodo de tiempo corto, debiendo asegurar siempre la disposición del equipo necesario para la atención de alguna Emergencia.
- 9.16.7** El Mantenimiento del Sistema de protección contra incendio debe realizarse en todos los equipos, como son los siguientes:
- Sistemas de comunicación de servicios de Emergencia (Alarmas visuales y sonoras);
 - Equipos de monitoreo y control (programándolos de manera que una parte mínima de los equipos sean puestos Fuera de Operación en forma simultánea y que dichos equipos se vuelvan a poner en Operación en el menor tiempo posible);
 - Sistemas de agua y espuma contra incendios y agentes limpios;
 - Extintores contra incendios portátiles o de ruedas que cumplan con la NOM-002-STPS-2010 y/o el NFPA 10 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;
 - Los sistemas de protección contra incendio de los Tanques;
 - Sistema de detección de humo, gas y fuego;
 - Frentes de ataque, y
 - Señalización.

9.17 Sistemas Adicionales

9.17.1 Sistema a tierra, Pararrayos y Apartarrayos

Durante el Mantenimiento al sistema a tierra, Pararrayos y/o Apartarrayos, se debe comprobar la medición, pruebas y verificación de la red de tierras, conexiones y pozos a tierra; así como realizar las actividades siguientes:

- Verificar y controlar los valores totales de impedancia de la Instalación;
- Tomar el valor de resistencia óhmica de tierra en la Instalación, para asegurar que sea lo más baja posible;
- Revisión y reparación de los defectos, en caso de haber recibido una descarga eléctrica, para asegurar la continuidad eléctrica en los puntos de puesta a tierra;
- Comprobar mediante inspección visual el estado de todas las conexiones de la línea principal y derivadas a tierra que guardan frente a la Corrosión, así como la continuidad de las líneas y reparar los defectos encontrados, y
- Llevar una Bitácora con los registros del cumplimiento al programa establecido de las Instalaciones.

9.17.2 Sistema eléctrico

El Mantenimiento de las Instalaciones eléctricas y del sistema de iluminación debe ser conforme al programa de Mantenimiento preventivo, dando cumplimiento con lo establecido en las NOM-029-STPS-2011 y en la NOM-001-SEDE-2012, y se debe documentar y tener disponible cuando se requiera, como mínimo, lo siguiente:

- Registros del Mantenimiento llevados a cabo en las Instalaciones eléctricas;
- Programa de trabajo para las actividades de Mantenimiento de las Instalaciones eléctricas;
- Cuadro general de cargas instaladas por circuito, el cual debe estar disponible para el personal que realice el Mantenimiento;
- Procedimientos de seguridad para las actividades de Mantenimiento que contengan: la selección y uso de protección personal específico, maquinaria, herramientas e implementos de protección aislante, y la colocación del sistema de puesta a tierra temporal;



- e) Permisos de trabajo para realizar actividades de Mantenimiento de las Instalaciones eléctricas ya sea en altura, espacios confinados o subestaciones;
- f) Realizar inspecciones visuales en toda la instalación eléctrica y en su caso se atiendan las observaciones detectadas, y
- g) Comprobar la Operación del equipo de respaldo de energía eléctrica realizando las pruebas programadas, atendiendo a las recomendaciones del fabricante.

9.18 Tuberías, Equipos de proceso, Tanques y recipientes de almacenamiento

9.18.1 Las inspecciones, pruebas y el Mantenimiento en equipos de procesos, tuberías, válvulas, instrumentos, estructuras y Tanques o recipientes de almacenamiento deben ser realizados por Personal competente, de conformidad con las recomendaciones del fabricante o programas establecidos.

9.18.2 Se debe registrar en una Bitácora las fechas del Mantenimiento para todos los equipos, así como la última y próxima fecha de la evaluación de integridad mecánica, mismas que deben estar disponibles para cuando la Agencia así lo requiera.

9.18.3 Las actividades de Mantenimiento a los sistemas de tuberías, componentes y equipos deben ser realizadas por Personal competente y/o certificado (según aplique), que demuestre habilidad y experiencia para efectuar las distintas operaciones de Mantenimiento, observando lo siguiente:

- a) Para las Instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera deben mantenerse en buenas condiciones y protegerse con recubrimientos anticorrosivos;
- b) Se debe implementar un mecanismo y programa de inspección, para medir, registrar el histórico y monitorear la Corrosión interna de todas las tuberías y equipos, así como programar y realizar el reemplazo y/o reparaciones necesarias;
- c) Se debe programar la evaluación de integridad mecánica de tuberías, equipos y sus componentes (bridas, empaques, tornillería y su niplería), indicando las técnicas y pruebas no destructivas apropiadas que identifiquen los tipos de deterioro y localización de ocurrencia;
- d) Las cimentaciones y los sistemas de soporte de las Instalaciones se deben inspeccionarse de conformidad con los programas de Mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran poner en Riesgo la Instalación;
- e) Se debe revisar ocularmente el estado físico del recubrimiento exterior, buscando, defectos tales como: fisuras, poros, zonas de desprendimiento, debiendo revisar con más detalle las zonas donde se localicen defectos, auxiliándose con detectores de fallas;
- f) Realizar el programa y los procedimientos de Mantenimiento preventivo para evitar Fugas de gas y/o líquidos en las Instalaciones;
- g) Verificar que el sistema, componente o equipo haya recibido Mantenimiento de conformidad con el manual de acuerdo con las recomendaciones del fabricante;
- h) Cuando un dispositivo de seguridad sea puesto Fuera de Operación para darle Mantenimiento, el componente para el cual sirve dicho dispositivo también debe ser puesto Fuera de Operación, a menos que la misma función de seguridad sea proporcionada por un medio alternativo;
- i) Si un componente es puesto Fuera de Operación y puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero de advertencia "No Operar", y en su caso instalar etiqueta, cadena y candado e instalar barricada para evitar la condición de Riesgo, hasta concluir el Mantenimiento del dispositivo en el lugar donde se controla su Operación, y
- j) Los cambios en el programa de Mantenimiento de los equipos de seguridad deben estar justificados técnicamente y quedar documentados.



9.18.4 Las pruebas de presión y exámenes no destructivos para recipientes sujetos a presión y Calderas deben ser conforme a lo indicado en el numeral B.7 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.19 Tanques de Almacenamiento

Para mantener la integridad mecánica de los Tanques y recipientes de almacenamiento a presión, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Realizar la evaluación de los Tanques de almacenamiento de acuerdo con el API Std 653 y API 579-1/ASME FFS-1, vigentes, equivalentes, o aquellos que los modifiquen o sustituyan;
- b) Los Tanques y recipientes de almacenamiento a presión deben retirarse de Operación para realizarles el Mantenimiento, verificación y pruebas de hermeticidad que requieran de acuerdo con el programa de Mantenimiento de la Instalación;
- c) La inspección, pruebas y Mantenimiento realizados a los Tanques y recipientes de almacenamiento a presión deben quedar documentados en el expediente de integridad mecánica correspondiente;
- d) El programa y las técnicas de inspección deben ser realizados por Personal competente, los resultados de las revisiones deben estar avalados por escrito y firmados por el responsable de Mantenimiento, Operación o inspección, según aplique;
- e) Dar Mantenimiento preventivo y probar periódicamente los instrumentos de monitoreo y control de variables en los Tanques y recipientes de almacenamiento a presión;
- f) Las válvulas para aislar instrumentos y dispositivos de seguridad de los Tanques y recipientes de almacenamiento a presión se deben mantener en óptimas condiciones operativas para que sea posible realizar el Mantenimiento preventivo y reparaciones sin dejarlos Fuera de Operación;
- g) Se deben inspeccionar para identificar, en su caso, Corrosión externa e interna, deterioro y daños que aumenten el Riesgo de Fuga o falla, y
- h) Para los Tanques verticales que sean construidos en taller o en campo, se deben realizar todas las pruebas No Destructivas necesarias en las uniones de soldadura de sus placas, antes de su puesta en Operación.

9.20 Válvulas

9.20.1 Las Válvulas de relevo de presión, de vacío, sistemas de despresurización de vapor, válvulas de cierre de Emergencia, válvulas de no retroceso y otros equipos utilizados para prevenir o controlar la emisión de gas natural, deben inspeccionarse, probarse y darles servicio de acuerdo con los manuales del fabricante. La frecuencia para realizar pruebas y dar servicio de Mantenimiento dependerá del tipo de dispositivo o sistema, del Riesgo asociado a la falla o mal funcionamiento, así como de su historial de funcionamiento. Así mismo, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Contar con un procedimiento para el control de las válvulas de aislamiento de dispositivos de relevo de vacío o presión, asegurando que las válvulas permanezcan abiertas durante la Operación, y
- b) Las válvulas deben contar con una placa o etiqueta que contenga los datos de revisión, calibración, fecha, nombre de inspector y datos de calibración en caso requerido.

9.20.2 La revisión de funcionamiento de los dispositivos de relevo de presión de recipientes sujetos a presión y Calderas deben cumplir con lo indicado en el numeral B.8 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

9.21 Sistema de Drenajes

Las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural deben contar con el programa de Mantenimiento para los Drenajes (químico, pluvial y aceitoso), en el cual, se deben realizar inspecciones visuales, pruebas de hermeticidad de lozas en piso y



el sellado de juntas en el paso de tuberías, atendiendo a las anomalías detectadas para evitar la contaminación del suelo. Se debe contar con el registro que determine el cumplimiento del programa y los procedimientos de limpieza, donde incluya tipo o característica de afectación, acciones a desarrollar, nombre y método de limpieza, equipo y materiales a utilizar.

9.22 Dictamen de Operación y Mantenimiento

Se debe obtener anualmente un Dictamen de Operación y Mantenimiento en el que se constate el cumplimiento de los requisitos establecidos en los numerales 8. Operación y 9. Mantenimiento, emitido por una Unidad de Inspección acreditada por una entidad de acreditación y aprobada por la Agencia; mismo que debe conservarlo y tenerlo disponible en sus Instalaciones durante la vigencia de este, en formato físico o electrónico. Se debe presentar ante la Agencia el Dictamen de Operación y Mantenimiento, en copia simple o en los medios que la Agencia determine, dentro de los 3 meses posteriores, una vez cumplido cada año de Operación.



10. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

- 10.1** El presente Procedimiento de Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por objeto determinar el cumplimiento del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024.
- 10.2** La Evaluación de la Conformidad del presente Proyecto Norma Oficial Mexicana será realizada por una Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de acreditación y aprobada por la Agencia, mediante revisión documental y/o constatación ocular.
- 10.3** Los resultados de la evaluación de la conformidad deben hacerse constar en un Dictamen de acuerdo con la etapa que se desarrolle, conforme a lo establecido en las Tablas 19 a 23.
- 10.4** Para efectos de este PEC, se considera:
- 10.4.1** Revisión documental/examen de documentos: Constatar a través de uno o más documentos el cumplimiento del requisito, y
- 10.4.2** Revisión física/constatación ocular: Verificación física/ocular del cumplimiento de los requisitos establecidos.

10.5 Procedimiento

10.5.1 Diseño

La Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia debe emitir un Dictamen de Diseño en el que se haga constar que el Proyecto de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural cumple con lo previsto en el capítulo 5. Diseño del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, de conformidad con los criterios de aceptación establecidos en la Tabla 19.

10.5.2 Construcción y Pre-arranque

La Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia debe emitir un Dictamen de Construcción, en el que se haga constar que la Construcción y los equipos son acordes a la ingeniería Aprobada Para Construcción (APC), y en sus caso, a las modificaciones incorporadas en dicha ingeniería durante la Construcción, planos Como Quedó Construido (*As-Built*), a las Recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arranque, identificadas por el grupo de RSPA, que impiden el inicio o reinicio de operaciones fueron atendidas satisfactoriamente, y que cumple con lo previsto en los capítulos 6. Construcción y 7. Pre-arranque del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, de conformidad con los criterios de aceptación establecidos en las Tablas 20 y 21.

10.5.3 Operación y Mantenimiento

La Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la Agencia debe emitir un Dictamen de Operación y Mantenimiento, en el que se haga constar que las Instalaciones y los equipos cumplen con lo previsto en los capítulos 8. Operación y 9. Mantenimiento del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, de conformidad con los criterios de aceptación establecidos en las Tablas 22 y 23.

10.5.4 Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad



Tabla 19. Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad del capítulo de Diseño

Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.1.1	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con la información de la Ingeniería de detalle indicada en el numeral.
5.1.1 1)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de proceso indicados en el inciso.
5.1.1 2)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Corrosión indicados en el inciso.
5.1.1 3)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Arquitectura indicados en el inciso.
5.1.1 4)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería Civil indicados en el inciso.
5.1.1 5)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería de tuberías indicados en el inciso.
5.1.1 6)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Análisis de esfuerzos indicados en el inciso.
5.1.1 7)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería eléctrica indicados en el inciso.
5.1.1 8)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería de instrumentación y control indicados en el inciso.
5.1.1 9)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería de Telecomunicaciones indicados en el inciso.
5.1.1 10)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Ingeniería de Mecánica indicados en el inciso.
5.1.1 11)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la especialidad de Seguridad Industrial indicados en el inciso.
5.1.1 12)	Cumple cuando: El Diseño de las Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de los Dispositivos de relevo de presión y vacío indicados en el inciso.
5.1.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con los estudios e investigaciones conforme a lo indicado en la selección de sitio.
5.1.2.2	Cumple cuando: Se cuenta con el estudio de distanciamientos que incluya lo planos de distribución de plantas de proceso en el que se muestra la aplicación de los criterios descritos en el numeral, y las Tablas 1, 2, y 3.
5.1.3	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	Se cuenta con los planos de distribución de equipos de proceso en el que se muestra la aplicación de los criterios de distribución de los numerales, 5.1.3.1 a 5.1.3.11, y la Tabla 3 del numeral 5.1.7.
5.1.4	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de distribución de Instalaciones auxiliares en el que se muestra la aplicación de los criterios de distribución de los numerales, 5.1.4.1 a 5.1.4.3, y la Tabla 2 del numeral 5.1.6.
5.1.5	Cumple cuando: Se cuenta con el estudio de distanciamientos que incluya los planos de distribución de las Instalaciones, en la que se sustente el Plano de Localización General "PLG" definitivo del Proyecto en el que se muestra la aplicación de los criterios descritos en el numeral, y la Tablas 2 a 6.
5.1.8	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de distanciamiento mínimo en áreas de almacenamiento de Hidrocarburos en el que se muestra la aplicación de los criterios descritos en el numeral, y la Tablas 4 a 8.
5.1.9	Cumple cuando: Se cuenta con planos y memorias de cálculo de los distintos sistemas de Drenaje como son: pluvial, aceitoso, químico y sanitario.
5.1.9.3	Cumple cuando: Se cuenta con planos y memorias de cálculo del Drenaje pluvial, considerando los gastos de aguas pluviales en función de los datos estadísticos de los últimos 5 años de las precipitaciones pluviales de la región.
5.1.9.4	Cumple cuando: Se cuenta con planos y memorias de cálculo del Drenaje aceitoso, considerando el volumen total de los efluentes aportados, como aguas de proceso y aguas aceitosas provenientes de Derrames accidentales, purgado de Tanques de almacenamiento, lavado de áreas, purgado de equipos y maquinarias existentes, hacia los separadores de aceite del área de tratamiento de efluentes.
5.1.9.5	Cumple cuando: Se cuenta con planos y memorias de cálculo del Drenaje químico, considerando la suma de aportaciones de cada área de la Instalación que en particular emitan productos químicos, corrosivos o tóxicos con el objetivo de enviar el volumen total de efluentes mediante un sistema hermético hacia fosas de neutralización y plantas de tratamiento de efluentes.
5.1.9.6	Cumple cuando: Se cuenta con planos y memorias de cálculo del Drenaje sanitario, considerando un desalojo rápido y eficiente de las aguas negras y jabonosas provenientes de baños, lavabos, regaderas, muebles sanitarios de los edificios.
5.1.10	Cumple cuando: Se cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de la planta de tratamiento de efluentes e indica las técnicas de tratamiento de aguas residuales que se llevan a cabo, conforme a lo establecido en el numeral.
5.1.11	Cumple cuando: Se cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de las diversas especialidades de los cuartos de control y cuartos de operadores conforme a los requisitos establecidos en el numeral.
5.1.12	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de localización de las señales y avisos establecidos para cada planta de la Instalación, en los que se observe lo establecido en el numeral.
5.1.13	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de Estructuras, soportes y anclaje, tal como planos, isométricos y memorias de cálculo, conforme a lo establecido en el numeral.
5.1.14	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de plataformas, escaleras y barandales, tal como planos, isométricos y memorias de cálculo, conforme a lo establecido en el numeral.
5.1.15.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle correspondiente a las vialidades de la Instalación, tal como, planos, memorias de cálculo, especificaciones de materiales, conforme a lo establecido en el numeral.



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.1.15.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle correspondiente a las vialidades externas para ingreso de los servicios de Emergencia, tal como, planos, conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con el Diseño del sistema de control de Corrosión en Tanques de almacenamiento contemplando los aspectos, conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del Sistema de protección catódica, el cual proporciona corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos y en el recubrimiento anticorrosivo.
5.2.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del Sistema de protección catódica contemplando lo establecido en los códigos NACE RP 0169, NACE RP 0285, NACE RP 0193, conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.1.4	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del Sistema de protección catódica contemplando los cálculos conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, contemplando lo establecido en los códigos API Std 620, API Std 650.
5.2.2.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, considerando los aspectos conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.2.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques de almacenamiento atmosféricos para Hidrocarburos, considerando los requisitos de protección conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.2.4	Cumple cuando: Se cuenta con la hoja de datos de los Tanques de almacenamiento en la que se muestran los materiales y estos son compatibles con el producto a almacenar.
5.2.2.5	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques horizontales de acuerdo con el UL-142, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya
5.2.2.6	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques horizontales la cual contempla las características conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.2.7	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Tanques verticales la cual contempla la instalación de geomembranas, considerando los aspectos conforme a lo establecido en el numeral.
5.2.3.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los sistemas de tuberías contemplando lo establecido en los códigos ASME B31.3, API SPEC 5L.
5.2.3.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los sistemas de tuberías contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.3.3	Cumple cuando: En la ingeniería de detalle ninguna tubería ajena a los Tanques de almacenamiento pasa a través del patio interior del Dique de contención.
5.2.3.4	Cumple cuando: La ingeniería de detalle de las tuberías que pasan por muros de los Diques está diseñada para evitar tensiones excesivas resultantes de asentamientos o exposición al fuego. La hermeticidad de los muros de



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	un Dique, en el cruce de tuberías a través del emboquillado, está sellado el claro alrededor de las tuberías, así como de las juntas de unión o de expansión de los muros de contención, con materiales resistentes al ataque de los Hidrocarburos y al fuego. Las juntas son de lámina de acero inoxidable tipo 304, para absorber las contracciones o expansiones térmicas de la pared del Dique.
5.2.3.5	Cumple cuando: La ingeniería de detalle incluye los dispositivos para controlar la expansión y contracción esperada debido a los cambios de temperatura de tuberías, uniones de tuberías y válvulas de corte, a fin de prevenir los aspectos descritos en el numeral.
5.2.3.6	Cumple cuando: La ingeniería de detalle determina el espesor de las tuberías igual o mayor que lo indicado por el ASME B31.3 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya, así como todos los materiales, incluyendo la parte no metálica de las válvulas, sellos, empaques son resistentes a las condiciones de servicio.
5.2.3.7	Cumple cuando: La ingeniería de detalle de los sistemas de tuberías cuenta con los análisis de flexibilidad.
5.2.3.8	Cumple cuando: La ingeniería de detalle tuberías cuenta con el doblaje de expansión, compensación angular u otra medida adecuada para permitir el movimiento lineal. Los dobleces de expansión deben estar ubicados en los tramos rectos de tubería y codos soldados o dobleces en "U". Cuando se tengan limitaciones de espacio que impidan dobleces, se deben utilizar juntas de expansión tipo fuelle.
5.2.3.9	Cumple cuando: La ingeniería de detalle de tuberías es especificada sin costura, el trazado de la tubería es lo más recto posible evitando el mínimo de conexiones, cuando el trazo sea sobre nivel de piso, este cuenta con accesorios que eliminen los esfuerzos en la tubería.
5.2.3.10	Cumple cuando: La ingeniería de detalle de las líneas de purga de agua con Hidrocarburo provenientes de los recipientes no se conecta a la red de Drenaje sanitario o pluvial.
5.2.3.11	Cumple cuando: La ingeniería de detalle de las tuberías muestra que están alineadas para no provocar distorsiones y sobreesfuerzos, tanto para la tubería como para los equipos.
5.2.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las calderas contemplando lo establecido en el ASME BPVC.I y ASME BPVC.VIII.1, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.4.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Calderas contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.4.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Calderas en la cual se incluyen las válvulas de seguridad como protección por sobrepresión de acuerdo con lo establecido en el ASME en su apartado UG-126, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.4.4	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Calderas en la que contemple que la altura de chimenea es lo suficientemente alta para dispersar los efluentes gaseosos.
5.2.4.5	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del sistema de control de combustión de la Caldera de acuerdo con lo establecido en el NFPA 8502, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.4.6	Cumple cuando: Se cuenta con la clasificación, listado y expediente de las Calderas, conforme a lo establecido en los numerales B.1, B.2 y B.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana
5.2.5.1	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los recipientes sujetos a presión contemplando lo establecido en el ASME BPVC.VIII.1 y 2, API 510, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.5.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los recipientes sujetos a presión contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.5.3	Cumple cuando: Se cuenta con las especificaciones para soldadura para los recipientes construidos en acero al carbono o de baja aleación con más de 0.35% de carbón.
5.2.5.4	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación de los espárragos, tuercas y tornillos para servicios de alta y baja temperatura deben cumplir con el ASTM A193/A193M, ASTM A194/A194M, ASTM A320/A320M, ASME B1.1, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.5.5	Cumple cuando: Se cuenta con la clasificación, listado y expediente de los recipientes sujetos a presión, conforme a lo establecido en los numerales B.1, B.2 y B.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
5.2.6.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle como son las especificaciones de las válvulas de acuerdo con los códigos establecidos en la Tabla 9.
5.2.6.2	Cumple cuando: En la especificación de las válvulas de compuerta, globo, macho y bola se incluyen los requisitos de códigos establecidos en el numeral.
5.2.6.3	Cumple cuando: En la especificación de válvulas, la calidad mínima es ASTM A 216 Gr. WCB y/o ASTM A105 y se descartan las válvulas de hierro gris o dúctil, marcadas comúnmente como WOG (wáter oil gas por sus siglas en inglés).
5.2.7.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Turbinas de vapor, contemplando lo establecido en el API Std 611, API Std 612, API Std 613 y API Std 677, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.7.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Turbinas de vapor contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.8.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los secadores de aire contemplando lo establecido en el código ASME BPVC.VIII.1, y la calidad de aire debe cumplir con el ISA 7.0.01, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.8.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Secadores de aire contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.9.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Bombas, contemplando lo establecido en el API Std 610, API Std 674, API Std 675, API Std 676 y API Std 682, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.9.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Bombas contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.9.3	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle incluye los sistemas de protección de las Bombas como son la capacidad de monitorear y detectar las condiciones normales y anormales de variables tales como: vibraciones, nivel, presión, flujo, temperatura, desplazamiento y velocidad.
5.2.10.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Compresores, contemplando lo establecido en el API Std 613, API Std 614, API Std 617, API Std 670 y API Std 671, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.10.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Compresores contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.10.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Compresores reciprocantes, contemplando lo establecido en el API Std 618 e ISO 13707, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.10.4	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Compresores reciprocantes contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.10.5	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle se muestra que los Compresores de más de 150 kW, estos deben ser agrupados en un área, debidamente espaciados para minimizar la exposición al fuego de equipos adyacentes.
5.2.10.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del cuarto de Compresores muestra al menos 2 fuentes de acceso para combate contra incendio.
5.2.10.7	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle muestra que el Compresor, el accionador y sus accesorios se montan en una base común construida de una sola pieza.
5.2.10.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle incluye los sistemas de protección de los Compresores como son la capacidad de monitorear y detectar las condiciones normales y anormales de variables tales como: vibraciones, nivel, presión, flujo, temperatura, desplazamiento y velocidad.
5.2.11	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Compresores de aire, contemplando lo establecido en el API Std 672, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.12.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Torres de enfriamiento, contemplando lo establecido en el NFPA 214, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.12.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Torres de enfriamiento contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.13.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los calentadores a fuego directo, contemplando lo establecido en el API STD 560, API STD 530, API 532, API STD 630; ANSI A58.1, ASME B16.5, ASME B31.1, ASME B31.3. vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.13.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los calentadores a fuego directo contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.13.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los calentadores a fuego directo incluye la memoria de cálculo de la estructura considerando las condiciones de carga muerta (serpentín vacío), Operación normal y carga muerta más el peso del equipo con el serpentín lleno con agua más carga viva.



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.2.14.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Intercambiadores de calor, contemplando lo establecido TEMA Clase R y Clase C, ASME BPVC.VIII.1, Sección II y Sección IX, API Std 660 y API Std 661, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.14.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Intercambiadores de calor contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.15.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Separadores, contemplando lo establecido en el ASME BPVC.VIII.1, API 12 J, API 510, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.15.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Separadores contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.16.1	Cumple cuando: Los planos de la Ingeniería de detalle de los condensadores de azufre contemplan Eliminadores de niebla en los canales de salida.
5.2.16.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Eliminadores de niebla contempla la capacidad y flujo del líquido o del gas de proceso, así como con las variables de presión y temperatura relacionadas al proceso.
5.2.16.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Eliminadores de niebla contempla una malla de alambre del tamaño adecuado para minimizar el potencial de arrastre de azufre líquido en la corriente de vapor superior.
5.2.16.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la parte interna de los eliminadores de niebla contempla el Diseño de los desviadores de entrada.
5.2.17.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Fosas de azufre, contemplando lo establecido en el NFPA 655 y NFPA 69, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.17.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Fosas de azufre contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.18.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las Torre fraccionadora, contemplando lo establecido en el ASME BPVC.VIII.1. vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.2.18.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las torres fraccionadoras contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.19.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del sistema de suministro de aire de instrumentos, tal como DFP, DTI's, memorias de cálculo, plano de distribución.
5.2.19.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del sistema de suministro de aire de instrumentos contemplando los aspectos conforme a lo descrito en el numeral.
5.2.19.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del sistema eléctrico.
5.2.19.2.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema eléctrico indica los diferentes niveles de tensión para la Operación de los equipos dinámicos, instrumentos y sistemas de alumbrado normales y de Emergencia, así como la subestación eléctrica incluye en su Diseño la distribución óptima de energías a todas las áreas de la planta.
5.2.19.2.3	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería incluye sistemas de energía de respaldo en caso de falla de energía eléctrica por medio de SFI, basándose en códigos en el IEC-62040, IEC 62040-3 y NEMA PE1:2003, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.2.19.3.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle incluye el sistema de generación de vapor considerando las dimensiones y procesos involucrados en la Instalación principal con el fin de suministrar energía eléctrica y disponer de excedentes para Instalaciones adyacentes.
5.2.19.3.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle incluye el proceso de cogeneración de vapor y electricidad.
5.2.19.4.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Servicio de agua cuenta con planos, especificación de materiales, isométricos.
5.2.19.4.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la red de agua de servicio contempla lo indicado en el numeral.
5.3.1.1	Cumple cuando: La ingeniería de detalle cuenta con los sistemas de seguridad indicados en el numeral.
5.3.2.1.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del SIS contempla las características descritas en el numeral.
5.3.2.1.3	Cumple cuando: Los SIS esta diseñados conforme a los resultados de ARSH y análisis de Capas de Protección.
5.3.2.1.4	Cumple cuando: Se cuenta con el estudio de Verificación de Nivel de Integridad de Seguridad (NIS) mediante la metodología de análisis de capas de protección (LoPA por sus siglas en inglés).
5.3.2.1.5	Cumple cuando: Se cuenta con el documento descriptivo de <i>Interlock</i> en el que se identifiquen y describan las Funciones Instrumentadas de Seguridad que operan de Modo Continuo y las que operan bajo demanda.
5.3.2.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Especificación de requerimientos de seguridad (ERS) para el SIS elaborada por un experto certificado en seguridad funcional.
5.3.2.2.2	Cumple cuando: La ERS para el SIS considera lo indicado en el numeral.
5.3.2.2.3	Cumple cuando: En la ERS se detallan las funciones relacionadas con la lógica de seguridad para poner en Operación o sacar de Operación el SIS.
5.3.2.2.4	Cumple cuando: La ERS indica las características funcionales y de integridad para cada FIS, y proporciona información suficiente para desarrollar la Ingeniería de detalle del SIS.
5.3.2.2.5	Cumple cuando: La ERS desarrollada para el SIS está anexada a los documentos de validación del SIS en fábrica.
5.3.2.3.1	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle, el SIS está constituido por los elementos indicados en el numeral.
5.3.2.3.2	Cumple cuando: La especificación del CEP indica que almacena y procesa la lógica de seguridad y ejecuta las acciones de acuerdo con lo establecido en el numeral.
5.3.2.3.3	Cumple cuando: En el plano de arquitectura del SIS, se muestra que los gabinetes están ubicados en cuarto de control satélite.
5.3.2.3.4	Cumple cuando: En el plano de arreglo de estaciones de Operación del SIS se muestran los interruptores o botones de activación manual visualizando que están sin obstrucciones y accesibles al operador.
5.3.2.4.1	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle del SIS incluye como mínimo los documentos indicados en el numeral.
5.3.2.4.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del SIS cubre los requerimientos de seguridad especificados en la ERS.
5.3.2.4.3	Cumple cuando: La filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto indica los parámetros de Operación y Alarmas, los límites de paro o de ejecución de la lógica de seguridad y la posición segura de los elementos finales del SIS en caso de falla.
5.3.2.4.5	Cumple cuando: Cuenta con el estudio de verificación del NIS mediante metodología ARSH y Análisis de Capas de Protección.
5.3.3.1 5.3.3.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de gestión de quemadores (BMS, por sus siglas en inglés) especifica el monitoreo del funcionamiento y paro de quemadores de combustión, conforme a los códigos establecidos en el numeral.
5.3.3.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema (BMS, por sus siglas en inglés) contempla que los fallos individuales no impidan la ejecución de un disparo de quemadores.
5.3.3.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema (BMS, por sus siglas en inglés), cuenta con las Alarmas de indicación de mal funcionamiento, condiciones de Riesgo o mala Operación.
5.3.3.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema (BMS, por sus siglas en inglés) cuenta como mínimo con las funciones de seguridad indicadas en el numeral.
5.3.4.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego cuenta con especificaciones del CEP con una confiabilidad del 99.9%, detectores y Alarmas, planos de localización, filosofía de Operación, matriz causa efecto, hojas de datos, típicos de instalación, análisis de cobertura y selección de tipo de detectores, de acuerdo con lo indicado en el numeral.
5.3.4.2.1 5.3.4.2.2 5.3.4.2.3	Cumple cuando: Se cuenta con la ERS del Sistema de Gas y Fuego, conformada con los requisitos indicados en el numeral.
5.3.4.2.4	Cumple cuando: La ERS debe indicar las características funcionales y proporcionar información suficiente para diseñar la Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego.
5.3.4.2.6	Cumple cuando: El Sistema de Gas y Fuego es Especifico, Independiente, Efectivo, Auditable, conforme a lo descrito en el numeral.
5.3.4.2.7	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos de los componentes del Sistema de Gas y Fuego se indica el Nivel de Integridad de Seguridad que debe cumplir.
5.3.4.2.8 5.3.4.2.9 5.3.4.2.10	Cumple cuando: Se cuenta con el estudio de clasificación de áreas peligrosas que complementa al Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos para la determinación de las especificaciones de los detectores, dispositivos de Alarma visible audible, estaciones manuales de Alarma, mapeo de coberturas de detección, Alarmas visibles y audibles, conforme a lo descrito en el numeral.
5.3.4.3	Cumple cuando: El Sistema de Gas y Fuego está constituido por los componentes descritos en el numeral.
5.3.4.4.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de detección de gas y fuego cuenta como mínimo con los documentos indicados en el numeral.



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.3.4.4.2	Cumple cuando: La Ingeniería del Sistema de Gas y Fuego cubre los requerimientos de la ERS.
5.3.4.4.3	Cumple cuando: Se cuenta con las especificaciones y planos de localización donde se represente e indique la ubicación de los detectores, Alarmas audibles, visibles y estaciones manuales en las Instalaciones, así como sus radios de cobertura.
5.3.4.4.4	Cumple cuando: La filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto del Sistema de Gas y Fuego indica los parámetros de Operación para detección y Alarma, los límites de ejecución de la lógica de seguridad y la posición segura de los elementos finales en caso de falla.
5.3.4.4.5	Cumple cuando: En caso de que el Sistema de Gas y Fuego envíe señales a otros Sistemas Instrumentados de Seguridad, la filosofía de Operación y la matriz de causa-efecto indican esta secuencia.
5.3.4.4.6	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas, mapeo de coberturas de detección en áreas y análisis de disponibilidad.
5.3.4.4.7	Cumple cuando: Se determinan los elementos del Sistema de Gas y Fuego con base a estudio de clasificación de áreas peligrosas y establecimiento de cobertura de detección.
5.3.4.4.8 a)	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle indica que los detectores son seleccionados de acuerdo con la clasificación de áreas peligrosas, localización y orientación de los detectores de gas y de los detectores de fuego para alcanzar el porcentaje de cobertura de detección, conforme a lo descrito en el numeral.
5.3.4.4.8 b)	Cumple cuando: Se cuenta con el mapeo de coberturas de detección en áreas para determinar la localización, orientación y en su caso, el tipo y cantidad de detectores.
5.3.4.4.8 c)	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos se indica las condiciones de Operación y clasificación de área, principio de detección
5.3.4.4.8 d)	Cumple cuando: Los detectores de gas y fuego están ubicados de manera que el funcionamiento accidental o falla no sean provocados por vibraciones, facilitando su inspección, prueba y Mantenimiento periódico. En caso de que estos dispositivos estén propensos a daños, se incluye su protección mediante una guarda mecánica.
5.3.4.4.8 e)	Cumple cuando: Los elementos del Sistema de Gas y Fuego están especificados considerando las condiciones ambientales bajo las cuales van a operar y atendiendo a su principio de funcionamiento.
5.3.4.4.8 f)	Cumple cuando: La especificación del detector es adecuada para su Operación en áreas peligrosas (clasificadas).
5.3.4.4.8 g)	Cumple cuando: La selección de detectores es conforme a lo indicado en la Tabla 10.
5.3.5.1.1	Cumple cuando: En la hoja de datos el detector de mezclas explosivas está compuesto por sensor y transmisor. El principio de detección es del tipo infrarrojo o catalítico, los cuales deben supervisar continuamente la concentración de gas combustible en áreas abiertas y cuando exista una concentración determinada.
5.3.5.1.2	Cumple cuando: En la hoja de datos del detector opera en el rango de 0% al 100% LEL, cuenta con pantalla digital tipo cristal líquido (LCD) o pantalla digital a base de LED's con despliegue de mensajes para indicar continuamente la concentración de gas combustible detectado en el área, y tiene la función de



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	autodiagnóstico de fallas, señales de salida para conexión con la unidad de control respectiva como Baja concentración de gas combustible, Alta concentración de gas combustible, Falla del detector de gas combustible, y Detector de gas combustible en calibración.
5.3.5.1.3	Cumple cuando: La selección de los detectores para gases combustibles cumple con el IEC 60079-29-2, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.3.5.2.1	Cumple cuando: En el plano de localización, los detectores de fuego están ubicados de acuerdo con el análisis de coberturas para el área específica a proteger y monitorear de manera que ninguno de los puntos del área de Riesgo que requiera detección esté fuera del campo de visión.
5.3.5.2.2	Cumple cuando: El tipo y cantidad de detectores de fuego están determinados con base en las características de Diseño (sensor de energía radiante y/o sensor óptico) e incluyen las características de combustión, velocidad de crecimiento del incendio, aumento del rango del fuego, condición de infraestructura, condiciones ambientales y posibles fuentes de falsas Alarmas.
5.3.5.3.1	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación y hojas de datos de detectores de gases tóxicos, tales como: ácido sulfhídrico. Tienen la capacidad para fijar al menos 2 puntos para activar las Alarmas de baja y alta concentración.
5.3.5.4.1	Cumple cuando: En la hoja de datos se especifica que el elemento sensor es específico para gas sulfhídrico, con baja interferencia y que opera bajo el principio de celda electroquímica y por difusión.
5.3.5.4.2	Cumple cuando: En la especificación del detector se indica la capacidad de supervisar continuamente la concentración de gas sulfhídrico en áreas abiertas o cerradas, y que es de alta sensibilidad y consume poca energía.
5.3.5.4.3	Cumple cuando: En la hoja de datos se indica que el material de la celda electroquímica debe ser para resistir el ambiente corrosivo de acuerdo con el área donde se instale, y envoltorio para protección contra polvo y contra salpicaduras de agua.
5.3.5.4.4	Cumple cuando: En la especificación y hojas de datos del detector se indica que el transmisor está basado en circuito de microprocesador, y efectúa monitoreo continuo de la presencia de concentraciones potenciales de gas sulfhídrico (H ₂ S); y del autodiagnóstico del detector.
5.3.6.1	Cumple cuando: En la Filosofía de Operación y matriz causa efecto se indica que el sistema de Alarmas se activa automáticamente, cuando se identifica la presencia de gas combustible, gas tóxico, humo y/o fuego en la Instalación.
5.3.6.2	Cumple cuando: En la Filosofía de Operación y matriz causa efecto se indica que activación de las Alarmas sonoras y visuales es por zona o en la totalidad de la Instalación.
5.3.6.3	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos de las Alarmas visuales son tipo destellante o intermitente, con una velocidad de intermitencia máxima de 120 destellos por minuto (2 Hz) y mínimo de 60 destellos por minuto (1 Hz), con una intensidad luminosa efectiva de 700 cd a 1 000 cd (intensidad efectiva).
5.3.6.4	Cumple cuando: En la especificación de las Alarmas visuales contempla que la luz destellante de la Alarma sea vista a una distancia de 50 m con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de Hidrocarburo.
5.3.6.5	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	En la filosofía de Operación y matriz causa efecto se indica que no se permite utilizar 2 o más luces de alta intensidad tipo estroboscópico en un mismo campo de visión, a menos que las luces tengan capacidad de ser sincronizadas, según la prioridad de Alarma.
5.3.6.6	Cumple cuando: En la filosofía de Operación se indica que las luminarias de las Alarmas se activan para emitir, luces de colores específicos con luz intensa, para avisar al personal que se encuentra en el área, de la existencia de una condición de Emergencia, y se deben operar por una señal proveniente del Sistema de Gas y Fuego, de acuerdo con la Tabla 11, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
5.3.6.7	Cumple cuando: En la especificación y hojas de datos de las Alarmas audibles para interiores y exteriores se indican los niveles sonoros e intensidad para que sean reconocibles e identificables por el personal.
5.3.6.8	Cumple cuando: La especificación del generador de tonos tiene la capacidad de reproducir los tonos y mensajes indicados en la Tabla 12.
5.3.6.9	Cumple cuando: En la filosofía de Operación y matriz causa efecto se indica que las Alarmas sonoras cuentan con un mecanismo para ser silenciadas por el personal autorizado, una vez que se confirme la Emergencia, mientras que las Alarmas luminosas permanecen activas durante todo el evento, hasta que se restablezcan las condiciones normales.
5.3.6.10	Cumple cuando: En la especificación y hojas de datos se indica que, en áreas abiertas y módulos con equipo ruidoso, las Alarmas audibles emiten la intensidad de tono para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora debe ser de 109 dB a 3 m.
5.3.6.11	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos de las Alarmas audibles en el caso de áreas con nivel sonoro continuo de 85 dB, el nivel mínimo de la Alarma debe ser 15 dB mayor que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 segundos o más, pero no más de 120 dB, excepto para evacuación.
5.3.6.12	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos de las Alarmas audibles interiores generan el sonido con una intensidad de 70 dB a 3 m.
5.3.6.13	Cumple cuando: La Alarma cuenta con un mecanismo para restablecerse manualmente después de que ha sido activada.
5.3.6.14	Cumple cuando: En especificación y hoja de datos se indique que las estaciones manuales de Alarma son doble acción "empujar y jalar" o "levantar y presionar" y que al ser accionadas por el personal estas transmitan una señal de Alarma al Sistema de Gas y Fuego, debiendo ser operadas con una sola mano, y en plano de localización se muestran espaciadas máximo a 61 m entre estaciones.
5.3.6.15	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle se cuenta con las especificaciones, hojas de datos y planos de localización de los dispositivos en el que se representan e indican las ubicaciones de las Alarmas audibles, visibles y estaciones manuales en las Instalaciones, así como sus radios de cobertura.
5.3.7.1.1	Cumple cuando: El Sistema de Paro Por Emergencia (SPPE) cumple con las características indicadas en el numeral.
5.3.7.1.2	Cumple cuando: El Sistema de Paro Por Emergencia (SPPE) está diseñado conforme a los resultados de ARSH, análisis de Capas de Protección entre otras metodologías.
5.3.7.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con el estudio de Verificación de Nivel Instrumentado de Seguridad (NIS) mediante la metodología de Análisis de Capas de Protección, matrices, Árboles de Falla, entre otras.
5.3.7.2.1	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.5.1.1.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de las plantas recuperadoras de azufre cuenta con el Equipo de Monitoreo Continuo de Emisiones (EMCE). El sistema debe contar con medición de bióxido de azufre (SO ₂), flujo y oxígeno; y con un sistema de procesamiento de datos automático.
5.5.1.1.5	Cumple cuando: En la especificación del EMCE se indica el método de medición continua de la concentración de bióxido de azufre (SO ₂) en la Emisión a la atmósfera por la chimenea del Oxidador térmico debe utilizar el principio de medición de espectroscopía de absorción en el ultravioleta no dispersivo o un método equivalente.
5.5.1.1.6	Cumple cuando: El método para medir el flujo volumétrico de gases de forma continua es por determinación de la presión diferencial en un tubo Pitot conforme a lo indicado en la NMX-AA-009-1993-SCFI y siguiendo los procedimientos y cálculos especificados por el fabricante.
5.5.1.1.7	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las chimeneas de los oxidadores térmicos, mostrando las plataformas y puertos de muestreo de acuerdo con lo señalado en la NMX-AA-009-1993-SCFI para colocación del EMCE.
5.5.1.1.8	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las chimeneas de los oxidadores térmicos, mostrando las plataformas y puertos de muestreo para verificar la respuesta del EMCE.
5.5.1.1.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la planta recuperadora de azufre contempla los requerimientos indicados en el numeral.
5.5.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de las medidas para prevenir contaminación del suelo, subsuelo y mantos acuíferos indicadas en el numeral.
5.6.1.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Sistema contra incendio cumple con lo indicado en los códigos descritos en el numeral.
5.6.1.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Sistema contra incendio contempla desde el abastecimiento de agua, su almacenamiento, sistema fijo de bombeo, red principal de distribución de agua y de espuma contra incendio, así como a sus sistemas de aplicación a base de aspersores y rociadores, monitores, hidrantes y tomas para camión contra incendio, capaces de mitigar cualquier Riesgo mediante la intervención manual o automática para activar la protección.
5.6.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de la red contra incendio mostrando los elementos indicados en el numeral.
5.6.1.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de bombeo de agua contra incendio considera lo descrito en el numeral.
5.6.1.5	Cumple cuando: Las Bombas motores e instrumentos del sistema de bombeo de agua contra incendio son exclusivos y listados para este servicio y cumple con lo indicado en el NFPA 20 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.6.1.6	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle del cabezal de succión que alimenta a 2 o más Bombas de agua contra incendio, considera los criterios descritos en el numeral.
5.6.1.7	Cumple cuando: Cuando el agua sea succionada directamente de la fuente de abastecimiento natural, la Ingeniería de detalle incluye la memoria de cálculo del cárcamo para la succión, de tal forma que se garantice el gasto de alimentación al sistema de bombeo de agua contra incendio.
5.6.1.8	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	Cuando el abastecimiento de agua sea de una fuente al descubierto (mar, ríos, lagunas, presas), el cabezal de succión cuenta con rejillas en la bocATOMA, para impedir la penetración de materiales sólidos. La Ingeniería de detalle indica que el cabezal llega por debajo del nivel mínimo de succión y son 2, con el fin de alternarlos para limpieza o reparación.
5.6.1.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de las tuberías de succión y descarga del sistema de bombeo de agua contra incendio contempla los indicado en el numeral.
5.6.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con los planos del Sistema contra incendios, que incluyan Bombas de agua, red contra incendio, hidrantes, monitores, Tanques de almacenamiento de agua y sistema de aspersión.
5.6.2.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la red de agua contra incendio incluye los criterios indicados en el numeral.
5.6.2.3.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Almacenamiento de agua contra incendio se desarrolla en función del requerimiento total de agua que demanda la protección para el escenario que represente el Riesgo mayor de la Instalación de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.
5.6.2.3.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Tanques de almacenamiento de agua contra incendio los considera de tipo vertical, atmosféricos, de techo fijo, con venteo y recubrimiento interno.
5.6.2.3.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle considera la capacidad de almacenamiento de agua para servicio contra incendio es suficiente para combatir ininterrumpidamente 6 horas mínimo sin tomar en cuenta el reabastecimiento, siempre y cuando se tenga un sistema que reponga el volumen total de almacenamiento de agua en un tiempo máximo de 8 horas. En caso de no cumplir lo anterior, la capacidad de almacenamiento se incrementa a 8 horas.
5.6.2.3.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Tanques de almacenamiento de agua contra incendio es conforme a los códigos indicados en el numeral.
5.6.2.3.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la cimentación del Tanque de almacenamiento de agua contra incendio es con base en los estudios y criterios descritos en el numeral.
5.6.2.3.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de Tanque de almacenamiento de agua contra incendio cuenta con los planos de la escalera de acceso exterior helicoidal y adicionalmente con 2 escaleras marinas para acceso al interior desde las entradas hombre, localización en el techo del Tanque y separadas 180°.
5.6.2.3.7	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Tanques incluye el sistema de tele medición de nivel, con Alarmas por alta y bajo nivel con señales luminosas y audibles a la casa de Bombas contra incendio y al centro de control de operaciones.
5.6.2.3.8	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle considera que en la ubicación de Tanques no están expuestos a Riesgos de explosión o incendio. Su ubicación debe ser tal, que no se afecten por Emergencias ocurridas en plantas de proceso, áreas de almacenamiento o de carga y/o descarga de productos peligrosos, su ubicación y distribución se realiza en función de los vientos reinantes en la ubicación geográfica.
5.6.2.4.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión contempla los descrito en el numeral.
5.6.2.4.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle cuenta con la especificación y selección de las boquillas conforme a los gastos y área de cobertura de acuerdo con el área o equipo a proteger.
5.6.2.4.3	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle especifica que la ubicación de los sistemas de aspersión no se utiliza directamente en materiales que reaccionen con el agua tales como el sodio metálico o carburo de calcio; así como en gases licuados a temperaturas criogénicas.
5.6.2.4.4	Cumple cuando: Las memorias de cálculo de los sistemas de aspersión consideran la presión y densidad de aplicación requerida para calcular y seleccionar la cantidad de boquillas, distribución, ubicación de éstas y el ángulo de cobertura.
5.6.2.4.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión tiene en cuenta las propiedades físicas y químicas de los materiales fuente de la combustión, así como las características o especificaciones de los equipos a proteger para determinar la conveniencia de su uso, entre otras.
5.6.2.4.6	Cumple cuando: En la especificación y hoja de datos de las boquillas de pulverización se indica lo descrito en el numeral.
5.6.2.4.7	Cumple cuando: En la memoria de cálculo del sistema de aspersión, matriz causa efecto del gas y fuego se considera una descarga efectiva en todas las boquillas abiertas que lo integren, en un tiempo no mayor a 30 segundos.
5.6.2.4.8	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión se debe diseñar con 2 alimentaciones, conectadas opuestamente y de tomas diferentes de la red de agua contra incendio; activadas con válvula de apertura y cierre rápido, una de control automático (remota y manual local, de actuación eléctrica, neumática o hidráulica) y otra en forma manual.
5.6.2.4.9	Cumple cuando: La memoria de cálculo contempla la velocidad máxima de flujo permitida dentro de las tuberías de los sistemas de aspersión para agua dulce debe ser de 6.09 m/s. En el caso de agua salada, dicha velocidad debe ser como máximo de 4.57 m/s.
5.6.2.4.10	Cumple cuando: La especificación de tubería para servicio contra incendio contempla la presión de trabajo mínima de 10.5 kg/cm ² (150 psi).
5.6.2.4.11	Cumple cuando: La memoria de cálculo de los sistemas de aspersión considera presiones de trabajo dentro de un rango de 5.62 kg/cm ² a 8.79 kg/cm ² . Los componentes del sistema deben estar certificados para una presión no menor a 12.3 kg/cm ² (175 psi).
5.6.2.4.12	Cumple cuando: La especificación de tubería de los sistemas de aspersión contempla la presión de trabajo mínima de 10.5 kg/cm ² (150 psi).
5.6.2.4.13	Cumple cuando: En el plano de Localización de los sistemas de aspersión se muestra que los arreglos de válvulas de los sistemas están localizados de tal manera que se minimicen las posibilidades de daño por impacto causado por el manejo de materiales o por vehículos en movimiento.
5.6.2.4.14	Cumple cuando: En los DTI's e isométricos de los sistemas de aspersión indican los juegos de bridas que permitan desmantelarlo cuando se realicen trabajos de Mantenimiento en Compresores, Bombas, enfriadores de aire, patines de medición y cambiadores.
5.6.2.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para protección a intercambiadores de calor cumple con lo establecido en el numeral.
5.6.2.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para protección a Bombas cumple con lo establecido en el numeral.
5.6.2.7	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para protección a Compresores, turbinas y sistemas de lubricación cumple con lo establecido en el numeral.
5.6.2.8	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para protección a enfriadores de aire cumple con lo establecido en el numeral.
5.6.2.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para protección a llenaderas de azufre líquido cumple con lo establecido en el numeral.
5.6.2.10.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de bombeo debe cumplir con los requisitos establecidos en el NFPA 20, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.6.2.10.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de La tubería de succión se considera lo más cercano al Tanque de almacenamiento de agua o cisterna, tan corto y recto como sea posible para reducir la caída de presión, así mismo el diámetro de las tuberías de succión y de descarga debe estar diseñado para conducir el 150% de la suma del gasto nominal de todas las Bombas principales en conjunto.
5.6.2.10.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los cobertizos de bombeo se diseña con los medios que propicien la ventilación natural, con materiales no combustibles y en áreas libres de afectaciones ocasionadas por: explosión, fuego, inundación, sismo, tormentas de viento, congelamiento.
5.6.2.10.4	Cumple cuando: Se cuente con el plano de rutas de las llegadas de líneas conduit a los tableros y gabinetes de las Bombas contra incendio principales, redundantes (relevó) y de mantenimiento de presión "jockey".
5.6.2.10.5 5.6.2.10.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de cobertizo de Bombas contra incendio contempla los criterios descritos en el numeral.
5.6.2.10.7	Cumple cuando: En la hoja de datos y especificación de la moto Bomba contra incendio se indica que todos los acoplamientos motor-Bomba, están aislados con guardas, de acuerdo con lo descrito en la sección 8 del ANSI B15.1, vigente o aquel que sustituya.
5.6.2.10.8	Cumple cuando: Se cuenta con la filosofía de Operación de arranque de las Bombas contra incendio.
5.6.2.10.9	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle de sistema de suministro de agua contra incendio La Bomba de suministro de agua que abastece al Tanque de almacenamiento, no se debe conectar directamente a la red de agua contra incendio.
5.6.2.10.10	Cumple cuando: La memoria de cálculo de la red contra incendio contempla un suministro de agua con una presión mínima en la red contra incendio de 7 kg/cm ² (100 psi) en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable.
5.6.2.10.11	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle contempla que el agua usada para el enfriamiento de los Tanques de almacenamiento atmosféricos y a presión, se retorna al Tanque de agua contra incendio siempre y cuando no esté contaminada por Hidrocarburos u otras sustancias que resulten contraproducentes al sistema, en caso contrario el agua usada se debe enviar al sistema de tratamiento de efluentes.
5.6.2.10.12	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle considera que el diámetro de la tubería de descarga de las Bombas de agua contra incendio conduce el 150 % del gasto nominal de la Bomba, a una velocidad máxima de flujo de 6.2 m/s, en el caso de agua dulce. Para agua salada, dicha velocidad debe ser como máximo de 4.6 m/s.
5.7.1	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle considera un sistema de detección de gas y fuego en el área de Tanques atmosféricos o recipientes a presión.
5.7.1.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de detección de gas y fuego considera lo indicado en el numeral.
5.7.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del Sistema de Gas y Fuego considera el monitoreo de los detectores en forma permanente, así como la filosofía de Operación y matriz causa efectos indica que en caso de detección se activa la Alarma sonora y visual.
5.7.3.1	Cumple cuando: La ingeniera de detalle del sistema de aspersión para Tanques cumple con los criterios descritos en el numeral
5.7.3.2	Cumple cuando: La ingeniera de detalle del sistema de aspersión para Tanques muestra la determinación de la cantidad y distribución de boquillas.
5.7.4.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle cuenta con sistemas de aspersión para recipientes horizontales con Riesgo de exponer su superficie a charco de fuego o recipientes de proceso que contengan 20 toneladas o más de materiales con punto de inflamación menor a los 23°C.
5.7.4.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de aspersión de recipientes a presión considera que en cada anillo los conos de agua formados por las boquillas se traslapan, de manera que no quede superficie sin rociar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, escaleras o de tuberías, se deben instalar boquillas adicionales.
5.7.4.3	Cumple cuando: La memoria de cálculo de los sistemas de aspersión para recipiente a presión considera una densidad mínima de agua de 10.2 (l/min)/m ² (0.25 (gal/min)/ft ²) y una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm ² (60 psi), conforme a lo establecido en el NFPA 15 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.7.4.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para recipiente a presión considera que la distribución de agua de enfriamiento por aspersión se hace por medio de un anillo colocado por encima de recipientes para rociar la mitad superior y otro anillo por debajo para rociar la mitad inferior.
5.7.4.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para recipiente a presión considera la cobertura completa del cuerpo y las tapas del recipiente.
5.7.4.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para recipiente a presión considera que, de cada anillo se toman cuando menos 2 boquillas para rociar el casquete (dos del anillo superior y 2 del anillo inferior por casquete).
5.7.4.7	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para cada batería de Tanques horizontales a presión cuenta con una red común de aspersores, cuya capacidad sea suficiente para conducir el volumen de agua que demande la protección simultánea de todo el conjunto de recipientes que conforman dicho grupo, considerando cuerpo y tapas de cada uno de ellos.
5.7.5.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle contempla sistemas de aspersión para recipientes a presión verticales con Riesgo de exponer su superficie a charco de fuego o recipientes de proceso que contengan 50 toneladas o más de materiales con punto de inflamación menor a los 23°C.
5.7.5.2	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La memoria de cálculo de los sistemas de aspersión para recipientes a presión verticales considera una densidad mínima de agua de 10.2 (l/min)/m ² (0.25 (gal/min)/ft ²) y una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm ² (60 psi).
5.7.5.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para recipientes a presión verticales considera que en cada anillo los conos de agua formados por las boquillas se traslapan (15 cm mínimo), de manera que no quede superficie sin rociar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, se deben instalar boquillas adicionales.
5.7.6.1	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos considera los materiales descritos en el numeral.
5.7.6.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos considera que el suministro de agua hacia los anillos de enfriamiento es por accionamiento automático y manual, cada uno con el dimensionamiento necesario para conducir el volumen calculado para la protección de la superficie total de la esfera.
5.7.6.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos contempla que el suministro manual debe ser por medio de 2 válvulas de apertura y cierre rápido (tipo bola), una para el hemisferio superior y otra para el hemisferio inferior. Su ubicación debe ser en un lugar accesible y sin Riesgos al personal que la opere en caso de Emergencia.
5.7.6.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos considera que los anillos de enfriamiento tienen una pendiente de 0.5 a 1%, para drenar el agua por escurrimiento hacia el cabezal, así mismo, cuenta con una purga en la parte más baja y fuera del Dique, que permita el drenado total del agua de la tubería.
5.7.6.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos considera que el suministro de agua es a través de 2 válvulas automáticas de diluvio listadas por UL- 260 o equivalente, una para el hemisferio superior y otra para el hemisferio inferior.
5.7.6.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos determina el número de anillos de aspersión para el hemisferio superior, tomando como referencia la línea del ecuador de la esfera y a los 3.66 m (12 ft) ubica el primer anillo, seguido de otros anillos manteniendo la separación de 3.66 m (12 ft) entre ellos, hasta cubrir toda la superficie del hemisferio superior.
5.7.6.7	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de aspersión para Tanques esféricos considera que el primer anillo de aspersores se ubica debajo de la línea del ecuador de la esfera, a los 3.66 m (12 ft), seguido de otros anillos manteniendo la separación de 3.66 m (12 ft) entre ellos, hasta cubrir toda la superficie del hemisferio inferior. La separación entre los 2 últimos anillos de la parte inferior de la esfera, en caso de requerirse, se pueden ajustar a una separación menor a los 3.66 m (12 ft).
5.7.7.1	Cumple cuando: Se cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle de especificaciones de materiales y accesorios, memorias de cálculo, DTI's, isométricos, de los sistemas de espuma contra incendio en Tanques de almacenamiento.
5.7.7.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle considera que la espuma puede suministrarse a través de sistemas fijos de tuberías o sistemas móviles de generación de espuma.
5.7.7.3	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La Ingeniería de detalle indica que el sistema no se concibe para extinción de incendios tridimensionales de combustibles líquidos o incendios de gases.
5.7.7.4	Cumple cuando: La especificación de los componentes para el suministro, dosificación y aplicación de espuma indican que son listados por UL/FM o equivalente para servicio contra incendio.
5.7.7.5	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los sistemas de espuma contra incendio considera lo indicado en el NFPA 11, NFPA 16, BS EN 13565-2, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.7.7.6	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle considera que la calidad del agua es compatible con el concentrado seleccionado y no contiene inhibidores de Corrosión y químicos de separación de emulsiones de tal forma que produzcan resultados adversos en la formación o calidad de la espuma.
5.7.7.7	Cumple cuando: La memoria de cálculo considera el flujo nominal de las Bombas principal y redundante (de relevo) de concentrado espumante, se obtiene con base en el cálculo resultante del requerimiento para el combate al Riesgo mayor, adicionando un 15% a la capacidad resultante.
5.7.7.8	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle considera que los Tanques que almacenan Petrolíferos (excepto Gas Licuado de Petróleo), son protegidos con espuma de baja expansión, a base de líquido espumante <i>Aqueous Film Forming Foam</i> (AFFF por sus siglas en inglés) mientras que los Tanques que almacenan productos Oxigenados y Aditivos Oxigenantes son protegidos con concentrado espumante resistente al alcohol, <i>Alcohol Resistant Aqueous Film Forming Foam</i> (AR-AFFF por sus siglas en inglés).
5.7.7.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle para la aplicación de espuma en equipos o áreas a proteger puede ser fijo o semifijo, de acuerdo los casos en que se requiera uno u otro sistema, tomando en consideración los tiempos de respuesta, sistemas de activación, tipo y tamaño del Riesgo a proteger.
5.7.7.10	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema fijo incluye un sistema completo con los equipos y accesorios para el concentrado espumante, así mismo contempla sistemas el de presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea, los cuales son listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.
5.7.7.11	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema semifijo contempla la aplicación de la espuma en el equipo o área a proteger con equipos de descarga fijos, conectados a una tubería que termina a una distancia segura, los equipos necesarios para la generación de la espuma son transportados al lugar para su conexión a dicha tubería.
5.7.7.12	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema semifijo incluye cámaras de espuma, válvulas y líneas de descargas de espuma, integradas de manera permanente al cuerpo de los Tanques que se requieran proteger.
5.7.7.13	Cumple cuando: El Diseño de los sistemas para la extinción de incendios en Tanques de almacenamiento que contienen productos inflamables o combustibles considera las características y especificaciones técnicas de los productos que contienen, tipo de techo externo flotante, techo fijo con o sin membrana interna flotante, los tipos de dispositivos para su aplicación de espuma mecánica contra incendio, así como con lo establecido en la Tabla 13.
5.7.7.14	Cumple cuando: Los productos con viscosidad igual o mayor a 4.32 cm ² /s (2000 SSU Seconds Saybolt Universal, (SSU) por sus siglas en inglés) a una temperatura de 15 °C (60 °F) a 15 °C (60 °F) y comprendidos dentro de los líquidos combustibles Clase IIIA y III B cuentan únicamente con sistemas de extinción a base de espuma de aplicación superficial.
5.7.7.15	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	El Diseño de la línea de entrada de la solución espumante incluye una junta giratoria universal para tubería o una manguera flexible metálica a prueba de fuego, fabricada de acero inoxidable.
5.7.7.16	Cumple cuando: La ingeniería del sistema de espuma contra incendio para Tanques atmosféricos de almacenamiento de techo fijo o flotante que contengan líquidos inflamables (no polares) o combustibles cuenta con la especificación y hoja de datos de los agentes espumantes conforme a la Tabla 14.
5.7.7.17	Cumple cuando: La ingeniería del sistema de espuma contra incendio para Tanques atmosféricos que contengan líquidos polares y mezclas de Hidrocarburos y compuestos polares en proporciones mayores del 10% en volumen, cuenta con la especificación y hoja de datos de los agentes espumantes conforme a la Tabla 15.
5.7.7.18	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de las redes de agua y de espuma contra incendio, los sistemas de aspersión, se evita el uso de accesorios y cambios de trayectorias de tuberías que generen pérdidas de presión por fricción innecesarias.
5.7.7.19.1.1	Cumple cuando: La especificación y hojas de datos de las cámaras de espuma tipo II indican que son listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.
5.7.7.19.1.2	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle muestra la ubicación para instalación de las cámaras tipo II es en la parte superior y por la parte externa de la envolvente de los Tanques, en forma equidistante conforme al número de descargas establecido en el Diseño y con un distanciamiento radial entre ellas no mayor a 48.80 m.
5.7.7.19.1.3	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de los Tanques de techo fijo, la cámara de espuma incluye un sello que garantice su ruptura a una presión máxima de 2.81 kg/cm ² .
5.7.7.19.1.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle de la línea de entrada de la solución espumante a la cámara incluye la instalación de una junta giratoria universal para tubería o una manguera flexible metálica a prueba de fuego, ambas fabricadas de acero inoxidable.
5.7.7.19.2.1	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle de la inyección subsuperficial de espuma se especifica que los formadores de espuma son listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio, y cumplen con la contrapresión gasto de solución espumante y así como se indica su ubicación en forma equidistante.
5.7.7.19.2.2	Cumple cuando: En la Ingeniería de detalle se muestra que en cada tubería de alimentación subsuperficial se incluye un formador de espuma de alta contrapresión independiente, así como el arreglo de tuberías en función del número de puntos de aplicación.
5.7.7.19.2.3	Cumple cuando: Se indica en DTI's y diagramas mecánicos de las tuberías para la aplicación de la espuma mecánica contra incendio, no se localizan junto a las líneas de succión del Tanque.
5.7.7.19.2.4	Cumple cuando: La memoria de cálculo del sistema de inyección subsuperficial contempla la relación de expansión de la espuma en una proporción de 4:1 y una velocidad máxima de 3 m/s. Lo anterior para determinar la ampliación del diámetro en la línea de suministro de espuma, para evitar el arrastre de Hidrocarburos hacia la superficie del líquido.
5.7.7.19.2.5	Cumple cuando: En DTI's, diagramas mecánicos e isométricos, se muestran los arreglos de tubería para la inyección subsuperficial, la purga se localiza fuera del Dique de contención, en la parte más baja de la tubería, de manera que se garantice el drenado total de esta.
5.7.7.19.2.6	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	En la especificación de materiales y accesorios de arreglos de tubería de inyección cumplen con lo indicado en el numeral.
5.7.7.19.3.1	Cumple cuando: Los Tanques se diseñan para disponer como mínimo de protección con inyección de espuma con sistemas semifijos.
5.7.7.19.3.2	Cumple cuando: La memoria de cálculo del diámetro de las tuberías que conducen solución espumante toma en cuenta una velocidad mínima de flujo de 1.83 m/s (6 ft/s) y máxima de 3.05 m/s (10 ft/s), así como una presión mínima disponible a la entrada de la cámara de espuma de 2.8 kg/cm ² (40 psi).
5.7.7.19.3.3	Cumple cuando: La protección contra incendio a base de espuma mecánica con sistemas semifijos se constituye por cámaras de espuma, válvulas y líneas de descargas de espuma, que se encuentran integrados de manera permanente al cuerpo de los Tanques que se requieran proteger. Estos sistemas se complementan con equipos móviles contra incendio.
5.7.7.19.3.4	Cumple cuando: Los DTI's, isométricos de las tuberías de suministro de solución espumante a las cámaras indican una pendiente del 1% a 2%, para asegurar el drenado de la tubería hacia la purga localizada en las tomas para camión.
5.7.7.19.3.5	Cumple cuando: El Diseño para la dosificación del concentrado espumante mediante sistemas fijos contempla entre sistemas el de presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea, los cuales deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.
5.7.7.19.3.6	Cumple cuando: El suministro de solución espumante a las cámaras de espuma de los Tanques de almacenamiento, se diseñan por medio de tuberías independientes, conectadas a un cabezal de distribución. Así mismo la tubería de alimentación a este cabezal debe tener una válvula manual y una de control automático.
5.7.7.19.3.7	Cumple cuando: El cabezal de distribución de solución espumante está conectado al sistema fijo de generación de espuma (presión balanceada, dosificadores a presión o eyectores en línea) mediante tuberías a las cámaras de espuma, del o los Tanques de almacenamiento.
5.7.7.19.3.8	Cumple cuando: Los componentes de los sistemas de presión balanceada (Bombas, válvula de diafragma, válvula de control automático, proporcionado y tablero de control), deben ser listados por UL/FM o equivalente para servicios contra incendio.
5.7.7.19.3.9	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del cobertizo del sistema de presión balanceada indica que se localiza en un lugar que no sea susceptible de sufrir daños por contingencias; especifica los materiales no combustibles y sus dimensiones para su edificación. El cobertizo debe tener: buena iluminación, tanto natural como artificial, ventilación y Drenaje.
5.7.7.19.3.10	Cumple cuando: Las memorias de cálculo consideran las densidades mínimas de aplicación de espuma, según el área o equipo a proteger como mínimo con lo indicado en la Tabla 16 y conforme a lo indicado en el capítulo 5 de la NFPA 11 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.7.8.1	Cumple cuando: Los monitores de agua contra incendio para protección de recipientes de almacenamiento cumplen con las características indicadas en el numeral
5.8.1	Cumple cuando: Se cuenta con los planos que identifica las estructuras, soportes que deben contar con protección pasiva contra fuego conforme a lo establecido en el ISO 834-10 y el API RP 2218, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
5.8.2.1	Cumple cuando: Las estructuras y/o soportes metálicos que, se cubren con protección pasiva contra incendio, conforme a lo descrito en el API RP 2218, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.8.2.2	Cumple cuando: La protección pasiva contra fuego se considera por arriba del nivel del suelo de las estructuras de soporte del recipiente y cubre todos los miembros de soporte que se requieran para soportar la carga estática de todo el recipiente.
5.8.2.3	Cumple cuando: La protección pasiva no debe encerrar los puntos en los que los soportes estén soldados al recipiente.
5.8.2.4	Cumple cuando: La protección pasiva debe instalarse en las silletas de los recipientes horizontales en donde la distancia entre la parte inferior del recipiente y la superior de la estructura de soporte exceda de 12 pulgadas.
5.8.2.5	Cumple cuando: El recipiente vertical esté soportado por un bastidor, el exterior del bastidor está cubierto con protección pasiva.
5.8.2.6	Cumple cuando: Los soportes de tubería que están dentro de áreas de Riesgo de incendio cuentan con la protección pasiva para los elementos de soporte verticales y horizontales, apoyos, e incluyendo el primer nivel.
5.8.2.7	Cumple cuando: Las estructuras de soporte hechas de concreto o de mampostería se consideren como debidamente a prueba contra incendios, cuando brindar como mínimo una resistencia al fuego por 2 horas bajo la prueba UL 1709, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya
5.8.2.8	Cumple cuando: No se requiere protección pasiva para los contravientos, incluyendo las barras conectoras, o para los miembros redundantes que no sean necesarios para soportar las cargas estáticas.
5.8.2.9	Cumple cuando: El material de la protección pasiva contra incendio debe brindar como mínimo una resistencia al fuego por 2 horas bajo la prueba UL 1709, vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.8.2.10	Cumple cuando: El material a prueba de incendios está debidamente protegido en contra de daños debidos al clima e impermeabilizarse para prevenir la penetración de agua. El material es resistente al desprendimiento como resultado del impacto directo de los chorros de agua contra incendios.
5.9.	Cumple cuando: Se cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle tales como hoja de datos, especificaciones, plano de localización, típico de instalación de los extintores.
5.10.1.1	Cumple cuando: Se cuenta en el Diagrama de flujo de Proceso del sistema de desfuegos el cual dispone en forma adecuada y segura los fluidos provenientes de las Válvulas de relevo de presión y de alivio, ubicadas en los recipientes, equipos o líneas de proceso.
5.10.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con el análisis y resumen de cargas de desfuegos, considerando todos los eventos normales y anormales en las Instalaciones, que ocasionen la apertura de dispositivos de desfogue o relevo de presión de líquidos, gases, vapores o combinaciones de estos.
5.10.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con las memorias de cálculo de los quemadores elevados y de fosa con base en metodologías reconocidas, buenas prácticas, estimados y/o históricos de demandas de desfogue de plantas similares para todas las plantas y servicios de las Instalaciones e Procesamiento de Gas Natural.
5.10.1.4	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de desfogue es conforme a los códigos indicados en el numeral.
5.10.1.5	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	La selección de materiales y el cálculo de los espesores de pared para tuberías, Tanques de sello y Tanques de desfogue, toma en cuenta las condiciones más severas de presión y temperatura conforme a el ASME B31.3, ASME BPVC. II. D y ASME BPVC.VIII vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan.
5.10.1.6	Cumple cuando: El análisis y resumen de cargas del sistema de desfogue contempla lo descrito en el numeral.
5.10.1.7	Cumple cuando: La Ingeniería de detalle del sistema de desfogues conforme a las características físicas y químicas de los fluidos relevados considera las opciones de manejo conforme a lo indicado en el numeral.
5.10.1.8	Cumple cuando: Los DTI's y DFP's muestran las válvulas de alivio de vapores de Hidrocarburos conectadas a sistemas cerrados, así también se muestran lo recipientes de separación de líquidos (purga) y quemadores elevados de gases y vapores (Flare), los cuales deben diseñarse de acuerdo con el API Std 521 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.10.1.9	Cumple cuando: En los DTI'S del sistema de desfogue se muestran que las válvulas de seguridad o alivio descargan hacia los sistemas de quemadores.
5.10.1.10	Cumple cuando: Se cuenta con los estudios de radiación en el que se verifica que se impacte los recipientes a presión, tuberías y otras estructuras, así como el estudio de dispersión para determinar la altura del quemador elevado.
5.10.1.11	Cumple cuando: El cálculo de dimensionamiento de las Válvulas de relevo de presión, la caída de presión en la tubería entre el equipo protegido y la válvula no debe exceder el 3 %, conforme a lo indicado en el API Std 520 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
5.10.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle del sistema de tierras, Pararrayos y Apartarrayos.
5.10.3.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación de los sistemas de protección anticorrosiva para tuberías, Tanques, y equipos de proceso.
5.10.3.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los sistemas de protección anticorrosiva conforme a los códigos establecidos en el numeral.
5.10.3.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los sistemas de protección anticorrosiva conforme a los aspectos indicados en el numeral.
5.10.4.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Sistemas de protección catódica conforme a los códigos establecidos en el numeral
5.10.4.1.2	Cumple cuando: Los Sistemas de protección catódica proporcionan una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos, así como en el recubrimiento anticorrosivo.
5.10.4.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de los Sistemas de protección catódica conforme a los aspectos indicados en el numeral.
5.11	Cumple cuando: Se cuenta con la Ingeniería de detalle de la planta eliminadora de nitrógeno, contemplando lo establecido en el numeral.
5.12.1	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de Aceptación
	Documental
	Se cuenta con el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la Ingeniería de detalle de acuerdo con lo establecido en el numeral.
5.12.2	Cumple cuando: Se cuenta con el Análisis de Consecuencias, como parte del ARSH, de acuerdo con lo establecido en el numeral.
5.12.3	Cumple cuando: Se mantiene actualizada y disponible la información indicada en el numeral.



Tabla 20. Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad del capítulo de Construcción

Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
6.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con la documentación del sistema de calidad e integridad mecánica de los equipos de proceso, dispositivos, accesorios, materiales y cualquier otro elemento del Proyecto.	N/A
6.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con procedimientos para la inspección de la procura y la fabricación de los Equipos críticos y accesorios revisados y aprobados conforme a su propio sistema de gestión de calidad.	N/A
6.1.3	Cumple cuando: Se documentan las pruebas de aceptación en fábrica (FAT, por sus siglas en inglés <i>Factory Acceptance Test</i>) y las pruebas de aceptación en sitio (SAT, por sus siglas en inglés <i>Site Acceptance Test</i>) para asegurar la calidad y funcionalidad de los equipos e instrumentos requeridos en la Instalación de acuerdo con la Ingeniería APC.	N/A
6.1.4	Cumple cuando: Se desarrolla y aplica la administración de la integridad mecánica y el aseguramiento de calidad, conforme a lo indicado en el numeral.	N/A
6.2.1	N/A	Cumple cuando: La instalación de las válvulas se ubica en una posición adecuada para ser operadas desde el nivel de piso o plataformas con acceso, con el volante o maneral, en posición tal que no obstruya los pasillos, quedando estos accesibles y transitables para Operación.
6.2.2	N/A	Cumple cuando: Para las válvulas que se instalen en el interior de los registros, se cuente con accesos que permitan su inspección, Operación, pruebas y Mantenimiento y los registros reúnen las características descritas en el numeral.
6.3.1	N/A	Cumple cuando: La instalación de Válvulas de relevo de presión es conforme lo indicado en el numeral.
6.3.2	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación tuberías en la que se indica el material de las válvulas de aislamiento de los recipientes a presión y las válvulas de alivio.	N/A
6.3.3	Cumple cuando: Se cuentan con los certificados de calibración de Válvulas de relevo de presión indicando que están calibradas a una presión de ajuste determinada a partir de la presión de Operación.	Cumple cuando: Cada recipiente a presión esta provisto con una o más Válvulas de relevo de presión.
6.3.4	Cumple cuando:	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	En la especificación y hoja de datos de las válvulas operadas por piloto deben incluir un dispositivo para prevenir el contraflujo.	Los dispositivos de relevo de presión operados por piloto están instalados.
6.3.5	N/A	Cumple cuando: Los recipientes a presión susceptibles de sufrir daños por el vacío interno deben incluir dispositivos de alivio de vacío.
6.3.6	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación y hoja de datos de las Válvulas de relevo de presión en donde se indica la capacidad de flujo para protección del recipiente del exceso de presión consideran como la capacidad de flujo requerida para alivio el valor máximo obtenido de los escenarios evaluados.	N/A
6.3.7	N/A	Cumple cuando: Las Válvulas de relevo de presión se instalan tan cercanas como sea práctico a la parte superior del espacio de vapor, de tal forma que provean una conexión directa al espacio de vapor y minimizan el arrastre de líquido durante un desfogue de vapor.
6.3.8	N/A	Cumple cuando: Las Válvulas de relevo de presión cuentan con la guarda para impedir manipulación del mecanismo de ajuste.
6.3.9	Cumple cuando: Se cuenta con la memoria de cálculo, y hojas de datos que indican los parámetros de conexión de la válvula de relevo indicados en el numeral.	N/A
6.3.10	N/A	Cumple cuando: Se instalan válvulas de seccionamiento para aislar los ramales del cabezal principal de desfogue y estas cumplen con los requerimientos establecidos en el numeral.
6.3.11	Cumple cuando: Se cuenta con la especificación de tuberías y válvulas, que incluya las válvulas de bloqueo tipo bola para el servicio de desfogue.	Cumple cuando: válvulas de seguridad cuentan válvulas de bloqueo tipo bola.
6.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con especificación de tuberías y válvulas donde se indica el material de las válvulas de bloqueo	Cumple cuando: Las válvulas de aislamiento se ubican tan cerca al recipiente como sea práctico, de preferencia lo más cercana a la boquilla de la pared metálica del recipiente. Tomando en cuenta el fácil acceso a las válvulas de corte para fines de Operación y Mantenimiento.
6.4.2	Cumple cuando: Las tuberías y válvulas cuenten con especificación de comportamiento a prueba de fuego	Cumple cuando: Las válvulas de corte que se ubiquen en boquillas, instaladas por debajo del nivel máximo del líquido deben proveer una indicación visual de la posición de la válvula.
6.4.3	N/A	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		Las válvulas de bloqueo de Emergencia están instaladas en los equipos de proceso conforme a lo indicado en el API RP 553 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
6.4.4	N/A	Cumple cuando: No se utilizan válvulas con tuerca unión o de bonete atornillado, a menos que estén equipadas con retenedores de bonete o que los bonetes estén soldados con puntos.
6.4.5	N/A	Cumple cuando: Si se instalan las válvulas tipo mariposa entre 2 bridas unidas mediante pernos largos expuestos, dichas válvulas deben tener cuerpos del tipo de orejeta que cubran los pernos.
6.4.6	N/A	Cumple cuando: Cualquier equipo que sea susceptible a quedar bloqueado entre 2 válvulas de corte incluye protección contra las sobrepresiones.
6.4.7	N/A	Cumple cuando: Las válvulas de bloqueo cuentan con mecanismos de alivio de presión para liberar líquido atrapado en las cavidades.
6.4.8	N/A	Cumple cuando: La conexión de las válvulas de bloqueo de Emergencia es bridada y mantiene una hermeticidad total.
6.5.1	N/A	Cumple cuando: El quemador elevado cuenta con plataformas y escaleras, conforme a lo indicado en el API 537 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.
6.5.2	N/A	Cumple cuando: El sistema de desfogue está construido conforme a lo indicado en el numeral.
6.6.1.1	Cumple cuando: Cuenta con los procedimientos y equipos de aplicación que cumplan con los requerimientos especificados por el fabricante del recubrimiento seleccionado.	N/A
6.6.1.2	N/A	Cumple cuando: La aplicación del recubrimiento anticorrosivo contempla lo descrito en el numeral.
6.6.2.1	N/A	Cumple cuando: Las estructuras metálicas que se encuentren en contacto con la humedad del suelo se protegen, instalando un Sistema de protección catódica por medio de corriente impresa y/o con ánodos galvánicos.
6.6.2.2	N/A	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		La Construcción del Sistema de protección catódica, cumple con los requerimientos establecidos en el numeral.
6.6.3	Cumple cuando: Se cuenta con los datos históricos de los procedimientos realizados que se indican en el numeral.	Cumple cuando: Las pruebas de hermeticidad para validar la integridad estructural y hermeticidad de los equipos, sistemas y componentes que manejan Hidrocarburos contemplan lo establecido en el numeral.
6.6.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con los permisos de trabajo, así como los Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) para trabajos de soldadura.	N/A
6.6.4.2	Cumple cuando: Se cuenta con la evidencia de que los soldadores y operadores están calificados en el o los procedimientos de soldadura a aplicar.	N/A
6.6.4.3	N/A	Cumple cuando: Se sigue los requerimientos indicados en el numeral para la realización de trabajos de soldadura.
6.6.5.1	N/A	Cumple cuando: La soldadura de tubos y estructuras se realiza conforme lo establecido en los códigos indicados en el numeral.
6.6.5.2	Cumple cuando: Se cuenta con los reportes de inspección radiográfica y de prueba hidrostática de las tuberías, así como los de pruebas destructivas y/o no destructivas de las soldaduras de todas las tuberías, durante la etapa de Construcción.	N/A
6.6.5.3	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia de que el personal que revisa y ejecuta las pruebas hidrostáticas y ensayos no destructivos, está calificado y certificado.	N/A
6.6.5.4	N/A	Cumple cuando: Las conexiones de tubería a la carcasa de presión se instalan conforme a lo indicado en el numeral.
6.6.5.5	N/A	Cumple cuando: Las tuberías de descarga de las Bombas cuentan con válvulas de retención (Check).
6.7.1	Cumple cuando: Se cuenta con personal técnico capacitado y experimentado en cada una de las especialidades indicadas en el numeral.	N/A
6.7.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de seguimientos de embarque y puesta en sitio de los materiales y equipos.	N/A
6.7.3	Cumple cuando:	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Se cuenta con los procedimientos de supervisión aplicables a las actividades de Construcción en cada especialidad, tales como: arquitectura, civil, tuberías, mecánica, eléctrico, instrumentación, seguridad.	
6.7.4	Cumple cuando: Se cuenta con el Dictamen donde demuestre que la instalación eléctrica de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural fue verificada por una Unidad de Inspección de Instalaciones Eléctricas.	N/A
6.8.	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de cambios a documentos de Ingeniería conforme a su procedimiento de Administración del Cambio.	N/A
6.9.1	Cumple cuando: Para la etapa final de la Construcción, previo a la entrega de las Instalaciones se cuenta con toda la documentación de Ingeniería de detalle en su versión "Como Quedó Construido" (<i>As-Built</i>); conforme a lo establecidos en el numeral.	Cumple cuando: Se realizan las verificaciones conforme a lo establecidos en el numeral.
6.9.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las pruebas de presión y exámenes no destructivos para recipientes sujetos a presión y Calderas son conforme a lo establecido en el numeral B.7 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
6.9.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las revisiones de las condiciones de seguridad establecidas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	Cumple cuando: Los recipientes sujetos a presión y Calderas cumplen con las condiciones de seguridad establecidas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.
6.9.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de la revisión de funcionamiento de los dispositivos de relevo de presión de recipientes sujetos a presión y Calderas los cuales deben cumplir con lo establecido en el numeral B.8 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
6.9.5	Cumple cuando: Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos a los equipos de los recipientes a presión y Calderas contienen lo establecido en el numeral B.10.4 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
6.10	N/A	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		Los Tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, válvulas y Bombas están identificados y rotulados conforme a los requisitos establecidos en el numeral.
6.11.1.1 6.11.1.3	Cumple cuando: El SIS se instala de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño del SIS.	Cumple cuando: Se conecta el cableado de los elementos de campo en los puntos de conexión para las señales de campo correspondientes a cada tarjeta de entrada-salida, de conformidad con la Ingeniería aprobada en el Diseño.
6.11.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de cambios a documentos de Ingeniería del SIS conforme a su procedimiento de Administración del Cambio.	N/A
6.11.1.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con los protocolos de prueba para la validación del SIS en fábrica que contenga los criterios de aceptación descritos en el numeral.	N/A
6.11.1.4.2	Cumple cuando: Se cuenta con el registro del grupo multidisciplinario que presencie el desarrollo del protocolo de pruebas para la validación del SIS en fábrica.	N/A
6.11.1.4.3	Cumple cuando: Se documentan, corrigen y realizan pruebas de validación del SPPE en fábrica en caso de que se presente una falla durante las pruebas de validación.	N/A
6.11.1.4.4	Cumple cuando: El protocolo de pruebas para la validación del SPPE en fábrica especifica las responsabilidades de cada persona participante en las pruebas.	N/A
6.11.1.4.5	Cumple cuando: Los documentos que componen la Ingeniería de detalle de los SIS, los certificados del controlador y de sus componentes que demuestran el cumplimiento del NIS requerido para el SIS y los registros de las pruebas de validación del SIS en fábrica están contenidos en el Libro de Proyecto.	N/A
6.11.1.5.1	Cumple cuando: Se cuenta con los protocolos de prueba para la validación del SIS en sitio que contenga los criterios de aceptación descritos en el numeral.	N/A
6.11.1.5.2	Cumple cuando: Se cuenta con el registro del grupo multidisciplinario que presencie el desarrollo del protocolo de pruebas para la validación del SIS en sitio.	N/A
6.11.1.5.3	Cumple cuando: Se documentan, corrigen y realizan pruebas de validación del SPPE en sitio en caso de que se presente una falla durante las pruebas de validación.	N/A
6.11.1.5.4	Cumple cuando:	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	El protocolo de pruebas para la validación del SPPE en sitio especifica las responsabilidades de cada persona participante en las pruebas.	
6.11.1.5.5	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de la prueba de validación del SIS en sitio y se anexan los certificados del controlador y de sus componentes, donde se demuestre que cumple con el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) especificado para el SIS.	N/A
6.11.1.5.6	Cumple cuando: Los documentos que componen la Ingeniería de detalle de los SIS, los certificados del controlador y de sus componentes que demuestran el cumplimiento del NIS requerido para el SIS y los registros de las pruebas de validación del SIS en sitio están contenidos en el Libro de Proyecto.	N/A
6.11.2.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con el protocolo de pruebas en fábrica para la validación del Sistema de Gas y Fuego cubriendo al menos los establecido en el numeral.	N/A
6.11.2.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con el registro del grupo multidisciplinario que presencie el desarrollo del protocolo de pruebas para la validación del Sistema de Gas y Fuego en fábrica.	N/A
6.11.2.1.3	Cumple cuando: Se documentan, corrigen y realizan pruebas de validación del Sistema de Gas y Fuego en fábrica en caso de que se presente una falla durante las pruebas de validación.	N/A
6.11.2.1.4	Cumple cuando: El protocolo de pruebas para la validación del Sistema de Gas y Fuego especifica las responsabilidades de cada persona participante en las pruebas.	N/A
6.11.2.1.5	Cumple cuando: En el Libro de Proyecto está contenida la Ingeniería de detalle, los certificados del CEP y los registros de las pruebas en fábrica de validación del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
6.11.2.1.6	Cumple cuando: Se cuenta con un estudio de confiabilidad en donde se demuestra que se alcanza el nivel de disponibilidad de los lazos de seguridad del Sistema de Gas y Fuego conforme a los datos de elementos primarios, elementos finales y CEP y que son acorde con los resultados del estudio de clasificación de áreas peligrosas.	N/A
6.11.2.2.1 6.11.2.2.3	N/A	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
6.11.2.2.4		Se instalan los elementos que conforman al Sistema de Gas y Fuego de conformidad con la Ingeniería de detalle.
6.11.2.2.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de cambios a documentos de Ingeniería del Sistema de Gas y Fuego conforme a su procedimiento de Administración del Cambio.	N/A
6.11.2.2.5	Cumple cuando: Se cuenta con los registros del Comisionamiento del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
6.11.2.3.1	Cumple cuando: Se cuenta con el protocolo de pruebas en sitio para la validación del Sistema de Gas y Fuego cubriendo al menos los establecido en el numeral.	N/A
6.11.2.3.2	Cumple cuando: Se cuenta con el registro del grupo multidisciplinario que presencie el desarrollo del protocolo de pruebas para la validación del Sistema de Gas y Fuego en sitio.	N/A
6.11.2.3.3	Cumple cuando: Se documentan, corrigen y realizan pruebas de validación del Sistema de Gas y Fuego en sitio en caso de que se presente una falla durante las pruebas de validación.	N/A
6.11.2.3.4	Cumple cuando: El protocolo de pruebas para la validación del Sistema de Gas y Fuego especifica las responsabilidades de cada persona participante en las pruebas.	N/A
6.11.2.3.5	Cumple cuando: En el Libro de Proyecto está contenida la Ingeniería de detalle, los certificados del CEP y los registros de las pruebas en sitio de validación del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
6.11.2.4.1 6.11.2.4.2 6.11.2.4.3	N/A	Cumple cuando: Los detectores se instalan conforme a las recomendaciones de fabricante, típicos de instalación, los resultados obtenidos del mapeo de ubicación y coberturas de detección, y clasificación de áreas peligrosas.
6.11.2.4.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las pruebas de Operación y calibración después de la instalación de los detectores.	N/A
6.11.2.4.5	Cumple cuando: Se cuenta con la documentación de Ingeniería de detalle actualizada por los cambios generados durante su instalación	N/A
6.11.2.5	Cumple cuando:	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Se cuenta con los registros de prueba de funcionamiento del sistema de Alarmas audibles y visibles del Sistema de Gas y Fuego.	
6.11.3.1.1 6.11.3.1.3 6.11.3.1.4	Cumple cuando: El SPPE se instala de conformidad con la Ingeniería de detalle aprobada en el Diseño del SPE.	N/A
6.11.3.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de cambios a documentos de Ingeniería del SPPE conforme a su procedimiento de Administración del Cambio.	N/A
6.11.3.1.5	Cumple cuando: Se cuenta con los registros del Comisionamiento del SPPE.	N/A
6.11.4.1	N/A	Cumple cuando: La ubicación del tablero de control para supresión de incendio es conforme a lo descrito en el numeral.
6.11.4.2.1	N/A	Cumple cuando: Las boquillas, se localizan de tal manera, que la descarga no salpique los líquidos inflamables, o generen nubes de polvo, que pudieran extender el fuego creando una explosión o afectar los contenidos del cuarto o encabinado.
6.11.4.2.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con el plano de localización de boquillas.	Cumple cuando: La cantidad de boquillas instaladas es de conformidad con el plano de localización de boquillas.
6.11.4.2.2.2 6.11.4.2.2.3	Cumple cuando: Se cuenta con el plano de localización de boquillas, e isométricos de las boquillas.	Cumple cuando: Las boquillas están instaladas conforme a los requerimientos descritos en el numeral.
6.11.4.2.3.1	Cumple cuando: Se cuenta con la memoria de cálculo del volumen de agente extintor y determinación de cantidad de boquillas.	Cumple cuando: La cantidad de boquillas instaladas es conforme al número determinado en la memoria de cálculo del volumen de agente extintor y determinación de cantidad de boquillas.
6.11.4.2.3.2 6.11.4.2.3.3	Cumple cuando: Se cuenta con el plano de localización de boquillas, e isométricos de las boquillas.	Cumple cuando: Las boquillas están instaladas conforme a los requerimientos descritos en el numeral.
6.11.4.3.1	N/A	Cumple cuando: El banco de cilindros de almacenamiento del agente extintor se instala lo más cerca posible al recinto a proteger.
6.11.4.3.2	N/A	Cumple cuando: Los cilindros de agente limpio se instalan exteriormente en un gabinete resistente al medio ambiente, cuando no sea posible instalar los cilindros por falta de espacio dentro del cuarto a proteger.
6.11.4.3.3	N/A	Cumple cuando: Los cilindros de CO ₂ , se instalan exteriormente protegidos contra la Corrosión del ambiente y no están expuestos a daños mecánicos, químicos o de



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		cualquier otra índole. conforme a lo indicado en el numeral.
6.11.4.3.4	N/A	Cumple cuando: La ubicación de la instalación de los cilindros es accesible para las actividades de inspección, Mantenimiento y pruebas requeridas.
6.11.4.3.5 6.11.4.3.6 6.11.4.3.7	N/A	Cumple cuando: Las características de los bastidores y cilindros corresponden con lo establecido en el numeral.
6.11.4.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de localización de detectores y Alarmas del sistema de detección y supresión de incendios.	Cumple cuando: La instalación de Alarmas audibles y visibles es conforme a lo indicado en los planos de localización.
6.11.4.4.2 6.11.4.4.3	Cumple cuando: Se cuenta con los planos de localización de detectores y Alarmas del sistema de detección y supresión de incendios.	Cumple cuando: La Instalación de detectores de humo es conforme a lo indicado en los planos de localización.
6.11.4.5.1 6.11.4.5.2 6.11.4.5.3 6.11.4.5.5	Cumple cuando: Se cuenta con los protocolos, procedimientos de aceptación de las pruebas de los sistemas de extinción y/o supresión de incendios.	N/A
6.11.4.5.4	Cumple cuando: Se cuenta con los protocolos y registros de la prueba de Estanqueidad NFPA-Door Fan Test indicada en el numeral.	N/A
6.12.1 6.12.2 6.12.3	Cumple cuando: Se cuenta con los planos del sistema de tierras.	Cumple cuando: Los equipos e Instalaciones están conectados a el sistema de tierras conforme a los planos.
6.13.1	Cumple cuando: Se cuenta con los planos del Drenaje aceitoso.	Cumple cuando: La construcción e instalación del Drenaje aceitoso es acorde a los documentos de Ingeniería de detalle y a los requisitos establecidos en el numeral.
6.13.2	Cumple cuando: Se cuenta con los planos del Drenaje pluvial.	Cumple cuando: La construcción e instalación del Drenaje pluvial es acorde a los documentos de Ingeniería de detalle y a los requisitos establecidos en el numeral.
6.13.3	Cumple cuando: Los sistemas de Drenaje instalados incluyen una válvula de compuerta ubicada en una posición accesible fuera del área de contención de Derrames	N/A
6.14	N/A	Cumple cuando: Se aplican los procedimientos y los requisitos establecidos en el numeral, para prevenir Riesgos por incendio y/o explosión durante la Construcción.
6.15.1	N/A	Cumple cuando: La Construcción de cimentación y soportería es acorde a los documentos de Ingeniería de detalle y a los requisitos establecidos en el numeral.
6.15.2	Cumple cuando:	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Las cimentaciones de los soportes de tubería son conforme a las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.	
6.15.3	Cumple cuando: Las bases metálicas de los Tanques cuentan con la protección catódica de acuerdo con los casos especiales de mecánica de suelos.	N/A
6.15.4	Cumple cuando: En los planos de sistemas enterrados y cimentaciones la parte inferior de la cimentación se encuentra por debajo de la línea de congelación o del nivel freático y por debajo de las alcantarillas o líneas cercanas donde exista la posibilidad de presentarse Fugas o deslaves que pudieran resultar de un asentamiento de la cimentación.	N/A
6.15.5	Cumple cuando: La memoria de cálculo y planos de cimentaciones Indica el límite de asentamiento para Recipientes a presión.	N/A
6.15.6	Cumple cuando: Se cuenta con los documentos de Ingeniería de detalle contemplando el cálculo de cimentación y estructura con los requisitos establecidos en el numeral.	N/A
6.16	N/A	Cumple cuando: La construcción de los soportes es acorde a los documentos de Ingeniería de detalle y a los requisitos establecidos en el numeral.
6.17.1.1 6.17.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros y/o Bitácoras de los programas de Mantenimiento preventivo y correctivo La maquinaria y los vehículos de transporte de combustión interna con base a diésel y gasolina.	N/A
6.17.1.3	N/A	Cumple cuando: Se cumple con la aplicación de las medidas de mitigación indicadas en el numeral.
6.17.2	N/A	Cumple cuando: La construcción contempla los sistemas de protección para protección de Derrames acorde a los documentos de Ingeniería de detalle y a los requisitos establecidos en el numeral.
6.17.3.2	N/A	Cumple cuando: El área de la obra y las adyacentes se mantienen limpias y libres de materiales y equipos, almacenamiento adecuadamente los materiales de uso continuo.
6.17.4.2	N/A	Cumple cuando: El Mantenimiento, lavado y/o reparación de maquinaria y equipo se realiza fuera y alejado de



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		cualquier cuerpo de agua, así como en áreas provistas de piso impermeable; y al no existir Drenaje, el Mantenimiento debe hacerse fuera del predio en talleres autorizados.
6.18	Cumple cuando: se cuenta con el Libro de Proyecto donde se incluye la Ingeniería del Proyecto conforme a lo establecido en el numeral.	N/A



Tabla 21. Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad del capítulo de Pre-arranque

Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
7.1	Cumple cuando: Se cuenta con un mecanismo para realizar la Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA) para las Instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones, de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.2	Cumple cuando: La RSPA se realiza de forma completa o parcial por etapas de acuerdo con la complejidad de las Instalaciones y procesos de manera, de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.3	Cumple cuando: Se conforma un grupo interdisciplinario responsable de llevar a cabo la RSPA, el cual está formalizado e integrado de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.4	Cumple cuando: Durante el desarrollo de la RSPA y atendiendo a la complejidad de los procesos, Instalaciones o equipos, se integran al grupo responsable de llevar a cabo la RSPA especialistas en materias de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.5	Cumple cuando: Los integrantes del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA tienen las responsabilidades establecidas en el citado numeral.	N/A
7.6	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA realiza la revisión documental conforme a lo establecido en el numeral.	N/A
7.7	Cumple cuando La constatación física tiene congruencia con lo indicado en la revisión documental.	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA revisa 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.
7.8	Cumple cuando: La información que se genere como parte de la revisión documental y física se registra de forma tal que permita la identificación, verificación, control y seguimiento de los Hallazgos de Pre-arranque, de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.9	Cumple cuando: Cada integrante del grupo responsable de llevar a cabo la RSPA, de acuerdo con su especialidad	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	identifica los Hallazgos considerando lo indicado en el numeral 7.6 y 7.7 (Revisión documental y constatación física).	
7.10	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA clasifica los Hallazgos, identificando aquellos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones, así como aquellos que no lo impiden.	N/A
7.11	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA elabora los programas de atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de operaciones.	N/A
7.12	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA elabora los programas de atención a las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones en los cuales se estipulen los plazos y responsables para su cumplimiento.	N/A
7.13	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA valida el cumplimiento de las Recomendaciones a los Hallazgos que no permiten el inicio o reinicio de las operaciones de acuerdo con los mecanismos establecidos, pudiendo ser evidencias documentales o físicas para el cierre de recomendaciones.	N/A
7.14	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA valida que las Instalaciones y/o equipos sujetos a un inicio o reinicio de operaciones se encuentran en condiciones de iniciar operaciones documentando de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
7.15	Cumple cuando: El grupo responsable de llevar a cabo la RSPA valida el cumplimiento de las Recomendaciones de los Hallazgos que no impiden el inicio o reinicio de operaciones de acuerdo con el mecanismo que se establezca.	N/A
7.16	Cumple cuando: En caso de que la RSPA se efectúe en varias etapas, se obtiene la validación correspondiente para cada etapa de acuerdo con el numeral 7.14.	N/A
7.17 7.18	Cumple cuando: Cuenta con el Dictamen de Construcción emitido por la Unidad de Inspección acreditada por una Entidad de Acreditación y aprobada por la	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Agencia, de acuerdo con lo establecido en el numeral.	
7.19	Cumple cuando: Al realizar la RSPA por etapas o secuenciada de las Instalaciones y/o equipos, se cuente con un solo Dictamen de Construcción que valide 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.	N/A
7.21	Cumple cuando: Se cuente con los dictámenes de construcción correspondiente a las situaciones descritas en el numeral 7.1.	
7.22	Cumple cuando: Una vez que la totalidad de las Recomendaciones derivadas de los Hallazgos de la RSPA se hayan cumplido, se cuente con el acta de cierre, misma que debe ser conservada en sus Instalaciones, durante toda su vida útil, documentando la información del citado numeral.	N/A



Tabla 22. Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad del capítulo de Operación

Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.1	Cumple cuando: Se cuenta con el manual de procedimientos de Operación que está conformado de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.2.1	Cumple cuando: Se cuentan con los procedimientos documentados específicos para las actividades de arranque de los diferentes sistemas y equipos que componen la Instalación de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.2.2	Cumple cuando: Se cuentan con los procedimientos y programas documentados que especifiquen las actividades descritas de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.3.1	Cumple cuando: Cada planta en particular, por sus características propias, debe tener un programa específico de actividades de arranque de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.3.2	Cumple cuando: Se cuentan con los registros del monitoreo del comportamiento de las variables de proceso a fin de mantener en observación a los diferentes componentes para asegurarse que operen permanentemente dentro del rango de Diseño.	N/A
8.4	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia que demuestre que el manual de Operación ha sido comunicado al personal y se encuentra en un lugar visible y accesible.	N/A
8.5.1	Cumple cuando: Los procedimientos de Operación contienen los valores normales de Operación (flujos, presiones, temperaturas y niveles), que se muestran en los diagramas de flujo de proceso y los diagramas de tuberías e instrumentación.	N/A
8.5.2	Cumple cuando: Los procedimientos indican los parámetros, los modos de control y los equipos principales que son observados durante la Operación, indicando las causas y los efectos de las diferentes variables, rangos, puntos de ajuste, Alarmas y controles especiales para la Operación dentro de los límites seguros, incluyendo los registros de las	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	inspecciones rutinarias a equipos, sistemas e instrumentos básicos.	
8.5.3	Cumple cuando: Los procedimientos específicos de Operación están conformados de acuerdo con lo descrito en el numeral.	N/A
8.5.4	Cumple cuando: Los procedimientos de Operación de recipientes sujetos a presión y Calderas contienen al menos las instrucciones correspondientes conforme a lo establecido en el numeral B.5.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
8.6.1	Cumple cuando: En los procedimientos de Emergencia operacional, se señala la secuencia lógica para llevar a la Instalación a una condición segura.	N/A
8.6.2	Cumple cuando: Se cuentan con procedimientos de Emergencia operacional para los casos que se describen en el numeral.	N/A
8.7	Cumple cuando: Se cuentan con los procedimientos de reanudación de operaciones después de un paro programado o de Emergencia.	N/A
8.8.1	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de difusión y capacitación en los procedimientos de prácticas de trabajo seguro los cuales deben de proveer de instrucciones claras para desempeñar con seguridad las actividades consideradas de alto Riesgo.	N/A
8.8.2	Cumple cuando; La capacitación para actividades de operación de recipientes sujetos a presión y Calderas es conforme a lo establecido en el numeral B.9 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
8.8.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las revisiones de las condiciones de seguridad establecidas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	Cumple cuando: Los recipientes sujetos a presión y Calderas cumplen con las condiciones de seguridad establecidas en el numeral B.6 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana
8.9.1 8.9.2	Cumple cuando: El manual de Operación cuenta con los apartados indicados en el numeral.	N/A
8.10.1.1	N/A	Cumple cuando:



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
		Se cuenta con Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) cuyas funciones promuevan la prevención y mitigación de Incidentes o Accidentes.
8.10.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de pruebas de Operación del SIS.	N/A
8.10.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de actividades de pruebas funcionamiento conforme a lo descrito en el numeral.	N/A
8.10.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de los resultados de las pruebas operativas del SIS considerando lo descrito en el numeral.	N/A
8.10.2.2	Cumple cuando: El programa de pruebas del SIS es ajustado de acuerdo con la antigüedad de la planta.	N/A
8.10.2.3	Cumple cuando: En caso de un cambio en la lógica de aplicación, se cuenta con una prueba rigurosa completa, excepto cuando la revisión de la información y las pruebas parciales de los cambios se llevan a cabo para garantizar que los cambios se implementan correctamente.	N/A
8.10.3	Cumple cuando: Se cuenta con el manual de Operación del (BMS por sus siglas en inglés) con los procedimientos de las actividades descritas en el numeral.	N/A
8.10.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con el manual de Operación del SPPE con los procedimientos de las actividades por el caso de evento de paro, así como las acciones para reestablecer el proceso a condiciones normales.	N/A
8.10.4.2	N/A	Cumple cuando: El Sistema de Paro Por Emergencia está conformado por un CEP exclusivo
8.10.5.1	N/A	Cumple cuando: El Sistema de Gas y Fuego está en Operación en forma automática.
8.10.5.2	N/A	Cumple cuando: El Sistema de Gas y Fuego monitorea continuamente las áreas específicas, los detectores tanto en campo como en gráficos dinámicos se observan que están en Operación.
8.10.5.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de pruebas y calibración de los detectores.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.10.5.4	Cumple cuando: Se cuenta con la matriz causa efectos del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
8.10.5.5	Cumple cuando Se cuenta con la matriz causa efecto y filosofía de Operación del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
8.10.5.6	N/A	Cumple cuando: El Sistema de Gas y Fuego tiene un CEP y SFI independiente de los otros sistemas
8.10.5.7	Cumple cuando: Se cuentan con el programa de inspección y pruebas del Sistema de Gas y Fuego.	Cumple cuando: Se inspeccionan visualmente los detectores para asegurar que no se presente deterioro o degradación de los componentes eléctricos, electrónicos o mecánicos, entre otras fallas.
8.10.5.8	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de actividades realizados conforme al programa de inspección y pruebas incluyendo lo descrito en el numeral.	N/A
8.10.5.9	Cumple cuando: Se cuenta con registros de las acciones correctivas de fallas detectadas en pruebas del Sistema de Gas y Fuego.	N/A
8.10.5.10	Cumple cuando: Se cuenta con los permisos de trabajo para las actividades de inspección y prueba.	N/A
8.10.5.11	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de activación de Alarmas con la información descrita en el numeral.	N/A
8.10.6	Cumple cuando: se documenta mediante la administración del cambio de la sección, proceso o área de la Instalación a modificar, que afecte al Sistema de Gas y Fuego de acuerdo con lo establecido en el numeral. cualquier modificación realizada al Sistema de Gas y Fuego durante su etapa de Operación, es revisada y aprobada antes de ser aplicada.	N/A
8.11.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de pruebas de funcionamiento de la red Contra incendio y sistemas de aspersión, así como con el plano de la red, plano de localización de extintores, DTI's sistemas de aspersión.	Cumple cuando: Todos los accesorios de la red contra incendio y sistemas de aspersión se encuentran en condiciones óptimas.
8.11.1.2	N/A	Cumple cuando: Los Hidrantes, hidrantes monitor, tomas para camión están libres de obstrucciones y claramente señalizados.
8.12.1	Cumple cuando:	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Se cuenta con la base de datos, registros y tendencias de variables de procesos.	
8.12.2	N/A	Cumple cuando: El sistema de monitoreo de control es conformado con los dispositivos indicados en el numeral.
8.12.3	N/A	Cumple cuando: Las estaciones de operador muestran las variables del proceso como: alto o bajo nivel en los recipientes de almacenamiento a presión, monitoreo de temperaturas, presiones, flujos volumétricos, entre otros parámetros en equipos de proceso.
8.12.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las pruebas de simulacros operacionales del sistema de control y el SPPE.	N/A
8.13.1.1	N/A	Cumple cuando: Los Tanques de almacenamiento cuentan con un sistema de conexión a tierra física y un sistema de Pararrayos y/o Apartarrayos
8.13.1.2	N/A	Cumple cuando: La integridad del cable, conectores y resistividad del sistema con que cuentan los Tanques está en buenas condiciones.
8.13.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de pruebas del sistema de tierras, pozos de tierras y conexiones.	N/A
8.13.2.1 8.13.2.2	Cumple cuando: Se cuenta con el programa para monitorear la corrosión exterior, el cual considera las actividades descritas en los numerales.	N/A
8.13.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de Operación e integridad del Sistema de protección catódica.	N/A
8.13.4	Cumple cuando Se cuenta con los manuales de Operación y procedimientos del sistema eléctrico de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.14	Cumple cuando: Se cuenta con la siguiente documentación: planos de las plantas de proceso y áreas, filosofía de Operación, descripciones del proceso, hojas de especificaciones de equipos, registros de calibración de instrumentos, se encuentre actualizada en formato físico y/o electrónico y esté disponible.	N/A
8.15.1 8.15.2	Cumple cuando: Se cuentan con los registros de identificación y jerarquización de los aspectos ambientales de la	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Instalación de Procesamiento de Gas Natural. Descritos en el numeral.	
8.15.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las actividades para mantener el aire, suelo, subsuelo y manto acuífero libre de contaminantes descritas en el numeral.	N/A
8.15.4.1.1	Cumple cuando: La eficiencia promedio mínima de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera que cumplen mensualmente las plantas recuperadoras de azufre existentes en condiciones normales de Operación es del 97.5% para plantas existentes y del 99.9% para plantas nuevas.	N/A
8.15.4.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con el cálculo de la eficiencia de Recuperación de azufre conforme a descrito en numeral	N/A
8.15.4.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con el cálculo del promedio mensual de la Emisión total de azufre a la atmósfera, considerando que no debe exceder el 5% del Azufre total ST, cuando la capacidad de Diseño del sistema o planta recuperadora de azufre sea mayor o igual a 300 toneladas por día y el 10% cuando la capacidad de Diseño del sistema o planta recuperadora de azufre sea menor de 300 toneladas por día. El cálculo del porcentaje debe contemplar los criterios indicados en el numeral.	N/A
8.15.4.1.4	Cumple cuando: La eficiencia η calculada diariamente, se promedia mensualmente y se compara con el promedio mensual de la eficiencia mínima requerida señalada en 8.15.4.1.1. Eficiencia mínima de control de emisiones (η_m).	N/A
8.15.4.1.5	Cumple cuando: En la obtención de la eficiencia mínima de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera referida en el numeral 8.15.4.1.1, no se consideran los valores de las lecturas obtenidas durante las condiciones indicadas en el numeral.	N/A
8.15.4.1.6	Cumple cuando: La eficiencia de la planta recuperadora de azufre se determina de acuerdo con la ecuación 1, indicada en el numeral.	N/A
8.15.4.1.7	Cumple cuando: La determinación de la carga de azufre S_{TP} : La carga de azufre en el Gas ácido S_{TP} que se alimenta al Sistema de control de emisiones o, en su caso, a cada planta recuperadora en toneladas	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	por día se calcula mediante la ecuación 2, indicada en el numeral.	
8.15.4.1.8	Cumple cuando: La determinación del Azufre total emitido SQP se determina mediante con la ecuación 3, indicada en el numeral.	N/A
8.15.4.1.9	Cumple cuando: La determinación del porcentaje de Emisión total diario se calcula mediante la siguiente ecuación 4, indicada en el numeral.	N/A
8.15.4.1.10	Cumple cuando: El promedio mensual del porcentaje de Emisión total diario se determina con la ecuación 5, indicada en el numeral.	N/A
8.15.4.1.11	Cumple cuando: La obtención del promedio mensual de la Emisión total de azufre a la atmósfera señalado en el numeral 8.15.4.1.1 no se consideran los valores de las lecturas obtenidas durante las condiciones descritas en el numeral.	N/A
8.15.4.1.12	Cumple cuando: La determinación del Azufre total (S_T), que ingresa a las Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural, se realiza contemplando los criterios descritos en el numeral.	N/A
8.15.4.1.13	Cumple cuando: La cantidad de Azufre recuperado (S_{RP}), se determina cada 24 horas por medición directa en la fosa de almacenamiento de azufre líquido, utilizando un sistema de medición de nivel electrónico o manual, así como con los criterios indicados en el numeral.	N/A
8.15.4.1.14	Cumple cuando: Se cuenta en las secciones correspondientes de la Cédula de operación anual con la Emisión total de bióxido de azufre, los valores anualizados de SIN y SR, la eficiencia promedio anual del sistema de control, así como copia de la memoria de cálculo, con los criterios descritos en el numeral.	N/A
8.15.4.1.17	N/A	Cumple cuando: El funcionamiento de las fuentes eléctricas emplea el uso de combustibles limpios y cuentan con control de emisiones.
8.15.3.1.18	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de los mecanismos para el control y mitigación de emisiones a la atmósfera conforme a lo descrito en el numeral.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.15.4.1.19	Cumple cuando: Se cuentan con los registros de las medidas de prevención y control de la contaminación en el proceso de quema de gas, descritas en el numeral.	N/A
8.15.4.2.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con los DFP y balances de materia donde se muestren las corrientes con Compuestos de azufre a ser tratadas en las plantas recuperadoras de azufre.	N/A
8.15.4.2.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con los manuales y procedimientos de Emergencia operativa en el que se describan las acciones de enviar a Quemadores de campo elevados o de fosa aquellas corrientes gaseosas ácidas provenientes de desfuegos o de disparo de válvulas de alivio.	N/A
8.15.4.2.2.1	Cumple cuando: La cantidad de Azufre en el Gas de cola, S_{GC} , se determina con la ecuación 6, descrita en el numeral.	N/A
8.15.4.2.2.2	Cumple cuando: El N_2 aire(kg-mol/d) se determina conforme a la ecuación 7, descrita en el numeral.	N/A
8.15.4.2.3.1	Cumple cuando: La eficiencia diaria del Sistema de control de emisiones de bióxido DE azufre (SO_2) se debe calcular mediante la ecuación 8, descrita en el numeral.	N/A
8.15.4.2.4.1	Cumple cuando: Se cuentan con los registros de la concentración de azufre en el Gas ácido de alimentación, en los efluentes gaseosos a la salida de los equipos de proceso, así como del Gas de cola.	Cumple cuando: Los analizadores (EMCE) de Gas de cola se encuentran en Operación.
8.15.4.2.4.2	Cumple cuando: Se cuenta los registros de la relación de aire al quemador principal, en donde se lleva cabo la oxidación del Gas ácido de alimentación.	N/A
8.15.4.2.4.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros en el que se muestra que el convertidor Claus opera en proporción ($H_2S/SO_2=2:1$).	N/A
8.15.4.2.4.5	N/A	Cumple cuando: El Gas de cola y el gas de venteo de la fosa de azufre se oxidan térmicamente
8.15.4.2.4.6	N/A	Cumple cuando: El Oxidador térmico mantiene una temperatura igual o mayor a $650^{\circ}C$ para garantizar la eficiencia de conversión de Compuestos de azufre.



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.15.4.2.4.7	N/A	Cumple cuando: Los gases calientes que salen del oxidador de Gas de cola se descargan a la atmósfera a través de una chimenea.
8.15.4.2.4.8	Cumple cuando: Se cuentan con las Bitácoras de Operación del seguimiento a la correcta Operación de los Equipos críticos que integran la planta recuperadora de azufre.	N/A
8.15.4.2.4.9	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos para las prácticas de trabajo seguras de las operaciones normales, como la entrega y descarga de ácido sulfhídrico, la lectura de medidores, la inspección y el muestreo del proceso, así como durante las actividades de respuesta de Emergencia y recuperación.	N/A
8.15.4.2.5.1	Cumple cuando: Se cuenta con el registro en una Bitácora de la Operación de las plantas endulzadoras de gas y Condensados amargos, así como de la planta recuperadora de azufre.	N/A
8.15.4.2.5.2	Cumple cuando: Las Bitácoras se conservan por un periodo mínimo de 5 años en formato físico y/o electrónico.	N/A
8.15.4.2.5.3	Cumple cuando: Se registra en la Bitácora la información necesaria para controlar la Operación, calcular la Recuperación de azufre y controlar las emisiones a la atmósfera, considerando como mínimo lo establecido en la Tabla 17, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
8.15.4.2.5.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros en Bitácora del cálculo del azufre emitido (toneladas) mediante la ecuación (3)	N/A
8.15.4.2.6.1	Cumple cuando: El porcentaje de Recuperación de azufre se calcula diariamente mediante la ecuación 1, mencionada en el numeral 8.15.4.1.6, y conforme a lo señalado en las especificaciones indicadas en el numeral.	N/A
8.15.4.2.6.2	Cumple cuando: La eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre no debe considerar los valores de las lecturas obtenidas durante las condiciones descritas en el numeral.	N/A
8.15.4.2.6.3	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de paro de planta que excedan los 30 días naturales en un periodo de un	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	año calendario contados a partir de la condición o evento señaladas en el numeral 8.15.4.2.6.2	
8.15.4.3.1	N/A	Cumple cuando: El EMCE opera de forma continua las 24 horas, los 365 días del año, con excepción de su periodo de Mantenimiento y/o por las condiciones o eventos que se mencionan en el numeral 9.11.
8.15.4.3.2	Cumple cuando: El EMCE registra un mínimo de 12 lecturas por hora, calcula el promedio diario de SO ₂ emitido y genera un reporte impreso diario con la fecha e identificación del Oxidador térmico. El valor promedio resultante se debe asentar en la Bitácora.	N/A
8.15.4.3.3	Cumple cuando: El método de medición continua, de la concentración de bióxido de azufre en la Emisión a la atmósfera opera con el principio de medición de espectroscopia de absorción en el ultravioleta no dispersivo o un método equivalente de acuerdo con la Tabla 19.	N/A
8.15.4.3.4	Cumple cuando: El método para medir el flujo volumétrico de gases de forma continua es por determinación de la presión diferencial en un tubo Pitot de acuerdo con la Tabla 18.	N/A
8.15.4.3.5	N/A	Cumple cuando: En cada una de las chimeneas de los oxidadores térmicos donde se localiza el EMCE, las plataformas y puertos de muestreo se mantienen en buenas condiciones.
8.15.4.3.6	Cumple cuando: La validación de las lecturas del EMCE cumple con la relación establecida en el numeral.	N/A
8.15.4.4.1	Cumple cuando: Se cuenta con los informes trimestrales de la Recuperación de azufre.	N/A
8.15.4.4.2	Cumple cuando: El informe muestra de forma desglosada por variable; es decir, ST, SRP y SQP, expresado en toneladas diarias, de conformidad con las Tablas 17 y 18.	N/A
8.15.4.4.3	Cumple cuando: La obtención del porcentaje de Recuperación de azufre acumulado trimestral no se consideran los valores de los balances diarios obtenidos durante las condiciones o eventos establecidos en el numeral 8.15.4.2.6.2.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.15.4.5.1	Cumple cuando: Para los casos estipulados en el numeral 8.15.4.2.6.2, se cuenta con el registro por Bitácora en formato físico y/o electrónico de los inicio o paros de la planta recuperadora de azufre.	N/A
8.15.4.5.2	Cumple cuando: Se cuenta con el registro por Bitácora en formato físico y/o electrónico del inicio o salida de Operación de las plantas desulfuradoras de gas y Condensados amargos.	N/A
8.16.1	N/A	Cumple cuando: Se dispone de recipientes debidamente etiquetados que le permitan recolectar correctamente el cambio o reposición de aceites hidráulicos, lubricantes, aceites dieléctricos; y/o limpieza con productos solventes, sus residuos evitando de esta manera posibles Derrames.
8.16.2	N/A	Cumple cuando: No se mezclan aceites hidráulicos y lubricantes con aceites dieléctricos o solventes.
8.16.3	N/A	Cumple cuando: El aceite de purgas continuas de los equipos de proceso, vaciado de equipo y toma de muestras, las cuáles se recolectan por medio de una red de Drenaje aceitoso (sistema cerrado).
8.16.4	N/A	Cumple cuando: Se aplican las medidas de prevención de Derrames indicadas en el numeral.
8.16.5	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de los pozos de monitoreo de acuerdo con las actividades indicadas en el numeral.	N/A
8.17.1	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de variables de proceso de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.17.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de monitoreo y control del comportamiento de las variables críticas que inciden directamente en el proceso afectando el producto final.	N/A
8.17.3	Cumple cuando: Se cuenta con los formatos de registro de variables conforme a lo indicado en numeral.	N/A
8.17.4	Cumple cuando: Los registros de operación de los recipientes a presión y Calderas contienen lo establecido en el numeral B.10.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
8.18.1	Cumple cuando: Cuenta con los registros de temperaturas, muestreos y monitoreos para evitar taponamientos.	N/A
8.18.2	Cumple cuando: Cuenta con los procedimientos e instrucciones de trabajo, donde se especifique cómo se deben realizar las actividades y operaciones de identificación y remoción de Taponamientos	N/A
8.19	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las pruebas a materia prima y productos, el monitoreo continuo de calidad, de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
8.20	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de volúmenes de agua residual tratada.	Cumple cuando: Se realizan las actividades de Operación de la planta de tratamiento de efluentes de acuerdo con lo establecido en el numeral.



Tabla 23. Criterios de aceptación para la evaluación de la conformidad del capítulo de Mantenimiento

Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
9.1.1	Cumple cuando: Se cuenta con el manual de Mantenimiento, disponible en un lugar donde sea fácilmente consultado por el personal que lo requiera, actualizado cuando ocurran cambios en la tecnología, Instalaciones y/o procesos, y aplicarse cuando se realice la inspección técnica y el Mantenimiento a las Instalaciones, dicho manual debe conformarse de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
9.1.2	Cumple cuando: Se cuenta con el inventario de los equipos que integran la Instalación, de acuerdo con el ISO 14224 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya.	N/A
9.1.3	Cumple cuando: Se cuenta con el programa anual de actividades de inspección técnica y de Mantenimiento y sus procedimientos conforme a lo descrito en el numeral.	N/A
9.2.1	Cumple cuando: El programa de inspección técnica y de Mantenimiento incluye las recomendaciones de los fabricantes, proveedores de materiales, equipos, constructores y las buenas prácticas.	N/A
9.2.2	Cumple cuando: El programa está desglosado mensualmente en un año calendario para controlar la realización de los trabajos de verificación, pruebas y Mantenimiento.	N/A
9.2.3	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos de las técnicas descritas en el numeral para las inspecciones de tuberías y equipos.	N/A
9.2.4	Cumple cuando: Los programas específicos de revisión y mantenimiento de recipientes sujetos a presión y Calderas contienen al menos lo establecido en el numeral B.4.1 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.3.1	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento, los cuales incluyen las instrucciones de seguridad y protocolos indicados en el numeral.	N/A
9.3.2	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos críticos para la realización de cualquier actividad de inspección	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	técnica o Mantenimiento, conforme a lo descrito en el numeral.	
9.3.3	Cumple cuando: Los procedimientos de revisión y Mantenimiento de recipientes sujetos a presión y Calderas contienen al menos las instrucciones correspondientes conforme a lo establecido en los numerales B.5.2 y B.5.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.4	Cumple cuando: Los trabajos de corte soldadura, cuentan con los permisos de trabajo caliente, así como el Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) en el que se identifiquen los Riesgos y medidas de mitigación por cada una de las actividades del trabajo.	N/A
9.5	Cumple cuando: Se cuenta con los permisos de trabajo, y Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST), de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
9.6.1	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia de que el personal está capacitado para realizar las actividades de Mantenimiento.	N/A
9.6.2	Cumple cuando: Se cuenta con la evidencia de la capacitación a los trabajadores que realicen mantenimiento, reparación y pruebas de presión o exámenes no destructivos a recipientes sujetos a presión y Calderas contempla lo establecido en el numeral B.9 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.7.1	Cumple cuando: Se cuenta con las Bitácoras de de inspección técnica y de Mantenimiento de acuerdo con lo establecido en el numeral.	N/A
9.7.2	Cumple cuando: El registro se encuentra firmado por el ejecutor, el jefe del área y avalado por la máxima autoridad de la Instalación y debe mantenerse durante la vida útil de la Instalación.	N/A
9.7.3	Cumple cuando: La Bitácora de Mantenimiento se mantiene por un periodo no menor de 5 años.	N/A
9.7.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de cumplimiento del programa de Mantenimiento y las evidencias de la atención de las desviaciones encontradas en las inspecciones.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
9.7.5	Cumple cuando: Se cuenta con lista de personal que cubre los puestos que realizan actividades en los equipos e Instalaciones.	N/A
9.7.6	Cumple cuando: Se cuenta con los expedientes de Mantenimiento de equipos, tuberías, instrumentación, recipientes.	N/A
9.7.7	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de Mantenimiento indican si el trabajo se realizó por personal interno o externo.	N/A
9.7.8	Cumple cuando: Los registros de Mantenimiento de los recipientes a presión y Calderas cumplen con lo establecido en el numeral B.10.3 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.8.1	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos para identificar pérdida de integridad mecánica de las Instalaciones de proceso.	N/A
9.8.2	Cumple cuando: Se cuenta con la documentación de revisiones y pruebas para aseguramiento de integridad de tuberías, equipos, instrumentación, conforme a lo indicado en el numeral.	N/A
9.8.3	Cumple cuando: Se tiene documentada la definición e identificación de Equipos críticos.	N/A
9.8.4	Cumple cuando: Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos de los recipientes sujetos a presión y Calderas contienen lo establecido en el numeral B.10.4 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.9.1	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de la inspección técnica y de Mantenimiento de los elementos que conforman el Sistema de protección catódica.	N/A
9.9.2.1	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos de Mantenimiento, los cuales incluyan a metodología para la aplicación, manejo e inspección del recubrimiento anticorrosivo.	N/A
9.9.2.2	Cumple cuando: Se cuenta con evidencias del cumplimiento de las inspecciones del recubrimiento de los equipos estáticos y dinámicos que se encuentren expuestos a la Corrosión de acuerdo con el	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	programa de Mantenimiento, así como la evidencia de las reparaciones	
9.9.2.3	<p>Cumple cuando:</p> <p>b) Se cuenta con el programa de verificación visual de las juntas aislantes en las conexiones bridadas de las tuberías, recipientes y componentes (por ejemplo: empaques, tornillería) y su niplería;</p> <p>c) Se cuenta con los registros de las pruebas indirectas (monitoreo de presión, pH, concentración de hidrógeno, iones.) para determinar la tasa de Corrosión y para detectar problemas causados por Corrosión en tuberías, recipientes, Tanques de almacenamiento, equipos de proceso y Equipos críticos;</p> <p>d) Se cuenta con los reportes de las Inspecciones visuales de los aislamientos entre las tuberías y la soportería, aislamientos entre los recipientes de almacenamiento y su soportería.</p> <p>e) Se cuenta con los registros de los componentes que presenten un alto nivel de Corrosión, los cuales estén considerados en el programa de sustitución.</p>	<p>Cumple cuando:</p> <p>a) Las Instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera están protegidas con recubrimientos anticorrosivos en buen estado.</p>
9.10	<p>Cumple cuando:</p> <p>Se cuenta con los registros de las inspecciones de integridad de la protección resistente al fuego, así como la evidencia de las reparaciones de acuerdo con lo establecido en el numeral.</p>	N/A
9.11.1	<p>Cumple cuando:</p> <p>Se cuenta con los registros de Mantenimiento a los equipos e Instalaciones críticas, incluyendo los siguientes: soplador, reactor térmico, condensadores; Oxidador térmico, sistemas de control, plataformas, puertos de muestreo, sistema de monitoreo continuo de emisiones, eliminadores de niebla, generadores de vapor, sistemas de desfogues, tuberías, medidores de flujo volumétrico, sistemas de detección, Alarma y monitoreo de H₂S y fosa de Recuperación de azufre, sistemas eléctricos y Aislamiento térmico.</p>	N/A
9.11.2	<p>Cumple cuando:</p> <p>Se cuenta con la documentación para realizar el paro completo de la planta recuperadora de azufre para Mantenimiento, contemplando las consideraciones indicadas en el numeral.</p>	N/A
9.11.3	<p>Cumple cuando:</p> <p>El programa de inspección técnica y de Mantenimiento del Sistema de control de</p>	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	emisiones es conforme a las recomendaciones de fabricante.	
9.11.4	Cumple cuando: Se cuenta con la Bitácora, programa de inspección técnica y de Mantenimiento de todas las plantas de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, conforme con lo establecido en el numeral	N/A
9.11.5	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de acciones de la rehabilitación o modificación del Sistema de control de emisiones.	N/A
9.12.1	Cumple cuando: Se cuentan con el programa inspección técnica y de Mantenimiento del sistema de tratamiento de efluentes.	N/A
9.12.2	Cumple cuando: Se cuentan con los registros de Mantenimiento a los equipos de tratamiento de efluentes conforme con lo establecido en el numeral.	N/A
9.12.3	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de inspección técnica y de Mantenimientos de la planta de tratamiento de efluentes.	N/A
9.13.1	Cumple cuando: Se cuentan con los procedimientos de inspección técnica y de Mantenimiento del SIS.	N/A
9.13.2	Cumple cuando: Los procedimientos de Mantenimiento del SIS, contempla las actividades descritas en el numeral.	N/A
9.14.1	Cumple cuando: Los procedimientos de Mantenimiento del sistema de control, contempla las actividades descritas en el numeral.	N/A
9.14.2	Cumple cuando: Se cuenta con los procedimientos para poner Fuera de Operación un dispositivo de seguridad único para Mantenimiento.	N/A
9.15	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de Mantenimiento del Sistema de Gas y Fuego, y con los procedimientos de Mantenimiento que contemplan los aspectos indicados en el numeral.	N/A
9.16.1	Cumple cuando: Se cuentan con el programa de inspección técnica y de Mantenimiento del Sistema contra incendio.	N/A
9.16.2	Cumple cuando: Se cuenta con el historial de registros del desempeño y de Mantenimiento de los sistemas y componentes contra incendio.	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
9.16.3 9.16.4	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de las verificaciones y pruebas periódicas de los componentes del Sistema contra incendio.	N/A
9.16.5	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia de las pruebas de aceptación original cuando un componente o subsistema es ajustado, reparado, reacondicionado o reemplazado.	N/A
9.16.6	Cumple cuando: Las actividades de Mantenimiento a equipos de protección contra incendio se programan para que se retire de Operación una cantidad mínima de equipos en cualquier momento y se vuelvan a poner en Operación en un periodo de tiempo corto.	N/A
9.16.7	Cumple cuando: Se cuenta con el programa y la evidencia documental del Mantenimiento a los equipos descritos en el numeral.	N/A
9.17.1	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de inspección técnica y de Mantenimiento del sistema a tierra, Pararrayos y/o Apartarrayos. Se cuentan con los registros de Mantenimiento conforme con lo establecido en el numeral.	N/A
9.17.2	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de inspección técnica y de Mantenimiento del sistema eléctrico, así como el registro de las actividades indicadas en el numeral.	N/A
9.18.1	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia de capacitación del personal que realiza las inspecciones, pruebas y Mantenimiento en equipos de procesos, tuberías, válvulas, instrumentos, estructuras y Tanques o recipientes de almacenamiento.	N/A
9.18.2	Cumple cuando: La Bitácora de Mantenimiento cuenta con las fechas de Mantenimiento para todos los equipos, así como la última y próxima fecha de la evaluación de integridad mecánica.	N/A
9.18.3	Cumple cuando: Se cuenta con evidencia de que el personal está capacitado y en caso de aplicar certificado en las actividades descritas en el numeral.	N/A
9.18.4	Cumple cuando: Las pruebas de presión y exámenes no destructivos para recipientes sujetos a presión y	N/A



Numeral de referencia	Criterio de aceptación	
	Documental/Examen de documentos	Física/Ocular
	Calderas se realicen conforme a lo establecido en el numeral B.7 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	
9.19	Cumple cuando: Se cuentan con los registros de Mantenimiento a los Tanques de Almacenamiento, conforme con lo establecido en el numeral.	N/A
9.20.1	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de Mantenimiento a las válvulas, conforme con lo establecido en el numeral.	N/A
9.20.2	Cumple cuando: Se cuenta con los registros de la revisión de funcionamiento de los dispositivos de relevo de presión de recipientes sujetos a presión y Calderas cumplen con lo establecido en el numeral B.8 del Apéndice B (Normativo) del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	N/A
9.21	Cumple cuando: Se cuenta con el programa de inspección y Mantenimiento del sistema de Drenajes, así como el registro de cumplimiento del programa.	N/A



11. Grado de Concordancia con normas nacionales e internacionales

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, no es equivalente con ninguna norma nacional ni internacional, por no existir al momento de su formulación.

12. Verificación de la norma

La verificación del cumplimiento del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana corresponde a la Agencia.

13. Bibliografía

- LEY General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de enero de 1988, y sus reformas.
- LEY General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 08 de octubre de 2003 y sus reformas.
- LEY General de Protección Civil. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 06 de junio de 2012 y sus reformas.
- REGLAMENTO de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de mayo de 2000 y sus reformas.
- REGLAMENTO Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo. Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2014 y sus reformas.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2010.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de diciembre de 2011.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012, Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 06 de septiembre de 2012.
- Norma Mexicana NMX-AA-003-1980, Aguas Residuales. - Muestreo. (Esta Norma cancela la NOM-AA-3-1975). Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de marzo de 1980.
- Norma Mexicana NMX-AA-035-1976, Determinación de bióxido de carbono monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de junio de 1976.
- Norma Mexicana NMX-AA-054-1978, Contaminación Atmosférica. -Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto. -Método gravimétrico. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 02 de agosto de 1978.
- Norma Mexicana NMX-AA-055-1979, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 06 de septiembre de 1979.
- Norma Mexicana NMX-AA-056-1980, Contaminación Atmosférica. -Fuentes Fijas. -Determinación de Bióxido de Azufre, Trióxido de Azufre v Neblinas de Ácido Sulfúrico en los Gases que Fluyen por un Conducto. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.
- Norma Mexicana NMX-B-482-CANACERO-2016, Industria siderúrgica-capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos (cancela a la NMX-B-482-1991). DECLARATORIA de vigencia de las normas que se indican. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de octubre de 2016.
- Norma Mexicana NMX-R-019-SCFI-2011, Sistema armonizado de clasificación y comunicación de peligros de los productos químicos (Globally harmonized system). DECLARATORIA de vigencia de las normas que se indican. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de junio de 2011.
- Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el sector Hidrocarburos. (Normatividad ASEA, <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3>)



- Guía para el cierre, desmantelamiento y/o abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos. (Normatividad ASEA, <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3>)
- Guía para la Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA). (Normatividad ASEA, <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3>)
- Guía para el desarrollo de un Programa de Inspección Basada en Riesgo (IBR) en Instalaciones del Sector Hidrocarburos. (Normatividad ASEA, <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3>)
- Guía para la estructuración del análisis de capas de protección. (Normatividad ASEA, <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3>)
- *Guidelines for Engineering Design for Process Safety*, 2nd Edition CCPS. 8. (Guías para Ingeniería de Diseño de Seguridad de Procesos).
- *Inherently Safer Chemical Processes: A Life Cycle Approach*, 2nd Edition. (CCPS). (Procesos Químicos Inherentemente seguros: Un enfoque en el ciclo de vida).
- ISM CODE, 1998, *International Safety Management Code* (Código IGS, Código Internacional de Gestión de la Seguridad).
- *Continuous Monitoring for Hazardous Material Releases*, March 2009 CCPS. (Monitoreo continuo de emisiones de materiales peligrosos).
- *United States Code of Federal Regulations, 33 CFR, Chapter I, Subchapter or Part 154 Facilities Transferring Oil or Hazardous Material in Bulk*. (Código de Regulaciones Federales de los Estados Unidos, 33 CFR, Capítulo I, Subcapítulo o Parte 154, Instalaciones que Transfieren Petróleo o Materiales Peligrosos).
- *Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment*, October 2001. (CCPS). (Análisis de Capas de Protección: Evaluación de Riesgo del proceso simplificado).
- *Guidelines for Initiating Events and Independent Protection Layers in Layer of Protection Analysis*, February 2015. (CCPS). (Guía para eventos iniciadores y capas de protección independientes en el análisis de capa de protección).
- *Guidelines for Enabling Conditions and Conditional Modifiers in Layers of Protection Analysis*, November 2013. (CCPS). (Guía para eventos iniciadores y capas de protección independientes en el análisis de capa de protección).
- API Spec 12J, 2008 *Specification for Oil and Gas Separators*. (Especificación para separadores de petróleo y gas).
- API RP 500, 2012, *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2*. (Práctica recomendada para la clasificación de ubicaciones para Instalaciones eléctricas en Instalaciones petroleras clasificadas como Clase I, división 1 y división 2).
- API Std 526, 2017, *Flanged Steel Pressure Relief Valves*. (Válvulas de alivio de presión de acero con bridas).
- API Std 530, 2015 *Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries*. (Cálculo del espesor de tubos calentador en Refinerías de petróleo).
- API RP 550 P2 S5, 1983, *Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems; Part II-Process Stream Analyzers; Section 5-Oxygen Analyzers*. (Manual de Instalación de Instrumentos y Sistemas de Control de Refinerías; Parte II-Analizadores de flujo de proceso; Sección 5-Analizadores de Oxígeno).
- API RP 551, 2016, *Process Measurement Instrumentation*. (Instrumentación de medición de procesos).
- API Std 560, 2016, *Fired Heaters for General Refinery Service*. (Calentadores a fuego directo para servicio general en refinería).
- API 570, 2016, *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*. (Código de inspección de tuberías: Inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías).
- API RP 572, 2016, *Inspection Practices of Pressure Vessels*. (Prácticas de Inspección de recipientes a presión).
- API RP 574, 2016, *Inspection Practices for Piping System Components*. (Prácticas de inspección para los componentes del sistema de tuberías).
- API RP 578, 2023, *Material Verification Program for New and Existing Assets* (Programa de verificación de materiales para activos nuevos y existentes).
- API RP 580, 2016, *Risk-Based Inspection*. (Inspección Basada en Riesgo).
- API RP 581, 2016, *Risk-based Inspection Methodology*; (Metodología de inspección basada en el Riesgo).
- API Std 608, 2020, *Metal Ball Valves-Flanged, Threaded and Welding End*. (Válvulas de Bola Metálicas-Bridadas, Roscadas y soldables).



- API Std 607, 2022, *Fire Test for Quarter-Turn Valves and Valves Equipped with Nonmetallic Seats*. (Prueba de fuego para válvulas de cuarto de vuelta y válvulas equipadas con asientos no metálicos).
- API 630, 1975, *Tube and Header Dimensions for Fired Heaters for Refinery Services*. (Dimensiones de tubo y cabezal para calentadores a fuego para servicios de refinería).
- API RP 686, 2009, *Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design*. (Práctica recomendada para la Instalación de Maquinaria y Diseño de Instalaciones).
- API Std 2510, 2020, *Design and Construction of LPG Installations*. (Diseño y construcción de Instalaciones de GLP).
- API RP 652, 2020, *Linings of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms*. (Revestimientos de fondos de Tanques de almacenamiento de petróleo sobre el suelo).
- API RP 752, 2020, *Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Permanent Buildings*. (Gestión de Riesgos Asociados con la Ubicación de Edificios Permanentes de Plantas de Proceso).
- ASME BPVC.I, 2021, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section I: Rules for Construction of Power Boilers*. (Código de Calderas y recipientes a presión, sección I: Reglas para la construcción de Calderas de Potencia).
- ASME BPVC.V, 2023, *Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination*. (Código de calderas y recipientes a presión, Sección V: Examen no destructivo).
- ASME B31.5, 2022, *Refrigeration Piping and Heat Transfer Components*. (Tuberías de refrigeración y componentes de transferencia de calor).
- ASME B36.10, 2022, *Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*. (Tubería de acero forjado soldada y sin costura).
- ASTM A105/A105M, 2023, *Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Application*. (Especificación estándar para piezas forjadas de acero al carbono para aplicaciones de tuberías).
- ASTM A193/A193M, 2023, *Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting for High Temperature or High-Pressure Service and Other Special Purpose Applications* (Especificación estándar para pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial).
- ASTM A194/A194M, 2023, *Standard Specification for Carbon Steel, Alloy Steel, and Stainless-Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both* (Especificación estándar para tuercas de acero al carbono, acero aleado y acero inoxidable para pernos para servicio de alta presión o alta temperatura, o ambos).
- ASTM A216/A216M, 2021, *Standard Specification for Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding, for High-Temperature Service*. (Especificación estándar para fundiciones de acero, carbono, adecuado para soldadura por fusión, para servicio de alta temperatura).
- ASTM A36/A36M, 2019, *Standard Specification for Carbon Structural Steel*. (Especificación estándar para acero estructural al carbono).
- ASTM A320/A320M, 2022, *Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting for Low-Temperature Service* (Especificación estándar para pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio a baja temperatura).
- ASTM E30, 1989, *Standard Test Methods for Chemical Analysis of steel, cast Iron, Open-Heart iron, and Wrought Iron*. (Métodos de prueba estándar para el análisis químico de acero, hierro fundido, hierro de corazón abierto y hierro forjado).
- ASTM A334/A334M-04a, 2021, *Standard specification for seamless and welded carbon and alloy-steel tubes for low-temperature service*. (Especificación estándar para tubos de acero aleado y carbono sin costura y soldados para servicio a baja temperatura).
- ASTM A350/A350M, 2023, *Standard Specification for Carbon and Low-Allow-Alloy steel Forgings, Requiring Notch Toughness testing for Piping Components*. (Especificación estándar para piezas forjadas de acero al carbono y de baja aleación, que requieren pruebas de resistencia a la muesca para componentes de tuberías).
- ASTM A352/A352M, 2021, *Standard Specification for steel Castings, Ferritic and Martensitic, for Pressure-Containing Parts, Suitable for Low-Temperature Service*. (Especificación estándar para fundiciones de acero, ferríticas y martensíticas, para piezas que contienen presión, adecuadas para servicio a baja temperatura).
- ASTM A420/A420M, 2022, *Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service*. (Especificación estándar para accesorios de tubería de acero al carbono forjado y acero aleado para servicio a baja temperatura).



- ASTM A325, 2014, *Standard Specification for Structural Bolts, Steel, Heat Treated, 120/105 ksi Minimum Tensile Strength*. (Especificación estándar para pernos estructurales, acero tratado térmicamente, resistencia a la tracción mínima de 120/106 ksi).
- ANSI A58.1, 1982, *Minimum Design Loads for Buildings and other Structures*. (Cargas mínimas de Diseño para edificios y otras estructuras).
- AWS A5.11/A5.11M, 2018, *Specification for Nickel and Nickel-Alloy Welding Electrodes for Shielded Metal Arc Welding*. (Especificación para electrodos de soldadura de níquel y aleación de níquel para soldadura por arco de metal blindado).
- BS EN 13565-2, 2018, *Fixed firefighting systems-Foam Systems-Part 2: Design, construction and maintenance*. (Sistemas fijos contra incendios-Sistemas de espuma-Parte 2: Diseño, Construcción y Mantenimiento).
- CSA B51, 2019, *Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping*. (Caldera, recipiente a presión y tubería a presión).
- *Fire Safety Analysis Manual for LP-Gas Storage Facilities, 2011, Propane Education & Research Council*. (Manual de análisis de seguridad contra incendio para Instalaciones de almacenamiento de gas LP, 20011, Consejo Educación e investigación del Propano).
- FM APPROVAL 7605, 2021, *Programmable Logic Control (PLC) Based Burner Management Systems*. (Sistema de gestión de quemadores basados en control lógico programable (PLC)).
- IEC 60849, 1998, *Sound systems for emergency purposes*. (Sistemas de sonido para emergencias).
- IEC 61131-3, 2013, *Programmable Controllers Part 1-3*. (Controladores Programables, Parte 1-3).
- IEEE 515, 2017, *Standard for the Testing, Design, Installation, and Maintenance of Electrical Resistance Trace Heating for Industrial Applications*. (Norma para la Prueba, el Diseño, la Instalación y el Mantenimiento de la Resistencia Eléctrica para Calefacción por Trazas para Aplicaciones Industriales).
- ISA 5.1, 2022, *Instrumentation Symbols and Identification*. (Símbolos e identificación de la instrumentación).
- ISA 51.1 *Process Instrumentation Terminology*. (Terminología de instrumentación de procesos).
- ISA-TR84.00.02, 2022, *Safety Integrity Level (SIL) Verification of Safety Instrumented Functions*. (Nivel de integridad de seguridad (SIL) Verificación de funciones instrumentadas de seguridad).
- ISA-TR84.00.03, 2019, *Automation Asset Integrity of Safety Instrumented Systems (SIS)*. (Integridad de activos de automatización de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS))
- ISA-TR84.00.04, 2005 *Part 2: Example Implementation of ANSI/ISA-84.00.01-2004 (IEC 61511 Mod)*. (Ejemplo de implementación de ANSI/ISA-84.00.01-2004 (IEC 61511 mod)).
- ISA-TR84.00.04, 2020, *Part 1 – Guidelines for the Implementation of ANSI/ISA-61511-1-2018* (Guía para la implementación de ANSI/ISA- ISA-61511-1-2018)
- ISA-TR84.00.06, 2009, *Safety Fieldbus Design Considerations for Process Industry Sector Applications*. (Consideraciones de Diseño del Bus de Campo de seguridad para aplicaciones del sector de la industria de procesos).
- ISA-TR84.00.07, 2018, *Guidance on the Evaluation of Fire, Combustible Gas, and Toxic Gas System Effectiveness*. (Guía sobre la evaluación de la eficacia del sistema contra incendios, gases combustibles y gases tóxicos).
- ISA-TR84.00.09, 2017, *Cybersecurity Related to the Functional Safety Lifecycle*. (Ciberseguridad relacionada con el ciclo de vida de la seguridad funcional).
- ISA 91.00.01, 2001, *Identification of Emergency Shutdown Systems and Controls that are Critical to Maintaining Safety in Process Industries*. (Identificación de sistemas y controles de parada de emergencia que son fundamentales para mantener la seguridad en las plantas de proceso).
- ISO 5752, 2021, *Metal Valves for use in flanged pipe systems – Face to Face and Centre to Face Dimensions*- (Válvulas de metal para uso en sistemas de tuberías con bridas: dimensiones de cara a cara y de centro a cara).
- ISO 8504-1, 2019, *Preparation of steel substrates before application of paints and related products - Surface preparation methods-Part 1: General principles*. (Preparación de sustratos de acero antes de la aplicación de pinturas y productos relacionados. Métodos de preparación de superficies. Parte 1: Principios generales).
- ISO 12944-1-2017.- *Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective Paint systems*. (Pinturas y barnices. Protección contra la Corrosión de estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectora).



- ISO 12944-8-2017.- *Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective Paint systems. Part 8: Development of specifications for new work and maintenance* (Pinturas y barnices. Protección contra la Corrosión de estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectora. Parte 8: Desarrollo de especificaciones para obra nueva y mantenimiento).
- ISO 14313, 2007, *Petroleum and natural gas industries-Pipeline transportation systems—Pipeline valves.* (Industrias del petróleo y del gas natural-Sistemas de transporte por oleoductos-Válvulas de oleoductos).
- ISO 5579-2013.- *Non-destructive Testing-Radiographic testing of metallic materials using and X-or gamma rays-Basic rules.* (Ensayos radiográficos no destructivos de materiales metálicos utilizando rayos X o Gamma-Reglas básicas).
- ISO 7010, 2019, *Graphical symbols--Safety colours and safety signs-Registered safety signs.* (Símbolos gráficos-colores de seguridad y señales de seguridad-Señales de seguridad registradas).
- ISO 7240-7, 2018, *Point-type smoke detectors using scattered light, transmitted light or ionization.* (Detectores de Humo de tipo puntual por luz dispersa, luz transmitida o ionización).
- ISO TR 7240-9, 2022, *Fire detection and alarm systems — Part 9: Test fires for fire detectors* (Detección de fuego y Sistemas de alarma. Parte 9: Pruebas de fuego para detectores de flama).
- ISO 7240-10, 2012, *Point-type flame detectors.* (Detectores de llama tipo puntual).
- ISO 7240-16, 2007, *Sound system control and indicating equipment.* (Equipos de control e indicación de sistemas de sonido).
- ISO 7240-19, 2007, *Design, installation, commissioning and service of sound systems for emergency purposes.* (Diseño, instalación, puesta en marcha y servicio de sistemas de sonido para emergencias).
- ISO 9712, 2021, *Non-destructive testing--Qualification and certification of NDT personnel.* (Pruebas no destructivas: calificación y certificación del personal END).
- ISO 31000, 2018, *Risk management - Guidelines* (Gestión de riesgos – Directrices)
- ISO 10628-1, 2014, *Diagrams for the chemical and petrochemical industry-Part 1: Specification of diagrams.* (Diagramas para la industria química y petroquímica- Parte 1: Especificación de diagramas).
- ISO 10628-2, 2012, *Diagrams for the chemical and petrochemical industry-Part 2: Graphical symbols.* (Diagramas para la industria química y petroquímica- Parte 2: Símbolos gráficos).
- NACE SP 0104, 2020, *The Use of Coupons for Cathodic Protection Monitoring Applications-Item No 21105.* (El uso de Cupones para aplicaciones de Monitoreo de protección Catódica).
- NACE SP 0106, 2018, *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems.* (Control de la Corrosión Interna en tuberías y Sistemas de Tuberías de Acero).
- NACE RP 0169, 2022, *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.* (Control de Corrosión Externa en Sistemas de Tuberías Metálicas Subterráneas o Sumergidas).
- NACE RP 0193, 2001, *External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms.* (Protección Catódica Externa de Fondos de Tanques de Almacenamiento de Acero al Carbón en grado).
- NACE RP 0285, 2002, *Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection.* (Control de la Corrosión de Sistemas de Tanques de Almacenamiento Subterráneos por Protección Catódica).
- NACE SP 0472, 2020, *Methods and Controls to Prevent In-Service Environmental Cracking of Carbon Steel Weldments in Corrosive Petroleum Refining Environments.* (Métodos y controles para prevenir el agrietamiento ambiental en servicio de piezas soldadas de acero al carbón en entornos corrosivos de refinación de petróleo).
- NEMA ICS 2, 2008, *Industrial Control and Systems Controllers, Contactors and Overload Relays Rated 600 V.* (Controladores de sistemas y control industrial, contactores y relés de sobrecarga nominales de 600 V).
- NEMA ICS 6, 1993, *Industrial Control and Systems: Enclosures.* (Sistemas de Control industrial: Envoltentes).
- NEMA PE-1, 2012, *Uninterruptible Power Systems (UPS) - Specification and Performance Verification.* (Sistemas de energía Ininterrumpida (UPS)-Especificación y Verificación de Desempeño).
- NFPA 70 *National Electrical Code (NEC).* (Código Eléctrico Nacional (NEC)).
- NRF-010-PEMEX-2014; Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de Instalaciones industriales.
- NRF-015-PEMEX-2012; Protección de áreas y Tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles.
- NRF-016-PEMEX-2010; Diseño de redes contra incendio.



- NRF-019-PEMEX-2011; Protección contra incendio en cuartos de control que contienen equipo electrónico.
- NRF-065-PEMEX-2014; Recubrimiento a prueba de fuego en estructuras y soportes de equipos.
- NRF-102-PEMEX-2011; Sistemas fijos de extinción a base de bióxido de carbono.
- NRF-210-PEMEX-2013; Sistema de Gas y Fuego: Detección y Alarmas.
- OSHA 29 CFR 1910.119, *Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals -- Compliance Guidelines and Enforcement Procedures*. (Gestión de seguridad de procesos de productos químicos altamente peligrosos: Directrices de cumplimiento y procedimientos de aplicación).
- SAE JA 1011-2009.- *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance RCM Processes*. (Criterios de Evaluación de Procesos RCM de Mantenimiento centrado en confiabilidad).
- UL 162 *Foam Equipment and Liquid Concentrates*. (Equipos de Espuma y Concentrados líquidos).
- UL 260 *Dry Pipe and Deluge Valves for Fire-Protection Service*. (Válvulas de diluvio y tubería seca para servicio de protección contra incendios).
- UL 262 *Gate valves for Fire-Protection Service*. (Válvulas de compuerta para servicio de protección contra incendio).
- UL 515 *Standard for Electrical Resistance Trace Heating for Commercial Applications*. (Estándar para Calentamiento de Trazas de Resistencia Eléctrica para aplicaciones comerciales).
- UL 864 *Control Units and Accessories for Fire Alarm System*. (Unidades de control y accesorios para Sistema de Detección de Incendios).
- US EPA Method 2B, 2017, *Determination of Exhaust Gas Volume Flow Rate from Gasoline Vapor Incinerators* (Determinación del caudal volumétrico de los gases de escape de los incineradores de vapor de gasolina).
- US EPA Method 3A, 2017, *Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emissions from Stationary Sources*. (Instrumental Analyzer Procedure). (Determinación de Concentraciones de Oxígeno y Dióxido de Carbono en emisiones de Fuentes Estacionarias).
- US EPA Method 6C, 2017, *Determination of Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)*. (Determinaciones de las emisiones de dióxido de azufre de fuentes estacionarias).
- US EPA Method 7E, 2020, *Determination of Nitrogen Oxides Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)*. (Determinación de emisiones de Óxidos de Nitrógeno de fuentes Estacionarias).
- US EPA Method 10, 2017, *Determination of carbon monoxide emissions from stationary sources*. (Determinación de las Emisiones de monóxido de carbono de fuentes estacionarias).
- US EPA Method 21, 2017, *Determination of volatile organic compound leaks*. (Determinación de Fugas de compuestos orgánicos volátiles).
- US EPA Method 25A, 2017, *Determination of total gaseous organic concentration using a flame ionization analyzer*. (Determinación de la concentración orgánica gaseosa total usando un analizador de ionización de llama).
- US EPA Method 25B, 2017, *Determination of total gaseous organic concentration using a nondispersive infrared analyzer*. (Determinación de la concentración orgánica gaseosa total usando un analizador infrarrojo no dispersivo).
- USCG 33 CFR 154 *Facilities transferring oil or hazardous material in bulk*. (Instalaciones que transfieren petróleo o materiales peligrosos a granel).

Transitorios

PRIMERO. – El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural (cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre), entrará en vigor a los 180 días naturales posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. - A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, se cancela la Norma Oficial Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas. - Control de emisiones de compuestos de azufre, publicada el 20 de febrero de 2014.

TERCERO. - El Regulado que cuente con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía para realizar la actividad de Procesamiento de Gas Natural y se encuentre operando a la entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial



Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, no le será aplicable lo dispuesto en los Capítulos 5. DISEÑO y 6. CONSTRUCCIÓN, únicamente le serán exigibles las normas y estándares de Diseño y Construcción aplicables al momento de haberse otorgado el permiso, hasta en tanto no haya una modificación al Diseño original.

CUARTO. - El Regulado que cuente con un permiso otorgado por la Secretaría de Energía para realizar la actividad de Procesamiento de Gas Natural y se encuentre operando a la entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-019-ASEA-2024, contará con un plazo de 365 días naturales contados a partir de la entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana para cumplir con lo dispuesto en los Capítulos 7. PRE-ARRANQUE, 8. OPERACIÓN y 9. MANTENIMIENTO, según corresponda.

QUINTO. - La Agencia podrá establecer mediante programas de evaluación los periodos en los que se deben presentar los Dictámenes de Operación y Mantenimiento. En tanto no se publiquen dichos programas, el Regulado deberá cumplir con los plazos establecidos en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

SEXTO. - Los dictámenes de cumplimiento con la NORMA Oficial Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica. - Complejos procesadores de gas.- Control de emisiones de compuestos de azufre, que hayan sido emitidos con anterioridad a la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, son reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.



APÉNDICE A (INFORMATIVO) EJEMPLOS DOCUMENTALES

A.1 Ejemplo para el registro en la Bitácora relativo al cálculo del porcentaje de Recuperación de azufre de los procesos en Instalaciones de Procesamiento de Gas Natural.

	Volumen (m ³)	Peso específico	% S Peso	Azufre (toneladas)
Insumos:				
Gas amargo				
Condensado Amargo				
Gas ácido				
Azufre Total (S_T):				
Azufre Recuperado (S_{RP})				
Recuperación de azufre (%)				
Azufre total emitido (SQP)				
SO₂ que se emite a la atmósfera E(SO₂) en la chimenea del Oxidador térmico en toneladas por día.				
Nombre, cargo y firma del responsable				



A.2 Ejemplo de informe trimestral relativo al Balance de azufre de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural.

Lugar y fecha:	
Nombre del Regulado y CURR:	
Instalación:	
Dirección:	
Trimestre que se reporta 1ro <input type="checkbox"/> 2do <input type="checkbox"/> 3ro <input type="checkbox"/> 4to <input type="checkbox"/>	
Concepto	
Capacidad de Diseño de procesamiento de Gas amargo miles millones de pies cúbicos por día (MMPCD)	
Capacidad de Diseño de procesamiento de Condensados amargos en miles de barriles por día (MBD)	
Promedio de carga diaria de procesamiento de Gas amargo en millones de pies cúbicos por día (MMPCD)	
Promedio de carga diaria de procesamiento de Condensados amargos en miles de barriles por día (MBD)	
Porcentaje de Recuperación de azufre establecido en el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.	
Porcentaje promedio diario de Recuperación de azufre de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural	
Azufre total (S _T) en la carga de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural promedio diario en toneladas (PDT)	
Azufre a oxidadores térmicos y quemadores (SQP) promedio diario en toneladas (PTD)	
Azufre recuperado (S _{RP}) promedio diario en toneladas (PTD)	
Nombre, cargo y firma del responsable	



A.3 Ejemplo de informe trimestral relativo a la Eficiencia de la planta recuperadora de azufre

Lugar y fecha:					
Nombre del Regulado y CURR:					
Instalación:					
Dirección:					
Trimestre que se reporta 1ro <input type="checkbox"/> 2do <input type="checkbox"/> 3ro <input type="checkbox"/> 4to <input type="checkbox"/>					
Concepto	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta...n
Nomenclatura/identificación					
Eficiencia de Diseño de Recuperación de azufre en porcentaje					
Eficiencia promedio diario de Recuperación de azufre en porcentaje					
Capacidad de Operación diaria de Diseño de la planta en toneladas					
Carga diaria de Operación promedio a la planta en toneladas					
Número de días que operó la planta					
Azufre entrada a la planta (S _{TP}) promedio diario en toneladas					
Azufre emitido (S _{QP}) promedio diario emitido en toneladas					
Azufre recuperado (S _{RP}) promedio diario en toneladas					
Nombre, cargo y firma del responsable					



A.4 Ejemplo de registro de las acciones orientadas para reestablecer la Operación derivado de un Paro de planta que excede 30 días naturales en un periodo de un año calendario

Lugar y fecha:				
Nombre del Regulado y CURR:				
Dirección:				
Instalación:				
Planta:				
REPORTE DE ACCIONES				
Causa que originó el paro de planta:				
No. IDENTIFICADOR	DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	FECHA DE INICIO Y TERMINACIÓN	AVANCE (%)	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Nombre, cargo y firma del responsable				
<p>.....</p>				



A.5 Ejemplo de registro del Programa de acciones en el Sistema de control de emisiones

Lugar y fecha:				
Nombre del Regulado y CURR:				
Dirección:				
Instalación:				
Planta:				
			Eficiencia de la planta recuperadora de azufre: _____	
No. IDENTIFICADOR	DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN PROGRAMADA	FECHA DE INICIO Y TERMINACIÓN	AVANCE (%)	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Nombre, cargo y firma del responsable				



APÉNDICE B (NORMATIVO) DISPOSICIONES PARA RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTES CRIOGÉNICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS

B.1 Clasificación de los equipos

B.1.1 Los equipos instalados en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural se deben clasificar de conformidad con lo siguiente:

B.1.1.1 Los recipientes sujetos a presión se clasifican en las categorías siguientes (Véase Tabla B1):

Tabla B1. Tipos de Categorías para recipientes sujetos a presión

Categoría	Fluido	Presión*	Volumen
I	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 490.33 kPa	Menor o igual a 0.5 m ³
II	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 490.33 kPa	Mayor a 0.5 m ³
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 490.33 kPa y menor o igual a 784.53 kPa	Menor o igual a 1 m ³
	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Menor o igual a 1 m ³
III	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 490.33 kPa y menor o igual a 784.53 kPa	Mayor a 1 m ³
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 784.53 kPa	Cualquier volumen
	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Mayor a 1 m ³
	Peligroso	Mayor a 686.47 kPa	Cualquier volumen

*Presión de calibración en su(s) dispositivo(s) de relevo de presión.

B.1.2 Los recipientes criogénicos se clasifican en las categorías siguientes (Véase Tabla B2):

Tabla B2. Tipos de categorías para recipientes criogénicos

Categoría	Volumen
II	Menor o igual a 1 m ³
III	Mayor a 1 m ³

B.1.3 Los generadores de vapor o calderas se clasifican en las categorías siguientes (Véase Tabla B3):



Tabla B3. Tipos de Categorías para Generadores de Vapor o Calderas

Categoría	Presión*	Capacidad térmica
II	Menor o igual a 490.33 kPa	Menor o igual a 1 674.72 MJ/hr
III	Menor o igual a 490.33 kPa	Mayor a 1 674.72 MJ/hr
	Mayor a 490.33 kPa	Cualquier capacidad

*Presión de calibración sobre la primera válvula de seguridad.

B.2 Listado de los equipos

B.2.1 El listado de los equipos que se encuentren en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural debe contener lo siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) La clasificación que corresponde a cada equipo, conforme al numeral B.1 del presente Apéndice;
- d) El(los) fluido(s) manejado(s);
- e) La presión de calibración, en su caso;
- f) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;
- g) La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
- h) El área de ubicación del equipo, y
- i) El número de dictamen o dictamen con reporte de servicios, emitido por una Unidad de Inspección, cuando se trate de los equipos clasificados en la categoría III.

B.3 Expediente de los equipos

B.3.1 El expediente de cada uno de los equipos clasificados en la categoría I, que se encuentren instalados en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, debe contener lo siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) La ficha técnica del equipo, que al menos considere:
 - 1) El(los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso;
 - 2) La(s) presión(es) de diseño;
 - 3) La(s) presión(es) de operación;
 - 4) La(s) presión(es) de calibración, en su caso;
 - 5) La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s);
 - 6) La capacidad volumétrica;
 - 7) La(s) temperatura(s) de diseño, y
 - 8) La(s) temperatura(s) de operación;
- d) La descripción breve de su operación;



- e) El registro de los resultados de las revisiones y mantenimientos efectuados, y
- f) La ubicación del equipo.

B.3.2 El expediente de cada uno de los equipos clasificados en la categoría II, que se encuentren instalados en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, debe contener, según aplique, lo siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) El año de fabricación;
- d) El código o norma de construcción aplicable;
- e) El certificado de fabricación, cuando exista;
- f) La ficha técnica del equipo, que al menos considere:
 - 1) El(los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso;
 - 2) La(s) presión(es) de diseño;
 - 3) La(s) presión(es) de operación;
 - 4) La(s) presión(es) de calibración, en su caso;
 - 5) La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s);
 - 6) La(s) presión(es) de prueba hidrostática;
 - 7) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;
 - 8) La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
 - 9) La(s) temperatura(s) de diseño, y
 - 10) La(s) temperatura(s) de operación;
- g) La descripción breve de su operación;
- h) El registro de los resultados de las revisiones y mantenimientos efectuados;
- i) El registro de la última prueba de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos;
- j) El registro de las modificaciones y alteraciones efectuadas;
- k) El registro de las reparaciones que implicaron soldadura;
- l) El dibujo, plano simple o documento (Libro de Proyecto, manual o catálogo) del equipo, y
- m) El croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, y tratándose de equipos móviles, la Bitácora de ubicación.

B.3.3 El expediente de cada uno de los equipos clasificados en la categoría III, que se encuentren instalados en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, debe contener, según aplique, lo siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) El año de fabricación;
- d) El código o norma de construcción aplicable;
- e) El certificado de fabricación, cuando exista;
- f) La fotografía o calca de la placa de datos del equipo, adherida o estampada por el fabricante;
- g) La ficha técnica del equipo, que al menos considere:
 - 1) El (los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso;
 - 2) La(s) presión(es) de diseño;
 - 3) La(s) presión(es) de operación;
 - 4) La(s) presión(es) de calibración, en su caso;
 - 5) La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s);
 - 6) La(s) presión(es) de prueba hidrostática;
 - 7) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;



- 8) La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
 - 9) La(s) temperatura(s) de diseño;
 - 10) La(s) temperatura(s) de operación;
 - 11) El tipo de dispositivos de relevo de presión, y
 - 12) El número de dispositivos de relevo de presión;
- h) La descripción breve de su operación;
 - i) La descripción de los riesgos relacionados con su operación;
 - j) Los elementos de seguridad para el control de las principales variables de su operación;
 - k) El resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con el programa que para tal efecto se elabore, debidamente registrados y documentados, avalados por escrito y firmados por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural;
 - l) El resumen cronológico de las pruebas de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos;
 - m) El resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas debidamente registradas y documentadas, avaladas por escrito y firmadas por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural;
 - n) El resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura, avalados por escrito y firmados por el responsable de mantenimiento, operación o inspección de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural;
 - o) El dibujo, plano o documento (Libro de Proyecto, manual o catálogo) del equipo, que contemple:
 - 1) Los cortes del equipo, transversal y longitudinal;
 - 2) Las dimensiones del equipo, como diámetro, longitudes y espesores de fabricación;
 - 3) Los detalles relevantes, como ubicación de boquillas, accesorios y tipos de tapas, entre otros;
 - 4) La ubicación de los dispositivos de relevo de presión ya sea en el propio equipo, en tuberías o en otro(s) equipo(s) con el (los) que se encuentre(n) interconectado(s), y
 - 5) El arreglo básico del sistema de soporte o cimentación;
 - p) La memoria de cálculo actualizada, respaldada con la firma, el número de cédula profesional y el nombre de un ingeniero con conocimientos en la materia, que contenga lo siguiente:
 - 1) La presión interna máxima que soporte el equipo, en sus partes críticas, tales como envoltentes, tapas, hogar, espejos y tubos, entre otros, según aplique;
 - 2) Los espesores mínimos requeridos, en sus partes;
 - 3) El área de desfogue de los dispositivos de seguridad para las condiciones de operación. En caso de no contar con este dispositivo, se debe justificar la manera en que se protege al equipo por sobrepresión;
 - 4) La superficie de calefacción, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
 - 5) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos, y
 - 6) La capacidad generativa, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
 - q) El croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, y tratándose de equipos móviles, la Bitácora de ubicación, y
 - r) El dictamen de evaluación de la conformidad o el dictamen de evaluación de la conformidad con reporte de servicios emitido por una Unidad de Inspección.

B.4 Programas específicos de revisión y mantenimiento a los equipos

- B.4.1** Los programas específicos de revisión y mantenimiento para los equipos, clasificados en las categorías II y III, deben contemplar, al menos, lo siguiente:



- a) Las fechas de ejecución;
- b) El período de ejecución;
- c) El tipo y la descripción general de las actividades por realizar, y
- d) El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.

B.5 Procedimientos para la operación, revisión y mantenimiento de los equipos

B.5.1 Para la operación.

B.5.1.1 Para los equipos clasificados en la categoría I, se debe contar con las instrucciones o procedimientos correspondientes.

B.5.1.2 Para los equipos clasificados en la categoría II, se debe contar con el manual de operación, que considere, al menos, lo siguiente:

- a) El arranque y paro seguro de los equipos;
- b) Las medidas de seguridad por adoptar durante su funcionamiento;
- c) La atención de situaciones de emergencia, y
- d) El registro de las variables de operación de los equipos.

B.5.1.3 Para los equipos clasificados en la categoría III, se debe contar con el manual de operación que considere, al menos, lo siguiente:

- a) El arranque y paro seguro de los equipos;
- b) El uso de los instrumentos de medición;
- c) La interpretación de los valores de los límites seguros de operación y los transitorios relevantes;
- d) Las medidas de seguridad por adoptar durante su funcionamiento;
- e) El equipo de protección personal específico para las actividades a desarrollar;
- f) La atención de situaciones de emergencia, y
- g) El registro de las variables de operación de los equipos.

B.5.2 Para la revisión

B.5.2.1 Para los equipos clasificados en la categoría I, se debe contar con las instrucciones o procedimientos correspondientes.

B.5.2.2 Para los equipos clasificados en las categorías II y III, se debe contar con el manual de revisión que contenga, al menos, lo siguiente:

- a) El listado de verificación para la operación y mantenimiento del equipo;
- b) La constatación del cumplimiento de las condiciones de seguridad generales y específicas, según aplique, de conformidad con lo establecido en el numeral B.6 del presente Apéndice, (ver Diagrama B1);
- c) La comprobación de la ejecución de las pruebas a los dispositivos de relevo de presión, así como pruebas de presión o exámenes no destructivos y pruebas de funcionamiento a los equipos, cada 5 años o después de realizada una reparación o alteración, y
- d) Los criterios para determinar si el equipo puede continuar o no en operación.

B.5.3 Para el mantenimiento

B.5.3.1 Para los equipos clasificados en la categoría I, se debe contar con las instrucciones o procedimientos correspondientes.



B.5.3.2 Para los equipos clasificados en la categoría II, se debe contar con el manual de mantenimiento que considere al menos:

- a) El alcance del mantenimiento;
- b) Las medidas de seguridad por adoptar durante su ejecución;
- c) El equipo de protección personal o colectiva a utilizarse para cada tipo de actividad de trabajo;
- d) Los aparatos, instrumentos y herramientas por utilizar, y
- e) Los permisos de trabajo requeridos, en su caso.

B.5.3.3 Para los equipos clasificados en la categoría III, se debe contar con el manual de mantenimiento que considere al menos:

- a) El alcance del mantenimiento;
- b) La descripción de las principales actividades, por orden de ejecución;
- c) Las medidas de seguridad por adoptar durante su ejecución;
- d) El equipo de protección personal o colectiva a utilizarse para cada tipo de actividad de trabajo;
- e) Los aparatos, instrumentos y herramientas por utilizar;
- f) Los permisos de trabajo requeridos, y
- g) Las instrucciones de respuesta a emergencias.

B.6 Condiciones de seguridad de los equipos

B.6.1 Condiciones generales

B.6.1.1 Para los equipos clasificados en la categoría I, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) El gráfico de identificación debe contar con el número de identificación, clave o número de TAG;
- b) Contar con el manómetro y, en su caso, con los instrumentos de control;
- c) Mantener sus instrumentos de control en condiciones seguras de operación;
- d) Contar con el dispositivo de relevo de presión, y
- e) Disponer de espacio suficiente para su operación, revisión y, en su caso, realización de las maniobras de mantenimiento, de conformidad con el manual de fabricación o recomendaciones del instalador.

B.6.1.2 Para los equipos clasificados en las categorías II y III, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Tener marcado o pintado el número de serie o único de identificación, clave o número de TAG;
- b) Contar con protecciones físicas, como barreras de contención o cercas perimetrales, en el caso de que se encuentren en áreas o zonas susceptibles de estar expuestos a golpes de vehículos;
- c) Mantener su sistema de soporte o de cimentación en condiciones tales que no se afecte su operación;
- d) Disponer del espacio requerido para la operación de los equipos y, en su caso, la realización de las maniobras de mantenimiento, pruebas de presión y/o exámenes no destructivos. Las dimensiones mínimas serán equivalentes a las del elemento que más espacio requiera (tubos, tapas, mamparas, quemadores u otros componentes), y a las maniobras consideradas en el mantenimiento, pruebas de presión y/o exámenes no destructivos;
- e) Contar con elementos de protección física o aislamiento, para evitar riesgos en los trabajadores por contacto con temperaturas extremas;
- f) Estar señalizados para identificar los fluidos que contienen, de conformidad con lo dispuesto por las Normas Oficiales Mexicanas NOM-018-STPS-2015 y NOM-026-STPS-2008;
- g) Estar conectados a una tierra física, cuando se trate de equipos que contengan o manejen líquidos y/o gases inflamables, de acuerdo con lo previsto por la NOM-022-STPS-2015;
- h) Mantener sus instrumentos de control en condiciones seguras de operación;



- i) El desahogo de fluidos (gases, vapores o líquidos) a través de dispositivos de relevo de presión deben ser conducidos por los cabezales de desfogue a los tanques de separación, para que los gases se envíen a los quemadores y los condensados se envíen para su recirculación al sistema, neutralización o despacho o recuperación a plantas de proceso;
- j) Los recipientes sujetos a presión que contengan materiales con punto de inflamación mayor a los 23°C, donde se tenga riesgo de exponer su superficie a charco o radiación de fuego, el diseño debe considerar para la protección contra incendio un sistema de aspersión;
- k) Estar sujetos a los programas de revisión y mantenimiento;
- l) Disponer de las hojas de datos de seguridad de los fluidos contenidos en los equipos, con base en lo previsto en la NOM-018-STPS-2015, e
- m) Inspección general del sistema de combustión que comprende el sistema de distribución de gas combustible, sistema de aire de combustión, sistema de encendido de pilotos y quemadores, tablero de control, revisión de válvulas, revisión de conexiones y voltajes a tierra, sistema de control de llama en quemadores.

B.6.2 Condiciones específicas

B.6.2.1 Para los recipientes sujetos a presión clasificados en las categorías II y III, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Contar con dispositivos de relevo de presión o elementos que controlen que la presión de operación sea menor o igual a la presión máxima de trabajo;
- b) Tener calibrados sus dispositivos de seguridad de acuerdo con lo previsto por el numeral B.8.1 del presente Apéndice;
- c) Contar con instrumentos de medición de presión, y que el rango de medición se encuentre entre 1.5 y 4 veces la presión de operación, o en el segundo tercio de la escala de la carátula;
- d) Colocar válvulas de bloque entre el equipo y los dispositivos de relevo de presión y el cabezal de desfogue contando con bypass directo con válvulas de globo, las válvulas de bloqueo deben tener un arreglo tal que permitan ser aseguradas con candado o sellos de plomo, ya sea en posición abierta o cerrada;
- e) Mantener al menos uno de los dispositivos de relevo de presión en servicio, cuando exista una conexión de 3 vías, y
- f) Calibrar el primer dispositivo de relevo de presión (disco de ruptura) a un valor inferior del segundo o del último dispositivo de relevo de presión, cuando se encuentren instalados en serie.

B.6.2.2 Para los recipientes criogénicos clasificados en las categorías II y III, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Instalarse en el exterior de los locales sobre una base de concreto y con cercas perimetrales;
- b) Evitar el almacenamiento de materiales y objetos ajenos al área donde se instalen;
- c) Permitir el acceso únicamente al personal autorizado al área donde se ubiquen;
- d) Disponer de señalización en el área donde se ubiquen conforme a la NOM-026-STPS-2008;
- e) Disponer de al menos 2 Válvulas de relevo de presión, conectadas al recipiente interior en la parte de fase gaseosa;
- f) Mantener calibrada la primera válvula de seguridad a presión de diseño y la segunda válvula o el disco de ruptura 10% arriba de la presión de diseño. Ambos dispositivos deben ser capaces de aliviar la sobre presión;
- g) Tener los gasificadores exteriores al depósito, anclados a la cimentación;
- h) Contar con tuberías de conexión lo suficientemente flexibles para evitar los efectos de dilatación y contracción causados por los cambios de temperatura;
- i) Aplicar el procedimiento de emergencia correspondiente al fluido contenido, en su caso;
- j) Evitar el contacto con aceites, grasas u otros materiales inflamables, y



- k) Rotular la información en el tanque (nombre y teléfono) del propietario del recipiente criogénico para comunicarse en caso de emergencia.

B.6.2.3 Para los generadores de vapor o calderas clasificados en las categorías II y III, se debe cumplir con lo siguiente:

- a) Contar con los dispositivos de relevo de presión e instrumentos de control que registren los límites de operación segura;
- b) Tener calibrados sus dispositivos de seguridad de acuerdo con el programa de calibración, así como sujetarse a los de revisión y mantenimiento;
- c) Contar con instrumentos de medición de presión, y que el rango de medición se encuentre entre 1.5 y 4 veces la presión de operación, o en el segundo tercio de la escala de la carátula;
- d) Contar con dispositivos de relevo de presión instalados en el cuerpo y no en conexiones remotas;
- e) Prohibir la colocación de válvulas de cierre entre el equipo y los dispositivos de relevo de presión;
- f) Contar con los elementos de seguridad para evitar que operen en condiciones críticas por combustión, presión y/o nivel de agua;
- g) Mantener los instrumentos de control en condiciones que garanticen una operación segura;
- h) Revisar y probar periódicamente su funcionamiento;
- i) Verificar que el sistema de arranque y control de combustión se encuentre en buen estado para realizar el barrido de gases, previo al arranque, paro normal o en caso de una falla;
- j) Verificar que, en el sistema de arranque y control de combustión, en caso de falla por combustión, se bloquee automáticamente el suministro de combustible, se accione la alarma de falla por combustión, se evite un reencendido automático y se mantenga el monitoreo continuo de flama;
- k) Constatar el funcionamiento de los elementos de seguridad para el nivel de agua, según aplique, a fin de que:
 - 1) Se cubra el nivel mínimo de agua el especificado por el fabricante;
 - 2) Se cuente con referencias visuales del nivel, colocadas de manera que la parte visible más baja del mismo se encuentre al nivel mínimo de agua;
 - 3) Los sistemas de protección mecánica sean los adecuados para los indicadores de nivel, y
 - 4) Cuando los sistemas de protección sean externos al cuerpo de la caldera o generador de vapor, estén provistos de purgas con conexión para el desagüe seguro;
- l) Verificar en los dispositivos de relevo de presión, según aplique, lo siguiente:
 - 1) Que estén accesibles y libres de obstáculos que impidan las maniobras del operador;
 - 2) Que la presión de calibración nunca sea mayor a la presión máxima de trabajo permitida;
 - 3) Que el área de desfogue calculada para la descarga sea igual o menor a la suma de las áreas de desfogue de los dispositivos de relevo de presión instalados;
 - 4) Que sus conexiones sean independientes a cualquier otra conexión de vapor;
 - 5) Que estén colocados lo más cerca posible del generador de vapor o caldera y que, en ningún caso, se cuente con válvulas de cierre entre ambos;
 - 6) Que el tubo de descarga de los dispositivos de relevo de presión no descargue a zonas de tránsito, de maniobras o de andamios de trabajo;
 - 7) Que el tubo de descarga tenga un área igual o mayor a la del dispositivo de relevo de presión;
 - 8) Que estén equipados con dispositivos de desagüe que eviten la acumulación de sedimentos en la parte superior del dispositivo de relevo de presión;
 - 9) Que cuando se coloque un codo para la descarga del dispositivo de relevo de presión se encuentre a una distancia no mayor de 60 cm de éste, y el tubo esté fijo de forma independiente al dispositivo, y
 - 10) Que cuando se usen silenciadores en la válvula, su área de salida sea amplia para evitar que la contrapresión entorpezca la operación o disminuya la capacidad de descarga;



- m) Verificar de los sistemas de purgas, lo siguiente:
- 1) Que los accesorios y elementos de control/seguridad permanezcan limpios, con la finalidad de evitar acumulaciones de residuos o formación de sedimentos que obstaculicen su operación, y
 - 2) Que la descarga de las purgas se dirija a fosas de purgas y/o sistemas que permitan la reducción y amortiguación de la presión de descarga y el enfriamiento de los fluidos.
- n) Prevenir la formación de incrustaciones, oxidación o Corrosión progresiva por la formación de zonas térmicas críticas que debiliten materiales o uniones en el cuerpo del equipo.

B.7 Pruebas de presión y exámenes no destructivos

B.7.1 Para los equipos nuevos clasificados en las categorías II y III, que cuenten con certificado de fabricación o con el estampado de cumplimiento con el código o norma de construcción, se debe realizar la primera prueba de presión y los primeros exámenes no destructivos antes de que se cumplan 10 años de la emisión de dicho certificado o de haber obtenido el estampado, posteriormente, se deben realizar al menos cada 5 años, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada quinquenio.

Tratándose de equipos nuevos clasificados en las categorías II y III, que no cuenten con el certificado de fabricación o el estampado de cumplimiento con el código o norma de construcción, o los equipos usados de las mismas categorías, con o sin el certificado o el estampado antes citados, la primera prueba de presión o los primeros exámenes no destructivos se debe practicar antes de su puesta en funcionamiento, posteriormente, al menos cada 5 años, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada quinquenio.

B.7.2 Las pruebas hidrostáticas, neumáticas, hidrostáticas-neumáticas, exámenes no destructivos y métodos alternativos que se realicen a los equipos clasificados en las categorías II y III, deben cumplir con los requerimientos siguientes:

- a) Realizarse con la periodicidad que determine el personal calificado en la materia designado por el área responsable, la cual no debe ser en ningún caso mayor de 5 años;
- b) Seleccionarse con base en:
 - 1) Los resultados de las revisiones a los equipos;
 - 2) Las características de los fluidos que manejen, y
 - 3) La factibilidad de su aplicación;
- c) Efectuarse con apego a los requisitos y/o lineamientos establecidos en el API 510, API 579-1/ASME FFS-1, ASME BPVC.1, ASME BPVC.V, ASME BPVC.VIII, vigentes, equivalentes o aquellos que los modifiquen o sustituyan;
- d) Ejecutarse con las medidas de seguridad requeridas antes, durante y después de su realización, según aplique;
- e) Desarrollarse paso a paso con base en los procedimientos diseñados para su ejecución;
- f) Ejecutarse por personal certificado, cuando se trate de ensayos no destructivos, y por un ingeniero con conocimientos en la materia, cuando se trate de pruebas de presión;
- g) Aplicarse de acuerdo con los criterios de aceptación/rechazo, a los resultados de las pruebas de presión y/o ensayos no destructivos;
- h) Servir como base para determinar, después de su ejecución, si los equipos evaluados pueden o no continuar en funcionamiento;
- i) Estar avalados sus resultados por personal certificado, mediante su nombre y firma, cuando se trate de exámenes no destructivos, y por un ingeniero con conocimientos en la materia, tratándose de pruebas de presión;
- j) Realizarse en presencia de una Unidad de Inspección, tratándose de los equipos clasificados en la categoría III, y
- k) Registrar los resultados.



- B.7.3** Las pruebas de presión neumáticas sólo deben aplicarse a presiones menores de 1,961.33 kPa, cuando los recipientes sujetos a presión cumplan con las características siguientes:
- Que la calibración de su dispositivo de seguridad sea igual o menor a 980.67 kPa;
 - Que la capacidad volumétrica sea menor a 10 m³;
 - Que la presión interna máxima sea mayor de 1,961.33 kPa, tomando como referencia los espesores actuales del equipo, y
 - Que el fluido sea únicamente aire.
- B.7.4** Las pruebas de presión hidrostática-neumática sólo deben aplicarse a los recipientes criogénicos, bajo las condiciones siguientes:
- Estar desconectado de la línea que suministra el fluido al proceso;
 - Contener el mismo fluido criogénico con el que opera;
 - Estar al menos al 60% de su capacidad en estado líquido, y
 - Contar con diagramas de control de flujo del recipiente.
- B.7.5** Para la aplicación de exámenes no destructivos, se deben seleccionar y realizar en el mismo período, como resultado de una revisión visual, al menos una combinación de un examen volumétrico y otro superficial o de pérdida de flujo, de entre los siguientes:
- Volumétricos:
 - Radiografía industrial, o
 - Ultrasonido industrial, o
 - Neurografía, o
 - Emisión acústica.
 - Superficiales:
 - Líquidos penetrantes, o
 - Partículas magnéticas, o
 - Electromagnetismo (corrientes de Eddy).
 - De pérdida de flujo:
 - Detector de halógenos, o
 - Espectrómetro de masas, o
 - Cámara de burbujas.
- B.7.6** Tratándose de generadores de vapor o calderas, además se deben aplicar pruebas de funcionamiento, según aplique, para:
- El paro de seguridad por:
 - Alta temperatura del fluido de trabajo;
 - Alta presión de vapor;
 - Alta y/o baja temperatura de combustible;
 - Alta y/o baja presión de combustible;
 - Alta temperatura en chimenea, y
 - Emisiones de gases fuera de especificación.



- b) El paro de seguridad y alarma por:
- 1) Alto y/o bajo nivel de agua, y
 - 2) Falla de flama o combustión.

B.8 Funcionamiento de los dispositivos de relevo de presión

B.8.1 Para demostrar que los dispositivos de relevo de presión de los equipos se encuentran en condiciones de operación, se debe:

- a) Realizar la prueba de funcionamiento con instrumentos que cuenten con trazabilidad, de acuerdo a la Ley de Infraestructura de la Calidad (LIC), según aplique, en:
 - 1) El propio equipo, o
 - 2) Un banco de pruebas, cuando por las características de operación de los equipos o los fluidos contenidos en ellos generen un riesgo.

- b) Contar con un registro de calidad del fabricante o certificado de calibración emitido en términos de la LIC.

B.8.2 Para comprobar el funcionamiento del dispositivo principal de relevo de presión, se deben cumplir los criterios siguientes:

- a) La presión de calibración debe ser menor o igual a la presión máxima de trabajo permitida, y
- b) La presión de calibración debe ser mayor a la presión de operación del equipo.

B.8.3 Se debe demostrar técnicamente que el o los dispositivos de relevo de presión que protegen a los equipos que se encuentren interconectados con otros en un proceso, cuando el valor de la presión de calibración de dichos dispositivos esté por debajo del valor de la presión de operación de alguno de ellos.

B.8.4 Los equipos clasificados en las categorías II y III que carezcan de dispositivos de relevo de presión deben contar con una justificación técnica en su memoria de cálculo.

B.9 Capacitación

B.9.1 Los trabajadores que realicen actividades de operación, mantenimiento, reparación y pruebas de presión o exámenes no destructivos a equipos, deben recibir entrenamiento teórico-práctico, según aplique, para:

- a) Definir e interpretar los conceptos siguientes:
 - 1) Presión y temperatura de diseño y de operación;
 - 2) Presión de trabajo máxima permitida;
 - 3) Presión de calibración;
 - 4) Capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;
 - 5) Capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
 - 6) Dibujos o planos de los equipos, cortes principales del equipo, detalles relevantes, acotaciones básicas y arreglo básico del sistema de soporte;
 - 7) Sistema de señalización para los equipos y tuberías;
 - 8) Instrumentos de medición;
 - 9) Dispositivos de relevo de presión;
 - 10) Valores de los límites seguros de operación, y
 - 11) Transitorios relevantes.



- b) Identificar las características de toxicidad, inflamabilidad y reactividad del fluido o fluidos manejados en el equipo;
- c) Reconocer y atender los riesgos generados por la presión y temperatura de los fluidos en el equipo;
- d) Mantener dentro del valor establecido los límites de operación del equipo y de cualquier dispositivo de relevo de presión o elemento de seguridad, así como de aquellas variables susceptibles de afectarlos;
- e) Aplicar los procedimientos de operación, revisión, mantenimiento, reparación, alteración y pruebas de presión o exámenes no destructivos de los equipos, según aplique;
- f) Aplicar los procedimientos de revisión de los dispositivos de relevo de presión, elementos de seguridad e instrumentos de control, según aplique, incluyendo las operaciones de paro de emergencia, y
- g) Controlar los cambios de las condiciones de operación del equipo y/o de los fluidos que manejen.

B.9.2 La capacitación del personal que realice actividades de operación, mantenimiento, reparación y pruebas de presión o exámenes no destructivos a equipos que se encuentren en comodato, debe ser proporcionada por el propietario de dichos equipos, el cual debe entregar copia de la documentación respectiva a la Instalación de Procesamiento de Gas Natural, donde se encuentren instalados.

B.10 Registros

B.10.1 Los registros sobre la operación de los equipos clasificados en las categorías II y III deben contener, al menos, la información siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) Las presiones de operación;
- d) Las temperaturas de operación;
- e) Las observaciones a que haya lugar, en su caso;
- f) La fecha y hora de los registros sobre la operación, y
- g) El nombre y firma del responsable.

B.10.2 Los registros sobre los resultados de la revisión a los equipos deben comprender, al menos, la información siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) Los elementos revisados;
- d) El resultado de la revisión;
- e) La fecha y hora de los registros sobre los resultados de la revisión, y
- f) El nombre y firma del responsable de la revisión.

B.10.3 Los registros sobre los resultados del mantenimiento a los equipos deben comprender, al menos, la información siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) Los elementos sometidos a mantenimiento y las acciones realizadas;
- d) La fecha y hora de los registros sobre los resultados del mantenimiento, y
- e) El nombre y firma del responsable del mantenimiento.

B.10.4 Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos a los equipos deben comprender, al menos, la información siguiente:



- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
- c) El tipo de prueba de presión o de exámenes no destructivos realizados;
- d) Los equipos utilizados y sus características;
- e) Los resultados de la prueba de presión o de los exámenes no destructivos realizados;
- f) La fecha y hora de los registros sobre los resultados de las pruebas de presión o de los exámenes no destructivos realizados, y
- g) El nombre y firma del responsable de avalar los resultados de las pruebas de presión o exámenes no destructivos.



Diagrama B1.
Análisis de las condiciones de seguridad del funcionamiento de los equipos

