

De: Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>
Enviado el: lunes, 28 de abril de 2025 11:10 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Vazquez Moreno Maricela; Lopez Nieto Maria Guadalupe; Martinez Salinas Daniel; Monroy Hernandez Martha Gwendoline; Jimenez Lira Israel Jose; Vazquez Frias Alejandro; Martinez Corona Maria del Pilar; Poblano Romero Eduardo; Mena Velazquez Leon Daniel; Garduno Martinez Laura Alicia Stefany; Silva Hernandez Carlos Benjamín; Jalomo Vicencio Erendira Mildred; Bermudez Lozano Estefania; Aguilar Altamirano Jesus
Asunto: COMENTARIOS PARA CONAMER PROY-NOM-019-ASEA-2024.
Datos adjuntos: Comentarios PEMEX_PROY-NOM-019-ASEA-2024.pdf
Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Completado



A la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:

Con el presente, se envían comentarios elaborados por Pemex en relación con el anteproyecto de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) denominado **Proyecto de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-019-ASEA-2024, "Instalaciones de Proccsamiento de Gas Natural (Cancela a la NOM-137-SEMARNAT-2013, Contaminación atmosférica.- Complejos procesadores gas- Control de emisiones de compuestos de azufre)",** con número de expediente 04/0024/310325.

Lo anterior, con el propósito de que se tengan por presentadas las observaciones elaboradas por diversas Áreas de Pemex y sean consideradas al momento de emitir la versión que será publicada en el Diario Oficial de la Federación.

Atentamente,

Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal y Transparencia



COMENTARIOS CONAMER

NOMBRE DE ANTEPROYECTO:	Proyecto de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-019-ASEA-2024, Instalaciones de Procesamiento de Natural (cancela a la NOM-137-SEMARNAAT-2013, Contaminación atmosférica.- Complejos procesadores gas.- Control de emisiones de compuestos de azufre).	
NUMERO DE EXPEDIENTE CONAMER:	04/0024/310325	
FECHA DE PUBLICACIÓN EN EL PORTAL:	31/03/2025	
AREA DE PEMEX RESPONSABLE DE COMENTARIOS (DIRECCION, SUBDIRECCION, GERENCIA):	DCPCD, SEDMC, CGAE /DJ / PEP, SSSTPA, GEAN / PTRI, SSSTPA, GEASSTPA, GJCA	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>2. Campo de aplicación</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>API Std 653, 2014, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. (Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques).</p> <p>API Std 660, 2015, Shell-and-Tube Heat Exchangers. (Intercambiadores de calor de coraza y tubos).</p>	<p>2. Campo de aplicación</p> <p>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 las actividades de Procesamiento de Gas Natural, así como durante para el Diseño, Construcción, Pre-arraque, Operación y Mantenimiento, de Complejos Procesadores de Gas. de instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural.</p> <p>API Std 618, 2024, Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services. (Compresores alternativos para servicios de la industria del petróleo, química y gas).</p> <p>API Std 653, 2021, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. (Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques).</p> <p>API Std 660, 2015 (R2025) Shell-and-Tube Heat Exchangers. (Intercambiadores de calor de coraza y tubos).</p>	<p>Indicar que solo aplica a CPG's</p> <p>API Std 618, 2024, Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services. (Compresores alternativos para servicios de la industria del petróleo, química y gas).</p> <p>Se recomienda citar la versión actual 2024.</p> <p>API Std 653, 2021, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. (Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques).</p> <p>Se recomienda citar la versión actual 2021.</p> <p>API Std 660, 2015 (R2025), Shell-and-Tube Heat Exchangers. (Intercambiadores de calor de coraza y tubos).</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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)</p>	<p>API Std 661, 2013 (R2024). 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)</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2025. API Std 661, 2013 (R2024), 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)</p>
<p>API Std 670, 2014. Machinery Protection Systems. (Sistemas de Protección de Maquinaria).</p>	<p>API Std 670, 2014 (R 2022) Machinery Protection Systems. (Sistemas de Protección de Maquinaria).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. API Std 670, 2014 (R 2022), Machinery Protection Systems. (Sistemas de Protección de Maquinaria).</p>
<p>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).</p>	<p>API Std 672, 2019 (R 2024) Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services. (Compresores de aire compactos con engranajes integrales para servicios de la industria del petróleo, la química y el gas).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2022. API Std 672, 2019 (R 2024), 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).</p>
<p>API Std 674, 2010. Positive Displacement Pumps – Reciprocating. (Bombas de desplazamiento positivo: alternativas).</p>	<p>API Std 674, 2010 (R 2016) Positive Displacement Pumps – Reciprocating. (Bombas de desplazamiento positivo: alternativas).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. API Std 674, 2010 (R 2016), Positive Displacement Pumps – Reciprocating. (Bombas de desplazamiento positivo: alternativas).</p>
<p>API Std 682, 2014. Pumps - Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps. (Bombas: Sistemas de sellado de ejes para Bombas centrífugas y rotativas).</p>	<p>API Std 682, 2014 (R 2022) Pumps - Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps. (Bombas: Sistemas de sellado de ejes para Bombas centrífugas y rotativas).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2016. API Std 682, 2014 (R 2022), Pumps - Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps. (Bombas: Sistemas de sellado de ejes para Bombas centrífugas y rotativas).</p>
<p>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).</p>	<p>API RP 2218, 2013 (R 2020), Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. (Prácticas de protección contra fuego en plantas de procesamiento de petróleo y productos Petroquímicos).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2022. API RP 2218, 2013 (R 2020), Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. (Prácticas de protección contra fuego en plantas de procesamiento de petróleo y productos Petroquímicos).</p>
<p>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).</p>	<p>ASME B1.1, 2024, Unified Inch Screw Threads (UN, UNR, and UNJ Thread Forms). (Roscas de tornillo en pulgadas unificadas (formas de rosca UN, UNR y UNJ).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2020. ASME B1.1, 2024, Unified Inch Screw Threads (UN, UNR, and UNJ Thread Forms). (Roscas de tornillo en pulgadas unificadas (formas de rosca UN, UNR y UNJ).</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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).</p>	<p>ASTM A193/A193M, 2024. 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).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. ASTM A193/A193M, 2024. 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).</p>
<p>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).</p>	<p>ASTM A194/A194M, 2024. 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).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. ASTM A194/A194M, 2024. 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).</p>
<p>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)</p>	<p>ASTM A320/A320M, 2024. 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)</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. ASTM A320/A320M, 2024. 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)</p>
<p>ASME B31.3, 2020. Process Piping Code. (Código de tuberías de proceso).</p>	<p>ASME B31.3, 2024. Process Piping Code. (Código de tuberías de proceso).</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. ASME B31.3, 2024. Process Piping Code. (Código de tuberías de proceso).</p>
<p>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)</p>	<p>ISA 84.00.01 Parts 01, 2021. Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. (Seguridad Funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos)</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2024. ISA 84.00.01 Parts 01, 2021. Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. (Seguridad Funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos)</p>
<p>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)</p>	<p>ANSI/NACE MR 0103, 2015/ISO REV. 2023. 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)</p>	<p>Se recomienda citar la versión actual 2021. ANSI/NACE MR 0103, 2015/ISO (REV. 2023). 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)</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>4.21 Válvula de alivio de presión o Dispositivo de alivio de presión: Los accesorios o cualquier otro elemento calibrado para desahogar una sobrepresión, tales como válvulas de seguridad, válvulas de alivio de presión, discos de ruptura o válvula de alivio de vacío.</p>	<p>agrietamiento por tensión de sulfuro en ambientes corrosivos de refinación de petróleo)</p> <p>Se recomienda clar la versión actual Rev.2023.</p> <p>Los dispositivos de seguridad abarcan más que los dispositivos de alivio de presión, ya que también están asociados a flujo, nivel, temperatura, etc.</p>
<p>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.</p>	<p>4.30 Equipo para el Monitoreo Continuo de Emisiones a la atmósfera (EMCE)</p> <p>El equipo completo requerido para la toma de muestra en la chimenea del sistema de oxidación térmica o equivalente, su acondicionamiento, análisis y conexión a sistemas de adquisición de datos que proporcionen un registro permanente de las emisiones a la atmósfera de dióxido de azufre en unidades de masa por unidad de tiempo.</p>	<p>Equipo para el Monitoreo Continuo de Emisiones a la atmósfera (EMCE):</p> <p>El equipo completo requerido para la toma de muestra en la chimenea del sistema de oxidación térmica o equivalente, su acondicionamiento, análisis y conexión a sistemas de adquisición de datos que proporcionen un registro permanente de las emisiones a la atmósfera de dióxido de azufre en unidades de masa por unidad de tiempo.</p> <p>Se debe de especificar a mayor rango el concepto del EMCE, esto debido que es importante que mencione que es un equipo que debe de tomar muestra en la chimenea del sistema de oxidación, ya que es para medir la cantidad de emisiones de SO2 a la atmósfera.</p>
<p>5.1.1</p> <p>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:</p> <p>a) Datos generales de la instalación (denominación o razón social, dirección, teléfono, correo electrónico, referencias de ubicación);</p> <p>b) Capacidad de procesamiento de las áreas operativas;</p> <p>c) Normatividad, códigos y estándares aplicables;</p> <p>d) Ubicación georreferenciada;</p> <p>e) Inventario de los materiales (materias primas, productos intermedios y finales, incluyendo residuos y efluentes);</p> <p>f) Medidas de protección ambiental;</p> <p>g) Estudios de mecánica de suelos y topográfico;</p> <p>h) Estudio hidrológico, hidráulico y de socavación;</p> <p>i) Memorias de cálculo y Diseño;</p> <p>j) Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, e</p> <p>k) Ingeniería de detalle en su versión Aprobado Para Construcción (APC) de las siguientes especialidades:</p>	<p>5.1.1</p> <p>La Ingeniería de detalle debe comprender como mínimo lo siguiente:</p> <p>a) Datos generales de la instalación (denominación o razón social, dirección, teléfono, correo electrónico, referencias de ubicación);</p> <p>b) Capacidad de procesamiento de las áreas operativas;</p> <p>c) Normatividad, códigos y estándares aplicables;</p> <p>d) Ubicación georreferenciada;</p> <p>e) Inventario de los materiales (materias primas, productos intermedios y finales, incluyendo residuos y efluentes);</p> <p>f) Medidas de protección ambiental;</p> <p>g) Estudios de mecánica de suelos y topográfico;</p> <p>h) Estudio hidrológico, hidráulico y de socavación;</p> <p>i) Memorias de cálculo y Diseño;</p> <p>j) Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, e</p> <p>k) Ingeniería de detalle en su versión Aprobado Para Construcción (APC) de las siguientes especialidades:</p>	<p>En donde queda la selección de la tecnología para la obtención de la licencia del proceso?</p> <p>El diseño se realiza en base a la tecnología y a la Ingeniería básica</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
1) Ingeniería de procesos ii. Bases de Diseño:	1) Ingeniería de procesos i. Diagramas de Flujo del Proceso y de servicios auxiliares; ii. Filosofía de Operación; iii. Requerimientos de servicios principales (auxiliares); [...]	Las bases de diseño son previas al desarrollo de la Ingeniería de detalle y son para determinar la Ingeniería básica
viii. Diagramas de Tubería e Instrumentación (proceso y sistemas auxiliares);	viii. Diagramas de Tubería e Instrumentación (proceso y sistemas auxiliares); 11) Seguridad Industrial; xi. Diagramas de Tubería e Instrumentación de la Red y sistemas de aspersión contra incendio;	Faltan los de seguridad (Cotrincendio)
3) Arquitectura v. Planos de cuarto de control central; vi. Planos de cuarto de control satélite;	3) Arquitectura v. Planos de cuarto de control central, en caso de aplicar; vi. Planos de cuarto de control satélite, en caso de aplicar;	En caso de aplicar En caso de aplicar
4) Ingeniería Civil i. Base de Diseño civiles:	4) Ingeniería Civil i. Especificación para concretos; ii. Especificación para aceros; [...]	Esta información es parte de las bases de diseño del proyecto
xi. Planos de Drenaje sanitarios:	4) Ingeniería Civil i. Especificación para concretos; ii. Especificación para aceros; iii. Estudio de distanciamientos de equipos e instalaciones; iv. Memorias de cálculo; v. Plataformas, elevaciones del terreno; vi. Caminos, puentes y taludes; vii. Fosas y Diques; viii. Plano de cimentaciones de equipos; ix. Planos hidráulicos de la Instalación; x. Planos de segregación de drenajes (Drenaje sanitario, Drenaje acaloso, Drenaje pluvial, Drenaje químico, según aplique); xi. Plano de guías mecánicas de instalación eléctrica; xii. Planos Telecom (en caso de aplicar); xiii. Plano de soportaría; xiv. Planos típicos civiles; xv. Planos de estructuras (edificaciones para equipos de proceso), y xvi. Planos estructurales de escaleras y plataformas. xiv. Planos típicos civiles;	Estos se incluyen en el plano de segregación de drenajes, ya que en ocasiones se requiere también el químico
xvii. Típicos civiles:	xiv. Planos típicos civiles;	A que información se refiere este rubro?
xviii. Planos de Drenaje químico:	x. Planos de segregación de drenajes (Drenaje sanitario, Drenaje acaloso, Drenaje pluvial, Drenaje químico, según aplique);	este se incluye en el plan de segregación de drenajes

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
8) Ingeniería de instrumentación y control vii. Típicos de instalación de instrumentos	8) Ingeniería de instrumentación y control vii. Diagramas típicos de instalación de instrumentos	A que información se refiere este rubro?, si es Ingeniería de detalle, los arreglos son definitivos no hay típicos
11) Seguridad Industrial xi. Plano del sistema de espuma contra incendio:	11) Seguridad Industrial xi. Diagramas de Tubería e Instrumentación de la Red y sistemas de aspersión contra incendio.	Este proceso no emplea espuma contraincendio
12) Dispositivos de relevo de presión y vacío i. Listado de dispositivos de relevo de presión y vacío: 5.1.2.1 Selección del sitio	12) Dispositivos de relevo de presión y vacío i. Listado de dispositivos de relevo de presión y vacío 5.1.2.1 Estudios para preparación del sitio	Son procesos criogénicos
c) Caracterización de suelos:	Para las preparaciones del sitio para la realización de las actividades de Procesamiento de Gas Natural, se deben realizar los estudios e investigaciones siguientes: h) Caracterización de suelos.	Este rubro se desarrolla antes de determinar la Ingeniería de detalle
h) Prueba de capacidad de Instalaciones existentes:	h) Prueba de capacidad de Instalaciones existentes, en caso de aplicar	Cuando aplique
j) Detección de instalaciones enterradas:	j) Detección de instalaciones enterradas, en caso de aplicar	Cuando aplique
k) Mapa de red de ductos (eléctricos, Drenajes, líquidos inflamables, gas):	k) Mapa de red de ductos (eléctricos, Drenajes, líquidos inflamables, gas), en caso de aplicar	Cuando aplique
m) Estudio de Riesgos geológicos tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas:	m) Estudio de Riesgos geológicos tanto en el sitio como en Instalaciones gemelas, en caso de aplicar	Cuando aplique
o) Existencia y acceso de servicios de protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y grupos de apoyo externos cuyos tiempos de arbo a la Instalación sean aceptables.	o) Existencia y acceso de servicios de protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y grupos de apoyo externos Definir aceptables?	Definir aceptables?
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:	a) Para la distribución de las instalaciones industriales se debe prever que, en caso de perder la contención en alguna sección de proceso, los vapores o gases pesados arrastrados por los vientos reinantes no sean llevados hacia equipos que tengan o constituyan fuentes de ignición e incrementen los daños a la propiedad	Esta información forma parte de la Ingeniería básica proporcionada por el licenciador
c) Prever en el arreglo de la Instalación o planta la distribución óptima y el espacio requerido para fines de Construcción, Operación y Mantenimiento:	c) Prever en el arreglo de la Instalación o planta la distribución óptima y el espacio requerido para fines de Construcción, Operación y Mantenimiento.	Esta información forma parte de la Ingeniería básica proporcionada por el licenciador
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:	g) Prever en el arreglo de bloques, el espacio para la distribución de plantas de proceso requerido para fines de Construcción, Operación y Mantenimiento, con relación a las características de cada planta, condiciones y características existentes del suelo, Drenaje, pendiente, accesibilidad y constitución de materia prima para otras plantas de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural	Esta información es parte del inciso c)
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:	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.	Esta información es parte del inciso c)
j) Establecer en el Diseño de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural espacios previstos para futuras ampliaciones, permaneciendo estos libres de obstrucciones:	j) Establecer en el Diseño de la Instalación de Procesamiento de Gas Natural espacios previstos para futuras ampliaciones, permaneciendo estos libres de obstrucciones.	Esto se incluye en las bases de diseño, depende de los costos que representa y de la flexibilidad operativa solicitada

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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.</p>	<p>5.1.3.11 Diques 5.1.3.11.1 Todos los recipientes de almacenamiento sujetos a presión, tanto esféricos como horizontales 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 El diseño de los muros de contención, para cualquier tipo de tanque de almacenamiento a presión, debe ser como mínimo de 0.60 m, medidos a partir del nivel de piso terminado. 5.1.3.11.4 El Diseño del patio interior de cada dique de contención, tanto de tanques esféricos como horizontales, se debe contar con un canal de drenaje pluvial, que, en un extremo descargue a un registro con sello hidráulico, localizado en el interior del dique de contención y posteriormente a la tubería troncal de drenaje pluvial, por medio de una tubería de descarga con diámetro mínimo de 203 mm (8 in) con una pendiente de 1 % a 2 %, para permitir el libre escurrimiento de líquidos. 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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>5.1.8.5 La separación entre envolvertes de 2 Tanques de almacenamiento debe determinarse de la siguiente manera:</p>	<p>5.1.8.5 La separación entre envolvertes de 2 Tanques de almacenamiento debe determinarse de la siguiente manera:</p>	<p>Eliminar</p>
<p>a) 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. b) 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.</p>	<p>a) 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. b) 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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>5.1.8.6 Los Tanques de almacenamiento de combustible pesado con Aislamiento térmico y con capacidades individuales que no excedan 480 m³ (3019 barriles),</p>	<p>5.1.8.6 Los Tanques de almacenamiento de combustible pesado con Aislamiento térmico y con capacidades individuales que no excedan 480 m³ (3019 barriles), deben</p>	<p>Eliminar</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>deben estar separados por la distancia mínima establecida en la Tabla 8, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.</p> <p>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.</p>	<p>deben estar separados por la distancia mínima establecida en la Tabla 8, del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.</p> <p>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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>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 de almacenamiento 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.</p>	<p>5.1.8.10 Se deben realizar los Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos, para obtener el radio de afectación por radiación térmica, toxicidad o sobrepresión y las distancias de amortiguamiento para evitar daños a las instalaciones de almacenamiento 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.</p>	<p>Esta información está contenida en el ERA que se ingresa a la ASEA para la autorización del proyecto en conjunto con la MIA</p>
<p>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 (LCPA, 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.</p>	<p>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 el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para determinar las medidas de protección que demuestren la mitigación del Riesgo asociado complementando mediante el Análisis de Capas de Protección (LCPA, por sus siglas en inglés).</p>	<p>Modificar redacción del numeral 5.1.8.13.1 (poner primero ARSH y después Lopa)</p>
<p>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.</p>	<p>5.1.9.1 El Diseño de los sistemas segregados de Drenajes, tales como: pluvial, aceitoso, químico y sanitario, debe contar con las memorias de cálculo hidráulico y planos correspondiente a cada sistema.</p>	<p>Tal vez se referan al Sistema de Segregación de Drenajes?</p>
<p>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.</p>	<p>5.2.2.1 El Diseño de Tanque 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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>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:</p>	<p>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:</p>	<p>Eliminar</p>
<p>d) Las cargas del techo flotante interno;</p> <p>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.</p>	<p>d) Las cargas del techo flotante interno;</p> <p>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 de la instrumentación requerida por el EMCE.</p>	<p>¿Qué pasa si conforme a la Ingeniería básica el EMCE va en el NP1?</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>5.5.1.1.9 El Diseño de la planta recuperadora de azufre, debe cumplir con lo siguiente:</p> <p>a) Establecer parámetros de control de la Operación para lograr la eficiente oxidación de los Hidrocarburos presentes en la alimentación de Gas ácido;</p> <p>b) Controlar el aire de combustión que entra al convertidor SUPERCLAUS;</p> <p>c) Definir que las etapas primarias del convertidor Claus se operen en proporción (H₂S/SO₂=2/1);</p> <p>d) Establecer los parámetros para mantener el control del sistema de retroalimentación (feedback) de H₂S;</p> <p>e) Contar con un analizador de gas de proceso en la corriente gaseosa efluente de la segunda etapa catalítica Claus;</p> <p>f) Contar con un sistema de control de aire de combustión;</p> <p>g) Definir los requerimientos del sistema de control avanzado del quemador;</p> <p>h) Contar con la memoria de cálculo referente a la cantidad de aire de combustión requerida;</p> <p>i) Definir los requerimientos del sistema de control de flujo de aire suministrado;</p> <p>j) Definir la carga máxima a soportar por envío de Gas ácido;</p> <p>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;</p> <p>l) Contar con válvulas de control instaladas en las líneas de suministro de vapor a los correspondientes recalentadores, y</p> <p>m) El porcentaje de eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre debe ser 99.9% como mínimo.</p> <p>b) Controlar el aire de combustión que entra al convertidor SUPERCLAUS;</p>	<p>5.5.1.1.9 El Diseño de la planta recuperadora de azufre, debe cumplir con lo siguiente:</p> <p>a) Establecer parámetros de control de la Operación para lograr la eficiente oxidación de los Hidrocarburos presentes en la alimentación de Gas ácido;</p> <p>b) Controlar el aire de combustión que entra al reactor térmico;</p> <p>c) Definir que las etapas primarias del reactor térmico se operen en proporción (H₂S/SO₂=2/1);</p> <p>d) Establecer los parámetros para mantener el control del sistema de retroalimentación (feedback) de H₂S;</p> <p>e) Contar con un analizador de gas de proceso en la corriente gaseosa efluente de etapa catalítica hacia el oxidador térmico;</p> <p>f) Contar con un sistema de control de aire de combustión;</p> <p>g) Definir los requerimientos del sistema de control avanzado del quemador;</p> <p>h) Contar con la memoria de cálculo referente a la cantidad de aire de combustión requerida;</p> <p>i) Definir los requerimientos del sistema de control de flujo de aire suministrado;</p> <p>j) Definir la carga máxima a soportar por envío de Gas ácido;</p> <p>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;</p> <p>l) Contar con válvulas de control instaladas en las líneas de suministro de vapor a los correspondientes recalentadores;</p> <p>m) El porcentaje de eficiencia de las plantas recuperadoras de azufre debe ser 99.9% como mínimo, y n) Medidor tipo Pilot para flujo volumétrico para las mediciones del gas de cola compensado con presión, flujo y temperatura.</p> <p>b) Controlar el aire de combustión que entra al reactor térmico</p>	<p>Este diseño depende de la licencia que se adquiriera.</p> <p>n) Medidor tipo Pilot para flujo volumétrico para las mediciones del gas de cola compensado con presión, flujo y temperatura.</p> <p>Adicionar.</p> <p>qué pasa si el proceso es Claus o por debajo del punto de rocío?</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>5.7.3 Almacenamiento atmosférico</p> <p>5.7.3.1 Para Tanques atmosféricos los anillos de enfriamiento se deben diseñar en secciones de acuerdo con los siguientes criterios:</p> <p>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</p> <p>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.</p>	<p>5.7.3 Almacenamiento atmosférico</p> <p>5.7.3.1 Para Tanques atmosféricos los anillos de enfriamiento se deben diseñar en secciones de acuerdo con los siguientes criterios:</p> <p>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</p> <p>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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>Figura 2. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 477 m³ a 1590 m³ (3 Mb a 10 Mb)</p>	<p>Figura 2. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 477 m³ a 1590 m³ (3 Mb a 10 Mb)</p>	
<p>Figura 3. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 2385 m³ (15 Mb) y mayores</p>	<p>Figura 3. Ubicación de las válvulas manuales y de control automático para Tanques de 2385 m³ (15 Mb) y mayores</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>5.7.7 Sistema de espuma contra incendio en Tanques de almacenamiento</p>	<p>5.7.7 Sistema de espuma contra incendio en Tanques de almacenamiento</p>	<p>Eliminar.</p>
<p>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.</p> <p>5.7.7.2 La espuma puede suministrarse a través de sistemas fijos de tuberías o sistemas móviles de generación de espuma.</p>	<p>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.</p> <p>5.7.7.2 La espuma puede suministrarse a través de sistemas fijos de tuberías o sistemas móviles de generación de espuma.</p>	<p>Los Sistemas de espuma contra incendio en Tanques de almacenamiento no aplican para procesos de gas.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>5.7.7.3 Este sistema no se debe concebir para extinción de incendios tridimensionales de combustibles líquidos o incendios de gases.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>5.7.7.3 Este sistema no se debe concebir para extinción de incendios tridimensionales de combustibles líquidos o incendios de gases.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Tabla 13. Protección contra incendio a Tanques de almacenamiento de acuerdo con el producto contenido</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Tabla 14. Proporciones mínimas para concentrados espumantes diluidos con agua</p>	<p>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</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p> <p>Tabla 13. Protección contra incendio a Tanques de almacenamiento de acuerdo con el producto contenido</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Tabla 14. Proporciones mínimas para concentrados espumantes diluidos con agua</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>Tabla 15. Proporciones mínimas para concentrados espumantes tipo alcohol diluidos con agua</p>	<p>Tabla 15. Proporciones mínimas para concentrados espumantes tipo alcohol diluidos con agua</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>5.7.7.19 Métodos de aplicación de espuma</p>	<p>5.7.7.19.1 Aplicación Superficial</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>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.</p>	<p>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.</p>	
<p>5.7.7.19.2 Aplicación Subsuperficial</p>	<p>5.7.7.19.2 Aplicación Subsuperficial</p>	
<p>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</p>	<p>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</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) La válvula de compuerta vástago ascendente instalada en la primera conexión brida 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</p> <p>b) 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.</p> <p>Figura 4. Arreglo para inyección subsuperficial</p> <p>5.7.7.19.3 Aplicación de espuma por sistemas semifijos, fijos y móviles</p> <p>5.7.7.19.3.1 Los Tanques se deben diseñar para disponer como mínimo de protección con inyección de espuma con sistemas semifijos.</p> <p>5.7.7.19.3.2 Para diseñar el diámetro de las tuberías que conducen solución espumante, se debe tomar en cuenta</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) La válvula de compuerta vástago ascendente instalada en la primera conexión brida 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</p> <p>b) 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.</p> <p>Figura 4. Arreglo para inyección subsuperficial</p> <p>5.7.7.19.3 Aplicación de espuma por sistemas semifijos, fijos y móviles</p> <p>5.7.7.19.3.1 Los Tanques se deben diseñar para disponer como mínimo de protección con inyección de espuma con sistemas semifijos.</p> <p>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</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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).</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>Figura 5. Protección contra incendio a base de espuma con sistemas semifijos</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>depende a la entrada de la cámara de espuma de 2.8 kg/cm² (40 psi)</p> <p>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)</p> <p>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</p> <p>Figura 5. Protección contra incendio a base de espuma con sistemas semifijos</p> <p>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</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>5.7.7.19.3.8 Los componentes de los sistemas de presión balanceada (Bomba, válvula de diafragma, válvula de control automático, proporcionado y tablero de control), deben ser listados por UL/FM para servicios contra incendio</p> <p>5.7.7.19.3.9 El cabezal de 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 hacer a cabo con materiales no combustibles y sus dimensiones deben cumplir la</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Tabla 16. Densidad de aplicación de espuma</p>	<p>Operación y el Mantenimiento de los equipos. El cobertizo debe tener: buena iluminación, tanto natural como artificial, ventilación y Drenaje.</p> <p>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.</p> <p>Tabla 16. Densidad de aplicación de espuma</p>	
<p>6.6.3 Hermeticidad</p> <p>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:</p> <p>(...)</p> <p>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.</p>	<p>6.6.3 Hermeticidad</p> <p>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:</p> <p>(...)</p> <p>f) Contar con los procedimientos para la ejecución de las pruebas.</p>	<p>Se considera improcedente que su cumplimiento se acredite mediante dictámenes de terceros autorizados o unidades de verificación.</p>
<p>6.6.5.5</p> <p>Las válvulas de retención se deben instalar del lado de la descarga de todas las Bombas.</p>	<p>6.2.3 Las válvulas de retención se deben instalar del lado de la descarga de todas las Bombas.</p>	<p>Si el rubro es de tuberías, ¿por qué se mencionan las válvulas?</p>
<p>6.7.2</p> <p>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.</p>	<p>6.7.2</p> <p>El Regulado 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.</p>	<p>¿a quién regula la asea? ¿puede regular a un contratista?</p>
<p>6.7.3</p> <p>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.</p>	<p>6.7.3</p> <p>El Regulado 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.</p>	<p>Eliminar</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>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 en arreglo con lo señalado en la NOM-001-SEDE-2012</p>	<p>Se considera improcedente que su cumplimiento se acredite mediante dictámenes de terceros autorizados o unidades de verificación.</p>
<p>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.</p>	<p>6.8 Cambios no administrados 6.8.1 Cuando exista necesidad de efectuar un cambio durante la Construcción a lo establecido en los planes 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.</p>	<p>Eliminar. Durante el proceso de diseño y construcción de una planta o proyecto de nueva creación, no está permitido hacer cambios no administrados, se llama reingeniería</p>
<p>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.</p>	<p>5.3.2.4.6 Si durante el desarrollo de la Ingeniería de detalle 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.</p>	<p>Este punto se atiende durante el desarrollo de la ingeniería de detalle. Este rubro es de construcción</p>
<p>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.</p>	<p>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 de control o subestación eléctrica a proteger con sistemas de Supresión de Incendios.</p>	<p>¿de cual cuarto?</p>
<p>6.11.4.2.2 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del área)</p>	<p>6.11.4.2.2 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del área)</p>	<p>Este punto se atiende durante el desarrollo de la ingeniería de detalle. Este rubro es de construcción</p>
<p>6.11.4.2.3 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del volumen)</p>	<p>6.11.4.2.3 Localización de boquillas (sistemas de aplicación local - valor por el método del volumen)</p>	<p>Este punto se atiende durante el desarrollo de la ingeniería de detalle. Este rubro es de construcción</p>
<p>6.11.4.2.3.1 Se debe instalar la cantidad de boquillas de conformidad con la Ingeniería de detalle, para cubrir el área total del Riesgo, con base en las áreas unitarias protegidas por cada boquilla.</p>	<p>6.11.4.2.3.1 Se debe instalar la cantidad de boquillas de conformidad con la Ingeniería de detalle, 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.</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
6.11.4.4 Ubicación de instrumentos y dispositivos	6.11.4.4.1 Se deben instalar Alarmas visibles y audibles, de conformidad con la ingeniería de detalle , 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.	Este punto se atiende durante el desarrollo de la ingeniería de detalle. Este rubro es de construcción
6.11.4.5 Pruebas de los sistemas de supresión de incendio	6.11.4.5 Protocolo de pruebas para la validación de los sistemas de supresión de incendio	Este rubro es de construcción, en todo caso debe de ir en pruebas y arranque
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 con la ingeniería de detalle.	Si el rubro es de construcción se debe indicar como se construyen los sistemas de tierra, de conformidad con lo establecido en el diseño
6.13.1 Drenaje aceitoso	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) Contar con los procedimientos de construcción y pruebas. c) Los Drenajes deben conectarse a las Instalaciones de contención o de tratamiento de efluentes; d) 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; e) 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; f) 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; g) 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 h) Los registros de Drenaje aceitoso en los Diques de contención deben contar con sello hidráulico.	Este rubro debe describir el proceso constructivo de los drenajes
6.13.2 Drenaje pluvial	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:	Este rubro debe describir el proceso constructivo de los drenajes

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
6.14 Atmosferas explosivas	<p>a) Los Drenajes pluviales deben construirse de acuerdo con las especificaciones de Diseño;</p> <p>b) Contar con los procedimientos de construcción y pruebas;</p> <p>c) 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</p> <p>d) El último registro de Drenaje pluvial, antes de salir del Dique de contención, debe contar con sello hidráulico.</p>	Este rubro debe describir el proceso constructivo para prevenir las atmósferas explosivas
6.15 Cimentación y soportería	<p>6.15 Cimentación</p> <p>6.15.1 Se debe contar y aplicar los procedimientos de construcción y pruebas correspondientes para la construcción de las cimentaciones y estos deben realizarse con base en lo siguiente:</p> <p>[...]</p> <p>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</p> <p>6.15.2 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.</p> <p>6.15.3 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.</p> <p>6.15.4 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.</p> <p>6.15.5 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</p>	Este rubro debe describir el proceso constructivo de las cimentaciones y soportes

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
6.16 Soportes	temperatura, así como cualquier fuerza hacia arriba ejercida por el agua sobre la superficie del recipiente en caso de inundación.	Este rubro no debe de ir en el anterior o al anterior se le debe eliminar soportes.
6.17.1.2 Se debe contar con los registros y/o Bitácoras de los programas de Mantenimiento preventivo y correctivo.	6.17.1.2 Se debe contar con los registros y/o Bitácoras de los programas de Mantenimiento preventivo y correctivo de la maquinaria y equipo utilizada en el desarrollo de la construcción incluyendo los verticales alternativos.	Especificar para cuáles equipos
6.17.2 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 descansan 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.	6.17.2 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 descansan 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.	Eliminar
6.18 Libros de Proyecto	6.18 Conclusión de la construcción de la instalación	Los libros de proyecto ya no son parte del proceso constructivo, son parte del cierre posterior al arranque de las instalaciones
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	7.17 Una vez que se ha concluido la RSPA de una planta nueva o con modificaciones a su Diseño, 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.	Acoitar los dictámenes de RSPA para plantas nuevas o con modificaciones al diseño.

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y que las recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arraque fueron atendidas satisfactoriamente.</p> <p>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. [...]</p> <p>7.21 El Dictamen de Construcción tiene vigencia hasta que se presente alguna de las situaciones descritas en el numeral 7.1.</p>	<p>CONSTRUCCIÓN y 7. PRE-ARRANQUE del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, y que las recomendaciones de los Hallazgos de Pre-arraque que impiden el inicio o reinicio de operaciones fueron atendidas satisfactoriamente.</p> <p>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 de la planta nuevas, reparadas, o modificada o reactivadas. [...]</p> <p>7.21 El Dictamen de Construcción tiene vigencia hasta que se presente alguna de las situaciones descritas en el numeral 7.1, en tanto no haya una modificación al Diseño original</p> <p>8.1 Aplicación de procedimientos de Operación Se debe contar con el 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; i) Verificación y Mantenimiento de equipos y accesorios de las Instalaciones; j) Operaciones de emergencia; k) Paros programados, y l) El arranque posterior a los paros de emergencia.</p>	<p>El manual de Operación se elabora durante el desarrollo de la ingeniería de detalle</p> <p>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; i) Verificación y Mantenimiento de equipos y accesorios de las Instalaciones j) Operaciones de emergencia, k) Paros programados y l) El arranque posterior a los paros de emergencia.</p> <p>Se recomienda incluir este tipo de procedimientos, incluyendo Criterios de aceptación y rechazo.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>8.2 Preparativos para el arranque</p> <p>8.3 Actividades de arranque</p>	<p>8.2-9.22 Preparativos para el arranque posterior a paros por Mantenimiento</p> <p>8.3-9.23 Actividades de arranque posterior a paros por Mantenimiento</p>	<p>Reubicar los numerales 8.2 y 8.3 ya sea al final del capítulo de construcción o en el capítulo de mantenimiento.</p>
<p>8.2.2 El grupo de arranque es el encargado de lo siguiente:</p> <p>a) Revisar y aprobar los procedimientos para las actividades de arranque, los cuales estarán contenidos en el Manual de Operación;</p> <p>b) Elaborar el programa de actividades de arranque, que incluya lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 	<p>8.2.2 El grupo de arranque es el encargado de lo siguiente:</p> <p>a) Verificar que se hayan atendido las recomendaciones del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos</p> <p>b) Revisar y aprobar los procedimientos para las actividades de arranque, los cuales estarán contenidos en el Manual de Operación;</p> <p>c) Elaborar el programa de actividades de arranque, que incluya lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 	<p>8.2.2 El grupo de arranque es el encargado de lo siguiente:</p> <p>a) Verificar que se hayan atendido las recomendaciones del análisis de riesgo del proceso</p> <p>b) Revisar y aprobar los procedimientos para las actividades de arranque, los cuales estarán contenidos en el Manual de Operación;</p> <p>c) Elaborar el programa de actividades de arranque, que incluya lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. <p>Se recomienda citar El grupo de arranque debe asegurar el cumplimiento de las recomendaciones del Análisis de Riesgo de proceso.</p>
<p>8.8 Prácticas de trabajo seguro</p>	<p>8.8 Prácticas de trabajo seguro</p> <p>8.8.1 Se debe contar con el programa de difusión y capacitación en los procedimientos de prácticas de trabajo seguro, tales como: Permisos de trabajo, entrada segura a espacios confinados, protección contra incendio, equipo de protección personal, seguridad eléctrica, bloqueo de energía y materiales peligrosos, delimitación de Areas de Riesgo (Barricadas), Apertura de líneas o de equipo de proceso, tarjeta candado desceje y prueba de fuentes de energía peligrosas, trabajos en altura, los cuales deben de</p>	<p>Se debe de establecer a que se refiere con prácticas de trabajo seguro</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>8.9.2 Dentro del manual se debe contar con un apartado en el cual se tengan por escrito las prácticas de trabajo seguro.</p>	<p>proveer de instrucciones claras para desempeñar con seguridad las actividades consideradas de alto Riesgo.</p> <p>8.9.2 Dentro del manual se debe contar con un apartado en el cual se incluyan los procedimientos especiales tales como manejo de productos fuera de especificación, carga, activación, regeneración, descarga y disposición de catalizadores, manejo de activos y agentes químicos y precauciones para una Operación segura de las instalaciones.</p>	<p>Esto es parte del punto 8.8</p>
<p>8.10 Sistemas de Seguridad</p>	<p>8.10.1.1 Se debe contar con el manual de operación del SIS, que incluya lo siguiente:</p> <p>a) Acciones rutinarias requeridas para mantener la seguridad funcional del SIS "tal y como se diseñó", fijando intervalos de prueba;</p> <p>b) Procedimiento de prueba de válvulas de bloqueo automatizadas empleando alguno de los métodos de prueba de carrera parcial indicados en la ANSII/ISA-TR96.05.01-2008 vigente, equivalente o aquel que lo modifique o sustituya;</p> <p>c) Acciones y restricciones requeridas para prevenir un estado inseguro y/o reducir las consecuencias de un evento peligroso durante el mantenimiento o la operación;</p> <p>d) Información que se debe mantener en la falla del sistema y la tasa de demanda en el SIS; y</p> <p>e) Información que se debe mantener que muestre los resultados de las auditorías y pruebas en el SIS.</p>	<p>En este punto se debe de incluir la operación del SIS, lo que se describe en este punto está incluido en la parte del diseño de este proyecto de norma</p>
<p>8.10.5.3 Se debe realizar pruebas al sistema de detección al menos una vez cada 6 meses, comprobando que los detectores de gas inflamable activen las Alarmas correspondientes cuando la concentración de gas exceda 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) del gas o vapor que esté monitoreando.</p>	<p>8.15.2 Se debe realizar pruebas al sistema de detección al menos una vez cada 6 meses, comprobando que los detectores de gas inflamable activen las Alarmas correspondientes cuando la concentración de gas exceda 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) del gas o vapor que esté monitoreando.</p>	<p>Este rubro corresponde a mantenimiento</p>
<p>8.10.5.6 El Sistema de Gas y Fuego no debe sufrir degradación en sus elementos derivado de la falla u Operación de otros sistemas instrumentados.</p>	<p>5.3.4.16 El Sistema de Gas y Fuego no debe sufrir degradación en sus elementos derivado de la falla u Operación de otros sistemas instrumentados.</p>	<p>esta es una condición para el diseño del sistema</p>
<p>8.10.5.7 Los elementos que conforman el Sistema de Gas y Fuego se deben de inspeccionar visualmente de conformidad con el programa de inspección y pruebas para asegurar que no se presente deterioro o degradación de los componentes eléctricos, electrónicos o mecánicos, entre otras fallas.</p>	<p>9.15.3 Los elementos que conforman el Sistema de Gas y Fuego se deben de inspeccionar visualmente de conformidad con el programa de inspección y pruebas para asegurar que no se presente deterioro o degradación de los componentes eléctricos, electrónicos o mecánicos, entre otras fallas.</p>	<p>estos rubros corresponden a estos rubros corresponden a Eliminar</p>
<p>8.10.5.8 Se deben generar y conservar los registros de las actividades realizadas conforme al programa de inspección y pruebas del sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego, que incluya:</p> <p>a) Descripción de las pruebas e inspecciones;</p>	<p>9.15.4 Se deben generar y conservar los registros de las actividades realizadas conforme al programa de inspección y pruebas del sistema de detección y Alarma de gas y supresión de fuego, que incluya:</p> <p>a) Descripción de las pruebas e inspecciones;</p> <p>b)</p>	<p>estos rubros corresponden a Eliminar</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>b) Las fechas en que se realizan las inspecciones y pruebas;</p> <p>c) Personal que intervino en la realización de las inspecciones y pruebas;</p> <p>d) Descripción del elemento o lazo de seguridad inspeccionado y probado;</p> <p>e) Resultados de la inspección y pruebas, describiendo el estado en que se encontró y como se dejó, y</p> <p>f) En caso de falla, los registros del periodo de Mantenimiento correctivo a los elementos.</p> <p>8.10.5.9 Se deben ejecutar las acciones correctivas para las fallas detectadas durante las pruebas para evitar que los lazos de seguridad sufran degradación y mantener la intención de Diseño del Sistema de Gas y Fuego.</p> <p>8.10.5.10 Todas las actividades para la inspección y pruebas del Sistema de Gas y Fuego deben de contar con la autorización del personal de Operación responsable del área a intervenir.</p>	<p>Las fechas en que se realizan las inspecciones y pruebas;</p> <p>c) Personal que intervino en la realización de las inspecciones y pruebas;</p> <p>d) Descripción del elemento o lazo de seguridad inspeccionado y probado;</p> <p>e) Resultados de la inspección y pruebas, describiendo el estado en que se encontró y como se dejó, y</p> <p>f) En caso de falla, los registros del periodo de Mantenimiento correctivo a los elementos.</p> <p>9.15.5 Se deben ejecutar las acciones correctivas para las fallas detectadas durante las pruebas para evitar que los lazos de seguridad sufran degradación y mantener la intención de Diseño del Sistema de Gas y Fuego.</p> <p>9.15.6 Todas las actividades para la inspección y pruebas del Sistema de Gas y Fuego deben de contar con la autorización del personal de Operación responsable del área a intervenir.</p>	<p>este rubro corresponde a la operación normal del Sistema F&G</p>
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Esto corresponde a mantenimiento no a operación</p> <p>Eliminar</p>
<p>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.</p>	<p>8.11.1.2 Durante la Operación deben estar libres de obstrucciones los sitios donde se ubiquen los hidrantes, hidrantes-monitor, tomas para camión, extintores portátiles y móviles.</p>	<p>Este rubro es de operación y el numeral describe parte del diseño</p> <p>Eliminar</p>
<p>8.13 Sistemas adicionales de seguridad</p> <p>La instalación de Procesamiento de Gas Natural debe contar con los siguientes sistemas adicionales de seguridad:</p> <p>8.13.1 Sistemas de tierras, Pararrayos y Apartarrayos</p>	<p>8.13 Sistemas adicionales de seguridad</p> <p>La instalación de Procesamiento de Gas Natural debe contar con los siguientes sistemas adicionales de seguridad:</p> <p>8.13.1 Sistemas de tierra, Pararrayos y Apartarrayos</p>	<p>Estos sistemas adicionales de seguridad forman parte de la ingeniería de detalle, ya que dependen de las condiciones en donde se construirá el proyecto; asimismo, en este punto se debe indicar como operan, ya que este rubro corresponde a la operación</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>Los Tanques de almacenamiento deben contar con un sistema de conexión a tierra física y un sistema de Pararrayos y/o Apartarrayos (protección contra descargas atmosféricas), para evitar un posible incidente, cumpliendo con lo especificado en las normas NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015.</p> <p>8.13.1.2 Como parte de la Operación, se debe verificar la integridad del cable, conectores y resistividad del sistema con que cuentan los Tanques, cerciorándose que se corrijan de forma inmediata las anomalías detectadas.</p> <p>8.13.1.3 Todo el sistema de tierras, pozos de tierras y conexiones, deben ser probadas en cuanto a continuidad eléctrica y su resistividad, antes de empaacar las tuberías y equipos con los productos manejados en la Instalación.</p>	<p>Los Tanques de almacenamiento deben contar con un sistema de conexión a tierra física y un sistema de Pararrayos y/o Apartarrayos (protección contra descargas atmosféricas), para evitar un posible incidente, cumpliendo con lo especificado en las normas NOM-001-SEDE-2012 y NOM-022-STPS-2015.</p> <p>8.13.1.2 Como parte de la Operación, se debe verificar la integridad del cable, conectores y resistividad del sistema con que cuentan los Tanques, cerciorándose que se corrijan de forma inmediata las anomalías detectadas.</p> <p>8.13.1.3 Todo el sistema de tierras, pozos de tierras y conexiones, deben ser probadas en cuanto a continuidad eléctrica y su resistividad, antes de empaacar las tuberías y equipos con los productos manejados en la Instalación.</p> <p>9.17.1 Sistema a tierra, Pararrayos y Apartarrayos</p> <p>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:</p> <p>a) Verificar y controlar los valores totales de impedancia de la Instalación;</p> <p>b) Tomar el valor de resistencia óhmica de tierra en la Instalación, para asegurar que sea lo más baja posible;</p> <p>c) 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;</p> <p>d) 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;</p> <p>e) Verificar la integridad del cable, conectores y resistividad del sistema de puesta a tierra con que cuentan los Recipientes sujetos a presión cerciorándose que se corrijan de forma inmediata las anomalías detectadas. Y</p> <p>f) Llevar una Bitácora con los registros del cumplimiento al programa establecido de las Instalaciones.</p>	<p>Eliminar</p>
<p>8.13.2 Control de Corrosión</p> <p>8.13.2.1 De acuerdo con las condiciones del medio ambiente y del lugar donde se ubiquen las Instalaciones, se debe implementar un programa para monitorear la Corrosión exterior y llevar a cabo las reparaciones requeridas para asegurar que la protección mecánica se encuentre conforme al Diseño y a los estándares de Ingeniería</p>	<p>8.13.2 Control de Corrosión</p> <p>8.13.3 Protección catódica</p> <p>8.13.4 Sistema eléctrico</p> <p>9.17.3 Control de Corrosión</p>	<p>Estos sistemas adicionales de seguridad forman parte de la Ingeniería de detalle, ya que dependen de las condiciones en donde se construirá el proyecto; asimismo, en este punto se debe indicar como operan, ya que este rubro corresponde a la operación</p> <p>Eliminar</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>correspondientes, y con ello evitar posibles Fugas por Corrosión.</p> <p>8.13.2.2 El programa debe estar disponible y contar como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Proteger las Instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera, para prevenir la Corrosión, de acuerdo con lo establecido en el Diseño;</p> <p>b) Evaluar la Corrosión en tuberías y soporteria considerando el punto de apoyo entre el soporte y la tubería, cuerpo de recipientes, válvulas y soportes de los recipientes a presión;</p> <p>c) Verificar el estado físico de los recipientes a presión;</p> <p>d) Reemplazar o reparar, de forma inmediata, cada elemento de las Instalaciones que presenten Corrosión y que sea susceptible de provocar Fugas, y</p> <p>e) En caso de realizar una reparación, determinar si el elemento debe continuar en Operación empleando un método analítico, por pruebas de presión o por un método alternativo.</p> <p>8.13.3 Protección catódica</p> <p>8.13.3.1 Cuando se cuente con un Sistema de protección catódica, se debe verificar su adecuado funcionamiento por medio de medición de potenciales entre metal y suelo, y conservar el registro de las mediciones y con base en ellas aplicar el nivel apropiado de protección catódica para controlar la Corrosión.</p> <p>8.13.3.2 Los Sistemas de protección catódica deben ser monitoreados por personal calificado para dar cumplimiento a los criterios de protección catódica establecidos durante la Ingeniería del Proyecto.</p> <p>8.13.4 Sistema eléctrico</p> <p>Como parte de la Operación del sistema eléctrico, se deben establecer los procedimientos de Operación-supervisión para verificar que se mantenga la integridad de los equipos y sistemas siguientes:</p> <p>a) Equipo eléctrico;</p> <p>b) Cableado y sistemas de control críticos;</p> <p>c) Puesta a tierra y conexiones;</p> <p>d) Protección contra corrientes parásitas;</p> <p>e) Protección contra descargas eléctricas;</p> <p>f) Canalizaciones íntegras.</p>	<p>9.17.3.1 De acuerdo con las condiciones del medio ambiente y del lugar donde se ubiquen las instalaciones, se debe implementar un programa para monitorear la Corrosión exterior y llevar a cabo las reparaciones requeridas para asegurar que la protección mecánica se encuentre conforme al Diseño y a los estándares de Ingeniería correspondientes, y con ello evitar posibles Fugas por Corrosión.</p> <p>9.17.3.2 El programa debe estar disponible y contar como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Proteger las Instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera, para prevenir la Corrosión, de acuerdo con lo establecido en el Diseño;</p> <p>b) Evaluar la Corrosión en tuberías y soporteria considerando el punto de apoyo entre el soporte y la tubería, cuerpo de recipientes, válvulas y soportes de los recipientes a presión;</p> <p>c) Verificar el estado físico de los recipientes a presión;</p> <p>d) Reemplazar o reparar, de forma inmediata, cada elemento de las Instalaciones que presenten Corrosión y que sea susceptible de provocar Fugas, y</p> <p>e) En caso de realizar una reparación, determinar si el elemento debe continuar en Operación empleando un método analítico, por pruebas de presión o por un método alternativo.</p> <p>9.17.4 Protección catódica</p> <p>9.17.4.1 Cuando se cuente con un Sistema de protección catódica, se debe verificar su adecuado funcionamiento por medio de medición de potenciales entre metal y suelo, y conservar el registro de las mediciones y con base en ellas aplicar el nivel apropiado de protección catódica para controlar la Corrosión.</p> <p>9.17.4.2 Los Sistemas de protección catódica deben ser monitoreados por personal calificado para dar cumplimiento a los criterios de protección catódica establecidos durante la Ingeniería del Proyecto.</p> <p>8.13.4 Sistema eléctrico</p> <p>Como parte de la Operación del sistema eléctrico, se deben establecer los procedimientos de Operación-supervisión para verificar que se mantenga la integridad de los equipos y sistemas siguientes:</p> <p>a) Equipo eléctrico;</p> <p>b) Cableado y sistemas de control críticos;</p> <p>c) Puesta a tierra y conexiones;</p> <p>d) Protección contra corrientes parásitas;</p> <p>e) Protección contra descargas eléctricas;</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>g) Sistema de alumbrado, y h) Sistema de Emergencia.</p>	<p>f) Canalizaciones íntegras: g) Sistema de alumbrado, y h) Sistema de Emergencia.</p>	
<p>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, DCO, 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.</p>	<p>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, DCO, 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.</p>	<p>Este requerimiento ya es solicitado de manera general 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 y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican", por lo que se estaría duplicando el requerimiento.</p>
<p>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: [...] b) Monitoreo de los pozos de muestreo:</p>	<p>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: [...] b) Monitoreo de los pozos de muestreo, en caso de aplicar [...]</p>	<p>Si fuera procedente</p>
<p>8.15.4.1.1 La eficiencia promedio mínima de control de emisiones de dióxido 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.</p>	<p>8.15.4.1.1 La eficiencia promedio mínima de control de emisiones de dióxido de azufre a la atmósfera en condiciones normales de Operación que deben cumplir mensualmente las plantas recuperadoras de azufre existentes debe ser conforme a lo indicado en la tabla 8 y para las plantas recuperadoras de azufre nuevas del 99.9%. Dicha eficiencia se expresa en por ciento de Recuperación de azufre, el cual se calcula de acuerdo con el numeral</p>	<p>Verificar los porcentajes, en este numeral se señala que se debe tener una eficiencia de entre 97.5% y 99.9% en la recuperación de azufre, sin embargo, en el numeral 8.15.4.1.3 indican que se puede emitir hasta el 10%. La eficiencia promedio mínima de control de emisiones de dióxido de azufre a la atmósfera que deben cumplir mensualmente las plantas recuperadoras de azufre en condiciones normales de operación, es el promedio mensual que se establece en la tabla:</p>
		<p>En Pemex, existen complejos procesadores de gas en donde la-</p>



DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>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</p>	<p>capacidad de producción de azufre en toneladas / día (diseño) van desde 15.46 hasta 64.0 ton. / día; y el H2S presenta variabilidad en la corriente de gas ácido; incumpliendo con el proyecto de norma, el cual menciona eficiencias del 97.5% para plantas recuperadoras de azufre existente en operación normal.</p> <p>Requiere Inversión: Para plantas de menor capacidad la eficiencia a cumplir es de 90.8%; esto obliga a instalar equipos nuevos.</p> <p>Verificar los porcentajes de emisión, en este numeral se señala se puede emitir hasta el 10%, sin embargo, en el numeral 8.15.4.1.1 señalan que se debe tener una eficiencia de entre 97.5% y 99.9% en la recuperación de azufre.</p>
<p>8.15.4.1.12 Para determinar el Azufre total (ST), 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).</p>	<p>8.15.4.1.12 Para determinar el Azufre total (ST), 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 (Infrarrojo, Electroscopia de Absorción Laser de Diodo Sintonizable) 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).</p>	<p>(Infrarrojo, Electroscopia de Absorción Laser de Diodo Sintonizable o similar)</p> <p>Las cintas de acetato de plomo son dañinas para la salud.</p>
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Se deben mantener en buenas condiciones de operación los sistemas de recuperación de azufre como el reactor térmico, catalíticos y el superclaus (en caso de contar con este equipo), así como los sellos de azufre.</p> <p>Las plantas recuperadoras de azufre cuentan con sistemas de recuperación de azufre a base de un reactor térmico y catalíticos, y en algunos casos</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
		<p>superclaus, pero de diseño no se consideran otros procesos se recuperación.</p> <p>Además, la instalación de estos equipos requiere de una planeación como la elaboración de de ingeniería de detalle, autorización presupuestal, elaboración de bases técnicas y ejecución, siendo el plazo de 365 días naturales son insuficiente para realizar estas adecuaciones.</p> <p>No incluir este punto en la norma.</p> <p>Requiere inversión: Evaluar la condición en cada unidad de procesamiento en las fosas/tanques de desgasificación. Sin embargo, Las plantas recuperadoras de azufre existentes en Pemex cuentan con sistemas de recuperación de azufre a base de un reactor térmico y catalíticos, y en algunos casos SuperClaus, además de contar con analizadores en línea para las emisiones de SO2, pero de diseño no se consideran otros procesos de recuperación.</p> <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se consideró este punto.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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:</p> <p>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;</p> <p>b) Mantener una presión estable en los Tanques y en el espacio de vapor;</p> <p>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;</p> <p>d) Optimizar los controles de las plantas para aumentar los índices de conversión de las reacciones;</p> <p>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;</p> <p>f) Proporcionar sistemas complementarios para maximizar todo lo posible la fiabilidad de las plantas;</p> <p>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;</p> <p>h) Utilizar quemadores de bajo NOX para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno;</p> <p>i) Utilizar lavadores para gases de venteo con el fin de eliminar productos de oxidación en los vapores suspendidos sobre unidades de proceso;</p> <p>j) Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);</p> <p>k) Instalar dispositivos de precipitación de nieblas (por ejemplo, dispositivos de precipitación electrostáticos o dispositivos antivaho) para eliminar el vapor de ácido sulfúrico, e</p> <p>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.</p>	<p>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:</p> <p>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;</p> <p>b) Mantener una presión estable en los Tanques y en el espacio de vapor;</p> <p>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 y durante este proceso deberá de ser supervisado por personal de operación utilizando su equipo de protección personal respiratorio;</p> <p>d) Proporcionar sistemas complementarios para maximizar todo lo posible la fiabilidad de las plantas;</p> <p>e) 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;</p> <p>f) Utilizar quemadores de bajo NOX para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno;</p> <p>g) Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);</p>	<p>Durante la Operación, se deben establecer mecanismos para el control y mitigación de emisiones a la atmósfera de conformidad con lo siguiente:</p> <p>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;</p> <p>b. Mantener una presión estable en los Tanques y en el espacio de vapor;</p> <p>c. Eliminar</p> <p>d. Optimizar los controles de las plantas para aumentar los índices de conversión de las reacciones;</p> <p>e. Eliminar sistemas complementarios para maximizar todo lo posible la fiabilidad de las plantas;</p> <p>f. Proporcionar</p> <p>g. Eliminar</p> <p>h. Utilizar quemadores de bajo NOX para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno;</p> <p>i. Eliminar</p> <p>j. Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);</p> <p>k. Eliminar</p> <p>l. Eliminar</p> <p>Es necesario realizar un análisis de factibilidad para los incisos c, e, g, i, k, y l, ya que las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre, de diseño no cuentan con cierta infraestructura como: lavadores para gases, dispositivos de precipitación electrostáticos, filtros de bolsa y lavado en húmedo y estos equipos pueden no ser compatibles con la tecnología actual, además se pueden vulnerar la integridad de las instalaciones.</p> <p>O debe ser opcional.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
		<p>Para el inciso g. la ASEA pretende regular otras instalaciones como la generación de energía eléctrica en servicios principales del mismo centro trabajos, por lo cual, excede el alcance de la presente norma, por lo que, se debe excluir este requerimiento.</p> <p>El plazo de 365 días naturales es insuficiente para cumplir los requerimientos del inciso i, k e l, ya que estas adecuaciones requieren planeación, solicitud presupuestal, elaboración de bases, procedimientos de licitación y ejecución.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
		<p>Durante la Operación, se deben establecer mecanismos para el control y mitigación de emisiones a la atmósfera de conformidad con lo siguiente:</p> <p>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, <u>y durante este proceso deberá de ser supervisado por personal de operación, utilizando su equipo de protección personal respiratorio.</u></p> <p>El purgado de la bala para toma de muestra se realiza a como menciona el proyecto de norma, sin embargo, es necesario hacer mención que el purgado debe de hacerse respetando las capas de protección de seguridad de la planta, por lo cual es necesario la supervisión del personal de operación.</p> <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se consideró este punto.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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:</p> <p>a) Utilizar quemadores elevados eficientes y optimizar el tamaño y la cantidad de las boquillas de combustión;</p> <p>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;</p> <p>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;</p> <p>d) Instalar, cuando proceda, recipientes de expansión para evitar las emisiones de condensado;</p> <p>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;</p> <p>f) Reducir al mínimo los desprendimientos de flama y avances de flama, y</p> <p>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.</p>	<p>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:</p> <p>a) Utilizar quemadores elevados eficientes y optimizar el tamaño y la cantidad de las boquillas de combustión;</p> <p>b) 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;</p> <p>c) Reducir al mínimo los desprendimientos de flama y avances de flama, y</p> <p>d) 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.</p>	<p>Se debe cumplir con las medidas de prevención y control de la contaminación en el proceso de quema de gas, siguientes:</p> <p>a. Utilizar quemadores elevados eficientes y optimizar el tamaño y la cantidad de las boquillas de combustión;</p> <p>b. Eliminar</p> <p>c. Eliminar</p> <p>d. Eliminar</p> <p>e. Eliminar</p> <p>f. Reducir al mínimo los desprendimientos de flama y avances de flama, y</p> <p>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.</p> <p>Es necesario realizar un análisis de factibilidad para los incisos b, c y d, ya que las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre, pueden de diseño no contar con esta infraestructura y su instalación puede comprometer la integridad de los equipos.</p> <p>Para el caso del inciso e, ya se cuenta con tanques separadores de líquidos en el gas ácido y tanques a la llegada del quemador por ser parte del diseño.</p> <p>El plazo de 365 días naturales es insuficiente para cumplir los requerimientos del inciso b, c y d, ya que estas adecuaciones requieren planeación, solicitud presupuestal, elaboración de bases, procedimientos de licitación y ejecución.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
		Requiere Inversión para los Incisos b, c y d. Ya se cuenta con tanques separadores de líquidos en el gas ácido y tanques a la llegada del quemador.

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>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 excepto los casos descritos en el numeral 8.15.4.1.5</p>	<p>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, controlar y reducir la Emisión de contaminantes a la atmósfera, <u>excepto los siguientes casos:</u> <u>a. Operaciones de paro, liberación y enfriamiento de la planta recuperadora para mantenimiento preventivo y correctivo, siempre que no excedan de 96 horas.</u> <u>b. Operaciones de estabilización durante el arranque de la planta, siempre que no excedan de 48 horas.</u> <u>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</u></p> <p>Se deben de incluir las excepciones ya que, durante un paro de planta, un proceso de estabilización o contingencias generales, no se podrían dar el tratamiento, control y reducción de emisiones, a las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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 desfogues o de disparo de válvulas de alivio u otras situaciones de Emergencia.</p>	<p>8.15.4.2.1.2 Sólo se debe permitir enviar a Quemadores de campo elevados o de fosa para efectuar la combustión de los gases o líquidos, aquellas corrientes gaseosas ácidas provenientes de desfogues de las plantas de proceso, o durante las operaciones de arranque, situaciones de emergencia o paros programados o de disparo de válvulas de alivio.</p>	<p>Sólo se debe permitir enviar a Quemadores de campo elevados o de fosa para efectuar la combustión de los gases o líquidos, aquellas corrientes gaseosas ácidas provenientes de desfogues de las plantas de proceso, o durante las operaciones de arranque, situaciones de emergencia o paros programados o de disparo de válvulas de alivio.</p> <p>Se debe especificar que <u>el</u> envío de gas ácido al quemador elevado es para efectuar la combustión de los gases, esto debido a criterios de auditores.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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.</p>	<p>8.15.4.2.4.1 Se debe monitorear la concentración de Compuestos de azufre en el Gas ácido de alimentación, y 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.</p>	<p>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.</p> <p>la emisión de contaminantes actualmente se evalúa en los puntos finales del proceso, tener mediciones intermedias solo servirán para el control de proceso. Requiere una inversión adicional para tomar muestras en la salida de cada equipo (tomas de muestra).</p> <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se consideró este punto.</p>
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Verificar la factibilidad para la instalación de un sistema SUPERCLAUS a la salida del gas de cola y obtener una alta Recuperación de azufre, que permita cumplir con la eficiencia de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera establecida durante el Diseño.</p> <p>Este requerimiento debe ser opcional, ya que representa una inversión adicional en los centros de trabajo, también se deberá realizar una ingeniería de detalle, análisis costo - beneficio.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
		<p>En plantas recuperadoras de azufre NUEVAS, 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 y en plantas existentes con el proceso CLAUS, con el cual permitan cumplir con la eficiencia de control de emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera establecida durante el Diseño.</p> <p>Requiere Inversión: Esto debería de aplicar solo para plantas recuperadoras de azufre nuevas, en función de las condiciones del gas de la zona.</p> <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se consideró este punto.</p>
<p>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 H2S residual y el vapor de azufre a SO2.</p>	<p>8.15.4.2.4.5 Se debe registrar el flujo volumétrico de gas de cola (en millones de pies cúbicos por día, MMPCD) y la concentración promedio de %mol diario de compuestos de azufre en el gas de cola</p>	<p>Utilizar un mecanismo de eyectores en fosa de azufre para que el Gas de cola y el gas de venteo de la fosa de azufre no deben descarguen directamente a la atmósfera, deben oxidarse térmicamente para convertir el H2S residual y el vapor de azufre a SO2.</p> <p>Requiere Inversión y evaluar las condiciones mecánica y operativa de los eyectores de las fosas de azufre, así como la naturaleza de operación de las fosas, es decir ver si es aplicable a todos los centros de trabajo.</p> <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se consideró este punto.</p>
<p>Tabla 17. [...] Gas de cola MMPCD</p>	<p>Gas de cola - MMPCD - El flujo volumétrico de gas de cola (en millones de pies cúbicos por día, MMPCD) y la concentración promedio de %mol diario de compuestos de azufre en el gas de cola.</p>	<p>Gas de cola - MMPCD - El flujo volumétrico de gas de cola (en millones de pies cúbicos por día, MMPCD) y la concentración promedio de %mol diario de compuestos de azufre en el gas de cola.</p> <p>Incluir descripción del gas de cola</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>Tabla 17. [...] Concentración de SO₂</p>	<p>Concentración de SO₂ - %mol</p>	<p>Incluir % mol</p>
<p>Tabla 17. [...] Gases de salida del oxidador</p>	<p>Gases de salida del oxidador - MMPCD</p>	<p>Incluir MMPCD</p>
<p>Tabla 18 Concentración de H₂S en amargo en corriente Gas concentración en H₂S en condensados en base húmeda Métodos Análogos 1. ASTM D4468-11 2. ASTM D1945-10</p>	<p>Tabla 18 Concentración de H₂S en amargo en corriente Gas concentración en H₂S en condensados en base húmeda Métodos análogos ASTM D1945-19</p>	<p>Métodos análogos ASTM D1945-19 El método ASTM D4468 es un método que se realiza por Hidrogenólisis y Colorimetría, en donde una cinta de Acetato de Plomo se hace pasar por ácido acético para manchar las partes de componentes azufrados contenidos en la muestra. Este método es de alto riesgo para la salud por el uso del Plomo, por lo que no se recomienda su uso. Se recomienda dejar únicamente el Método ASTM D1945 en su última re- aprobación del año 2019. Método que se realiza por Cromatografía de gases.</p>
<p>Tabla 18 Concentración de H₂S ácido en corriente Gas húmeda (1) ASTMD1945-10</p>	<p>Tabla 18 Concentración de H₂S ácido en corriente Gas húmeda (1) Métodos Análogos ASTM D1945-19</p>	<p>Métodos Análogos ASTM D1945-19 Se recomienda siempre usar la última versión de los métodos propuestos.</p>
<p>Tabla 18 Concentración de H₂S ácido en corriente Gas húmeda (1) Cromatografía de gases</p>	<p>Tabla 18 Concentración de H₂S ácido en corriente Gas húmeda (1) Métodos Análogos</p>	<p>Cromatografía de gases Se recomienda eliminar la frase "y conductividad térmica", ya que, si bien, el método recomienda el uso de un Detector de Conductividad Térmica, no limita a usar otro detector que contenga igual grado de sensibilidad y/o estabilidad.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>conductividad térmica</p>	<p>Cromatografía de gases</p>	
<p>Tabla 18</p> <p>Concentración %mol de compuestos de azufre (H2S, COS, CS2 y SO2) en la corriente de Gas de cola en base húmeda</p> <p>1. ASTM D4468-11</p> <p>2. ASTM D1945-10</p>	<p>Tabla 18</p> <p>Concentración %mol de compuestos de azufre (H2S, COS, CS2 y SO2) en la corriente de Gas de cola en base húmeda</p> <p>Métodos Análogos ASTM D1945-19</p>	<p>ASTM D6228-19</p> <p>El método ASTM D4468 es un método que se realiza por Hidrogenólisis y Colorimetría, en donde una cinta de Acetato de Plomo se hace pasar por ácido acético para manchar las partes de componentes azufrados contenidos en la muestra.</p> <p>Este método es de alto riesgo para la salud por el uso del Plomo. Es por ello por lo que no se recomienda su uso.</p> <p>Se recomienda utilizar el método ASTM D6228, mismo que se realiza bajo el principio de cromatografía de gases, ya que éste es capaz de detectar concentraciones tan pequeñas como de 0-100 ppm de compuestos azufrados, con mayor precisión, que es el rango en que se encuentran comúnmente los compuestos azufrados en los gases de cola.</p>
<p>Tabla 18</p> <p>Gas de cola</p> <p>Flujo total de aire que entra a la planta recuperadora</p>	<p>Tabla 18</p> <p>Gas ácido</p> <p>Flujo total de aire que entra a la planta recuperadora</p>	<p>Debe de estar con el gas ácido (encabezado) y no con el gas de cola (encabezado)</p>
<p>8.16.2</p> <p>Abstenerse de mezclar aceites hidráulicos y lubricantes con aceites dieléctricos o solventes.</p> <p>8.16.3</p> <p>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).</p> <p>8.16.4</p>	<p>8.16.2</p> <p>Abstenerse de mezclar aceites hidráulicos y lubricantes con aceites dieléctricos o solventes.</p> <p>8.16.3</p> <p>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).</p> <p>8.16.4</p>	<p>Esta actividad está regulada en la ley, reglamento y normatividad de residuos</p> <p>Eliminar</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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:</p> <p>a) Almacenar los productos o sus residuos en recipientes herméticos y resistentes a perforación o corte.</p> <p>b) Disponer y etiquetar los envases para residuos con la siguiente nomenclatura: "RESIDUOS ACEITES Y GRASAS", "RESIDUOS ACEITE DIELECTRICO", "RESIDUOS SOLVENTES", "RESIDUOS ACIDOS DE DESECHO" o "COMBUSTIBLE DE DESECHO", según corresponda.</p> <p>c) Abstenerse de mezclar los desechos de lubricantes o de aceites hidráulicos, con otros productos.</p> <p>d) Lubricantes y aceites hidráulicos son susceptibles de mezclarse en el recipiente de "Residuos aceites y grasas", y</p> <p>e) Abstenerse de mezclar residuos de aceites dieléctricos, solventes o ácidos con otros desechos ya que pueden desencadenar reacciones químicas peligrosas.</p>	<p>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:</p> <p>a) Almacenar los productos o sus residuos en recipientes herméticos y resistentes a perforación o corte.</p> <p>b) Disponer y etiquetar los envases para residuos con la siguiente nomenclatura: "RESIDUOS ACEITES Y GRASAS", "RESIDUOS ACEITE DIELECTRICO", "RESIDUOS SOLVENTES", "RESIDUOS ACIDOS DE DESECHO" o "COMBUSTIBLE DE DESECHO", según corresponda.</p> <p>c) Abstenerse de mezclar los desechos de lubricantes o de aceites hidráulicos, con otros productos.</p> <p>d) Lubricantes y aceites hidráulicos son susceptibles de mezclarse en el recipiente de "Residuos aceites y grasas", y</p> <p>e) Abstenerse de mezclar residuos de aceites dieléctricos, solventes o ácidos con otros desechos ya que pueden desencadenar reacciones químicas peligrosas.</p>	

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
<p>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:</p> <p>a) 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 (Fotoinizador de Luz Ultravioleta (PLD) o un equipo portátil analizador de Hidrocarburos en fase volátil). Dichos equipos deben contar con una Bitácora interna de Mantenimiento y calibración;</p> <p>b) Se debe verificar la ausencia de Hidrocarburos en fase libre a través de una sonda de interfase y/o Muestreador tipo Bailier;</p> <p>c) En caso de detectarse agua subterránea en los pozos de monitoreo, se debe obtener una muestra para la determinación de Hidrocarburos Fracción Ligera (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;</p> <p>d) 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;</p> <p>e) 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;</p> <p>f) Adicionalmente, se identificará la instalación o punto fuente que provocó la Fuga, documentando las acciones llevadas a cabo para inactivarlo, y</p>	<p>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:</p>	<p>Eliminar todo el 8.16.5</p> <p>Actualmente, las plantas endulzadoras de gas procesan el gas amargo, proveniente de pozos, para eliminar el CO₂ y H₂S, así la corriente de gas dulce resultante se envía a los procesos criogénicos, por lo cual, en estas plantas no se generan hidrocarburos en estado líquido, como en el caso de una refinería, asimismo, las instalaciones están construidas sobre una base de concreto que evita cualquier contacto con el suelo natural.</p> <p>Actualmente, las plantas endulzadoras de gas se encuentran construidas con base a ingenierías autorizadas, por lo que, perforar las placas de concreto para construir pozos de monitoreo puede ocasionar falla en la cimentación de equipos, soportería, tuberías, etc.; además, esta perforación representa un riesgo, ya que puede afectar la integridad de ductos subterráneos que transportan diversos productos o tipo eléctricos.</p> <p>Por otro lado, los centros de trabajo no cuentan con los equipos de Fotoinizador de Luz Ultravioleta o sonda de interfase y/o Muestreador tipo Bailier, lo cual representará una erogación adicional para su adquisición.</p> <p>En ese mismo orden, en caso de requerir la determinación de Hidrocarburos Fracción Ligera, BTEX's, y Compuestos Orgánicos Volátiles por un laboratorio acreditado, esto representará una erogación de \$80,000.00 por cada muestra.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>g) Finalmente, se efectuará el estudio de caracterización y restauración de conformidad con lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012.</p>	<p>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:</p> <p>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;</p> <p>b) Neutralizar las corrientes acidicas y cáusticas antes de su vertido en el sistema de tratamiento de aguas residuales;</p> <p>c) Separar las emulsiones agua-acetite mediante fosas separadoras;</p> <p>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.</p>	<p>No incluir este punto en la norma.</p> <p>La GSSSTPA Sur considera prudente presentar una justificación para exentar este requerimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Implica actividades de perforación de pozos de monitore en las plantas de proceso. • Implica un incremento presupuestal por perforación, los análisis requeridos y adquisición de equipos. • No se define el número de pozos. <p>En la NOM-137 SEMARNAT-2013 no se considera este punto.</p> <p>Las plantas de endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre, deben descargar sus aguas residuales a los sistemas de tratamiento de aguas residuales industriales y esta deberá cumplir la normatividad en materia de descargas.</p> <p>Los sistemas de tratamiento de efluentes son instalaciones diseñadas para tratar las aguas residuales aceitosas, amargas (sulfuros), entre otras, provenientes de diversas plantas de proceso; es decir, no forman parte directa de las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre; por lo cual, considerando el alcance de la citada esta norma se debe indicar de forma general el cumplimiento normativo en materia de descargas.</p> <p>La ASEA al emitir requerimientos para otras instalaciones dentro del mismo centro</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>e) Contar con sistemas de contención en las áreas donde se manipulen líquidos, y</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>de trabajo, vulnera el campo de aplicación de la presente Norma "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-arranque, Operación y Mantenimiento de Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural"; este requerimiento para la planta de tratamiento de efluentes esta fuera del campo de aplicación de la citada norma.</p>
<p>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.</p>	<p>8.20.2 Se debe llevar el registro diario de los volúmenes de agua residual tratada, fechas de muestreo y de <u>caracterización, durante</u> 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.</p>	<p>Las plantas de endulzadoras de gas y recuperadoras de azúfre, deben descargar sus aguas residuales a los sistemas de tratamiento de aguas residuales industriales y esta deberá cumplir la normatividad en materia de descargas.</p> <p>Los sistemas de tratamiento de efluentes son instalaciones diseñadas para tratar las aguas residuales aceitosas, amargas (sulfuros), entre otras, provenientes de diversas plantas de proceso; es decir, no forman parte directa de las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azúfre; por lo cual, considerando el alcance de la citada esta norma se debe indicar de forma general el cumplimiento normativo en materia de descargas.</p>
		<p>La ASEA al emitir requerimientos para otras instalaciones dentro del mismo centro de trabajo, vulnera el campo de aplicación de la presente Norma "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-arranque, Operación y Mantenimiento de Instalaciones para el Procesamiento de Gas Natural"; este requerimiento para la planta de tratamiento de efluentes esta</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>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.</p>	<p>9.11.4 Se debe contar con los registros 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. Los registros deben permanecer en la Instalación de Procesamiento de Gas Natural por un periodo mínimo de 5 años y estar disponibles en formato físico y electrónico, los cuales deben contener la identificación de fallas y reparaciones realizadas, mejoras y seguimiento de los procedimientos de Mantenimiento.</p>	<p>fuera del campo de aplicación de la citada norma. Se debe contar con una Bitácora registro o control de documentos de la 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</p>
<p>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</p>	<p>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</p>	<p>No se lleva el control por medio de bitácoras, ya que en las plantas de proceso el seguimiento de inspección técnica y de mantenimiento se lleva por medio del cumplimiento al mantenimiento PM/PD. Eliminar Los sistemas de tratamiento de efluentes son instalaciones diseñadas para tratar las aguas residuales aceitosas, amargas (sulfuros), entre otras, provenientes de diversas plantas de proceso, es decir, no forman parte directa de las plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre; por lo cual, considerando el alcance de la citada esta norma se debe indicar de forma general el cumplimiento normativo en materia de descargas. La ASEA al emitir requerimientos para otras instalaciones dentro del mismo centro de trabajo, vulnera el campo de aplicación de la presente Norma "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</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACION
<p>cuando se trate de los equipos clasificados en la categoría III.</p> <p>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:</p> <p>...</p> <p>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.</p>	<p>1) 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.</p> <p>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:</p> <p>...</p> <p>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.</p>	<p>Se considera improcedente que su cumplimiento se acredite mediante dictámenes de terceros autorizados o unidades de verificación.</p>
<p>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:</p> <p>Realizarse en presencia de una Unidad de Inspección, tratándose de los equipos clasificados en la categoría III, y</p> <p>Comentarios generales.</p>	<p>9.11.2 Para el paro completo de la planta recuperadora de azufre para Mantenimiento, se debe contemplar al menos lo siguiente:</p> <p>a) Definición del alcance del paro de planta (responsables por especialidad);</p> <p>b) Estructura organizativa del paro de planta (responsables por especialidad);</p> <p>c) Estado de equipos, sistemas e instalaciones a intervenir;</p> <p>d) Listado y calificación de cada uno de los trabajos eléctricos, mecánicos, soldadura, instrumentación, tuberías, hidráulicos, neumáticos, pintura); por equipos, sistemas e instalaciones;</p> <p>e) Procedimientos de paro de planta (movimientos operativos);</p> <p>f) Procedimiento para vaciado de planta;</p> <p>g) Procedimientos para ontoga de equipos;</p> <p>h) Manuales, procedimientos de desarme y armado, desinstalación e instalación, planos generales y de detalles;</p> <p>y) Condiciones y protocolos de seguridad (operativa y personal);</p> <p>j) Herramientas manuales y mayores por cada trabajo (equipamiento para realizar balanceo dinámico, ultrasonido, alineación láser y cámaras infrarrojas);</p> <p>k) Pruebas de hermetidad de la planta, y</p> <p>l) Purgado de planta con nitrógeno.</p>	<p>Se considera improcedente que su cumplimiento se acredite mediante dictámenes de terceros autorizados o unidades de verificación.</p> <p>Así como en los casos anteriores, este proyecto de norma incluye procedimientos de paros y mantenimientos para los cuales se debieran aplicar criterios operativos de los centros de trabajo, en vez de agregar carga burocrática. La regulación debe estar enfocada en que se limite la emisión de azufre (la consecuencia), en vez de ahondar en cuestiones como qué se debe hacer durante los paros (algunas de las posibles causas de la emisión de azufre, pero no necesariamente son esas). Por ejemplo: 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.</p>
<p>S/C</p>	<p>8.15.4.5.3 El Regulado debe dar aviso inmediato a la Agencia en caso de falla o salida de operación de las Plantas Recuperadoras de azufre o del sistema de control</p>	<p>Pag 6, sección 6.4 NOM-137-SEMARNAT-2013</p> <p>En caso de aplicarse la regulación anterior, un centro de trabajo puede estar en perfecto cumplimiento de los niveles de recuperación de azufre, pero en incumplimiento, en caso de no haber guardado un registro de la estructura organizativa del último paro de la planta.</p>

DICE	DEBE DECIR	COMENTARIO/JUSTIFICACIÓN
	<p>de emisiones así como en los casos previstos en el numeral 8.15.4.1.11 del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, en términos del Artículo 17 fracciones VII y VIII del Reglamento de la LGEEPA en materia de prevención y Control de contaminación a la Atmósfera, cuando se envíen corrientes de gas ácido, gas y condensados amargos a los quemadores elevados y de fosa, según corresponda</p>	<p>El responsable del Complejo Procesador de Gas deberá dar aviso inmediato a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en caso de falla o salida de operación de las Plantas Recuperadoras de azufre o del sistema de control de emisiones así como en los casos previstos en el numeral 7.6, en términos del Artículo 17 fracciones VII y VIII del Reglamento de la LGEEPA en materia de prevención y Control de contaminación a la Atmósfera, cuando se envíen corrientes de gas ácido, gas y condensados amargos a los quemadores elevados y de fosa, según corresponda.</p> <p>Incluir en la nueva norma PROY-NOM-019-ASEA-2024</p> <p>En PROY-NOM-019-ASEA no se menciona en caso de falla o salida dar el aviso a secretaria del medio ambiente</p>

LIC. DIANA GABRIELA MARTÍNEZ IRIBARRÉN



NOTA IMPORTANTE: EL PRESENTE DOCUMENTO DEBE REMITIRSE A LA GERENCIA JURÍDICA DE CUMPLIMIENTO LEGAL EN FORMATO PDF CONTENIENDO LA VALIDACIÓN CORRESPONDIENTE DE LAS ÁREAS RESPONSABLES Y DATOS COMPLETOS (FIRMA DEL TITULAR DEL ÁREA QUE EMITE LOS COMENTARIOS), SOLICITANDO EN EL CORREO U OFICIO DE ENVÍO, EL SERVICIO O GESTIÓN QUE SE REQUIERA (REGISTRO EN PORTAL DE COFEMER, GESTIÓN CON OTRAS ÁREAS, SOLO CONOCIMIENTO, ETC...).