

CONTENIDO

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.	2
.....	2
I.1. BASES DE DISEÑO.	2
I.1.1 Proyecto Civil.	16
I.1.2 Proyecto Mecánico.	24
I.1.3 Proyecto sistema contraincendio.	75
I.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.	92
I.2.1. Hojas de seguridad.	98
I.2.2. Almacenamiento.	99
I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.	100
I.2.4. Pruebas de verificación.	123
I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.	128
I.3.1. Especificación del cuarto de control.	147
I.3.2. Sistemas de aislamiento.	149
I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	157
I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.	157
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.	165

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1. BASES DE DISEÑO.

El proyecto “**Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP)**”, consiste en la construcción y operación de un sistema de almacenamiento de petrolíferos por medio de tanques de almacenamiento donde se depositarán diferentes tipos de combustibles (gasolina, diésel, turbosina (jet fuel) y aditivos oxigenantes).

La manera en que llegarán estos productos a la Terminal será por carrotanques y estos serán distribuidos por terceros mediante autotanques, hacia diferentes estados del país; cabe mencionar que el transporte de estos combustibles será responsabilidad de las empresas transportadoras.

Dentro de las fortalezas del diseño del proyecto es que cuenta con estructuras que ofrecen seguridad durante la etapa de operación que tienen la función de detectar condiciones de riesgo, por efectos de seguridad e integridad del personal, las instalaciones y el medio ambiente, como un sistema de paro por emergencia, detectores de mezclas explosivas, fuego y humo, sistema de agua contra incendio, sistema de aspersión con espuma, entre otros.

El desarrollo del proyecto es necesario como consecuencia del crecimiento del mercado de los petrolíferos, causado por la apertura del mercado de los combustibles para la industria privada en México, lo cual a su vez es una consecuencia de la reforma energética publicada el 21 de diciembre de 2013.

Con base en datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el 80% de la infraestructura de almacenamiento de combustibles en México está saturada, al igual que la red de poliductos ; aunado a lo anterior, ambas situaciones originan la construcción de nuevas Terminales de Almacenamiento en el país, como la Terminal de Petrolíferos de Puebla (TPP), la cual además de desahogar la carga de las terminales de almacenamiento existentes, garantizará el abasto del país, favoreciendo la comercialización a otros países y contribuyendo a la generación de nuevos empleos.

La “Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP)” será construida en la zona noroeste del estado de Puebla a menos de 1 Km de la colindancia con el estado de Tlaxcala. La terminal será construida en dos fases constructivas, la primera para contar con una capacidad operativa de 549 Mb (mil barriles); en la segunda fase para una capacidad de 795 mil barriles. Así mismo las capacidades de almacenamiento máximas para la primera y segunda etapa corresponderán a 640 mil barriles y 940 mil barriles, respectivamente.

Cabe resaltar que en esta MIA solo se analizará la primera fase constructiva ya que la segunda por ahora solo se considera una opción a futuro.

Considerando que el Proyecto será construido en una zona previamente impactada por actividades agrícolas y ganaderas locales, con poca vegetación y fauna (tal y como se describe ampliamente en el Capítulo IV) y que los métodos que se utilizarán para descargar, almacenar y cargar los combustibles, son de carácter físico y no implican ningún proceso o transformación química de los materiales, ni de transporte de los mismos, el proyecto no presenta impactos al medio ambiente significativos o considerables. Por su parte, uno de los principales atributos del Proyecto es el manejo de grandes volúmenes de combustibles considerados como sustancias altamente riesgosas, con base en los listados 1 y 2 de la SEMARNAT, por el nivel de inflamabilidad que presentan.

Con base en lo anteriormente descrito, las posibles alteraciones en la operación de la Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP) serán mitigadas con las medidas descritas en el Capítulo VI y las recomendaciones obtenidas del Estudio de Riesgo Ambiental (el cual será ingresado a la par del presente estudio). El manejo de los combustibles se hará de manera práctica y segura, satisfaciendo las necesidades de abastecimiento del centro del país en estricto apego a la legislación aplicable. El Proyecto se localizará en el municipio de Huejotzingo, Puebla, en la parte central del Estado de Puebla (**Figura 1.1**).

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

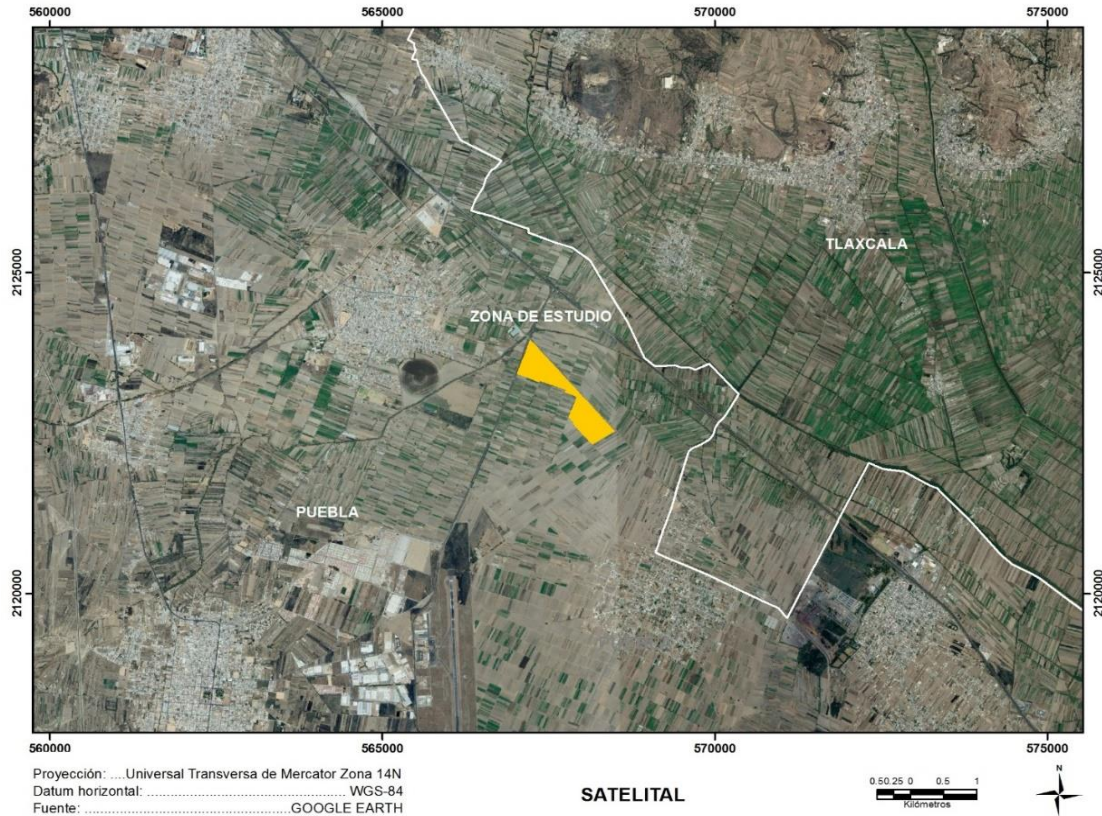


Figura 1.1 Terminal de Petrolíferos Puebla, Puebla.

La TPP está diseñada para una capacidad operativa por tanque que va desde los 33 Mb (Mil barriles) hasta los 99 Mb, dando un total de almacenamiento total de 795 Mb. Los combustibles a almacenar se indican a continuación:

- Gasolina (Premium y regular),
- Diésel,
- Turbosina (jet fuel),
- Aditivos oxigenantes (MTBE).

Los productos serán suministrados por terceros a la TPP, principalmente desde vagones de ferrocarril. Para cada producto se tendrá un cabezal general específico, así como medidor de transferencia de custodia para su posterior almacenamiento dentro de la Terminal.

Todas las obras y actividades que se llevarán a cabo para el Proyecto están en función de la infraestructura que conformará la TPP (**Figura 1.2**), la cual comprende edificios e instalaciones, enlistados en la **Tabla 1.1**:

Tabla 1.1.Edificios e instalaciones que conforma la TPP

Clave	Descripción
1 al 5	Bombas descarga de autotanques.
6	Paquete de filtración turbosina a carrotanque.
7 al 13	Sistema de medición
14	Tanque de almacenamiento de gasolina regular (M).
15	Tanque de almacenamiento de gasolina regular.
16	Tanque de almacenamiento de gasolina Premium (M)
17	Tanque de almacenamiento de gasolina Premium.
18	Tanque de almacenamiento de MTB
19	Tanque de almacenamiento de turbosina
20	Tanque de almacenamiento de diésel.
21	Tanque de almacenamiento de MTBE
22	Tanque de almacenamiento de gasolina Premium SWING.
23	Tanque de almacenamiento de gasolina regular SWING.
24	Tanque de almacenamiento de gasolina regular SWING.
25	Tanque de almacenamiento de agua contraincendio.
26	Equipo paquete de bomba contraincendio.
27	Bombas de carga a autotanques de gasolina regular y regular (M).
28	Bombas de carga a autotanques de gasolina Premium y Premium (M).
29	Bombas de carga a autotanque de MTB.
30	Bombas de carga a autotanque de turbosina.
31	Bombas de carga a autotanque de diésel
32	Paquete de filtración turbosina.
33	Bomba de retorno de prueba de diésel/turbosina/gasolinas.
34	Sistema de recuperación de vapores de autotanques.
35	Equipo de presión balanceada espuma
36 al 38	Tanques de almacenamiento de agua recuperada, aceite recuperado y de efluente aceitoso.
39	Tanque de almacenamiento de agua de servicios
40	Bomba del sistema de agua de servicios

Clave	Descripción
41	Paquetes de aire de instrumentos y de planta (cobertizo de compresores)
42	Paquete hidroneumático
43	Tanques para dosificación de aditivos.
44	Acometida – Subestación eléctrica
45	Generador de respaldo.
46	Cuarto eléctrico.
47	Bodega de materiales.
48	Taller de mantenimiento.
49	Almacén de residuos peligrosos.
50	Almacén de materiales peligrosos.
51	Casetas de vigilancia (3).
52	Oficina administrativa.
53	Estacionamiento.
54	Área de espera para autotanques.
55	Área de carga de autotanques.
56	Patio de maniobras de autotanques.
57	Área de carga carro tanques.
58	Equipo paquete bomba jokey
59	Laboratorio de prueba de muestras (hold)
60	Vialidades internas.
61	Rack de Tuberías.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

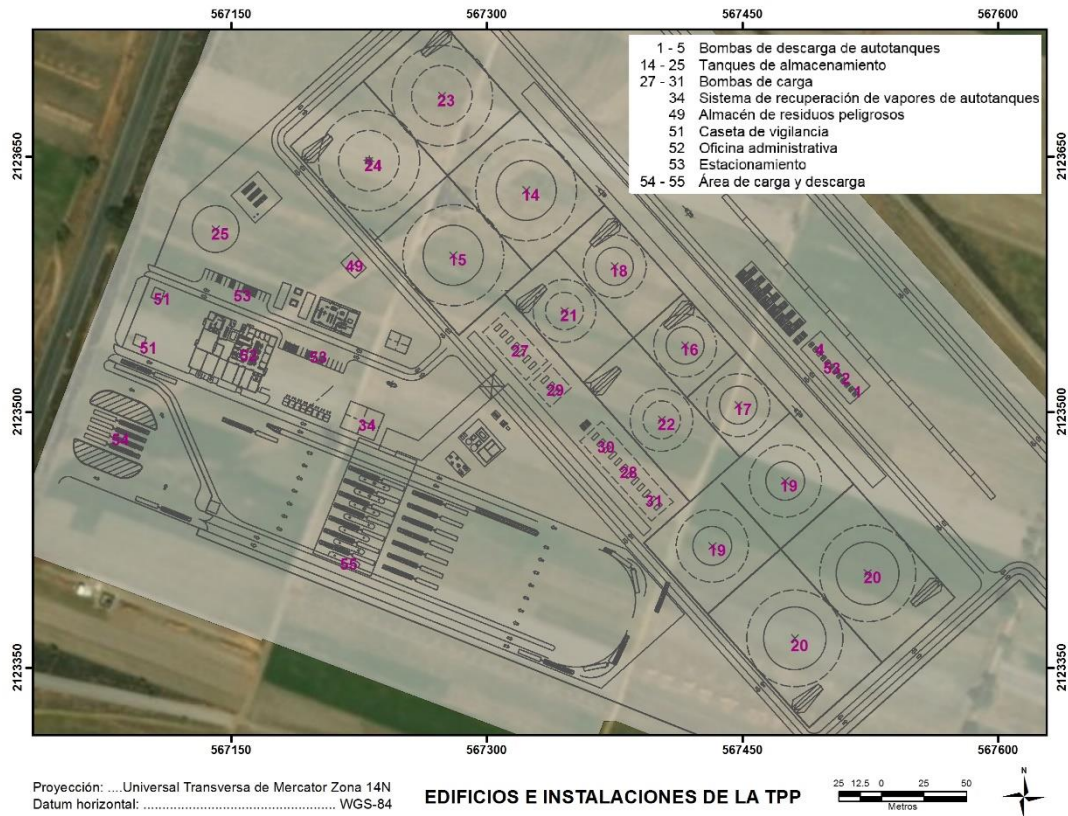


Figura 1.2. Plano de infraestructura de la TPP.

La TPP está conformada por un único polígono mostrado en la Figura 1.1, y los vértices (coordenadas extremas) de dicho polígono se presenta en la **Tabla 1.2** y **Figura 1.3**.

Tabla 1.2. Coordenadas extremas UTM del polígono de la TPP (Zona 14).

V	X	Y
1	568,155.56	2,122,322.28
2	568,495.68	2,122,529.89
3	567,223.11	2,123,957.62
4	567,018.69	2,123,421.36
5	567,920.43	2,123,067.93
321,649.655 m ²		

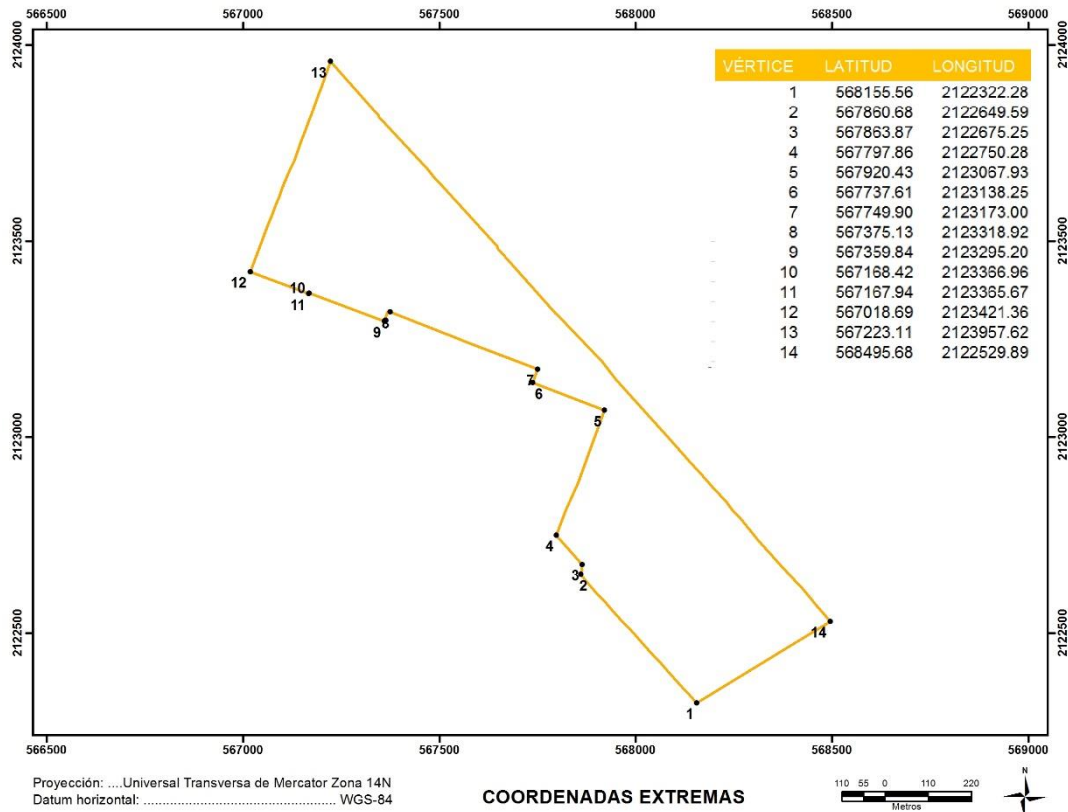


Figura 1.3. Plano de coordenadas extremas de la TPP.

Bases de Diseño del Proyecto.

Es importante hacer énfasis que se cumplirá con los requerimientos de la normatividad aplicable, específicamente lo solicitado en la NOM-EM-003-ASEA-2016 Especificaciones y Criterios Técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones Terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo, así como de los gobiernos locales; específicamente para el trámite de permisos, Manifiesto de Impacto Ambiental, etc., de manera adicional a lo indicado anteriormente, como parte del diseño de estructuras metálicas, se tiene considerado lo siguiente:

Las obras asociadas al proyecto, destacan los servicios auxiliares.

Servicios Auxiliares

Dentro de los servicios auxiliares se tendrán los siguientes:

Sistema contra Incendio

✓ Extintores

Como primer medio de combate a un conato de fuego se dispondrá de extintores portátiles. El tipo de extintores deberá ser del tipo presión contenida de polvo químico seco para la extinción de fuegos tipo A, B y C. Las áreas que estarán protegidas por este tipo de extintores son: áreas de proceso, caseta de vigilancia, área de llenaderas y área de almacenamiento.

Las áreas donde se tengan riesgos eléctricos o se requiera proteger equipos y componentes electrónicos deberán ser protegidas con extintores portátiles a base de CO₂. Los extintores portátiles deberán cumplir con las normas NOM-100-STPS-1994, NOM-102-STPS-1994 y NOM-104-STPS-2001 y NFPA-10.

✓ Agua contra incendios

El agua requerida para la red contra incendio es suministrada por la red municipal de agua y será nivel enviada al tanque contra incendio por una bomba para este fin, la cual debe arrancarse de manera manual desde el panel local cuando alarme por bajo nivel, y parará de manera automática mediante el transmisor de nivel del tanque de agua contra incendio al llegar a su normal de operación.

El tanque de agua contra incendios, deberá tener capacidad para atender el evento de mayor demanda (escenario crítico de la instalación), durante 2 horas ininterrumpidas, considerando su reposición en menos de 8 horas; de no poder darse esta reposición, se debe considerar la capacidad del tanque de agua para la atención durante 4 horas ininterrumpidas.

El sistema de bombeo para servicio contra incendios, proporcionará el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el riesgo mayor estimado en el centro de trabajo. Las bombas principales del sistema contra incendio se instalarán en un cobertizo localizado convenientemente alejado de los equipos de procesos, su ubicación deberá ser estratégica, para que no sean susceptibles de sufrir daños durante incendios o emergencias.

El cobertizo del sistema de bombeo será construido con materiales no combustibles, con los espacios necesarios para facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos, considerando la iluminación adecuada a los requerimientos de la NOM-025-STPS-2008. Además, tendrá un sistema de iluminación de emergencia.

El equipo de bombeo del sistema contra incendio y sus accesorios, cumplirá con los requerimientos de diseño y fabricación de NFPA 20 y serán para servicio específico de

protección contra incendio con certificación UL. Las bombas principales contra incendio deberán ser tipo paquete y estarán impulsadas por motor de combustión interna, (la cantidad de bombas y la definición final del tipo de motor de las mismas será establecida en la fase de ingeniería de detalle). El diámetro de la tubería de succión y descarga debe estar diseñado para garantizar el suministro del caudal y presión requeridos para la atención del escenario de riesgo mayor.

La presión de descarga de estas bombas deberá asegurar el suministro de agua en el punto más lejano del sistema, así mismo se contará con una bomba de reserva también impulsada por motor de combustión interna con características similares de presión de descarga y de flujo a las bombas principales.

La red contra incendio debe ser diseñada para operar con una presión mínima de 7 kg/cm² (100 psi), la cual se debe mantener en el punto hidráulicamente más desfavorable.

Con la finalidad de mantener presurizada la Red Contra incendios se deberán disponer de 2 bombas *jockey* una principal y otra de reserva; lo anterior para tener la flexibilidad ante una operación de mantenimiento. Estas bombas deberán ser tipo paquete.

El paquete de bombas contra incendios deberá incluir:

- Medidor de flujo, el cual deberá ser instalado en el cabezal de pruebas, y deberá tener la capacidad para realizar las pruebas de flujo requeridas por NFPA 20 a cada una de las bombas contra incendio.
- Válvula de alivio de presión, se deberá incluir en paquete de bombas contra incendio válvula de alivio de presión lista o aprobada por UL o equivalente, del tipo resorte o diafragma por medio de piloto, la válvula deberá de estar dimensionada de acuerdo a la capacidad de flujo de la bomba, de acuerdo con NFPA 20.

✓ Hidrantes

Los hidrantes monitores deberán estar instalados como medio manual de mitigación de un fuego, la distancia entre ellos no deberá ser mayor de 30 a 50 m. Todas las áreas de proceso (bombas, sistemas de medición, etc.), áreas de autotanques y carrotanques o de almacenamiento estarán bajo la cobertura de los hidrantes y monitores, los cuales estarán localizados a una distancia del equipo a proteger que esté de acuerdo a lo establecido en NFPA 24.

✓ **Aspersores para enfriamiento**

Se dispondrán de sistemas de tipo diluvio, los cuales proporcionarán el enfriamiento necesario al equipo ante la contingencia de un incendio en las zonas tanques, bombas, medición y carga/descarga de productos.

Los sistemas de tipo diluvio tendrán tres diferentes formas de actuación: “automática”, “manual / local” y “manual / remota”. Los componentes principales del sistema son: válvula de diluvio, filtro, interruptores de presión, boquillas de aspersión, estaciones manuales de accionamiento, válvulas de compuerta y válvulas de apertura rápida. Las localizaciones de las válvulas automáticas considerarán los vientos dominantes.

✓ **Sistemas de extinción de incendios por espuma.**

La generación de espuma se realiza a través de la mezcla de agua, espumógeno y aire, que podrá tener diferentes valores de expansión, siendo la expansión la relación entre el valor inicial del volumen de agua/espumógeno y el volumen final de espuma.

Inicialmente el agua que proviene de la fuente de suministro se mezcla con el espumógeno en la proporción diseñada en un equipo dosificador o proporcionador. Posteriormente la mezcla es dirigida al generador de espuma, el cual incrementa su volumen mediante aportación de aire, generando la espuma. La activación de los sistemas de extinción de incendios de espuma es provocada por un sistema de detección automático de incendios (Sistema de Gas y Fuego). Dado que la espuma es más ligera que la solución acuosa de la que se forma, y más ligera que los líquidos inflamables o combustible, flota sobre éstos, produciendo una capa continua de material acuoso que desplaza el aire, produciendo un doble efecto de enfriar y evitar el contacto con el aire. Además, evita la emanación de vapores combustibles previniendo la reiniciación del fuego. También tiene la característica de adherirse a las superficies que cubre, protegiéndolas de fuegos adyacentes. Se contará con sistemas de extinción de fuego por espuma en los tanques de almacenamiento principalmente.

Agua de servicios

El agua de servicios se suministrará por medio de pipas hacia un tanque de almacenamiento con hidroneumático para este fin que contará con un sistema hidroneumático para este fin de presurización y distribución. Los requerimientos de agua de servicio se determinarán durante el desarrollo de ingeniería de detalle.

Suministro eléctrico

La TPP se conectará a la red de energía eléctrica local mediante acometida eléctrica con derivación de línea, posteo, medidor, cableado armado y transformador a un punto de

conexión en la subestación eléctrica, la cual suministrará una tensión de 13,200 volts de energía, conforme las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad CFE, debido a que ya existe servicio de energía al borde del predio del proyecto sobre la carretera federal contigua al predio de la TPP

El edificio eléctrico se construirá con estructura metálica y con envolvente para el cual se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks huecos de concreto.

Las instalaciones eléctricas, de instrumentación y control asociadas a la TPP, cumplirán con lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012, incluyendo cableado, cajas de conexión, tubería *conduit*, charolas y canalizaciones, luminarias, centros de carga, tableros de transferencia, transformadores y demás equipos.

Donde su localización lo requiera, se deberá cumplir con los criterios de clasificación de áreas. Los materiales y equipos instalados serán a prueba de explosión y fuego.

En caso de una falla en el suministro de energía, ésta se suplirá por medio de un sistema de generación de respaldo a diésel, para mantener la continuidad operacional de las instalaciones. El generador suministrará energía para operar los equipos principales de la Terminal.

Se contará además con un sistema de energía interrumpible (UPS) con respaldo de 8 horas de los servicios críticos.

Sistema de recuperación de vapores

Constará de accesorios y dispositivos para la recuperación y control de las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos a los auto-tanques.

Este Sistema usará la tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

El Sistema de recuperación de vapores deberá ser automatizado, de tal manera que inicie, opere y pare automáticamente, de acuerdo al incremento de presión en el sistema de tubería de recuperación de vapores de la carga de Auto-tanques.

Paquete de aire para instrumentos y servicios

El aire se obtiene del ambiente mediante un sistema paquete de dos compresores de aire (uno en operación y el otro de relevo) tipo tornillo rotatorio libre de aceite, que proporcionan los flujos requeridos para la instalación. El sistema de control monitorea el desempeño del compresor y controla su operación. En la succión de los compresores se

encontrará un interruptor por alta y baja caída de presión. Las botoneras de los compresores se encontrarán en el panel de control, y enviarán señal al Sistema Integral de Monitoreo y Control de Operación de Terminales, que activa la alarma en caso de falla común.

El aire a la descarga de los compresores, pasará a los filtros de aire, para después ser almacenado en el tanque pulmón de aire de planta, donde se contará con un transmisor indicador de presión y alarmas por alta y baja presión. El tanque pulmón tendrá una válvula de seguridad PSV con relevo hacia la atmósfera.

El aire del tanque acumulador podrá ser usado para lo siguiente:

Aire para servicios

Utilizado para cubrir los servicios de limpieza y mantenimiento de equipo en las diferentes áreas de la Terminal.

Aire para instrumentos

Una línea de aire proveniente del tanque pulmón de aire de planta, pasará a los paquetes de las secadoras de aire (uno en operación y el otro de relevo). Cada paquete contará con dos secadoras que alternan la operación mediante las válvulas de solenoide de entrada, mientras la otra se encuentra en la etapa de regeneración del desecante; un prefiltro; dos válvulas de relevo instaladas una en cada secadora y con desfogue atmosférico; y dos filtros, uno a la salida del aire hacia el proceso y el otro en la línea de purga. La corriente de salida pasará a un tanque pulmón de aire de instrumentos. El tanque de aire de instrumentos contará con instrumentación similar al primer tanque acumulador. El aire comprimido de instrumentos se distribuirá a las áreas de tanques de almacenamiento, área de bombas de carga y descarga, área de bombas contra incendio, llenaderas, patín de medición, y válvulas, según sea requerido.

Construcción de sistema de tratamiento de drenaje aceitoso.

El sistema de tratamiento de drenaje aceitoso se hará mediante una fosa de recolección para separación por gravedad (fosa API), seguido de un separador del tipo placas corrugadas (fosa CPI) donde se efectuará una remoción de aceite con alta eficiencia. En estos procesos, las aguas aceitosas deberán pasar por las siguientes secciones:

Desbaste, desarenado y Separación por gravedad.

Tiene el objeto de remover los sólidos suspendidos y material flotante que pueden dañar a diversos equipos del sistema de tratamiento, tales como: bombas, internos de equipos, etc., o bien para evitar que las tuberías se obstruyan. Asimismo, tiene el objeto de eliminar

las partículas sólidas discretas que puedan separarse del agua por acción de la gravedad. Esta sección deberá contar con facilidades para su limpieza y mantenimiento

Posteriormente mediante un tiempo de residencia del agua aceitosa, en un contenedor o cisterna (fosa API) se podrá hacer la separación, por diferencia de densidades entre la fase aceitosa y agua.

Sección oleofílica-coalescente (fosa CPI).

En esta sección deberá llevarse a cabo una separación de partículas finas, las cuales forman en la interfaz una capa de separación por gravedad de tiempo muy largo, y son separadas con la ayuda de internos tipo empaque (placas corrugadas) en el sistema de tratamiento paquete de separación oleofílica-coalescente.

Tanques de recuperación de Agua Aceitosa y Aceite recuperado:

El agua aceitosa y el aceite recuperado en las etapas anteriores, serán enviadas a tanques cerrados independientes., uno para captar el agua aceitosa y el otro para recibir el aceite recuperado, con el propósito de concentrarse y enviarse a disposición final por un tercero acreditado. Las capacidades de estos equipos serán confirmadas durante el proceso de ingeniería de detalle.

Sistema Integral de Monitoreo, Control y Operación de Terminales (SIMCOT)

La función del SIMCOT es la integración y enlace del control de los procesos, los cuales contarán con control local autónomo. El SIMCOT se encargará de la integración y enlace entre los procesos a través de sus controles locales e instrumentación de campo, diagnosticará e imprimirá reportes de operación y de alarmas, así como de guardar registros tanto de operación como de transacciones de ventas de la nueva terminal de almacenamiento.

El SIMCOT deberá cumplir con las normas aplicables en la industria. El sistema utilizará la tecnología más moderna probada.

Sistema de voz y datos

El sistema de voz y datos tendrá la infraestructura necesaria de equipos de red para brindar los servicios de IP Voice. El sistema debe estar integrado y ser compatible con LAN y WAN, para la transferencia de información administrativa local y remota, para la intranet e Internet, para las áreas que lo requieren en la Terminal.

El propósito del sistema de voz es comunicar a una o más personas, a través de telefonía IP para comunicación interna y externa, para proporcionar comunicación entre la sala de control y los operadores de campo en las diversas áreas de la planta.

Para distribuir los servicios de voz y datos en los diferentes edificios: entrada / salida, oficinas, sala de control y almacén general, se debe usar cableado horizontal, que se extenderá desde los enchufes de telecomunicaciones con dos enchufes / conector de telecomunicaciones, ubicados en las diversas áreas de edificios que usan cable UTP Categoría 6 a los paneles de conexión ubicados dentro de los gabinetes de telecomunicaciones.

Para mayor confiabilidad, el cableado horizontal será punto a punto entre el panel de conexiones y la toma de telecomunicaciones conforme a TIA 568-B.1-2000 y ITU-T G.613 y en ningún caso se aceptarán uniones intermedias.

Todos los cables UTP de 4 pares del cableado horizontal deben terminarse en los conectores RJ-45 en las salidas de las salidas de telecomunicaciones.

CCTV.

El Sistema de Televisión de Circuito Cerrado (CCTV) estará compuesto por cámaras IP color de alta resolución, que enviarán imágenes y recibirán control de movimiento desde el centro de control a las diversas áreas de la Terminal tanto en el exterior como en los edificios.

El Sistema de Televisión de Circuito Cerrado (CCTV) tendrá los siguientes objetivos:

- Apoyo al personal operativo para verificar que las operaciones se lleven a cabo de acuerdo con los estándares y procedimientos establecidos.
- Apoyo al personal operativo en la investigación de incidentes operacionales ocurridos en las áreas de cobertura del sistema, mediante el análisis de eventos grabados.
- Apoyar al personal operativo y de supervisión en la supervisión de áreas críticas, a fin de detectar de manera oportuna la presencia de personas (empleados o visitantes) que no tienen un trabajo específico para realizar allí.
- Monitoreo del equipo de proceso, área de entrada / salida y todo el perímetro de la terminal, para apoyar la investigación de incidentes operacionales ocurridos en el área de cobertura, así como para ayudar en la toma de decisiones durante un evento o contingencia.

Se requerirá la ubicación y el número de cámaras para evitar puntos ciegos dentro de las áreas operacionales y el perímetro de las terminales.

La fabricación y el diseño de dispositivos de CCTV deben cumplir o superar los requisitos de IEC801-3 sobre la protección contra la interferencia de radiofrecuencia generada por señales en el rango de frecuencias de 30 KHz a 1000 MHz con una intensidad de campo de 10 v / m.

El CCTV debe funcionar satisfactoriamente junto con cualquier otro equipo eléctrico o electrónico que se encuentre cerca sin ser afectado por campos electromagnéticos. El equipo no debe perturbar su funcionamiento por interferencia electromagnética conducida e irradiada.

También se requiere que el CCTV no sea en sí mismo una fuente de interferencia que pueda afectar el funcionamiento de otros equipos, cumpliendo con la norma IEC 801-3.

I.1.1 Proyecto Civil.

La Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP), tiene una superficie total del predio de aproximadamente 321,649.655 m². En la **Tabla 1.3** se presenta el desglose de la superficie total del predio donde será construida la TPP.

Tabla 1.3 .Superficies del Proyecto.

Superficies	m²	ha	Porcentaje dentro del predio
Total del predio del Proyecto	321,649.655	32.164955	100
Obras permanentes	190,249.21	19.024921	59.1

Las superficies de las obras permanentes que conforman la TPP se muestran en la **Tabla 1.4**.

Tabla 1.4 .Superficies de los edificios e- instalaciones

Descripción	Superficies (m ²)	Superficies (ha)
Bombas descarga de autotanques.	682.8	0.06828
Paquete de filtración turbosina a carrotanque.	30.34	0.003034
Sistema de medición	615.15	0.061515
Tanque de almacenamiento de gasolina regular (M*).	4,293.96	0.429396
Tanque de almacenamiento de gasolina regular.	4,218	0.4218
Tanque de almacenamiento de gasolina Premium (M*)	1,819.97	0.181997
Tanque de almacenamiento de gasolina Premium.	1,819.79	0.181979
Tanque de almacenamiento de MTB	2,703.37	0.270337
Tanque de almacenamiento de turbosina	6,366.51	0.636651
Tanque de almacenamiento de diésel.	10,172.7	1.01727
Tanque de almacenamiento de MTBE	2,691.67	0.269167
Tanque de almacenamiento de gasolina Premium SWING.	3,651.67	0.365167
Tanque de almacenamiento de gasolina regular SWING.	4,296.96	0.429696
Tanque de almacenamiento de gasolina regular SWING.	4,252.2	0.42522
Tanque de almacenamiento de agua contraincendio.	698.96	0.069896
Equipo paquete de bomba contraincendio.	450.88	0.045088
Bombas de carga a autotanques de gasolina regular y regular (M).	648.63	0.064863
Bombas de carga a autotanques de gasolina Premium y Premium (M).	426.73	0.042673
Bombas de carga a autotanque de MTB.	307.24	0.030724
Bombas de carga a autotanque de turbosina.	281.64	0.028164
Bombas de carga a autotanque de diésel	366.99	0.036699
Paquete de filtración turbosina.	21.14	0.002114
Bomba de retorno de prueba de diésel/turbosina/gasolinas.	4.5	0.00045
Sistema de recuperación de vapores de autotanques.	355.76	0.035576
Equipo de presión balanceada espuma	75.48	0.007548
Tanques de almacenamiento de agua recuperada, aceite recuperado y de efluente aceitoso.	378.67	0.037867
Tanque de almacenamiento de agua de servicios	9	0.0009

Descripción	Superficies (m²)	Superficies (ha)
Bomba del sistema de agua de servicios	2.6	0.00026
Paquetes de aire de instrumentos y de planta (cobertizo de compresores)	95.32	0.009532
Paquete hidroneumático	16.09	0.001609
Tanques para dosificación de aditivos.	225.01	0.022501
Acometida – Subestación eléctrica	272.19	0.027219
Generador de respaldo.	316.9	0.03169
Cuarto eléctrico.	127.87	0.012787
Bodega de materiales.	93.06	0.009306
Taller de mantenimiento.	90.63	0.009063
Almacén de residuos peligrosos.	55.66	0.005566
Almacén de materiales peligrosos.	55.66	0.005566
Casetas de vigilancia (3).	116.82	0.011682
Oficina administrativa.	1,355.65	0.135565
Estacionamiento.	849.81	0.084981
Área de espera para autotanques.	1,835.42	0.183542
Área de carga de autotanques.	2,617.14	0.261714
Patio de maniobras de autotanques.	22,831.73	2.283173
Área de carga carrotanques.	69,339.28	6.933928
Equipo paquete bomba jokey	5	0.0005
Laboratorio de prueba de muestras (hold)	128.07	0.012807
Vialidades internas.	33,190.34	3.319034
Rack de Tuberías.	4,988.25	0.498825
TOTAL	190,249.21	19.024921

M*: México.

Bases de Diseño Arquitectura.

Objetivo.

Establecer mediante estas bases de diseño, los parámetros y criterios del proyecto arquitectónico, así como el alcance de los trabajos que se deben considerar para el desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto “Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP)”; estableciendo los requisitos mínimos necesarios y planteando la normatividad que deberán cumplir los materiales empleados para la construcción de los edificios y sus instalaciones, así como los lineamientos referentes a los parámetros de diseño empleados.

El propósito también es desarrollar un diseño seguro, estandarizado y rentable, implementando las mejores prácticas y experiencia de la ingeniería, que deben satisfacer las necesidades del usuario final y del cliente; así como requisitos, normas internacionales y códigos locales.

Dentro del alcance de la Disciplina de Arquitectura se debe cumplir con los requerimientos necesarios tales, como criterios funcionales, dimensiones, tipos de materiales, estructura y servicios que aplican para el desarrollo de la Ingeniería de Detalle y la construcción de los edificios que darán servicio a la Terminal de Petrolíferos Puebla.

El diseño de los edificios, los planos de detalle, la selección y aplicación de los acabados aquí mencionados están de acuerdo con las normatividades aplicables.

Alcance del Proyecto Arquitectónico.

Dentro del alcance de la Disciplina de Arquitectura se deben cumplir con los requerimientos necesarios tales, como criterios funcionales, dimensiones, tipos de materiales, estructura y servicios que aplican para el desarrollo de la Ingeniería de Detalle y la construcción de los edificios que darán servicio a la Terminal.

El diseño de los edificios, los planos de detalle, la selección y aplicación de los acabados aquí mencionados están de acuerdo con las normatividades aplicables.

En consecuencia, el Proveedor y el Contratista deberán ser los únicos responsables de que se cumplan estas especificaciones, criterios, normas y estándares, hasta el momento de la entrega del edificio.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP)

La Terminal, contará con los siguientes edificios; a continuación, sus características generales:

- ✓ **Caseta de acceso**, considerando área para sanitario, área de atención a visitantes y monitoreo general de los sistemas de seguridad del sitio. Se considerarán elementos constructivos a base de mampostería y concreto.
- ✓ **Oficina administrativa**, en un solo nivel donde albergara oficinas, monitoreo, dormitorios y cocina. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Edificio Eléctrico**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Bodega de materiales**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Edificios Casa de bombas**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Almacén de residuos peligrosos**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Taller de mantenimiento**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Cobertizo de compresores**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica.
- ✓ **Cobertizo de bomba sistema de agua contra incendios**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica.
- ✓ **Edificio de sistema de recuperación de vapores**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.
- ✓ **Edificio de planta de tratamiento de aguas**. El edificio se estructurará principalmente a base de Estructura metálica y con envolvente, se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks hueco de concreto.

La especificación, ubicación y determinación de número de salidas de emergencia en la barda perimetral se realizará de acuerdo con los estándares y reglamentos de construcción relativos a la disposición y ubicación de salidas de emergencia y de acuerdo con las dimensiones de los terrenos; especificando al menos una salida de emergencia próxima al edificio de control para en caso de una eventual situación de peligro, el desalojo de manera pronta y segura.

Criterios de Diseño.

Los edificios estarán de acuerdo a las normatividades vigentes aplicables como Normas, estándares y reglamentos, respondiendo a las necesidades arquitectónicas de uso del espacio y funcionamiento, tomando en consideración los factores físicos como vientos dominantes y vientos reinantes, sismo, radiación solar, humedad, precipitación pluvial, temperatura, condiciones del terreno, nivel freático y materiales existentes en la región, así como los resultados de los estudios de mecánica de suelos y topografía.

Los espacios considerados en cada área de los edificios serán adecuados para permitir las maniobras de instalación, mantenimiento y resguardo de mobiliario y equipo, así mismo se cumplirá con la normatividad en materia de seguridad y protección ambiental.

El diseño de los accesos permitirá al personal técnico operativo ingresar al edificio y realizar los trabajos y operación en los equipos ubicados al interior para el óptimo funcionamiento de las nuevas instalaciones.

Para la selección de los materiales y sistemas en el interior y exterior de los edificios, se deberá tomar en cuenta las características de los mismos como texturas y geometrías, a fin de evitar la utilización de sistemas que propicien la proliferación de fauna nociva como insectos, animales pequeños o aves en el exterior del edificio y sus componentes constructivos, así como la acumulación /saturación de humedad, polvo y contaminantes al interior de los edificios; éstos materiales y sistemas serán acordes con las características de uso, espacio y funcionamiento indicadas para los edificios e instalaciones.

Todos los materiales propuestos en el diseño y que se utilicen en la construcción de los edificios deberán ser nuevos, de primera calidad, de bajo costo de mantenimiento preferentemente, con resistencia a la intemperie y se utilizarán los materiales propios de la región a fin de abatir costos, aprovechando los recursos naturales y las nuevas tecnologías para lograr diseños arquitectónicos sustentables.

Los muros tanto interiores como perimetrales en los edificios se deben desplantar sobre elementos de concreto armado como dalas, así mismo se deberá aplicar sellador previo a la aplicación del acabado final (pintura), se debe considerar una banquetta en el perímetro del edificio con pendiente hacia el exterior además del acceso a través de rampas o escalinatas para acceso al edificio.

Para los sistemas de concreto donde se consideren columnas de concreto armado en la estructura principal, estas columnas deben tener un acabado aparente considerado y logrado desde el momento de efectuar los trabajos de cimbra de los elementos estructurales.

Para el caso de muros y cubiertas prefabricadas, serán a base de paneles aislantes compuestos con núcleo de poliestireno y 2 láminas de acero galvanizado acabado pre-pintado, estos paneles se apoyarán y sujetarán a la estructura principal a base de perfiles metálicos estructurales.

En todos los casos donde las puertas sean metálicas, el calibre de las láminas debe ser acorde a las necesidades a cubrir como máximo calibre 20 en sus componentes como láminas y calibre 18 en los perfiles estructurales de marcos y bastidor de puertas.

El abatimiento de las puertas que se encuentren en los muros de fachada de los edificios se debe considerar hacia el exterior de manera prioritaria.

Todas las puertas deben contar con cerraduras y accesorios en aleación metálica compatible (ANSI A 115) con el acero especificado para la construcción de las puertas peatonales.

Para las puertas que den acceso al cuarto de baterías eléctricas se deberá considerar además un sistema de ventilación en su parte inferior a través de rejillas tipo louver, en perfiles de metal galvanizado compatible con el resto del sistema de puerta.

Donde se requieran puertas resistentes a explosión, deben ser manufacturadas de línea a base de perfiles estructurales de acero tipo tambor, con empaque interno de lana mineral y paños exteriores ciegos de lámina de acero liso de diferentes calibres, se debe considerar marco perimetral de lámina de acero tipo angular para ser embutido en el muro, y contar con barra de pánico, cierra puerta y chapa con llave en el exterior, estas puertas deberán contar con placa de certificación UL. Se colocarán tapajuntas y goteros a base de Lámina Pintor calibre 22, para evitar filtraciones dentro de la misma en el remate sobre los muros en caso de ser elementos prefabricados como paneles aislantes metálicos y/o láminas galvanizadas.

Para salidas de emergencia en donde se requieran, se colocarán puertas abatibles de acero rolado en frío Cal.18 con núcleo tipo Honeycomb sin ningún tipo de mirilla, cierra puertas hidráulico y Barra de Pánico; contando además con placa de refuerzo en la parte inferior en acero galvanizado para protección contra golpes.

Las ventanas para las áreas de oficinas, sala de juntas, cocineta y sanitarios en el edificio de control se construirán a base de perfiles de aluminio natural acabado anodizado, con cristal templado claro de 6 mm de espesor. La función en el área de sanitarios de las ventanas considerará diseño tipo corredizo para ventilación natural, así como en la cocineta. Para el área de oficinas y sala de juntas serán del tipo fijo.

La caseta de acceso y vigilancia se especificarán ventanas en perfiles de aluminio natural acabado anodizado con cristal claro templado de 6 mm de espesor, siendo un sistema

compuesto por un fijo en la parte superior y en la parte inferior dividir los paneles en uno fijo y corredizo a fin de permitir comunicación hacia el exterior directo sobre la barra de atención.

Reglamentos y Normas.

Para este proyecto se considerarán los reglamentos y normas para materiales y sistemas constructivos que cumplan con los requerimientos necesarios para un óptimo desempeño; también se deberán tomar en cuenta reglamentos de construcción vigentes locales o estatales, así como normas técnicas complementarias para el desarrollo de la ingeniería de detalle y diseño arquitectónico.

Los reglamentos y normas deberán ser consultados en su más reciente edición que corresponda.

A continuación, de manera enunciativa más no limitativa, se indican reglamentos y normas para el soporte del diseño Arquitectónico (**Tabla 1.5**):

Tabla 1.5.Reglamentos y normas.

Norma Oficial Mexicana	Nombre
NMX-C-013-1978	Paneles de yeso
NMX-C-285-1982	Industria de la construcción
NMX-C-021-ONNCCE-2010	Cemento para albañilería
NMX-C-036-ONNCCE-2013	Bloques, tabiques o ladrillos
NMX-C-038-ONNCCE-2013	Dimensiones de bloques, tabiques o ladrillos
NMX-C-420-ONNCCE-2003	Mezclas adhesivas para colocación de recubrimientos
NMX-C-422-ONNCCE-2002	Losetas cerámicas esmaltadas y sin esmaltar
NMX-C-423-ONNCCE-2003	Pinturas
N.T.C.	Normas técnicas complementarias
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo, condiciones de seguridad
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-003-SEGOB-2011	Señales y avisos para protección civil
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural

Norma Oficial Mexicana	Nombre
NOM-EM-003-ASEA-2016	Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.

Fuente: IEnova Infraestructura Energética Documento No. ES0117-AR-000-BD-001. BASES DE DISEÑO ARQUITECTURA Rev. A del 7 de julio de 2017.

I.1.2 Proyecto Mecánico.

Obras para tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento de combustibles serán ubicados en tres zonas de contención, clasificando gasolinas, diésel y turbosina (jet fuel) en diferentes zonas de contención.

La cimentación para los tanques de almacenamiento se realizará en su totalidad con concreto armado con un $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ como mínimo, varilla de $\frac{1}{2}"$, $\frac{3}{4}"$ y $1"$, con base en los resultados del cálculo estructural. La cimentación será circular y debe contar con una pendiente del 1% partiendo desde el centro hasta los extremos en todas direcciones. El espesor de la cimentación será determinado por medio de un análisis estructural.

Los diques de contención serán contruidos con concreto reforzado cumpliendo con los requerimientos de la NOM-EM-003-ASEA-2016.

Tanques de almacenamiento.

El área de almacenamiento se ubicará tratando de minimizar la distancia entre el área de carga / descarga y los tanques, y de acuerdo con las distancias definidas en NOM-EM-003-ASEA-2016. En el mismo orden, se definen los diques compartidos para las áreas de tanques con el fin de alcanzar los requisitos de contención.

Los tanques de almacenamiento serán contruidos de acuerdo con los requisitos de la NOM-EM- 003-ASEA-2016 y la última edición de API 650.

Todos los tanques de almacenamiento serán techo geodésico fijo para Gasolinas y otros hidrocarburos (es decir, MTBE) estarán provistos de membrana interna.

Todos los tanques de almacenamiento deben tener protección interna y externa para el recubrimiento de pintura

Especificaciones de tanques de almacenamiento.

Los aceros que se recomienda utilizar son los siguientes:

- Para estructuras del tanque: ASTM A 36/A 36M; A 131/A 131M o equivalente.
- Para el cuerpo del tanque y placas de refuerzo: A-283 Grado C o equivalente.
- Para escaleras y barandales: ASTM A 36/A 36M

Las soldaduras de las placas que forman el tanque deberán efectuarse con un 100% de penetración y deberán ser inspeccionadas en cumplimiento con lo solicitado en el API 650.

El diseño debe cumplir con lo indicado en el Manual de Obras Civiles de CFE en su última edición tanto para Diseño por Sismo como Diseño por Sismo.

Diseño por Sismo:

El diseño por sismo debe efectuar conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.3.

Diseño por Viento:

El diseño por viento debe efectuarse conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.4. Adicionalmente se debe considerar como base lo siguiente:

- Clasificación de estructura según su importancia: Grupo "A".
- Equipo localizado a la intemperie.
- Distancia desde la base del equipo hasta el piso: 1 m.
- Resistencia del concreto a 28 días: 350 kg/cm².
- Carga viva en plataformas: 122 kg/m².
- No debe coincidir el periodo natural de vibración del equipo con el del terreno. (para evitar el fenómeno de resonancia).

Los datos indicados anteriormente pueden variar una vez realizada un análisis detallado. De manera adicional, el fabricante debe cumplir los siguientes requerimientos:
Proporcionar calibración volumétrica.

Todos los accesorios soldados al equipo, deben de ser del mismo material de la parte donde se localice.

El fabricante del equipo debe suministrar los accesorios a continuación descritos conforme a sus estándares; cumpliendo siempre, como mínimo lo siguiente:

- Placa de nombre.
- Orejas para conexión a tierra.
- Soportes para tubos distribuidores (no soldados al fondo).
- Acabado en superficie bajo empaque de boquillas: 125 Ra.
- Escalera helicoidal, plataforma y barandales.

Será responsabilidad del fabricante, el diseño y suministro de las placas de refuerzo, para las boquillas, bajo los requerimientos del API-650.

El tanque deberá contar con entrada hombre, la tapa deberá ser de peso liviano para evitar lesiones al operario y su diámetro máximo debe ser 42”.

Recuperación de vapores: La boquilla de recuperación de vapores será hermética aun cuando se conecta con el codo de retorno de vapores hacia el autotanque durante la operación de descarga del producto, lo cual se conoce como fase I de recuperación de vapores y lo llevarán instalado todos los tanques de almacenamiento superficiales.

Consiste en un conjunto de accesorios, tuberías, mangueras y conexiones especialmente diseñados para recuperar los vapores de hidrocarburos producidos en la operación de transferencia de gasolinas del tanque de almacenamiento al autotanque. Contempla la fase I.

Venteo normal: Los venteos normales de los tanques de almacenamiento deberán instalarse de acuerdo con los siguientes criterios: En hidrocarburos líquidos con temperatura de inflamación mayor a 60 °C (combustible diésel) se deben utilizar boquillas para venteos con arrestador de flama o válvula de venteo. Los hidrocarburos líquidos con temperatura de inflamación menor a 60 °C (gasolinas) deberán contar con válvulas de presión/vacío.

Por ningún motivo deberá quedar oculta o bloqueada la sección superficial de los venteos de tanques de almacenamiento.

Accesorios

Los tanques contarán con los accesorios que se indican a continuación, cumpliendo con las instrucciones del fabricante (**Tabla 1.6**).

Tabla 1.6 Accesorios para tanques de almacenamiento.

No.	Accesorios	Tipo de tanque	
		Subterráneo o superficial confinado	Superficial no confinado
1	Válvula de sobrellenado	X	X
2	Bomba sumergible o de succión directa desde el dispensario (*)	X	X
3	Control de inventarios	X	X
4	Detección electrónica de fugas en espacio anular	X	X
5	Dispositivo para la purga	X	
6	Recuperación de vapores	X	X
7	Entrada hombre	X	X
8	Venteo normal	X	X
9	Venteo de emergencia		X
10	Venteo de emergencia en tanque secundario		X
	(*) La bomba de la succión directa solo aplica a tanques superficiales.		

Almacenamiento de combustibles.

Una vez medidos los productos que se recibirán en área de carro tanques y de corroborarse por pruebas en laboratorio local que cumplen con la calidad requerida, serán conducidos hasta los tanques de almacenamiento mediante ductos dedicados para cada producto.

El área de almacenamiento estará ubicada en el costado oeste del área de carro tanques, buscando minimizar la distancia entre la zona de carga/descarga y los tanques.

La Terminal de Petrolíferos Puebla, contará con una capacidad nominal de almacenamiento de 940,000 barriles, distribuidos en trece tanques para el almacenamiento de productos.

Los tanques de almacenamiento serán atmosféricos, de acero al carbón, diseñados de acuerdo con API 650, con techo tipo domo y membrana interna de aluminio para gasolinas.

Membrana interna flotante

La membrana flotante interna es un diafragma del tamaño del diámetro interior de un tanque, la cual cubre la superficie del producto evitando mezclas explosivas y emisiones de vapores a la atmósfera durante las operaciones de llenado o vaciado. Está fabricada de aluminio y en su periferia tiene colocado un sello flexible, para sellar el espacio comprendido entre ésta y la pared interna de la envoltura del tanque. El sello tiene la elasticidad requerida para absorber las variaciones, que, dentro de lo permisible, se presenten durante el ascenso y descenso de la membrana en el interior del tanque. La membrana está soportada sobre pontones presurizados que se encuentran en contacto con el producto, los cuales sostienen una cubierta metálica de aluminio separada del líquido almacenado.

Su nivel de operación será aproximadamente al 80% de su capacidad nominal.

Los productos que maneje la Terminal de Petrolíferos Puebla, cumplirán con la regulación vigente mexicana, como la NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

Los tanques contarán con transmisores de presión y temperatura, con la finalidad de monitorear las condiciones del producto almacenado.

Cada tanque además tendrá un sistema de medición de nivel, constituido por equipos tipo radar e interruptores mecánicos, con alarmas configuradas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel, este sistema mandará señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada y salida al tanque en caso de muy alto o muy bajo nivel, según corresponda, con la finalidad de no exceder el nivel de seguridad del tanque y de no disminuir el nivel más allá del requerido por las bombas de descarga del tanque.

La Terminal contará con un Sistema de Paro por Emergencia (ESD por sus siglas en inglés) que activará el cierre de las válvulas en caso de fuego en las instalaciones.

Los venteos atmosféricos de los tanques contarán con cubierta de protección contra la intemperie (evitando bloquearlo) y serán dimensionados para evitar una presurización en los tanques.

Con el objetivo de garantizar en todo momento la protección al ambiente, mediante el control de la contaminación de la atmósfera; los tanques de almacenamiento superficiales verticales deberán cumplir con la disposición de contención y sistema de recuperación de vapores (primera etapa) (**Tabla 1.7**).

Tabla 1.7 Tanques de Almacenamiento de la Terminal de Petrolíferos Puebla.

Tanque	Producto	Capacidad (Mb)
TK-5212	Diésel	110
TK-5213	Diésel	110
TK-5201	Gasolina Regular	110
TK-5202	Gasolina Regular	110
TK-5205	Gasolina Premium	40
TK-5206	Gasolina Premium	40
TK-5210	Filtrado Turbosina (jet fuel)	40
TK-5211	Filtrado Turbosina (jet fuel)	40
TK-5202	(MTBE) Aditivos oxigenantes	40

Cimentación de tanques de almacenamiento.

La cimentación para los tanques de almacenamiento se realizará en su totalidad con concreto armado con un $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ como mínimo, varilla de $\frac{1}{2}$ ", $\frac{3}{4}$ " y 1", con base en los resultados del cálculo estructural. La cimentación será circular y debe contar con una pendiente del 1% partiendo desde el centro hasta los extremos en todas direcciones. El espesor de la cimentación será determinado por medio de un análisis estructural.

Dique de contención para los tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento serán clasificados por tipo de producto y agrupados con el objetivo de garantizar un diseño eficiente y garantizando que los combustibles almacenados en diques comunes sean compatibles.

Todos los tanques de almacenamiento estarán limitados por diques de contención, con el fin de evitar que, en el caso de derrames o siniestros, éstos se extiendan hacia otras áreas de la Terminal, así como tener la posibilidad en un momento dado de poder recuperar el producto cuando se tengan derrames de consideración.

Atendiendo a las disposiciones ecológicas, respecto a la no contaminación del subsuelo, los pisos dentro de los diques de contención serán de concreto impermeable con pendientes a registros de drenajes.

Por ningún motivo se permitirá que el producto se filtre al subsuelo, en caso de derrames o siniestros.

El diseño deberá cumplir con los requerimientos específicos para contención establecidos en la NOM-EM-003-ASEA-2016.

Los tanques contarán con su dique de retención respectivo.

Los diques de contención serán contruidos con concreto reforzado cumpliendo con los requerimientos de la NOM-EM-003-ASEA-2016.

Los pisos del interior de la zona de contención serán de concreto armado $f'c=200 \text{ kg/cm}^2$, reforzados con mallalac y terminado pulido.

Los tanques de almacenamiento de combustibles serán ubicados en tres zonas de contención, clasificando las gasolinas, el diésel y el Turbosina (jet fuel) en diferentes zonas de contención (ver Anexo Técnico V.2.6).

Los límites de esta área estarán marcados por el eje de los diques de contención de los tanques de almacenamiento y en caso de existir desniveles en el terreno, este deberá ser a favor del cobertizo de bombas, de tal manera que se eviten las inundaciones.

Drenaje Aceitoso.

Para la recolección de aguas aceitosas, la Terminal, contará con una red de drenaje aceitoso que contempla la zona de almacenamiento de combustibles, canalizando los desechos por este sistema a una trampa de combustibles que será de concreto armado en su totalidad para evitar cualquier tipo de filtraciones al subsuelo.

Drenaje pluvial.

La zona de almacenamiento de combustibles, contará con drenaje pluvial, este sistema únicamente recolectará y conducirá las aguas libres de contaminación por hidrocarburos, productos tóxicos, aguas negras y jabonosas. Para facilitar la recolección, el piso deberá estar diseñado con pendientes hacia cada registro de drenaje pluvial.

Especificaciones Técnicas de Materiales de Tubería y Equipos.

Objetivo.

El objetivo de este documento es establecer los requerimientos mínimos y mandatorios para el diseño, materiales, fabricación, inspección, pruebas de fábrica y suministro de las bombas de transferencia que serán instaladas en la Terminal de Petrolíferos Puebla de combustibles (TPP).

El proveedor será responsable de todos los trabajos, materiales, componentes y servicios necesarios para la correcta fabricación y operación de:

- Tanques de Almacenamiento de Diésel, Gasolina Premium, Gasolina Regular, *Turbosina (jet fuel)*, Filtrado de *Turbosina (jet fuel)* y otros derivados petrolíferos.
- Bombas de Transferencia de Diésel, Gasolina Premium, Gasolina Regular, *Turbosina (jet fuel)*, Filtrado de *Turbosina (jet fuel)* y otros derivados petrolíferos.

Todos los equipos deberán cumplir con las condiciones de operación indicadas en las hojas de datos correspondientes y con los requerimientos indicados en este documento.

Especificaciones de Bombas de Transferencia.

Las bombas deben cumplir con los requerimientos del API 610 y deben tener la capacidad de operar adecuadamente para las condiciones requeridas y considerando un incremento del 5% en la cabeza a las condiciones solicitadas en la hoja de datos, con el objetivo de tener la posibilidad de instalar un impulsor más grande o de diferente diseño, en caso de que así se requiera, para garantizar la flexibilidad del sistema.

Con base en lo indicado en el API 610, las bombas deben ser seleccionadas preferentemente para garantizar una zona de operación desde el 70 % al 120 % del flujo de eficiencia máxima de la bomba.

El proveedor debe notificar al promovente en caso de que se requiera enfriamiento, así mismo debe presentar propuestas para revisión; este sistema de enfriamiento debe ser adecuado para las condiciones atmosféricas del sitio, evitando en todo momento que la tecnología propuesta genere condensados.

Las bombas deben ser diseñadas para instalación a la intemperie a las condiciones atmosféricas del sitio; sin embargo, el proveedor debe notificar al promovente en caso de que alguna protección especial sea requerida.

El accionado de cada bomba será motor eléctrico, los cuales deben ser adecuados para instalación y operación en área clasificada. Durante el desarrollo de la ingeniería se deben realizar los estudios requeridos para determinar con exactitud los requerimientos a cumplir.

Materiales.

Los materiales deben cumplir los requerimientos indicados en las hojas de datos y los requerimientos del API 610 para Diésel y Gasolina.

Ruido.

El nivel de ruido generado por el paquete debe ser como máximo 85 dB(A) registrado a una distancia de 1 m.

Cuando el nivel de ruido exceda el valor establecido, el proveedor debe hacer las recomendaciones aplicables siguiendo lo estipulado en la norma mexicana NOM-011-STPS-2001.

Inspecciones y pruebas.

Como parte de la documentación a entregar, los certificados de material incluyendo información fisicoquímica de materiales para carcasa, tazones, impulsor, eje y camisa de eje.

La responsabilidad de las pruebas recae en el proveedor. Sin embargo, el promovente se reserva el derecho de inspección mediante un representante autorizado. Cualquier inspección hecha en el taller del sub-contratista deberá ser realizada previa notificación por el proveedor.

Todos los componentes sujetos a presión deberán ser probados hidrostáticamente a 1.5 veces la Máxima Presión Admisible de Trabajo (MAWP) del equipo a ser probado, independientemente de las condiciones de operación.

Se deberá efectuar prueba de funcionamiento a todas las bombas. El proveedor deberá operar la bomba a lo largo de un rango suficiente de caudales que permita obtener la mayor información de las características hidráulicas de las bombas operando a velocidad constante. Un mínimo de cinco (5) puntos de prueba son requeridos incluyendo caudal cero (*shut-off*), mínimo flujo continuo, punto nominal (*rated*), punto de mayor eficiencia (BEP) y final de la curva.

Las bombas operadas a velocidad y caudal nominal (*rated*) deberán ser probadas según las características cotizadas de funcionamiento, dentro de las tolerancias de Nivel A del Instituto Hidráulico (HI).

La velocidad de operación para todas las pruebas deberá estar dentro del 3% de la velocidad nominal (*rated*).

En caso de que se requiera abrir la bomba para realizar una reducción de diámetro de más de 5% del diámetro original con el fin de llegar a la carga requerida, o en caso de corrección de eficiencia, NPSH u operación mecánica, se deberá repetir la prueba de funcionamiento.

La información de pruebas, incluyendo la curva de operación, deberá ser enviada con prontitud al promovente después de la terminación de cada prueba, para revisión y aprobación por parte del promovente previo al embarque. Este envío deberá ser aparte de la emisión formal de documentos.

En caso de que el rango de NPSH ($NPSH_D - NPSH_R$) sea igual o menor a 0.90m (3 ft), se deberá incluir como opcional una prueba No Atestiguada de NPSH en la cotización. La prueba de NPSH deberá ser efectuada según el Instituto Hidráulico (HI). No deberán ser aplicados factores de corrección de ningún tipo.

La prueba de NPSH deberá ser efectuada con agua como medio de bombeo.

La prueba de NPSH deberá considerar al menos tres (03) puntos de toma de datos incluyendo mínimo flujo continuo, caudal nominal (*rated*) y punto de mayor eficiencia (BEP).

El proveedor deberá mantener la siguiente información disponible para su revisión por parte del promovente o su representante en caso de requerirse:

- Todas las certificaciones de material especificada, como Certificados de Material.
- Órdenes de compra para todos los componentes indicados en la Lista de Materiales.
- Prueba de funcionamiento para verificar el cumplimiento de los requerimientos de las especificaciones.
- Resultados de las actividades de Aseguramiento de Calidad.

Esta información deberá ser almacenada hasta el final del período de garantía.

Partes de repuesto.

Los repuestos requeridos para las pruebas y arranque de las bombas suministradas, así como una lista de las partes de repuesto recomendadas para dos (2) años de operación. El proveedor debe indicar la localización, número de parte, precio unitario y una breve descripción de cada repuesto.

Todos los materiales, instrumentos y accesorios del paquete deben ser compatibles con los estándares empleados en los productos del continente americano, a fin de facilitar su mantenimiento y reposición.

Especificaciones de Tanques de Almacenamiento.

Los materiales fabricados bajo alguna especificación diferente de las listadas en esta sección se pueden emplear siempre y cuando tengan características equivalentes o superiores.

Los aceros que se recomienda utilizar son los siguientes:

- Para estructuras del tanque: ASTM A 36/A 36M; A 131/A 131M o equivalente.
- Para el cuerpo del tanque y placas de refuerzo: A-283 Grado C o equivalente.
- Para escaleras y barandales: ASTM A 36/A 36M

Las soldaduras de las placas que forman el tanque deberán efectuarse con un 100% de penetración y deberán ser inspeccionadas en cumplimiento con lo solicitado en el API 650.

El diseño debe cumplir con lo indicado en el Manual de Obras Civiles de CFE en su última edición tanto para Diseño por Sismo como Diseño por Sismo.

Diseño por Sismo:

El diseño por sismo debe efectuar conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.3.

Diseño por Viento:

El diseño por viento debe efectuarse conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.4. Adicionalmente se debe considerar como base lo siguiente:

- Clasificación de estructura según su importancia: Grupo "A".
- Equipo localizado a la intemperie.
- Distancia desde la base del equipo hasta el piso: 1 m.
- Resistencia del concreto a 28 días: 350 kg/cm².
- Carga viva en plataformas: 122 kg/m².
- No debe coincidir el periodo natural de vibración del equipo con el del terreno. (para evitar el fenómeno de resonancia).

Los datos indicados anteriormente pueden variar una vez realizada un análisis detallado.

De manera adicional, el fabricante debe cumplir los siguientes requerimientos:

Proporcionar calibración volumétrica.

Todos los accesorios soldados al equipo deben de ser del mismo material de la parte donde se localice.

Los accesorios a continuación descritos conforme a sus estándares; cumpliendo siempre, como mínimo lo siguiente:

- Placa de nombre.
- Orejas para conexión a tierra.
- Soportes para tubos distribuidores (no soldados al fondo).
- Acabado en superficie bajo empaque de boquillas: 125 Ra.
- Escalera helicoidal, plataforma y barandales.

Será responsabilidad del fabricante, el diseño y suministro de las placas de refuerzo, para las boquillas, bajo los requerimientos del API-650. El tanque deberá contar con entrada hombre, la tapa deberá ser de peso liviano para evitar lesiones al operario y su diámetro máximo debe ser 42”.

Recuperación de vapores: La boquilla de recuperación de vapores será hermética aun cuando se conecta con el codo de retorno de vapores hacia el autotank durante la operación de descarga del producto, lo cual se conoce como fase I de recuperación de vapores y lo llevarán instalado todos los tanques de almacenamiento superficiales.

Consiste en un conjunto de accesorios, tuberías, mangueras y conexiones especialmente diseñados para recuperar los vapores de hidrocarburos producidos en la operación de transferencia de gasolinas del tanque de almacenamiento al autotank. Contempla la fase I.

Venteo normal: Los venteos normales de los tanques de almacenamiento deberán instalarse de acuerdo con los siguientes criterios:

- En hidrocarburos líquidos con temperatura de inflamación mayor a 60 °C (combustible diésel) se deben utilizar boquillas para venteos con arrestador de flama o válvula de venteo.
- En hidrocarburos líquidos con temperatura de inflamación menor a 60 °C (gasolinas) deberán contar con válvulas de presión/vacío.

Por ningún motivo deberá quedar oculta o bloqueada la sección superficial de los venteos de tanques de almacenamiento.

Accesorios

A menos que se indique se especifique algo diferente, los tanques contarán con los accesorios que se muestran en la **Tabla 1.8**, cumpliendo con las instrucciones del fabricante:

Tabla 1.8.Accesorios para tanques de almacenamiento.

No.	Accesorios	Tipo de tanque	
		Subterráneo o superficial confinado	Superficial no confinado
1	Válvula de sobrellenado	X	X
2	Bomba sumergible o de succión directa desde el dispensario (*)	X	X
3	Control de inventarios	X	X
4	Detección electrónica de fugas en espacio anular	X	X
5	Dispositivo para la purga	X	
6	Recuperación de vapores	X	X
7	Entrada hombre	X	X
8	Venteo normal	X	X
9	Venteo de emergencia		X
10	Venteo de emergencia en tanque secundario		X
	(*) La bomba de la succión directa solo aplica a tanques superficiales.		

Especificaciones de Tuberías

Los sistemas que debe tener una Estación de Servicio para conducir los productos; incluirá los diferentes tipos de tuberías que se requieren para la conducción de combustibles, vapores, aguas residuales, aceitosas, pluviales, así como agua y aire para los servicios.

Durante la etapa de ingeniería de detalle, el promovente con el constructor la especificación de colores y de identificación de tuberías que deberán ser utilizadas con

el objetivo de permitir la identificación de los productos transportados mediante códigos de colores y textos específicos.

Clasificación de los sistemas de conducción.

Las tuberías de deben clasificar por el tipo de fluido que conducen, ya sea producto (gasolinas, diésel, *Turbosina (jet fuel)*, derivados petrolíferos, etc.) y vapores.

Las tuberías también conducirán fluidos denominados servicios como son: agua, aire, etc.

Los sistemas de conducción de fluidos por tubería se clasificarán de acuerdo a la **Tabla 1.9**.

Tabla 1.9 Clasificación de los sistemas de conducción

Clasificación de los sistemas de conducción	Producto conducido o aplicación del sistema
De combustibles	Líquidos
	Vapores
	Venteos
Drenajes	Pluvial
	Sanitario
De servicios	Aceitoso
	Agua potable
	Aire comprimido

Sistemas de conducción de producto de tanques de almacenamiento a zona de despacho.

Este sistema tendrá los siguientes elementos: bomba de transferencia, conexiones y accesorios.

Para evitar la contaminación del subsuelo y manto freático, las tuberías de productos subterráneas deben tener doble pared, con base en lo indicado en la **Tabla 1.10**.

Tabla 1.10.Clasificación de los sistemas de conducción

Contenedor primario	Contenedor secundario
Acero al carbón	Polietileno de alta densidad

Contenedor primario	Contenedor secundario
Fibra de vidrio	Fibra de vidrio
Material termoplástico	Polietileno de alta densidad
Otros sistemas de tuberías de doble contención, certificados por Normas Mexicanas o códigos internacionales	

La tubería utilizada para transportar cualquiera de los productos puede ser de pared doble o sencilla cuando sea superficial y de doble pared para las secciones subterráneas de tubería.

En áreas sujetas a tráfico vehicular, la profundidad de la tubería debe ser tal, que se garantice la integridad de la misma durante la vida del proyecto. De manera descriptiva, se indican las especificaciones de tuberías principales (**Tabla 1.11**).

Tabla 1.11 Especificaciones de tuberías principales.

Servicios	Material	Clase y tipo de cara	Tolerancia por corrosión	Límites de Presión y Temperatura	Radiografiado a juntas soldadas (%)	Tratamiento térmico y relevado de esfuerzos
Diésel, Gasolinas, Turbosina (jet fuel) y otros derivados petrolíferos	Acero al Carbono	150# RF	1.6 mm (0.0625 in)	18.05 kg/cm ² @ 100 °C	10	NO
Diésel, Gasolinas, Turbosina (jet fuel) y otros derivados petrolíferos	Acero al Carbono	300# RF	1.6 mm (0.0625 in)	52.52 kg/cm ² @ 100°C	10	NO
Agua contra incendio	ASTM A106 Gr B, ASME B36.10	150# RF	1.6 mm (0.0625 in)	De acuerdo con ASME B16.5	5	NO
Aire de planta y Agua potable	Acero al Carbono	150# RF	1.6 mm (0.0625 in)	14.07 kg/cm ² @ 70°C	5	NO

Códigos y Normas

Los principales códigos y normas aplicables se enlistan en la **Tabla 1.12**.

Tabla 1.12.Especificaciones de tuberías principales.

Normas, manuales y códigos.	Descripción.
Norma Oficial Mexicana (NOM)	
NOM-EM-003-ASEA-2016	Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (Utilización).
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
American Petroleum Institute (API)	
API STANDARD 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
API STANDARD 650	Welded Tanks for Oil Storage
Manual de Obras Civiles de CFE (MDOC)	
	Manual de Diseño de Obras Civiles Diseño por Sismo
	Manual de Diseño de Obras Civiles Diseño por Viento
National Fire Protection Association (NFPA)	
NFPA 70	National Electric Code (NEC)
NFPA 30	Código de Líquidos inflamables y Combustibles
NFPA 70E	Standard for Electrical Safety in the Workplace
Hydraulic Institute (ANSI/HI)	
Underwriters Laboratories (UL)	
UL-79	Power-Operated Pumps for Petroleum Dispensing Products

Normas, manuales y códigos.	Descripción.
American Society for Testing and Materials (ASTM)	
ASTM A36	Standard Specification for structural steel.
ASTM A563	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts
American Society of Mechanical Engineers (ASME)	
ANSI/ASME B73.1M	Specification for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process
ASME-B1.1	Unified inch screw threads (UN and UNR thread form).
ASME-B16.1	Surface Texture
ASME B16.42	Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings, Classes 150 and 300
ASME-B16.5	Pipe flanges and flanged fittings.
ASME-B16.47	Large Diameter Steel Flanges
ASME-B31.3	Process Piping
American Welding Society (AWS)	
A3.0	Welding Terms and Definitions
A5.1	Welding Electrodes
A5.5	Specification for Low Alloy Steel Covered Arc Welding Electrodes

Fuente: IEnova Infraestructura Energética Documento No. ES0117-ME-TARV-ESP-001 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES DE TUBERÍA Y EQUIPOS (MECÁNICO) Rev. 0 del 25 de mayo de 2017.

Especificaciones Materiales de Tubería.

Especificaciones de Tuberías.

Las tuberías de proceso deben cumplir con el ASME B31.3 “*Process Piping*”, así como con los rangos de Presión-Temperatura para accesorios bridados con base en ASME B16.5 para diámetros de 24” y menores, y ASME B16.47 para diámetros mayores.

Todas las tuberías serán clasificadas como “*Base Piping Code*”, a menos que sean identificadas en la clasificación de líneas individual como categoría “D” o “M”.

Definiciones (Por ASME B31.3):

- Servicio de Fluidos Categoría “D”, Es un servicio para fluidos al cual le aplica lo siguiente:
 - El fluido manejado no es inflamable, no es toxico y no daña a los tejidos humanos, como está definido en el párrafo 300.2.
 - La presión manométrica de diseño no debe exceder 10.5 kg/cm^2 ;
 - La temperatura de diseño no debe exceder $185 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y no debe ser menor de -29°C .

Servicios de fluido Categoría “M”, Es un servicio para fluidos en el cual el potencial para la exposición del personal se considera significativo y en el cual una simple exposición a una muy pequeña cantidad del fluido toxico causado por una fuga, puede producir serios e irreversibles daños a las personas al respirarlos o al tener contacto con el cuerpo, aun cuando se hayan tomado rápidamente medidas de restauración.

Cálculos de Espesor de Pared

Los cálculos de espesor de pared deben estar basados en ASME B31.3, los esfuerzos permisibles para la clasificación de línea en particular y su temperatura de diseño, así como las tolerancias mínimas del fabricante para los componentes. Todos los espesores de pared deberán ser adecuados para las condiciones de operación en cada caso.

Para las tuberías consideradas como ducto se deberá atender a los requerimientos de ASME B31.4.

Condiciones de Diseño.

Los criterios de diseño para presión y temperatura deben estar de acuerdo con ASME B31.3, Bases de Diseño de Proceso ES0117-PR-000-BD-001 Y ES0117-PI-000-BD-001.

Al menos que sea anotado de otra manera, todas las temperaturas y presiones referidas son condiciones de diseño.

Las bridas usadas en esta especificación deben ser clasificadas de acuerdo con ASME B16.5

Alcance del Suministro.

Diámetros de tubería y conexiones.

- No deben usarse componentes de tubería menores de 1/2" de diámetro nominal, a menos que se especifique en la clasificación de línea individual o que sean requeridos para conectar equipos o Instrumentos.
- No se deben usar componentes de tubería con diámetros nominales de 1-1/4", 2-1/2", 3-1/2", 5" y 7".

Uniones de tubería.

Las uniones tubo a tubo (metálicas) deben ser realizadas de la manera siguiente:

- Extremos planos (corte escuadra) de 2" de diámetro nominal o menores deben usar acoplamiento de caja para soldar.
- Extremos biselados con diámetro nominal de 2" y mayores deben ser con soldadura a tope, según clase de tubería

Medidas de la tornillería.

- La longitud del "*cap screw*" (tornillo) debe ser medida desde la superficie inferior de la cabeza hasta el punto extremo, de acuerdo al ASME B16.5.
- La longitud del "*stud-bolt*" (espárrago) debe estar basada sobre la longitud efectiva de la rosca, de acuerdo al ASME B16.5.
- No se acepta ningún "*stud-bolt*" (espárrago) que no tenga la longitud de acuerdo al ASME B16.5, en el cual se indica longitud efectiva de la rosca excluyendo las puntas.
- Siempre la longitud de tornillos y espárragos deberá permitir que la longitud expuesta de rosca luego de acoplamiento de tuerca sea de tres (3) pasos de rosca sin incluir el extremo biselado.

Identificación de Materiales.

- Todas las válvulas deben ser suministradas con una etiqueta de metal colocada en la tornillería del preñe, estampando el número de código.

- Cuando algún componente de tubería requiera una etiqueta de metal (especificada en la descripción de compra) deberán ser suministradas con una etiqueta metálica estampada con el número de código.
- Donde las válvulas requieran candados, el constructor debe proporcionar una etiqueta de acuerdo con su procedimiento de compra de material. Las válvulas que requieran mantenerse abiertas con candado deben ser estampadas “*lock open*” y las etiquetas pintadas de color verde. Las válvulas que requieran mantenerse cerradas con candado deben ser estampadas “*lock closed*” y sus etiquetas pintadas de color rojo.
- Los tramos de tubería deben ser identificados en campo con el número de código “*Item Code*” aplicable (ICN) de acuerdo a lo siguiente:
 - El ICN debe ser aplicado a través de la longitud completa de cada tubería.
 - Los números de código deben ser aplicados con un “Pannier Model T55 *Hand Bar*” y un impresor de tubos, con un *kit* impresor E-Z y discos intercambiables de ¼”. La marcación debe ser hecha con el Pannier 1001 con tinta industrial color amarilla.
 - Los materiales tales como el acero galvanizado, cobre o algún otro no metálico están exentos de este requerimiento.

Código de Colores.

- Las bridas de acero al carbón con un acabado especial deben ser entregadas por el vendedor, identificadas en color azul. Esto no aplica a los extremos bridados de válvulas y partidas en las cuales fue requerida la etiqueta metálica (especificadas en la descripción o especificación de compra).
- Como una alerta para el constructor de que el material es una aleación o algún otro material especial, el vendedor debe identificar los siguientes grupos de material tal como sigue:
 - Las bridas, accesorios y tubería de aleación de cromo que pudieran confundirse con acero al carbón deben ser identificados con color amarillo.
 - Las bridas, accesorios y tuberías de aceros al carbón especiales (normalizado, baja temperatura) deben ser identificados de color verde.
 - Las marcas del fabricante deben ser referenciadas para determinar la identificación del material específico.

Materiales no cubiertos por la clasificación de tuberías.

- No se aceptará ningún material que no se encuentre cubierto por esta especificación, de ser necesario de acuerdo con un servicio especial del proyecto, el contratista deberá presentar una solicitud por escrito para el cambio de materiales y antes de efectuar alguna requisición de compra deberá contar con autorización por parte del promovente.

Corrosión permisible

- La corrosión permisible diferente de la mostrada en la clasificación de líneas debe ser indicada en los diagramas de tubería e instrumentación.

Protección para tubería y accesorios enterrados

- La tubería enterrada de acero al carbón, deberá ser protegida de acuerdo a los requerimientos de la especificación para recubrimiento anticorrosivo de IEnova.
- Todas las transiciones entre tubería aérea y enterrada deben contar con aislamiento de protección catódica, además de un refuerzo de recubrimiento de 2 metros en ambos sentidos para contrarrestar la despolarización por oxígeno y temperatura.
- La tubería enterrada debe ser soportada de acuerdo a los estudios de mecánica de suelos.

Protección para tubería y accesorios Aéreos

- La tubería aérea de acero al carbón deberá ser protegida de acuerdo a los requerimientos de la especificación de IEnova para la selección de la protección anticorrosiva a instalaciones superficiales de ductos como: tuberías, válvulas, cabezales e interconexiones, rejillas, plataformas, barandales, y en todo caso ser apropiada para su aplicación en ambiente marino y cumplir con las Especificaciones de IEnova.
- Todas las transiciones entre tubería aérea y enterrada deben contar con aislamiento de protección catódica, además de un refuerzo de recubrimiento de 2 metros en ambos sentidos para contrarrestar la despolarización por oxígeno y temperatura.

Instalación y Pruebas de Tuberías

- La Instalación y pruebas de los sistemas de tuberías deben cumplir con los procedimientos del contratista, previamente revisados y aprobados por IEnova; así como con las normas y códigos siguientes:
 - NOM-EM-003-ASEA-2016
 - ASME B 31.3
 - ASME B31.4

Válvulas.

- Esta especificación prohíbe utilizar válvulas de hierro gris o dúctil, la calidad mínima permitida es ASTM-A 216 Gr. WCB y/o ASTM A-105.
- Las válvulas de globo y de compuerta operadas con engranes que requieren un operador o una orientación especial deberán ser identificadas en los (DTIs).
- Las válvulas de retención tipo disco *splits* (charnela o columpio) deben ser instaladas sobre líneas horizontales. Todas las demás válvulas de retención asistidas con resorte pueden ser instaladas sobre líneas horizontales o verticales con el flujo ascendente.
- Las válvulas de retención para bombas o compresores reciprocantes deben ser especificadas de acuerdo a las condiciones de operación.
- Las válvulas con conexiones bridadas pueden ser instaladas en lugar de válvulas con extremos de caja para soldar o roscados, en diámetros de 2" y menores solo para conectar directamente a recipientes o algún otro equipo suministrado con conexiones bridadas. Las clasificaciones y caras de las bridas de las válvulas deberán ser de igual clasificación que las del equipo.
- Las válvulas 1 ½ y menores deben ser de cuerpo soldado o de cuerpo sólido (no se aceptan válvulas con cuerpo de tres piezas).

Tubería.

- La tubería deberá cumplir con los requerimientos de esta especificación, de API 5L y ASME, por lo tanto, cualquier material no referenciado en estas especificaciones deberá ser rechazado.

Accesorios.

- Los accesorios deberán cumplir los requerimientos de la ASME y con los requerimientos de esta especificación.
- El uso de accesorios mitrados no está permitido.

Bridas.

- Las bridas deberán estar de acuerdo a los requerimientos indicados en esta especificación, con el ASME B16.5 y ASME B16.47 para bridas mayores a 24", según corresponda.
- Las bridas porta-placa de orificio deben ser especificadas con calibre igual al diámetro interno de la tubería. No se permite reducir el espesor (contra biselar el espesor de pared).
- Las bridas con cara plana (FF) no son aceptables, salvo en sistemas de tubería clase 125# cuando ellos sean especificados

Empaquetadura de las bridas.

- No se permite el uso de empaques no metálicos.
- Los empaques metálicos indicados en las clases particulares de materiales de tuberías en esta especificación, deberán cumplir los requerimientos del ASME B16.20.
- El fabricante debe aplicar el código de colores para empaquetaduras para identificar el material de la espiral y el relleno, cumpliendo los requerimientos del ASME B16.20.
- Las empaquetadoras deberán tener anillos centradores tipo CGI Flexitallic® o igual con recubrimiento cadminizado.

Reducciones.

- Usar reducciones con extremos biselados para soldar.
- Usar "swages" para reducir tubería construida con extremos de caja para soldar.

Soldadura de sello.

- Todas las conexiones roscadas deben tener soldadura de sello hasta e incluyendo la primera válvula de bloqueo, si se encuentran alguna de las siguientes condiciones:
 - Servicio de hidrocarburos.
- Las conexiones listadas a continuación no deben tener soldadura de sello:
 - Recipientes de proceso.
 - Líneas o equipos,
 - Termopozos.
 - Tapones y cachuchas para válvulas de venteo y dren (solamente después de la prueba hidrostática y aquellas que por requerimiento por escrito del propietario de las instalaciones lo necesiten).
 - Las válvulas de control, Instrumentos en línea y equipos que requieren mantenimiento periódico.
 - Las tuberías o *tubing* de instrumentos, después de la primera válvula de bloqueo.

Relevado de esfuerzos y Tratamiento Térmico Post Soldadura (PWHT) y Radiografiado (NDE).

- Los requerimientos del tratamiento térmico post soldadura y el radiografiado, para las soldaduras en tubería deberán cumplir los requerimientos de ASME B31.3.

Sellante para roscas.

- El sellante en frío debe ser especificado en la clasificación de línea.
- El sellante no deberá ser usado en las uniones que llevan soldadura de sello.

Ramales.

- Los ramales de conexión deberán cumplir los requerimientos de las cartas de ramales incluidas en esta especificación. Cualquier desviación de la carta de ramales deberá quedar especificada en la clasificación particular de líneas.

6. Especificación de Tuberías

Para identificar las clases de tuberías, se aplicará la siguiente nomenclatura (**Tabla 1.13**):

Clases de tubería

4 caracteres: clase ANSI + corrosión permisible + material + consecutivo

Tabla 1.13.Clases de tuberías.

Denominación	Rating	Denominación	Permisividad corrosión (pulg)
A	ANSI 150	0	0mm
B	ANSI 300	1	1.3mm (0.05")
C	ANSI 400	2	3.1 mm (0.125")
D	ANSI 600	3	6.3mm (0.25")
E	ANSI 900		
K	ANSI 1500		
J	ANSI 2500		
F	ANSI 125		
G	ANSI 250		

Y en **Tabla 1.14** se especifican las clases de tuberías conforme a su material

Tabla 1.14.Clases de tuberías, continuación.

Denominación	Material
A	Acero carbón
F	304 SSTL
G	316 SSTL
J	Otro SSTL
R	Hierro maleable
S	3.5% Ni
T	HDPE
w	Acero galvanizado

De acuerdo con los servicios se aplicarán las especificaciones de la **Tabla 1.15**.

Tabla 1.15 Especificación de tuberías.

Servicio		Clase de tubería
Abreviatura	Descripción	
ACI	Agua contra incendio	A1A2, A0T1
AI	Aire instrumentos	A1W1

Servicio		Clase de tubería
Abreviatura	Descripción	
AP	Aire de planta	A1W1
AS	Agua de servicios	A1W1
ACR	Agua cruda	A1A1
DA	Drenaje abierto	A1A1
DAA	Drenaje aceitoso abierto	A1A1
DAC	Drenaje aceitoso cerrado	A1A1
DS	Diesel	A1A1
DP	Aditivos oxigenantes	A1A1
ECI	Espuma contraincendio	A1A3
GP	Gasolina Premium	A1A1
GR	Gasolina Magna	A1A1
JF	Turbosina (jet fuel))	A1A1
VR	Vapores recuperados	A1A1
V	Venteo	A1A1

Especificación A1A1.

Pres. Permissible Máx/Min: kPa (psig)	1965 (285)	552 (80)
Temp. Permissible Mín/Max: °C (°F)	-29 (-20)	427 (800)

Código ASME B31.3

Clase: 150# R.F.

Acero al Carbón

Tolerancia. Corrosión: mm (pulg) 1,3 (0,05)

Servicio.

Gasolina Premium (GP), Gasolina Magna (GR), Diesel (DS), Agua Cruda (ACR), Agua de Servicio (AS), Vapores Recuperados (VR), Venteo (V), Drenaje Abierto Aceitoso (DAA) (**Tabla 1.16**).

Tabla 1.16 Especificación de tuberías A1A1.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Tubería.
1	1/2 – 1		ASTM A106 GR. B, cedula 160, ext. Planos.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
1	1 1/2		ASTM A106 gr. B, cedula 80, ext. Planos.
1	2 - 16		ASTM A 53 gr. B sin costura, cedula estándar, ext. Bis
1	18 – 24		ASTM A53 gr. B tipo E, con costura ERW, cedula estandard, ext. Biselados.
			Válvulas caja soldable (sw)
7,8	½ - 2		Compuerta clase 800# ANSI, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105 internos 13% cromo (aisi-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.
7,8	1/2 – 2		Globo clase 800# ANSI, vástago y volante ascendente, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (aisi-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6, disco libre, código api 602trim 8.
7,8	1/2 – 2		Retención (check) clase 800# ANSI, tipo bola o pistón para trabajar en posición horizontal o vertical, tapa bridada, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (aisi-410), asientos endurecidos con stellite 6, código api 602 trim 8.
7,8	1/2 – 2		Bola paso completo clase 1000 wog de dos piezas, tipo flotante, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, bola y vástago autoajustable aisi a276 304, asiento junta del cuerpo y empaque de teflon reforzado (ptfe), operada con palanca de acero al carbon. codigo api 598. con extremos extendidos para soldadura sin daño a internos. tipo nutron o igual.
			Válvulas bridadas.
2,8	3 - 24		Compuerta clase 150# R.F., vástago ascendente, volante fijo, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. WCB, internos 13% cromo (aisi-410), disco flexible, asientos con caras endurecidas con stellite 6 api 600 trim 8.
7,8	3 - 14		Globo clase 150# r.f., vástago y volante ascendente, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, internos 13% cromo (aisi-410), disco

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			libre, asientos con caras endurecidas con stellite 6, código API 600 trim 8.
7,8	3 - 24		Retención (check) clase 150# r.f., tapa bridada, tipo columpio con tope de apertura, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, asientos 13% cromo (aisi-410), con caras endurecidas con stellite 6, instalar en posición horizontal, código api 600 trim 8.
7,8	2 - 12		Macho (auto lubricada) tipo corto Clase 150# R.F., patrón corto, autolubricada, cuerpo ASTM A-216 gr. WCB, macho e interiores de acero inoxidable uns S31600, asiento y sellos de ptfе a prueba de fuego sello del vástago de grafito flexible, junta de grafito flexible para la tapa, con tope y llave manual, operada con engranes para 6" a 12", codigo API-599.
7,8	14-MAYORES		Macho (auto lubricada) tipo venturi Clase 150# r.f., patrón venturi, autolubricada, cuerpo ASTM A-216 gr. WCB, macho e interiores de acero inoxidable uns S31600, asiento y sellos de ptfе a prueba de fuego, sello del vástago de grafito flexible, junta de grafito flexible para la tapa, con tope y llave manual, operada con engranes, codigo API-599
7,8	3 - 10		Bola paso completo clase 150# R.F., cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. WCB, sello metal a metal, directo sin insertos de elastomeros o polimeros, bola de acero inoxidable ASTM A-276 tipo 316, empaques de grafoil cero fugas, vástago de ASTM A-564 TP 630 O ASTM A-479 TP 410 o a-182 F6A, bujes del vástago ANSI-316, fabricacion de acuerdo a los estandares ASME B 16.5, API 6D, API 607, API 6FA, ISO 10497, ISO 14313.
7,8	3 - 16		Mariposa de triple excentricidad Clase 150# R.F., cuerpo de acero al carbon ASTM A-216 gr. WCB a prueba de fuego, (api-607 5ta edición), cero rozamientos sello metal-metal, hermético con cero fugas, bidireccional y cumplir con los tiempos mínimos de prueba para el cuerpo y el asiento especificados en las tablas 10 y 11 respectivamente de la ISO-14313 (api 6d). asiento integral al cuerpo del mismo material del cuerpo, con recubrimiento de stellite 21 y espesor mínimo de 3 mm, disco de acero al carbón a-216 wcb

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			o a 105 con recubrimiento de enp anillo del sello sólido montado al disco (de una sola pieza), de acero inoxidable tipo 17-4ph (ASTM A 564 h1150), vástago de una sola pieza, diseño antivolidadura de acuerdo al estándar API 609. bujes del vástago en acero inoxidable, aisi-316 nitrurado o stellite 6 con protectores integrados de grafito reforzado, prensaestopas del tipo carga viva. operada manualmente, distancia entre bridas (de acuerdo a iso 5752).
			Válvulas roscadas
9	3/4		Compuerta roscada clase 800# ANSI, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105 internos 13% cromo (aisi-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.
			Bridas
	1/2 – 1-1/2		Brida caja soldable (sw) ASTM A 105, clase 150# r.f., ASME B 16.5, diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Brida cuello soldable (wn) ASTM A 105, clase 150# r.f., ASME B 16.5, diámetro interior igual al tubo.
	1/2 - 24		Brida ciega ASTM A-105, clase 150# r. f. ASME B 16.5
	¾ - 24		Figura ocho o reversible Placa ciega ASTM A-285 gr. C, ASME B 16.48 con rayado equivalente al de bridas 150 # r.f., en área de sello
			Accesorios soldables a tope (bw)
	2 - 24		Codo 45 grados ASTM A 234 gr. WPB, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Codo 90 grados ASTM A 234 gr. WPB, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Te recta ASTM A 234 gr. WPB, s/c. diámetro interior igual al tubo.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
	2 - 20	4 - 24	Te reducción ASTM A 234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Tapón cachucha ASTM A 234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 - 20	3 - 24	Reducciones reducción concéntrica ASTM A 234 gr. wpb, s/c, diámetro interior igual al tubo.
	2 - 20	3 - 24	Reducciones Reducción excéntrica ASTM A 234 gr. wpb, s/c, diámetro interior igual al tubo.
	2 - 14	6 - 24	Weldolet ASTM A 234 gr. wpb, s/c, diámetro interior igual al tubo.
			Accesorios caja soldable (sw)
	1/2 - 1 1/2		Codos 45 grados ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		codos 90 grados ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		Te recta ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		Tapón cachucha ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		Cople completo ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2	2 - 24	Sockolet ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2	3/4 - 2	Inserto reducción ASTM A-105, acero forjado clase 3000# tipo 1
	1/2 - 1 1/2	3/4 - 2	Inserto reducción ASTM A-105, acero forjado clase 3000# tipo 2
			Accesorios roscados
	1/2 - 1 1/2		Tapón macho ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		Tredolet's ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 1 1/2		Niples ASTM A-106 gr. B, cedula 160, extremos roscados, long. 4" mínimo libre entre cuerdas.
	1/2 - 1 1/2		Niples ASTM A-106 gr. B, cedula 160, extremos pl/rosc. long. 4" mínimo libre entre soldadura y cuerda

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
	1/2 – 1 1/2		Niples ASTM A-106 gr. B, cedula 160, extremos planos long. 4" mínimo libre entre soldadura y soldadura.
			Misceláneos
	1/2 – 24		Empaques Junta para bridas clase 150#, ANSI b16.5, cara realzada (r.f), espirometalica de 1/8" de espesor, de acero inoxidable 304 y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico centrador tipo cgi de acero al carbono con recubrimiento cadminizado.
	1/2 - 3		Espárragos Acero ASTM A-193 gr b7, con temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión cadmio (ASTM B766), con un espesor de 25 mils. longitud de acuerdo al ANSI/ASME B16.5, con dos tuercas ASTM A-194 gr. 2h.
	2 - 8		Filtros tipo y cuerpo y tapon de acero al carbon ASTM A-216 gr. wcb, clase 150#, ANSI B16.5, cara realzada (rf), cedazo estandar de acero inoxidable AISI 304
	2		Conector rapido para manguera de acero al carbon, clase 150 lbs.
	8-10		Conector rapido para manguera, de acero al carbon, clase 150 lbs. tipo camlock coupling
			conexiones para instrumentos
5	1 1/2		Coupolet. Extremo roscados n.p.t ASTM A 105, clase 300#
	1/2 - 1		Válvula de bola clase 800# extremos roscados, cuerpo e interiores de acero inoxidable tp-316, codigo API-602
	1/2 – 1 1/2		Cople roscado ASTM A-105 acero forjado clase 3000#
	1/2 – 1 1/2		Brida roscada, ASTM A-105 clase 150# (rf).
6	1/2 – 2		Bridas de cuello largo clase 300# ANSI, cara realzada, acero al carbono ASTM A-105, sin costura, extremos planos
	1/2 – 1 1/2		Válvula de compuerta Clase 800# ANSI, extremos caja soldable (sw) por extremo roscado, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbono ASTM A105 internos 13% cromo (aisi-410), asientos

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.

En la **Tabla 1.17** se presenta la cabezal-ramal.

Tabla 1.17.Cabezal de tuberías especificación A1A1.

DNR/DNC(4)		15	20	25	40	50	65	80	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	660.4	750	850	900				
DN	(NPS)	(1/2)	(3/4)	(1)	(1 1/2)	(2)	(2 1/2)	(3)	(4)	(6)	(8)	(10)	(12)	(14)	(16)	(18)	(20)	(24)	(26)	(30)	(34)	(36)				
15	(1/2)	SWT	STR	STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
20	(3/4)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
25	(1)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
40	(1 1/2)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
50	(2)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
65	(2 1/2)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
80	(3)						BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL
100	(4)						BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL
150	(6)						BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL
200	(8)						Nomenclatura: (3)					BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL
250	(10)	DNC - Diámetro nominal cabezal.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL			
300	(12)	DNR - Diámetro nominal ramal.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL		
350	(14)	SWT - Te inserto soldable.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL		
400	(16)	STR - Te reducción o te y reducción inserto soldable.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT		
450	(18)	SOL - Inserto soldable a 90° (Sockolet).										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT		
500	(20)	WOL - Boquilla soldable (Weldolet).															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
600	(24)	BWT - Te soldable a tope.															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
660.4	(26)	BRT - Te reductora soldable a tope.															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
750	(30)																BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
850	(34)																BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
900	(36)																BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			

Notas:

1. Se debe radiografiar el 30% del total de juntas soldadas; cada junta soldada debe radiografiarse al 100% el resto de las juntas se deben inspeccionar al 100% visualmente.
2. Los operadores de engrane se instalan en las válvulas de compuerta solo cuando se indique en los DTIs y/o planos constructivos.
3. Las laterales “y” normales y reductoras se deben usar en los mismos diámetros que las te normales y reductoras y *latrolets* en los mismos diámetros que los *weldolets*.
4. En la tabla para conexiones cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, mas no es limitativa.
5. Solo se utilizará este accesorio (*nipolet*) para instrumentos de presión.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

6. Para las bridas de cuello largo se debe especificar el diámetro interior para relacionarlo con el diámetro exterior del termopozo y asegurar la inserción.
7. El fabricante debe especificar en una etiqueta metálica atada al cuerpo y con letra de golpe en el cuerpo de la válvula: número de identificación, tipos de empaque en junta de bonete y en prensa estopas
8. Esta especificación prohíbe utilizar válvulas de hierro gris o dúctil, (ejemplo ASTM A-126, A-436, A-439), marcadas comúnmente con WOG (*water oil gas*). La calidad mínima permitida es A-216-GR WCB y/o A-105.
9. Válvula para prueba hidrostática.
10. Se debe realizar la gammagrafía al 10% del total de las juntas de caja para soldar, con el objeto de verificar el *gap* de acuerdo al código ASME B 31.3.
11. En esta especificación es mandatorio que la longitud total de los espárragos sea igual a la suma de la longitud de cuerda útil, más la longitud de las dos puntas, de acuerdo con indicado en el ASME B16.5 o ASME B16.47.
12. Material de *weldolets* debe ser del mismo grado de tubería de cabezal.
13. Ramales de 2" deben usar wol cuando el cabezal es 6" o mayor y te reducida cuando el cabezal es de 3" o 4"

Especificación A1W1

Pres. Permisible Máx/Min: kPa (psig)	1965 (285)	552 (80)
Temp. Permisible Mín/Max: °C (°F)	-29 (-20)	149 (300)

Código ASME B31.3

Clase: 150# R.F.

Acero al Carbón Galvanizado

Tol. por Corrosión: mm (pulg) 1,27 (0.05)

Servicio: Aire de planta (AP), aire de instrumentos (AI) (**Tabla 1.18**).

Tabla 1.18 Componentes de tubería A1W1.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Tubería
1,3	1/2 – 1		ASTM A-53 gr. B galvanizado sin costura, cedula 160, extremos roscados.
1,3	1 1/2		ASTM A-53 gr. B galvanizado sin costura, cedula 80, extremos roscados.
1,3	2 - 4		ASTM A-53 gr. B tipo f galvanizado c/c, cedula estándar, extremos roscados.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Válvulas roscadas
	1/2 - 2		Compuerta clase 800# ANSI, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105 internos 13% cromo (AISI-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.
	1/2 – 2		Globo clase 800# ANSI, vástago y volante ascendente, bonete bridado, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (AISI-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6, disco libre, código API 602 trim 8.
	1/2 – 2		Retención (check) clase 800# ANSI, tipo bola para trabajar en posición horizontal o vertical, tapa bridada, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (aisi-410), asientos endurecidos con stellite 6, código API 602 trim 8.
			Válvulas bridadas.
	3– 10		Compuerta (cuña sólida) clase 150# r.f., vástago ascendente, volante fijo, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, internos 13% cromo (aisi-410), disco flexible, asientos con caras endurecidas con stellite 6 API 600 trim 8.
	3– 10		Globo clase 150# r.f., vástago y volante ascendente, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, internos 13% cromo (AISI-410), disco libre, asientos con caras endurecidas con stellite 6, código API 600 trim 8.
	3– 10		Retención (check) clase 150# r.f., tapa bridada, tipo columpio con tope de apertura, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, asientos 13% cromo (aisi-410), con caras endurecidas con stellite 6, instalar en posición horizontal, código api 600 trim 8.
			Bridas
	1/2 – 4		Brida roscada Acero al carbón galvanizado a-105, clase 150# r.f. ASME B-16.5,
	6 – 10		Brida deslizable ASTM A-105, clase 150# r.f., ASME B-16.5, diámetro interior igual al tubo.
	1/2 - 10		Figura ocho o reversible Placa ciega ASTM A-285 gr. c, ASME B 16.48 con rayado equivalente al de bridas r.f., en área de sello
			Accesorios soldables a tope (bw)
	6- 10		Codos 45 grados

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6- 10		Codos 90 grados ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6 - 10		Te recta ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6 - 10		Te reducción ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6 - 10		tapón cachucha ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6 - 10	8 – 12	Reducción concéntrica ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
	6 – 10	8 – 12	reducción excéntrica ASTM A-234 gr. wpb s/c, diámetro interior igual al tubo.
			Accesorios roscados
	1/2 - 4		Codos 45 grados ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Codos 90 grados ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Reducción concentrica ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Te recta ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2– 3	3/4 - 4	Te reducción ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 – 4		Tapón cachucha ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Tapón macho ASTM A-395, clase 300#, hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Coples ASTM A-395, clase 300# hierro dúctil galvanizado
	1/2 - 4		Niples ASTM A-53 gr. B galvanizado s/c, cedula 160, extremos roscados, long. 4" mínimo libre entre cuerdas.
	1/2 - 4		Niples ASTM A-53 gr. b galvanizado s/c, cedula 160, extremos planos/rosc. long. 4" mínimo libre entre soldadura y cuerda
	1/2 - 4		Niples ASTM S-53 gr. b galvanizado s/c, cedula, extremos planos longitud 4" mínimo libre entre soldadura y soldadura
			Misceláneos
	1/2 – 24		Empaques Junta para bridas clase 150#, ANSI B16.5, cara realzada (r.f), espirometalica de 1/8" de espesor, de acero inoxidable 304 y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico centrador tipo cgi de acero al carbono con recubrimiento cadminizado.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
	1/2 - 3		Espárragos Acero ASTM A-193 gr B7, con temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión cadmio (ASTM b766), con un espesor de 25 mils. longitud de acuerdo al ASME b16.5, con dos tuercas ASTM A-194 gr. 2h.
			Conexiones para instrumentos.
5	1/2 - 2	¾ - 24	Nipolet Extremo plano ASTM A-105, clase 6000#, longitud de 4 1/2".
4	1/2 - 2		Bridas para termopozos Bridas de cuello largo clase 300# ANSI, cara realzada, acero al carbono ASTM A105, sin costura, extremos planos.

En la **Tabla 1.19** se muestra cabezal-ramal.

Tabla 1.19. Cabezal de tuberías especificación A1W1.

DNR/DNC(4)	15	20	25	40	50	65	80	100	150	200	250
DN (NPS)	(1/2)	(3/4)	(1)	(1 1/2)	(2)	(2 1/2)	(3)	(4)	(6)	(8)	(10)
15	(1/2)	ST	STR	STR	STR	SJ	SJ	SJ	TOL	TOL	TOL
20	(3/4)		ST	STR	STR	SJ	SJ	SJ	TOL	TOL	TOL
25	(1)			ST	STR	SJ	SJ	SJ	TOL	TOL	TOL
40	(1 1/2)				ST	SJ	SJ	SJ	TOL	TOL	TOL
50	(2)					STR	STR	STR	TOL	TOL	TOL
65	(2 1/2)					ST	STR	STR	TOL	TOL	TOL
80	(3)						ST	STR	TOL	TOL	TOL
100	(4)							ST	TOL	TOL	TOL
150	(6)								BWT	BRT	BRT
200	(8)									BWT	BRT
250	(10)										BWT
		Nomenclatura: DNC - Diámetro nominal cabezal. DNR - Diámetro nominal ramal. ST - te reducción roscada. STR - Te reduccion TOL - Thredolet (no galvanizada).									
		SJ - Suajes BWT - Te soldable a tope. BRT - Te reductora soldable a tope.									

Notas:

1. Se debe radiografiar el 10% del total de juntas soldadas; cada junta soldada debe radiografiarse al 100% el resto de las juntas se deben inspeccionar al 100% visualmente.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

2. En la tabla para conexiones cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, mas no es limitativa.
3. El espesor mínimo del galvanizado será de 0,025 mm (0,001 pulg), por el proceso de galvanizado por inmersión en caliente conforme a la especificación ASTM A-153 o equivalente.
4. Solo se utilizará este accesorio (*nipolet*) para instrumentos de presión.
5. Para las bridas de cuello largo se debe especificar el diámetro interior para relacionarlo con el diámetro exterior del termopozo y asegurar la inserción.
6. En esta especificación es mandatorio que la longitud total de los espárragos sea igual a la suma de la longitud de cuerda útil, más la longitud de las dos puntas, de acuerdo con ASME B16.5
7. Los operadores de engrane se instalan en las válvulas de compuerta solo cuando se indique en los DTIs y/o planos constructivos.
8. Las laterales “y” normales y reductoras se deben usar en los mismos diámetros que las te normales y reductoras y *latrolets* en los mismos diámetros que los *weldolets*.
9. Se debe realizar la gammagrafía al 10% del total de las juntas de caja para soldar, con el objeto de verificar el gap de acuerdo con el ASME B31.3.

Especificación A1A2.

Pres. Permisible Máx/Min: kPa (psig)	1965 (285)	552 (80)
Temp. Permisible Mín/Max: °C (°F)	-29 (-20)	427 (800)

Código ASME B31.3

Clase: 150# R.F.

Acero al Carbón

Tol. por Corrosión: mm (pulg) 1,3 (0.05)

Tol. de Corrosión: mm (pulg) 1,3 (0,05)

Servicio: agua contra incendio (ACI), tubería aérea y enterrada (**Tabla 1.20**).

Tabla 1.20.Componentes de tubería A1A2.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Tubería aérea.
1	1/2 – 1		ASTM A-106 gr. B., cedula 160, ext. planos.
1	1 1/2		ASTM A-106 gr. B., cedula 80, ext. planos.
1	2 – 16		ASTM A-53 gr. B. s/c, cedula estándar, ext. bis.
1	18 – 24		ASTM A-53 gr. B tipo e. c/c erw, cedula estándar, ext. bis.
			Tubería enterrada
6	1/2 – 1		ASTM A-106 gr. B cedula 160, ext. planos, con protección mecánica.
6	1 1/2		ASTM A-106 gr. B cedula 80, ext. planos, con protección mecánica.
6	2 ½ – 16		ASTM A-53 gr. B s/c, cedula estándar, ext. bis, con protección mecánica.
6	18 – 24		ASTM A-53 gr. B tipo e. c/c erw, cedula estándar, ext. bis, con protección mecánica.
			Válvulas caja soldable (sw)
7,8	1/2 - 2		Vompuerta Clase 800# ANSI, volante fijo, vástago ascendente, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo acero al carbón ASTM A-105, internos 13% cromo, asientos con cara endurecida con stellite 6 y cuña sólida. código API 602 trim 8.
7,8	1/2 – 2		Globo Clase 800# API std 602, cuerpo ASTM A-105, interiores de acero inoxidable uns S41000, vástago saliente, tornillo exterior y yugo, bonete atornillado disco libre, asiento endurecido, intercambiable, operada con volante.
7,8	1/2 – 2		Retención (check) clase 800# ansi, tipo bola o pistón para trabajar en posición horizontal o vertical, tapa bridada, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (AISI-410), asientos endurecidos con stellite 6, código api 602 trim 8.
			Válvulas bridadas
2,7,8	3 – 24		Compuerta Clase 150# ANSI, r.f., volante fijo, vástago ascendente, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, internos 13% cromo, asientos con caras endurecidas con stellite 6, disco flexible totalmente guiado. código API 600 trim 8.
9,10	3 – 14		Globo Clase 150# ANSI, r.f., vástago y volante ascendente, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. wcb, internos 13% cromo (AISI-410), disco libre, asientos con caras endurecidas con stellite 6. Código API 600 trim 8.
7,8	3 – 24		Retención (check)

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Clase 150# r.f., tipo columpio, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr wcb, con internos 13% cromo, disco libre, asientos con cara endurecida con stellite 6, instalar en posición horizontal. código API 600 trim 8.
			Válvulas para hidrantes
7,8	2 1/2		Válvula de compuerta, doble disco, clase 200 # interiores de bronce con un extremo hembra rosca NPT y otro extremo macho rosca nsht 7.5 hilos por pulgada.
			Válvulas para sistemas de aspersión.
7,8	2 - 6		Válvula tipo bola, clase 150# ansi, con esfera de acero inoxidable ASTM A-276 gr. 316 O A-351-Cf8m, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216-wcb, extremos bridados, cara realzada, asientos y empaques de ptfe, con maneral para su apertura y cierre de 1/4 de vuelta
			Accesorios para hidrantes
	2 1/2		Niples Cedula 80, material ASTM A-53 gr B sin costura, ext. con cuerda macho NPT y extremo plano. longitud de 6 1/2" (16.5 cm.).
	2 1/2		Tapón macho (para uso de tomas siamesas). Rosca nsht (7 1/2 hilos por pulgada), de material bronce y con cadena para sujetarse en cuerpo de toma siamesa
			Bridas
	1/2 - 2		Brida caja soldable ASTM A-105, clase 150# r.f., ASME B-16.5, diámetro interior igual al tubo.
	3 - 24		Brida cuello soldable ASTM A-105, clase 150# r.f., ASME B-16.5, diámetro interior igual al tubo.
	3/4 - 24		Figura ocho o reversible Placa ciega ASTM A-285 gr. c, ASME B 16.48, con rayado equivalente al de bridas r.f., en área de sello.
			Accesorios soldables a tope (bw) para tubería aérea
	3 - 24		Codos 45 grados ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo
	3 - 24		Codos 90 grados ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo
	3 - 24		Te recta ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Te reducción ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Tapón cachucha ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Reducción concéntrica ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Reducción excéntrica

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
	2 ½ - 8	6-24	weldolet ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo.
			Accesorios soldables a tope (bw) para tubería enterrada
6	3 - 24		Codos 45 grados ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 24		Codos 90 grados ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 24		Te recta ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 20	4 - 24	Te reducción ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 24		Tapón cachucha ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 20	4 - 24	Reducción concéntrica ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	3 - 20	4 - 24	Reducción excéntrica ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
6	2 ½ - 8	6 - 24	Weldolet ASTM A-234 gr. wpb, s/c. diámetro interior igual al tubo, con protección mecánica.
			Accesorios caja soldable (sw)
	1/2 - 2		Codos 45 grados ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Codos 90 grados acero forjado ASTM A-105, clase 3000#
	1/2 - 2		Te recta ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2	3/4 - 2	Te reducción ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Tapón cachucha ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Cople ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2	2 - 24	Sockolet ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	½ - 1 ½	¾ - 2	Inserto reducción ASTM A-105, acero forjado, clase 3000# tipo 1
	1/2 - 2	¾ - 2	Inserto reducción ASTM A-105, acero forjado, clase 3000# tipo 2
			Accesorios roscados

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
	1/2 - 1 1/2		Tapón macho ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	3/4 - 2	1/2 - 2	Tredolet ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 2		Cople ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. B s/c, cedula 160, extremos roscados, longitud 4" mínimo libre entre cuerdas.
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. B s/c, cedula 160, extremos pl/rosca. long. 4" mínimo libre entre soldadura y cuerda
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. b s/c, cedula 160, extremos planos long. 4" mínimo libre de soldadura a soldadura
			Misceláneos
	1/2 - 24		Empaques Junta para bridas clase 150#, ANSI B16.5, cara realzada (r.f), espirometalica de 1/8" de espesor, de acero inoxidable 304 y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico centrador tipo cgi de acero al carbón con recubrimiento cadminizado.
9	1/2 - 3		Espárragos Acero ASTM A-193 gr B7, con temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión cadmio (ASTM B766), con un espesor de 25 mils. longitud de acuerdo al ANSI/ASME B16.5, con dos tuercas ASTM A-194 gr. 2h.
	2 1/2		Válvula de bola desmontable de acero al carbon A 216 gra. wcb, clase 150 lb. extremos roscados, macho-hembra, npt. para cabezal de prueba
	2 1/2		Tubo difusor desmontable de bronce, extremos macho-hembra rosca npt, para cabezal de pruebas.
	2 1/2		Boquilla para medición, desmontable de bronce, un extremo rosca hembra npt, para cabezal de pruebas
			Conexiones para instrumentos
5	1/2 - 2	2- 24	Nipolet extremo plano ASTM A 105, clase 6000#, longitud de 4 1/2"
10	1/2 - 2		Bridas para termopozos Bridas de cuello largo clase 300# ANSI, cara realzada, acero al carbono ASTM A-105, sin costura, extremos planos.
	1/2 - 2		Válvulas compuerta Clase 800# ansi, extremos caja soldable (sw) por extremo roscado, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A105 internos 13% cromo (AISI-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.

En la **Tabla 1.21** se muestra el cabezal ramal

Tabla 1.21 Cabezal de tuberías especificación A1A2.

DNR/DNC(4)		15	20	25	40	50	65	80	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	660.4	750	850	900				
DN	(NPS)	(1/2)	(3/4)	(1)	(1 1/2)	(2)	(2 1/2)	(3)	(4)	(6)	(8)	(10)	(12)	(14)	(16)	(18)	(20)	(24)	(26)	(30)	(34)	(36)				
15	(1/2)	SWT	STR	STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
20	(3/4)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
25	(1)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
40	(1 1/2)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL			
50	(2)					SWT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
65	(2 1/2)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
80	(3)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
100	(4)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL
150	(6)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL
200	(8)	Nomenclatura: (3)								BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
250	(10)	DNC - Diámetro nominal cabezal.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL				
300	(12)	DNR - Diámetro nominal ramal.											BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL			
350	(14)	SWT - Te inserto soldable.													BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL			
400	(16)	STR - Te reducción o te y reducción inserto soldable.														BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
450	(18)	SOL - Inserto soldable a 90° (Sockolet).															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
500	(20)	WOL - Boquilla soldable (Weldolet).															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
600	(24)	BWT - Te soldable a tope.																BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT			
660.4	(26)	BRT - Te reductora soldable a tope.																	BWT	BRT	BRT	BRT	BRT			
750	(30)																			BWT	BRT	BRT	BRT			
850	(34)																				BWT	BRT	BRT			
900	(36)																					BWT	BRT	BRT		

Notas:

1. Se debe radiografiar el 30% del total de juntas soldadas; cada junta soldada debe radiografiarse al 100% el resto de las juntas se deben inspeccionar al 100% visualmente.
2. Los operadores de engrane se instalan en las válvulas de compuerta solo cuando se indique en los DTIs y/o planos constructivos.
3. Las laterales “y” normales y reductoras se deben usar en los mismos diámetros que las te normales y reductoras y los *latrolets* en los mismos diámetros que los *weldolets*.
4. En la tabla para conexiones cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, mas no es limitativa.
5. Solo se utilizará este accesorio (*nipolet*) para instrumentos de presión.
6. La tubería y accesorios deben ser pintados con base en los requerimientos de la especificación de pintura IENOVA-ATM-001.
7. El fabricante debe especificar en una etiqueta metálica atada al cuerpo y con letra de golpe en el cuerpo de la válvula: número de identificación, tipos de empaque en junta de bonete y en prensa estopas.
8. Se prohíbe utilizar válvulas de hierro gris o dúctil, (ejemplo ASTM A-126, A-436, A-439), marcadas comúnmente con WOG (*water oil gas*). La calidad mínima permitida es A-216 gr. WCB y/o A-105.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

9. En esta especificación es mandatorio que la longitud total de los espárragos sea igual a la suma de la longitud de cuerda útil, más la longitud de las dos puntas, de acuerdo al ASME B16.5.
10. Para las bridas de cuello largo se debe especificar el diámetro interior para relacionarlo con el diámetro exterior del termopozo y asegurar la inserción.
11. Se debe realizar la gammagrafía al 10% del total de las juntas de caja para soldar, con el objeto de verificar el gap de acuerdo al código ASME B 31.3.

Especificación A1A3

Pres. Permisible Máx/Min: kPa (psig)	1965 (285)	552 (80)
Temp. Permisible Mín/Max: °C (°F)	-29 (-20)	427 (800)

Código ASME B31.3

Clase: 150# R.F.

Acero al Carbón

Tol. Corrosión: mm (pulg) 1,3 (0,05)

Servicio: Espuma contraincendio (ECI) (**Tabla 1.22**).

Tabla 1.22 Componentes de tubería A1A2.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Tubería
1	1/2 2		ASTM A-10 gr. B. S/c, cedula xs, ext. Planos.
1	2 ½ – 16		ASTM A-53 gr. B. S/c, cedula estándar, ext. Bis.
1	18 – 24		ASTM A-53 gr. B tipo E C/c erw, cedula estándar, ext. Bis.
			Válvulas caja soldable (sw)
7,8	1/2 - 2		Compuerta Clase 800# ANSI, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105 internos 13% cromo (AISI-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.
7,8	1/2 – 2		Globo Clase 800# ANSI, vástago y volante ascendente, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13%

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			cromo (AISI-410), asientos con caras endurecidas con stellite 6, disco libre, código API 602trim 8.
7,8	1/2 – 2		Retención (check) Clase 800# ansi, tipo bola o pistón para trabajar en posición horizontal o vertical, tapa bridada, cuerpo de acero al carbón ASTM A-105; internos 13% cromo (AISI-410), asientos endurecidos con stellite 6, código API 602 trim 8.
			Válvulas bridadas
2,7,8	2 ½ – 24		Compuerta Clase 150# ansi, volante fijo, vástago ascendente, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. Wcb, internos 13% cromo, asientos con caras endurecidas con stellite 6, disco flexible totalmente guiado. Código API 600 trim 8.
7,8	3 – 14		Globo Clase 150# ANSI, r.f., vástago y volante ascendente, yugo estándar, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. Wcb, internos 13% cromo (aisi-410), disco libre, asientos con caras endurecidas con stellite 6. Código API 600 trim 8.
7,8	2 1/2 – 12		Retención (check) Clase 150#, r.f., tipo columpio, cuerpo de acero al carbón ASTM A-216 gr. Wcb, con internos 13% cr, disco libre, asientos con cara endurecida con stellite 6, instalar en posición horizontal. Código API 600 trim 8.
	2 1/2		Tapón macho (para uso de tomas siamesas) Rosca snt (7 1/2 hilos por pulgada), de material bronce y con cadena para sujetarse en cuerpo de toma siamesa
			Bridas
	1/2 – 2		Brida caja soldable (sw) ASTM A-105, clase 150# r.f., ASME B-16.5, Diámetro interior igual al tubo.
	3 – 24		Brida cuello soldable (wn) ASTM A-105, clase 150# r.f., ASME B-16.5, Diámetro interior igual al tubo.
	3/4 – 24		Figura ocho o reversible Placa ciega ASTM A-285 gr. C, ASME B 16.48 con rayado equivalente al de bridas r.f., en área de sello

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			Accesorios soldables a tope (bw)
	3 - 24		Codos 45 grados ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo
	3 - 24		Codos 90 grados ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo
	3 - 24		Te recta ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Te reducción ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo.
	2 - 24		Tapón cachucha ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Reducción concéntrica ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo.
	3 - 20	4 - 24	Reducción excéntrica ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo.
	2 ½ - 14	6-24	Weldolet ASTM A-234 gr. Wpb, s/c. Diámetro interior igual al tubo
			Accesorios caja soldable (sw)
	1/2 - 2		Codos 45 grados ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Codos 90 grados Acero forjado ASTM A-105, clase 3000#
	1/2 - 2		Te recta ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 1 1/2	3/4 - 2	Te reducción ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Tapón cachucha ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2		Cople ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	1/2 - 2	2 - 24	Sockolet ASTM A-105, acero forjado, clase 3000#
	½ - 1 ½	¾ - 2	Inserto reducción ASTM A-105, acero forjado, clase 3000# tipo 1
	½ - 1 ½	¾ - 2	Inserto reduccion ASTM A-105, acero forjado, clase 3000# tipo 2
			Accesorios roscados
	½ - 2		Tapón macho ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 2	2 - 24	Tredolet's

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 2		Coples ASTM A-105, acero forjado clase 3000#
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. B s/c, cedula 160, extremos roscados, long. 4" mínimo libre entre cuerdas.
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. B s/c, cedula 160, extremos planos/rosc. Long. 4" mínimo libre entre soldadura y cuerda
	1/2 - 2		Niples ASTM A-106 gr. B s/c, cedula 160, extremos planos long. 4" mínimo libre de soldadura a soldadura
			Misceláneos
	1/2 - 24		Empaques Junta para bridas clase 150#, ANSI B16.5, cara realzada (r.f), espirometalica de 1/8" de espesor, de acero inoxidable 304 y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico centrador tipo cgi de acero al carbón con recubrimiento cadminizado.
9	1/2 - 3		Espárragos Acero ASTM A-193 gr B7, con temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión cadmio (ASTM B766), con un espesor de 25 mils. Longitud de acuerdo al Ansi/Asme B16.5, con dos tuercas ASTM A-194 gr. 2h.
			Conexiones para instrumentos
5	1/2 - 2	¾ - 24	Nipolet Extremo plano ASTM A 105, clase 6000#, longitud de 4 1/2"
10	1/2 - 2		Bridas para termopozos Bridas de cuello largo clase 300# ANSI, cara realzada, acero al carbono ASTM A-105, sin costura, extremos planos.
	1/2 - 2		Válvula de compuerta clase 800# ansi, extremos caja soldable por extremosroscado, volante fijo, bonete con diseño de empaquetadura para bajas emisiones, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbón ASTM A105 internos 13% cromo (AISI-410),

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor red	Descripción
			asientos con caras endurecidas con stellite 6 código API 602 trim 8.

En la **Tabla 1.23** se presenta el cabezal – ramal

Tabla 1.23.Cabezal de tuberías especificación A1A3.

DNR/DNC(4)		15	20	25	40	50	65	80	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	660.4	750	850	900		
DN	(NPS)	(1/2)	(3/4)	(1)	(1 1/2)	(2)	(2 1/2)	(3)	(4)	(6)	(8)	(10)	(12)	(14)	(16)	(18)	(20)	(24)	(26)	(30)	(34)	(36)		
15	(1/2)	SWT	STR	STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL		
20	(3/4)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
25	(1)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
40	(1 1/2)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
50	(2)			STR	STR	STR	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
65	(2 1/2)						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL		
80	(3)							BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL		
100	(4)								BWT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL		
150	(6)									BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL		
200	(8)	Nomenclatura: (3)								BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL		
250	(10)	DNC - Diámetro nominal cabezal.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
300	(12)	DNR - Diámetro nominal ramal.											BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	
350	(14)	SWT - Te inserto soldable.												BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	
400	(16)	STR - Te reducción o te y reducción inserto soldable.													BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
450	(18)	SOL - Inserto soldable a 90° (Sockolet).														BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
500	(20)	WOL - Boquilla soldable (Weldolet).															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
600	(24)	BWT - Te soldable a tope.																BWT		BRT	BRT	BRT	BRT	
660.4	(26)	BRT - Te reductora soldable a tope.																	BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	
750	(30)																			BWT	BRT	BRT	BRT	
850	(34)																				BWT	BRT	BRT	
900	(36)																					BWT	BRT	BRT

Notas:

1. Se debe radiografiar el 30% del total de juntas soldadas; cada junta soldada debe radiografiarse al 100% el resto de las juntas se deben inspeccionar al 100% visualmente.
2. Los operadores de engrane se instalan en las válvulas de compuerta solo cuando se indique en los DTIs y/o planos constructivos.
3. Las laterales “y” normales y reductoras se deben usar en los mismos diámetros que las te normales y reductoras y los *latrolets* en los mismos diámetros que los *weldolets*.
4. En la tabla para conexiones cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, mas no es limitativa.
5. Solo se utilizará este accesorio (*nipolet*) para instrumentos de presión.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

6. La tubería y accesorios deben ser pintados con base en los requerimientos de la especificación de pintura IENOVA-ATM-001.
7. El fabricante debe especificar en una etiqueta metálica atada al cuerpo y con letra de golpe en el cuerpo de la válvula: número de identificación, tipos de empaque en junta de bonete y en prensa estopas.
8. Esta especificación prohíbe utilizar válvulas de hierro gris o dúctil, (ejemplo ASTM A-126, A-436, A-439), marcadas comúnmente con WOG (*water oil gas*). La calidad mínima permitida es A-216Gr. WCB y/o A-105.
9. Es mandatorio que la longitud total de los espárragos sea igual a la suma de la longitud de cuerda útil, más la longitud de las dos puntas, de acuerdo al ASME B16.5.
10. Para las bridas de cuello largo se debe especificar el diámetro interior para relacionarlo con el diámetro exterior del termopozo y asegurar la inserción.
11. Se debe realizar la gammagrafía al 10% del total de las juntas de caja para soldar, con el objeto de verificar el gap de acuerdo al código ASME B 31.3.

11.- Especificación A0T1

Pres. Diseño: kPa (psig)	958 (138.8)
Temp. Diseño °C (°F)	30 (86)

Código ASME B31.3

Clase: 150# R.F.

HDPE

Tol. Corrosión: mm (pulg) 0 (0)

Servicio: Agua contraincendio (ECI) (**Tabla 1.24**).

Tabla 1.24 Componentes de tubería A0T1.

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor Red	Descripción
			Tubería.
1,2,3	4-12		Tubería, de polietileno de alta densidad (hdpe) ASTM D3350 tipo PE-4710 DR-9, extremos planos, aprobada FM-1613 para servicio protección contraincendios subterránea. Especificación ASTM F714.
			Misceláneos.
1,2,3	4-12		Cople, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de electro fusión, aprobada fm-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055

Notas de diseño	Tamaño (pulg) diámetro menor	Diámetro mayor Red	Descripción
1,2,3	4-12		Codo 45°, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de electro fusión, aprobada FM-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055
1,2,3	4-12		Codo 90°, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de electro fusión, aprobada FM-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055
1,2,3	4-12		Te recta, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de electro fusión, aprobada FM-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055
1,2,3	10-4	12-6	Te reducción, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de elctrofusión, aprobada FM-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055.
1,2,3	10-4	12-6	Reducción concentrica, ASTM D-3350, PE-4710, DR-9, unión por sistema de elctrofusión, aprobada FM-1613 para servicio proteccion contraincendios subterránea. Especificación ASTM F1055.
1,2,3	4-12		Accesorio de transición, de polietileno de alta densidad (HDPE) acero al carbon, compuesto por adaptador ASTM D-3350 PE-4710 DR-9, camisa de compresión de acero al carbon, sellos de fkm(viton) y niple ASTM A106-B, aprobacion FM-1613 para servicio proteccion contraincendios. Especificación Astm D2513/F1973.

Especificación A0T1.

DIÁMETRO DEL RAMAL (PULGADAS)	12	TT				
	10	ET	TT			
	8	ET	ET	TT		
	6	ET	ET	ET	TT	
	4	ET	ET	ET	ET	TT
		12	10	8	6	4
DIÁMETRO DEL CABEZAL (PULGADAS)						

TT Te recta por electrofusión
ET Te reducción por electrofusión

Notas:

1. Tuberías y accesorios deben ser conectados, entre sí por el proceso de electrofusión.
2. Para realizar las uniones por electrofusión apropiadamente, se deberán seguir estrictamente, las instrucciones de electrofusión, dadas por el fabricante.
3. Para conexión cabezal-ramal se indica la recomendada por diseño, mas no es limitativa.

Códigos Aplicables

Los Códigos y estándares (**Tabla 1.25**) aplican a esta especificación. Cuando una fecha de edición no esté indicada para un Código o Estándar, se debe aplicar la edición vigente en el momento de la compra.

Tabla 1.25.Códigos y normas aplicables

Códigos	Descripción
ASME (AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS)	
B1.1	"Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)"
B1.20.1	"Pipe Threads, General Purpose (Inch)"
B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
B16.9	Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings
B16.10	"Face to Face and End to End Dimensions of Valves"
B16.11	"Forged Steel Fittings, Socket Welding and Threaded"
B16.20	"Metallic Gaskets for Pipe Flanges-Ring Joint, Spiral-Wound, and Jacketed"
B16.21	"Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges"
B16.25	"Buttwelding Ends"
B16.28	"Wrought Steel Buttwelding Short Radius Elbows and Returns"
B16.3	"Malleable Iron Threaded Fittings, Class 150 and 300"
B16.34	"Valves-Flanged, Threaded, and Welding End"
B16.36	"Orifice Flanges"
B16.42	"Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings (Class 150 and 300)"
B16.47	"Large Diameter Steel Flanges NPS 26 through NPS 60"
B16.9	"Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fitting"
B18.2.1	Square and Hex Bolts and Screws
B36.10	Welded and Seamless Wrought steel pipe
B-36.19	"Stainless Steel Pipe"
B18.2.2	"Square and Hex Nuts (Inch Series)"
ASME	"Boiler and Pressure vessel Code"
ASME B31.1	Power Piping
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.4	Pipeline transportation systems for liquids and slurries
B-36.19	"Stainless Steel Pipe"
API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE)	
API-590	"Steel Line Blanks"
API-598	"Valve Inspection and Testing"
API-599	"Metal Plug Valves-Flanged and Welding Ends"
API-600	"Steel Gate Valves, Flanged and Buttwelding Ends"
API-601	"Metallic Gasket for Raised-Face, Pipe Flanges and Flanged Connections (Double Jacketed Corrugated and Spiral-wound)"

Códigos	Descripción
API-602	"Compact Steel Gate Valves-Flanged, Threaded, Welding and Extended-Body Ends"
API 607	"Fire test for soft seated quarter turn valves"
API-609	"Butterfly valves, Lug-Type and Wafer-Type"
API-6D	"Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball and Check-Valves)"
API-941	"Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperature and Pressure in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants."
RP-521	"Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems"
NACE (National Association of Corrosion Engineers)	
Paper No. 67	
MR-01-75	"Standard Material Requirement Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Material for Oil Field Equipment"
MR-01-03	"Materials Resistant to Sulfide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments."
NFPA (National Fire Protection Association)	
Manufacturers Standardization Society (MSS)	
MSS SP-6	Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting-End Flanges of Valves & Fittings
MSS SP-25	Standard Marking System for valves, Fittings, Flanges & Unions.
MSS SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS SP-75	High Test Wrought BW Fittings
MSS SP-80	Bronze Gate, Globe, Angle and Check Valves
MSS SP-83	Carbon Steel Pipe Unions, Socketweld and Threaded

Abreviaturas.

API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BO	<i>Bore</i>
C/C	<i>Con Costura</i>
CONC	<i>Concéntrico</i>
DSAW	<i>Doble Arco Sumergido</i>
EXC	<i>Excéntrico</i>
ERW	<i>Soldadura de Resistencia Eléctrica</i>
FF	<i>Cara Plana</i>
RF	<i>Cara Realzada</i>
NPS	<i>Diámetro Nominal de Tubería</i>
psia	<i>Libras por pulgada cuadrada absoluta</i>
psig	<i>Libras por pulgada cuadrada manométrica</i>
RJ	<i>Junta de Anillo</i>
S/C	<i>Sin costura</i>
SO	<i>SLIP-ON (BRIDA DESLIZABLE)</i>
SW	<i>Inserto Soldable (Socket Weld)</i>
WN	<i>Cuello Soldable (Welding neck)</i>

XS	Extra Fuerte
XXS	Doble Extra Fuerte

Fuente: IEnova Infraestructura Energética Documento No. ES0117-PI-000-ESP-001 ESPECIFICACIÓN DE MATERIALES DE TUBERÍA Rev. D del 12 de julio de 2017.

1.1.3 Proyecto sistema contraincendio.

Bases de Diseño Seguridad.

Objetivo.

El objetivo del sistema contra incendio es proporcionar un grado de protección a la propiedad y la vida, basándose en normas internacionales de reconocido prestigio y confiabilidad.

Los equipos deberán ser diseñados y fabricados de acuerdo con los estándares internacionales y locales, regulaciones y recomendaciones del fabricante. El orden de precedencia es el siguiente: Regulaciones Federales, Códigos Locales, Códigos del Fabricante y Códigos Internacionales.

Alcance.

Las bases de diseño, los estándares y especificaciones indicados en este documento establecen los lineamientos básicos para la ingeniería y diseño de las instalaciones de la Terminal de Petrolíferos Puebla.

Este documento de bases de diseño deberá ser considerado como información preliminar y como referencia inicial, pero es responsabilidad del proveedor el desarrollo de documentos adicionales para satisfacer las necesidades del proyecto.

El alcance de este documento es establecer las directrices que deberán cumplir los sistemas de protección contra incendio para la Terminal de Petrolíferos Puebla.

Los sistemas de seguridad tienen como propósito principal minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones, que pueden presentarse durante un incendio relacionado con los procesos de almacenamiento y distribución propios de la operación de las terminales de almacenamiento de petrolíferos y petróleo.

Los sistemas de seguridad son primordiales en este tipo de terminales ya que los riesgos que se presentan son muy altos.

Los sistemas de seguridad de las estaciones deberán diseñarse como unidades completamente operacionales.

El alcance de este documento cubre únicamente la Terminal de Petrolíferos Puebla.

Clasificación de Ocupación.

La Terminal de Petrolíferos Puebla, se considera como riesgo alto debido al manejo de petrolíferos.

Cuando se utiliza una sustancia inflamable las posibilidades de accidentes se incrementan notoriamente y más aún cuando su utilización es masiva.

De acuerdo con las circunstancias bajo las cuales se desarrolla cada accidente, deriva el tipo de evento producido, es decir cuando se produce un derrame o incendio, pueden o no generarse acumulaciones peligrosas que pueden derivar en una explosión o deflagración.

Dentro de la clasificación de ocupación, la terminal se considera habitadas debido a que habrá personal operativo de tiempo completo.

Criterios de Diseño del Sistema de Protección Contra Incendio.

Extintores portátiles

La Terminal deberá contar con equipo portátil contra incendio, por lo que habrá los siguientes dispositivos:

- Extintores a base de dióxido de carbono tipo BC.
- Extintores a base de bicarbonato de potasio tipo BC.
- Extintores a base de polvo químico seco tipo ABC.

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010, “Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo” y NFPA-10, “*Standard for Portable Fire Extinguishers*” en su última edición.

El agente de extinción deberá considerarse de acuerdo con el tipo de fuego y clasificación de riesgo (Tabla 1.8):

Clase A. Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.

Clase B. Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables.

Clase C. Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados (**Tabla 1.26**).

Tabla 1.26.Agentes de extinción y tipos de fuego.

Agente	Descripción	Clase A	Clase B	Clase C
Polvo químico seco	Los extintores de polvo químico multipropósito (fosfato de amonio) están diseñados para los fuegos de Clase A, clase B, Clase C.	X	X	X
Polvo químico seco	Los extintores de polvo químico seco (bicarbonato de potasio) están diseñados para los fuegos de Clase B, Clase C.		X	X
Dióxido de carbono	Un gas inerte incoloro, inodoro, no conductor eléctrico que es un medio extintor adecuado para incendios Clase B y Clase C.		X	X

Se deberán distribuir alrededor de la terminal extintores montados en carretilla de 56.7 kg (125 lbs) de polvo químico seco a base de bicarbonato de potasio para las zonas o áreas en que se almacenen o manejen hidrocarburos inflamables, para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato mono amónico de 9.0 kg (20 lbs), mientras que para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico los extintores portátiles serán a base de dióxido de carbono (CO₂) de 9.0 kg (20 lbs). Los extintores se seleccionarán dependiendo del tipo de área a proteger y deberán ser aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

Localización de Extintores.

El tipo de extintor (agente de extinción) se ubicará de acuerdo con la clasificación de fuego determinada en el lugar de la instalación.

Los extintores deberán ser colocados en el recorrido de las salidas de emergencia. Los extintores deberán colocarse en lugares visibles, de fácil acceso y libres de obstáculos, de tal forma que el recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a uno de ellos, no exceda de 50 pies (15,25 m) desde cualquier lugar ocupado en el centro de trabajo para fuego tipo B. Para fuego tipo A, C y D en áreas en donde el riesgo es alto, la distancia de recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a éste, no deberá exceder de 75,46 pies (23 m).

Sistema de Fuego y Gas (F&G)

El F&G tiene como función principal detectar oportunamente un conato de incendio o fuga de gas para alertar al personal de manera que se realicen las acciones necesarias para protección de las personas y se minimicen los daños materiales y pérdidas económicas.

La selección del tipo de tecnología de detección debe basarse en la identificación de los posibles escenarios contemplados durante el Análisis de Riesgo, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Contexto operacional del centro de trabajo.
- La naturaleza de los fuegos y las explosiones que pueden ocurrir.
- Los riesgos de fuegos y de explosiones.
- La naturaleza de los fluidos que se manejan.
- Las condiciones ambientales.
- La temperatura y la presión de los fluidos que se manejan.
- Las cantidades de los materiales inflamables que son procesados y almacenados.
- La cantidad, y disposición del equipo en la instalación.
- La localización geográfica de la instalación.
- Factores humanos.
- Medios de acceso al centro de trabajo.
- Medios disponibles para evacuación, escape y rescate y su disponibilidad en la identificación de escenarios de accidente.
- Escenarios de fuego y explosión que pueden conducir a la necesidad de escape o evacuación (incluyendo efectos de humo y calor radiante).
- Número y distribución del personal.
- Comando y comunicación de emergencia.
- Control y monitoreo de emergencia.

- Esquema de la instalación y arreglo de equipo.
- Ambiente en el que el centro de trabajo está situado.
- Nivel de ayuda disponible de fuentes externas.
- Cualquier guía y regulación aplicada en el centro de trabajo

El proveedor deberá incluir el diseño, suministro, instalación, pruebas y puesta en servicio de todo el hardware, software, firmware y licencias involucrados en el F&G.

El área de proceso y edificios deberán estar protegidas a través del F&G y el Sistema de Detección de Humo y Supresión respectivamente diseñados en apego a la ISA-TR84.00-07, NFPA 72, NFPA 12, NFPA 2001 y IEC 61508, en sus últimas ediciones.

Área de Proceso

Se deberá incluir en el diseño la protección por medio de un F&G de las siguientes áreas y/o equipos de la Terminal de Petrolíferos Puebla:

- Recibo y Almacenamiento
- Reparto
- Servicios Auxiliares

El F&G deberá estar conformado como mínimo por los siguientes elementos:

- Controlador del Sistema de Gas y Fuego (F&G).
- Estación para configuración portátil.
- Detectores de mezclas explosivas (tipo puntual tecnología infrarroja).
- Detectores de flama (tecnología UV/IR o IR3).
- Estaciones manuales de alarma.
- Alarmas visibles (semáforos).
- Alarmas audibles.
- UPS (por Eléctrico).
- Sistema de Agua Contra incendio

Así mismo, deberán ser suministrados los servicios de capacitación para el personal de operación y mantenimiento. Se deberá considerar la conexión por comunicación del sistema de agua contraincendio y del sistema de detección de humo y supresión.

Sistema de Agua Contraincendio

El sistema de agua contraincendio es responsable de liberar agua a presión para mitigar la presencia de fuego y para mantener los tanques de almacenamiento de producto a una temperatura baja y evitar la propagación del fuego. El sistema de agua contraincendio estará integrado al F&G por medio de señales analógicas y digitales y por comunicación para que, en el caso de una detección, se active el sistema y libere el agua en las zonas donde es necesario.

El sistema de agua contraincendio está integrado por los siguientes equipos:

- Tanque de agua contraincendio.
- Bombas de agua contraincendio.
- Solenoides de apertura
- Interruptores de presión
- Red de agua contraincendio
- Aspersores

El sistema de agua contraincendio deberá encontrarse presurizado en todo momento para poder responder efectivamente a emergencias. Debe estar diseñado conforme a normatividad mexicana e internacional.

El proveedor deberá entregar la memoria de cálculo del sistema de agua contraincendio considerando el tamaño, tipo de producto y cantidad de éste en los tanques y la cobertura de los aspersores.

Sistema de Detección de Humo y Supresión.

General.

El sistema de detección de humo y supresión estará integrado por un Panel de Detección de Humo para la protección de los edificios administrativos, de control y eléctricos. El sistema será conectado al F&G de la terminal a través de protocolo Modbus TCP a fin de supervisar el estado y las condiciones de los sistemas de protección de los edificios. Los

equipos del sistema de detección, así como los accesorios y materiales a utilizar deberán estar listados por UL y/o aprobados por FM para servicio contra incendio.

El sistema de detección de humo y supresión consistirá básicamente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Panel de Detección de Humo y Supresión
- Sistema de supresión por agente limpio
- Sistema de supresión por CO₂.
- Detectores humo y térmicos
- Detector de hidrógeno
- Dispositivos de notificación (alarmas audibles y visibles)
- Estaciones manuales de alarma
- Estaciones de aborto

Todos los componentes del tablero de control tales como: CPU, display, módulos de entradas, módulos de control de dispositivos de notificación, módulos relevadores, módulos de disparo de agente limpio, deberán alojarse en un gabinete ubicado en el interior del cuarto de tableros.

El desempeño del sistema deberá ser el siguiente:

- Circuitos de línea de señales (por sus siglas en inglés SLC): Clase A.
- Circuito de los dispositivos de iniciación (por sus siglas en inglés IDC): Clase B.
- Circuitos de los aparatos de notificación (por sus siglas en inglés NAC). Clase B.
- Circuitos de control por relevador y de control de disparo de agente limpio: Clase B.

En caso de que exista una detección, el panel de detección de humo y supresión la recibirá por medio de los circuitos de línea de señales. Dependiendo del tipo de detección y la ubicación, el panel alertará al personal dentro del edificio involucrado y si es necesario llevará a cabo la descarga de agente limpio o CO₂ para mitigar la presencia de fuego y

proteger al personal y al equipo. El agente limpio se usará en áreas donde se encuentre equipo electrónico como cuartos de gabinetes, mientras que el CO₂ se utilizará en donde exista equipo eléctrico.

El proveedor deberá suministrar todo el equipo necesario, realizar las pruebas correspondientes y entregar la memoria de cálculo del sistema de acuerdo con la normatividad mexicana e internacional para que el sistema sea funcional y efectivo ante emergencias.

Sistema de supresión a base de agente limpio (HFC-227e a Heptafluoropropano)

Es responsabilidad del proveedor generar la ingeniería para los sistemas de supresión a base de agente limpio, además del suministro, instalación, interconexión, pruebas del sistema, así como el apoyo durante el arranque en base al NFPA 2001 en su última edición.

El proveedor debe tener en cuenta que el alcance de la protección contra incendio a base de un sistema fijo de supresión mediante agente limpio corresponde al cuarto de control principal (CCP) y cuarto de gabinetes en el edificio administrativo. Siendo esta protección en las áreas que ocupa el falso plafón, falso piso y el área de trabajo del cuarto correspondiente.

El proveedor debe considerar la señalización de letreros alusivos al sistema de extinción a base de agente limpio, cumpliendo con lo estipulado en la NOM-026-STPS-2008 y la NFPA 2001 *Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems*, en su última edición.

Los requerimientos y especificaciones que el agente limpio del sistema de supresión y los contenedores deberán cumplir son los siguientes:

- El sistema de supresión de fuego con agente limpio heptafluoropropano (HFC-227ea), deberá estar listado por UL y/o aprobado por FM para servicio contra incendio, así como deberá estar en estricto acuerdo con el NFPA 2001 en su última edición.
- El agente limpio que deberá especificarse para el sistema de supresión es heptafluoropropano (HFC-227ea) cuyos requerimientos de la **Tabla 1.27**.

Tabla 1.27. Propiedades del agente de limpio.

Propiedades	Unidades	Requerimiento
Agente Limpio		CF ₃ CHF ₂ CF ₃ - heptafluoropropano (HFC-227ea)
Punto de Ebullición	K(°C)	256.6 (-16.40)

Propiedades	Unidades	Requerimiento
Peso Molecular	g/mol	170,03
Presión Crítica	Psig (kPA man)	422 (2 909)
Temperatura Crítica	K(°C)	374.85 (101.7)
Densidad Crítica	Lb/ft3 (kg/m3)	38.76 (621)
Potencial Daño al Ozono		0

Los contenedores deberán ser diseñados, fabricados, inspeccionados, certificados y estampados de acuerdo con el DOT 4BW. La presión de diseño deberá ser la apropiada para la presión máxima desarrollada a 130°F (55°C) o al límite máximo de presión controlada.

Cada recipiente deberá contar con dispositivo de relevo de presión para protegerlo bajo condiciones de presión excesiva. Además, el contenedor de almacenamiento tendrá un manómetro, un indicador de nivel de líquido y un interruptor de control de baja presión.

Los sistemas de supresión de fuego a base de agente limpio (heptafluoropropano) deberán ser del tipo inundación total con activación eléctrica.

Estos sistemas consistirán básicamente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Panel de Detección de Humo (Compartido con sistema de CO₂).
- Agente extinguidor.
- Banco de cilindros con agente limpio (principal y reserva).
- Bastidor para cilindros o arneses.
- Cabezales de descarga.
- Válvulas *check*.
- Indicador visual de descarga (para sistema principal y sistema de reserva).
- Válvulas de descarga operadas por presión, cabezas de control y mangueras.
- Instrumentación: interruptor por alta presión, interruptor de baja presión de cilindro de agente limpio, estación manual de descarga, estación manual de aborto, interruptor selector automático / mantenimiento, interruptor selector principal / reserva.

- Tubería y boquillas de descarga.
- Extintores portátiles (equipo contra incendio complementario).
- Señalización: Juego de letreros para indicación y advertencia en las zonas de acceso a los cuartos de control y en el interior incluye: identificación de elementos e instrucciones de operación.
- Equipos de respiración autónoma.

Además del agente extintor requerido se deberá suministrar una reserva del 100% disponible para poner en operación a través de un interruptor selector (principal/reserva). El proveedor deberá suministrar pruebas de hermeticidad requeridas para lograr la concentración de diseño de agente limpio, para lo cual se deberán sellar adecuadamente todos los pasos de tuberías y se deberán instalar compuertas automáticas (alcance de la ingeniería de HVAC) en los límites de las áreas para evitar que el agente extintor fluya por los ductos de aire acondicionado en caso de una situación de incendio confirmado.

Sistema de supresión a base de gas CO₂.

Es responsabilidad del proveedor generar la ingeniería para el sistema de supresión a base de gas CO₂, además del suministro, instalación, interconexión, pruebas del sistema, así como el apoyo durante el arranque en base al NFPA 12 en su última edición.

El proveedor debe tener en cuenta que el alcance de la protección contra incendio a base de gas CO₂, en cuartos eléctricos corresponde al cuarto eléctrico del edificio administrativo, la subestación eléctrica y el centro de control de motores (CCM).

El sistema de supresión de fuego a base de CO₂, deberá ser del tipo inundación total, con activación eléctrica. Se deberá alarmar e indicar su activación antes del funcionamiento del sistema. La premisa para proponer un sistema de CO₂, es que los recintos son no-ocupados, en caso de haber personal dentro de los recintos por tareas de mantenimiento se debe bloquear el sistema mediante la válvula de bloqueo que se encuentra dentro del cuarto.

El proveedor debe considerar la señalización de letreros alusivos al sistema de extinción a base de gas CO₂, cumpliendo con la NOM-026-STPS-2008.

El sistema de supresión de fuego a base de CO₂, para la protección de cuartos eléctricos deberá estar listado por UL y aprobado por FM para servicio contra incendio, así mismo, deberá estar en estricto acuerdo con el NFPA 12 Carbon Dioxide Extinguishing Systems, en su última edición.

Los requerimientos y especificaciones que el agente de supresión de fuego CO₂ y los contenedores deberán cumplir son los siguientes:

- a) El sistema de supresión de fuego a base de CO₂ para la protección de los cuartos eléctricos de la Terminal de Petrolíferos Puebla deberá estar listado por UL y aprobado por FM para servicio contra incendio, así mismo, deberá estar en estricto acuerdo con el NFPA 12, en su última edición.
- b) El agente que deberá especificarse para el sistema de supresión es el CO₂, cuyos requerimientos se listan en la **Tabla 1.28** continuación:

Tabla 1.28 Propiedades del CO₂

Nombre químico	Bióxido de carbono CO ₂
Apariencia	Gas inerte, incoloro e inodoro
Peso molecular	44 g/mol
Temperatura crítica	304,2 K (31,05°C)
Presión crítica	1 056 psig (7 280,87 kPa man)

- c) Especificaciones del contenedor:
 - Los contenedores en los cuales se almacenará el CO₂ deberán ser los adecuados para este propósito y los materiales de construcción del contenedor, empaques y demás componentes deberán ser compatibles con el agente y diseñados para las presiones esperadas.
 - Los contenedores deberán ser diseñados, fabricados, inspeccionados, certificados y estampados de acuerdo con el D.O.T 3A. o 3AA para cilindros portátiles o la sección VIII del código ASME para recipientes a presión. La presión de diseño deberá ser la apropiada para la presión máxima desarrollada a 131 °F (55 °C) o al límite máximo de presión controlada.
 - Cada recipiente deberá contar con dispositivo de relevo de presión para protegerlo bajo condiciones de presión excesiva. Además, el contenedor de almacenamiento tendrá un manómetro, un indicador de nivel de líquido y un interruptor de control de baja presión.
 - Cada uno de los recipientes deberá estar identificado con una placa permanente en apego a los requisitos de la NFPA 12 en su última edición.

Este sistema consistirá básicamente en los siguientes elementos y dispositivos:

- Panel de Detección de Humo (compartido con el sistema de agente limpio).
- Agente extinguidor CO₂.
- Banco de cilindros con CO₂ (principal y reserva).
- Bastidor para cilindros o arneses.
- Cabezales de descarga.
- Válvulas *check*.
- Indicador visual de descarga (para sistema principal y de reserva).
- Válvulas de descarga operadas por presión, cabezas de control y mangueras.
- Válvulas de venteo.
- Tubería metálica y boquillas de descarga.
- Alarma neumática de pre-descarga.
- Odorizante.
- Retardador de descarga.
- Instrumentación: Interruptor por alta presión, válvula de bloqueo con interruptor supervisor de posición, estación manual de descarga remota, interruptor selector automático / mantenimiento, interruptor selector principal / reserva.
- Señalización: Juego de letreros para indicación y advertencia en las zonas de acceso a los cuartos de control y en el interior incluye: identificación de elementos e instrucciones de operación y letreros de identificación de la condición de cada una de las luces de estado (alarmas visibles).
- Equipos de respiración autónoma.

El contratista deberá realizar las pruebas de hermeticidad requeridas para lograr la concentración de diseño de CO₂, para lo cual se deberán sellar adecuadamente todos los pasos de tuberías, se deberán instalar compuertas automáticas (alcance de la ingeniería de HVAC) en los límites del cuarto para evitar que el agente extintor fluya por los ductos de aire acondicionado en caso de una situación de incendio confirmado.

Edificios y cuartos de control.

En la **Tabla 1.29**, se muestra la detección que será considerada para los edificios y cuartos de la Terminal de Petrolíferos Puebla:

Tabla 1.29. Tipo de detección en edificios.

Área o equipo	Tipo de detección	Tecnología
Cuarto de control principal	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Cuarto de gabinetes	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Oficinas administrativas	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Dormitorios	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Cocina y comedor	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico
Cuarto eléctrico (en oficinas)	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Subestación eléctrica	Humo	Fotoeléctrico inteligente
CCM	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Bodega de materiales	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Taller de mantenimiento	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Caseta de vigilancia	Humo	Fotoeléctrico inteligente
Almacén de materiales peligrosos	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico
Almacén de residuos peligrosos	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico

Estos elementos se integrarán al panel de detección de humo a través de circuitos digitales de señales, el cual alertará en caso de que se presente un evento. El Panel de Detección de Humo enviará la alerta al F&G a través de protocolo Modbus TCP y éste a su vez la Estación de Operación F&G y al SCADA. Se visualizará el estado de los detectores en el SCADA del CCP y CCA. Para detalle del SCADA referirse al documento ES0117-IC-000-ESP-001 “Especificación de SCADA”.

Es responsabilidad del proveedor la instalación, construcción, inspección, pruebas y puesta en operación de estas medidas de seguridad.

Materiales Eléctricos.

Las cajas para instrumentos y cajas de paso deberán ser identificadas y aprobadas para el área en la que serán instalados, tal como se indica en la sección 500-8 de la NOM-001-SEDE-2012 y en apego al plano de clasificación eléctrica.

El cableado de interconexión entre detectores, panel de detección de humo, sistema de supresión a base de agente limpio, sistema de supresión a base de CO₂, alarmas audibles y visibles y equipamientos de los diferentes sistemas se llevará a cabo y verificará por los proveedores. El trabajo incluye el material, la canalización y la configuración requerida.

El diseño de la instalación eléctrica se deberá apegar a los requerimientos de la NOM-001-SEDE-2012.

Tubería conduit y accesorios

La tubería conduit a utilizar en áreas exteriores deberá ser de aluminio libre de cobre pared gruesa cubierto de PVC en el exterior y uretano en el interior de acuerdo con especificaciones de la NMX-J-534-ANCE. Para las canalizaciones subterráneas se utilizará tubería conduit uso ligero de PVC uso subterráneo. El material deberá tener resistencia aceptable a la humedad y a los agentes corrosivos, y deberá tener resistencia suficiente para soportar el abuso, por impacto y compresión, así como conexiones y cambios de dirección de PVC.

Las cajas de registro en áreas exteriores deberán ser a prueba de explosión Clase 1 Div. 1, grupo C y D, fabricadas en aluminio libre de cobre. En áreas interiores deberán ser ovaladas serie 7, fabricadas en aluminio libre de cobre. El material para soportería deberá contar con un recubrimiento anticorrosivo adecuado para el ambiente donde será instalado.

Conductores eléctricos

Los conductores que formarán parte de los sistemas de protección deberán cumplir con las siguientes características como mínimo:

✓ Cable para señales analógicas

Conductor tipo triada trenzada de cobre estañado, color negro, rojo y blanco adecuado para instrumentación, calibre 16 AWG, 600 V, temperatura máxima de funcionamiento de 75 °C, pantalla de aluminio, con cable de dren, listado UL-1709, aislamiento de PVC resistente a la propagación de incendios, deberá contar con cuerda de nylon para desgarrar.

✓ Cable para circuito (SLC)

Conductor tipo par trenzado de cobre estañado, color rojo y negro adecuado para instrumentación, calibre 16 AWG, 600 V, temperatura máxima de funcionamiento de 75 °C, pantalla de aluminio, con cable de dren, listado UL-1709, aislamiento de PVC

resistente a la propagación de incendios, deberán contar con cuerda de nylon para desgarrar. Se deberá utilizar cable para sistemas de alarmas de incendio direccionables de potencia limitada, de cobre sólido (un hilo).

✓ **Cable para señales digitales**

Se utilizará cable monopolar, color negro y blanco, calibre 14 AWG (mínimo), con aislamiento resistente a la exposición directa a fuego generado por hidrocarburos (temperatura de 1093°C) y con una duración mínima de 15 a 30 minutos de acuerdo con API 2218 y UL 1709, para 600 V.

✓ **Cable para señales de audio**

Conductor par trenzado de cobre, color negro y blanco, estañado, adecuado para audio, calibre 16 AWG, con aislamiento resistente a la exposición directa a fuego generado por hidrocarburos (temperatura de 1093°C) y con una duración mínima de 15 a 30 minutos de acuerdo con API 2218 y UL 1097, para 600 V.

Todos los conductores eléctricos deberán ser identificados con etiquetas del tipo termocontráctil.

El proveedor deberá verificar las especificaciones indicadas en este documento y dar sus recomendaciones y/o notificar requerimientos del proveedor de los equipos.

Todos los cables deberán ser revisados de acuerdo con las recomendaciones del proveedor que suministrará el sistema de detección de humo y supresión.

Equipo de Seguridad y Señalizaciones

Equipo de respiración autónomo.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión de agente limpio se debe contar con equipo de respiración autónoma con las siguientes características:

- Debe tener capacidad para 30 minutos de operación.
- Debe estar en un contenedor de fibra de vidrio color negro para resguardar el equipo y sus accesorios.
- Contará con un cilindro metálico tipo estándar ultraligero, reguladores reductores de presión en dos etapas y con sistema dual de suministro de aire a baja presión de demanda, traspasar aire de la corriente primaria a la corriente secundaria en caso de falla de la corriente de aire o de agotamiento del cilindro

cuando está a 20-25% del tiempo de servicio. Para autosoportarlo, deberá contar con arnés porta cilindro de soporte lumbar con correas ajustables.

- Debe tener 3 tipos de alarmas: audible, vibratorio y visible, las cuales se van a accionar cuando se tenga el 25% de oxígeno de la capacidad del tanque, indicador de presión (manómetro) y los accesorios necesarios para las conexiones requeridas, conexiones flexibles, mangueras flexibles para alta presión resistentes al aceite, coples, válvulas, regulador, etc. y con conexión de emergencia entre ellas para compartir una fuente de aire común.
- Los accesorios son una máscara de neopreno y cristal de policarbonato ajustable con correas de cinco puntas e intercambiables, de peso ligero, resistente al impacto y un amplio campo de visión y sin empañamientos, con vocímetros para comunicación, a prueba de gases, tipo demanda con los filtros respectivos; 2 para cada uno de los cuartos de control.

Letreros de seguridad y conos de viento

La ubicación de los letreros de seguridad y conos de viento en la Terminal de Petrolíferos Puebla, estará definida con base en la NOM-026-STPS-2008 y la normatividad aplicable de este documento. Es responsabilidad del proveedor la instalación y construcción de los letreros de seguridad y conos de viento.

Capacitación.

Una vez que el F&G y el sistema de detección de humo y supresión han sido probados y puestos en servicio, se deberán impartir los cursos de capacitación teórico-prácticos correspondientes, los cuales se deberán impartir en idioma español y cubrir los siguientes temas:

- Operación. El curso deberá estar dirigido al personal de seguridad industrial, de operación y mantenimiento.
- Configuración. El curso debe estar dirigido al personal de automatización/instrumentación.
- Mantenimiento. El curso deberá estar dirigido al personal de seguridad industrial e incluir además la calibración de todos los componentes del sistema de detección.

Aceptación de los Sistemas.

Se efectuarán protocolos de recepción de los sistemas, de forma tal que aseguren a los usuarios y empresas aseguradoras que los equipos y sistemas instalados, procedimiento de instalación y montaje, así como prueba final, cumplen con la normatividad y han sido sometidos a pruebas que establecen las distintas normas. Con este objetivo todos los sistemas instalados en la planta deberán ser probados de acuerdo con los protocolos característicos de cada uno de ellos.

Códigos, Manuales, Normas y Leyes Aplicables.

En la **Tabla 1.30** se presentan los códigos, manuales y normas aplicables al proyecto.

Tabla 1.30 Códigos, Manuales y Normas.

Norma	Descripción
Estándares nacionales.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de Seguridad-Prevención y Protección Contra Incendios en los Centros de Trabajo.
NOM-EM-003-ASEA-2016.	Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de las Instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos y Petróleo, excepto para Gas Licuado de Petróleo”.
Estándares internaciones.	
NFPA 2001	Standard for Clean Agent Fire Extinguishing Systems.
NFPA-10	Standard for Portable Fire Extinguishers.
NFPA 70	National Electrical Code.
NFPA 72	National Fire Alarm and Signaling Code.
FM approved	Factory Mutual Research Center.
UL 2166 Listed	Underwrites Laboratories Inc.

El diseño, construcción, materiales y equipos descritos en este documento deberán cumplir con la última edición de los códigos y las normas mencionadas anteriormente que se consideran parte de esta especificación. El proveedor deberá notificar por escrito cualquier desviación o conflicto entre esta especificación y cualquiera de los códigos y normas mencionados anteriormente, para su aclaración.

Que una norma o código no sea incluida en este listado no exime al proveedor de cumplimiento. En caso de que una nueva emisión cancele o sustituya cualquiera de estas normas, la nueva emisión deberá ser considerada.

Glosario.

API	American Petroleum Institute.
AWG	American Wire Gauge
CCP	Centro de Control Principal.
CCA	Centro de Control Alterno.
FM	Factory Mutual.
F&G	Sistema Gas y Fuego
NFPA	National Fire Protection Association
PVC	Policloruro de vinilo
SCADA	Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos.
SCD	Sistema de Control Distribuido
SDHS	Sistema de Detección de Humo y Supresión
SPE	Sistema de Paro por Emergencia
TAR	Terminal de Almacenamiento y Reparto
UL	Underwriters Laboratories.

Fuente: IEnova Infraestructura Energética Documento No. ES0117-FP-000-BD-001 BASES DE DISEÑO SEGURIDAD Rev. B del 12 de julio de 2017.

I.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

Los productos serán recibidos en la Terminal desde carrotanques, en tanto que la entrega de productos será efectuada por autotanques.

Se contará con la infraestructura y equipos de bombeo para realizar la descarga y transferencia de productos desde carrotanques a los tanques de almacenamiento

Adicionalmente la Terminal de Petrolíferos Puebla contará con sistemas de aditivación/oxigenación de productos en el área de carga de autotanques, estas infraestructuras de aditivación deberá tener la capacidad suficiente para inyectar hasta 5 aditivos distintos para gasolina regular y Premium, hasta 2 aditivos distintos para diésel y 1 aditivo para turbosina. También se deberá contar con un sistema de filtrado de turbosina en el área de carga de autotanques, así como infraestructura de mezclado en caso de ser requerido

Asimismo, en la Terminal se incluirán en su máxima capacidad 13 tanques para manejar 7 diferentes productos: gasolina regular (en dos calidades diferentes), gasolina Premium

(en dos calidades diferentes), diésel, turbosina y un oxigenante (MTBE), con capacidad de almacenamiento de 8605,000 barriles de productos.

La Terminal estará diseñada para manejar productos refinados incluyendo una granja de tanques de almacenamiento, descarga de carrotanques y carga de autotanques.

En la primera etapa, la granja de tanques comprenderá 9 tanques con un total de capacidad de almacenamiento (capacidad de trabajo) de 549,000 barriles, distribuidos como se indica más adelante. En la segunda etapa la granja de tanques será expandida adicionando 4 tanques más para alcanzar una capacidad de almacenamiento (capacidad de trabajo) de 795,000 barriles como se indica más adelante.

El patio ferroviario tendrá la capacidad de alojamiento de 190 carrotanques, pudiendo descargar de 75 a 100 carrotanques diarios. Se dispondrá de 26 posiciones de descarga (dos hileras de 13 posiciones, excepto para la Turbosina que tendrá únicamente 13 posiciones) con lo que se podrá descargar 13 carrotanques de manera simultánea al mismo tiempo que se preparan 13 carrotanques para agilizar la operación. La capacidad de descarga será de 3571 barriles por hora, aunque se contara con equipos de bombeo para poder manejar una capacidad de descarga hasta de 7,143 barriles por hora. El área de carga de autotanques incluirá 7 bahías con una capacidad de carga por cada brazo (conexión) de 857 barriles por hora, contando con los sistemas necesarios para la aditivación de productos y filtrado de turbosina.

Una de estas bahías contará con la capacidad de descarga de gasolinas, diésel y turbosina. Las instalaciones para carga y descarga de autotanques se describen en la **Tabla 1.31.**

Tabla 1.31. Bahías de descarga.

	Carga	Descarga
Bahías	7	1
Conexiones por producto		
Gasolina	3	1
Diésel	2	1
Jet Fuel (turbosina)	1	1

De la misma manera la Terminal tendrá la capacidad de manejar los siguientes hidrocarburos:

- Gasolina Regular México
- Gasolina Regular
- Gasolina Premium México
- Gasolina Premium

- Diésel
- Jet Fuel filtrado
- Otros refinados petrolíferos (MTBE)

Se contempla según el plan de ejecución del proyecto que antes del 31 de diciembre de 2018, la Terminal iniciará operaciones con al menos una capacidad nominal de trabajo de 640 Mb, y completando la capacidad nominal hasta 940 Mb de almacenamiento, antes del 30 de junio de 2019.

Recepción de producto por carrostanque

Los hidrocarburos llegarán preferentemente al Centro de Trabajo mediante carrotanques, se podrá realizar el proceso de descarga de 13 carrotanques de forma simultánea, empleando dispositivos de conexión dirigidos a cabezales independientes para cada uno de los productos manejados. Cada cabezal contará con un sistema de estabilización para poder realizar el proceso de bombeo a los tanques de almacenamiento.

Se contará con transferencia de custodia de hidrocarburos mediante patines de medición localizados entre bombas y tanques, los patines contarán con un filtro antes del medidor másico y la instrumentación respectiva.

La configuración de descarga para carrotanques, considerando las 26 posiciones disponibles (dos hileras de 13), será de la siguiente manera en la **Tabla 1.32**:

Tabla 1.32 Configuración de descarga de carrotanque.

Bahía	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Gasolina Regular México	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Regular	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Premium México	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Premium	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MTBE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Diésel	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Jet Fuel	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Gasolina Regular México	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Regular	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Premium México	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Gasolina Premium	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MTBE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Diésel	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Jet Fuel	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Bahía	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26

El sistema de descarga de producto tendrá la capacidad de realizar de forma automática la alineación de las válvulas en el área de carrotanques de acuerdo al producto y de acuerdo a las posiciones conectadas, reconocer que todos los permisivos están correctos (conector, detector de tierra, etc.), verificando que la(s) válvula(s) provenientes de los tanques de almacenamiento reúnan los requisitos para su alineación (estado adecuado del nivel del tanque, sin alarmas, etc.) dando el arranque de la(s) bomba(s) disponibles (que cuenten con menor tiempo de operación, sin alarmas o en mantenimiento, etc.) del producto a descargar. La operación de estos equipos tendrá la versatilidad de operar en forma local y remota (manual y automática) desde el cuarto de control. Se contará como permisivo adicional correspondiente a un sistema de estabilización con transmisores de nivel, el cual no permitirá el arranque de las bombas en caso de una señal de bajo nivel de succión.

En el área de carrotanques, las 2 hileras de 13 carrotanques contarán con una línea de igualación de presión, ubicada en la parte superior de dichos carrotanques, igualando la presión de las conexiones de venteo de vapores, previamente a la operación de descarga. además de contar con sistemas de contraincendio en estas secciones de carrotanques para atención de cualquier emergencia de incendio. Se contará adicionalmente con dispositivos para interconectar los sistemas de seguridad y de paro por emergencia, entre otros sistemas requeridos para las maniobras de descarga.

Se contará con válvulas de corte de emergencia para los diferentes productos, que actuarán de manera coordinada con el sistema de detección de fuego, detección de gas, o por condiciones anormales en el proceso, o bien, por acciones manuales del botón de paro, de acuerdo a las matrices causa efecto de los sistemas de paro de emergencia y de fuego & gas, disponibles en la Terminal.

Se tendrá módulos de descarga dedicados para gasolina regular, gasolina Premium, diésel, jet fuel u otros refinados petrolíferos (MTBE).

En el área de carrotanques se contará con lo siguiente:

- Monitoreo y control de posición de las válvulas.
- Sistema de detección de mezclas explosivas y fuego.
- Laboratorio de análisis de fluido.
- Sistema contraincendio.
- Sistema de estabilización para bombeo.
- Sistemas de medición de productos descargados.

Almacenamiento y Bombeo.

a) Tanques de Almacenamiento.

Una vez medidos los productos y corroboradas las pruebas de laboratorio de cumplimiento de la calidad de cada producto requeridas, serán conducidos hasta los tanques de almacenamiento mediante líneas dedicadas para cada producto.

La Terminal contará con tanques de almacenamiento de acuerdo al producto y capacidad que se indica en la tabla 1.28. Estarán contenidos dentro de diques de retención, de acuerdo al tipo de producto manejado.

Los tanques de almacenamiento serán atmosféricos, contruidos con cuerpo de acero al carbón y con domo geodésico de aluminio, diseñados de acuerdo con API 650. Los tanques para gasolinas y MTBE contarán con membrana interna flotante, en tanto que los tanques de diésel y turbosina serán de techo fijo. El nivel de operación para los tanques de Gasolinas y MTBE será del 82%, en tanto que para el caso de diésel y turbosina será de 90%.

La recepción de productos mediante carrotanque, considera la conducción particular a cada tanque de almacenamiento según sea el fluido, contándose en cada caso con las respectivas válvulas de corte automáticas y de bloqueo de seguridad a pie de tanque. La apertura de las válvulas se realizará desde el cuarto de control de la Terminal, con la finalidad de alinear los ductos y el tanque correspondiente, dependiendo del producto que se descargará de los carrotanques. La operación de estas válvulas podrá ser de manera manual o automática, las válvulas contarán con indicador de posición remoto, pero siempre siguiendo la lógica de control y seguridad de la Terminal.

Los tanques contarán con transmisores de nivel, presión y temperatura, con la finalidad de monitorear las condiciones del producto almacenado. Cada tanque además tendrá un sistema de medición de nivel, constituido por equipos tipo servo o radar, así como interruptores mecánicos u otros dispositivos que permitan enviar alarmas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel. Este sistema mandará señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada y salida a/de cada tanque, así como arranque o paro de bombas en caso de muy alto o muy bajo nivel, según corresponda. Lo anterior, con la finalidad de no exceder el nivel de seguridad de los tanques y de no disminuir el nivel más allá del requerido por las bombas de descarga.

El área de tanques contará con un Sistema de Paro por Emergencia (SPE) que activará automáticamente el cierre de las válvulas en caso de fuego en las instalaciones o por condiciones anormales en el proceso de almacenamiento y reparto de los productos, tomando como base la matriz causa efecto de Paro de emergencia.

Los tanques contarán con válvulas de venteo de emergencia y/o presión-vacío, así como con cámaras de espuma, dispositivos para purga, entrada hombre superior e inferior, dispositivos de sobrellenado, escaleras y plataformas de acceso, drenes, registros de purga o drenado y conexión de tierra física.

Los productos sean conducidos desde los tanques de almacenamiento hasta las posiciones de llenado de autotanques por medio de bombas dedicadas. Las válvulas ubicadas en las líneas de salida de productos de los tanques de almacenamiento serán automáticas, para que la alineación de los tanques a las bombas y de estas a las posiciones de llenado se realice de forma remota (local y automático) y mediante líneas independientes para cada uno de los productos.

Almacenamiento de combustibles, y grado de riesgo de las sustancias.

A continuación, se presentan el listado de sustancias peligrosas que se manejarán con sus características de peligrosidad (tipo de riesgo), cantidad de reporte y cantidad máxima de almacenamiento (considerada la capacidad nominal de las dos etapas) (**Tabla 1.33**):

Tabla 1.33.Listado de sustancias peligrosas manejadas

Sustancia peligrosa	Capacidad máxima de almacenamiento	Cantidad de Reporte	Tipo de Riesgo			
			S	I	R	E
Turbosina	80,000 Bls 12,720,000 Lts	No aplica	1	2	0	
Gasolina Regular	440,000 Bls 69,960,000 Lts	10,000 Bls 1,590,000 Lts	1	3	0	
Gasolina Premium	120,000 Bls 19,080,000 Lts	10,000 Bls 1,590,000 Lts	1	3	0	
Diesel	220,000 Bls 34,980,000 Lts	No aplica	1	2	0	
Terc Butil Metil Eter (MTB)	80,000 Bls 1,272,000 Lts	No aplica	0	3	0	

La cantidad de reporte se refiere al primer y segundo listado de actividades altamente riesgosas publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992 respectivamente. Los listados se refieren a las sustancias tóxicas, explosivas e inflamables cuya presencia en las actividades, en cantidad igual o superior a las cantidades referidas en dichos listados (cantidades de reporte), permiten considerarlas como altamente riesgosas.

De acuerdo con los listados 1º y 2º de las Secretaría de Gobernación, los cuales determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan

actividades altamente riesgosas, la empresa será considerada de alto riesgo debido a que maneja gasolina normal y gasolina premium en cantidades mayores a las de reporte.

I.2.1. Hojas de seguridad.

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de las sustancias considerados peligrosos que presentan alguna característica CRET se incluyen en Anexo Técnico V.2.4.3.

Los datos de las sustancias en las hojas de datos de seguridad serán utilizados en la simulación de eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos mencionados más adelante.

La Terminal de Petrolíferos Puebla, cuenta con las siguientes Hojas de Datos de Seguridad:

- Gasolina Pemex Premium
- Gasolina Pemex Magna
- Pemex Turbosina
- Pemex Diesel Automotriz
- MTBE

Las Hojas de Datos de Seguridad de las sustancias que maneja, contienen la siguiente información:

1. Identificación del producto y de la compañía
2. Composición / información de los componentes
3. Identificación de los peligros
4. Medidas de primeros auxilios
5. Medidas para combatir incendios
6. Medidas en caso de derrame accidental
7. Manipulación y almacenamiento
8. Controles de la exposición / protección personal
9. Propiedades físicas y químicas
10. Estabilidad y reactividad
11. Información toxicológica
12. Información ecológica
13. Consideraciones de disposición final
14. Información de transporte

Anexo V.2.4.3 Hojas de datos de Seguridad.

1.2.2. Almacenamiento.

Capacidad de almacenamiento de la Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

En la primera etapa se pretende construir nueve tanques de almacenamiento y en la segunda cuatro más. Por otro lado, a continuación, se muestra la cantidad de tanques y la capacidad final de almacenamiento **Tabla 1.34**.

Tabla 1.34.Capacidad de Tanques en la TPP.

Capacidad Nominal y de trabajo en miles de barriles.		
Producto	Cantidad	
	Trabajo	Nominal
Gasolina Regular México	90	110
Gasolina Regular	90	110
Gasolina Premium México	33	40
Gasolina Premium	33	40
Diésel	99	110
Diésel	99	110
Jet Fuel (filtrado)	36	40
Jet Fuel (filtrado)	36	40
MTBE	33	40
Total	549	640

Fuente: Documento ES0117-GEN-000-BD-001 Bases de diseño

Se contempla que la Terminal incremente la capacidad de almacenamiento a futuro, por lo que se tiene contemplada la construcción de tanques de almacenamiento como se observa en la **Tabla 1.35**:

Tabla 1.35.Capacidad de Tanques a futuro en la TPP.

Capacidad Nominal y de trabajo en miles de barriles.		
Producto instalación a futuro.	Cantidad	
	Trabajo	Nominal
Unled (Transferencia)	90	110
Unled (Transferencia)	90	110
Gasolina Premium (Transferencia)	33	40
MTBE	33	40
Subtotal	246	300
Total a futuro	795	940

Fuente: Documento ES0117-GEN-000-BD-001 Bases de diseño

En la evaluación de consecuencias del presente estudio se consideran las dos fases del proyecto.

Y en la **Tabla 1.36**, se observa las características de los Tanques de Almacenamiento contemplando los Tanques a futuro.

Tabla 1.36.Características de los Tanques de Almacenamiento

Tanque	Producto	Capacidad nominal (Mb)	Diámetro metros	Altura metros
TK-5212	Diésel	110	36.27	17.06
TK-5213	Diésel	110	21.94	17.06
TK-5210	Turbosina (Jet Fuel)	40	21.94	17.06
TK-5211	Turbosina (Jet Fuel)	40	21.94	17.06
TK-5208	MTBE Aditivos oxigenantes	40	21.94	17.06
TK-5209	MTBE Aditivos oxigenantes (Tanque a futuro)	40	21.94	17.06
TK-5205	Gasolina Premium (M).	40	21.94	17.06
TK-5207	Gasolina Premium (Swing) (Tanque a futuro)	40	21.94	17.06
TK-5206	Gasolina Premium	40	21.94	17.06
TK-5201	Gasolina Regular (M)	110	36.27	17.06
TK-5203	Gasolina Regular (Swing) (Tanque a futuro)	110	36.27	17.06
TK-5204	Gasolina Regular (Swing) (Tanque a futuro)	110	36.27	17.06
TK-5202	Gasolina Regular	110	36.27	17.06

En el punto I.2.3 se incluye el diseño mecánico, códigos de construcción y dispositivos de seguridad y en el anexo V.1.1. se incluye el arreglo general de los tanques de almacenamiento en la planta.

1.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.

a) Sistemas de Bombeo.

Se contará con sistemas de bombeo dedicados para cada producto, que darán el servicio para descarga de los carrotanques y carga de autotanques.

Se tendrán sistemas de monitoreo de la presión de succión, los cuales deberán ser adecuados para que las bombas operen. En caso de baja presión de succión, cada bomba se detendrá mediante interruptores de muy baja presión. Para proteger a los equipos, en la succión se contará con transmisores indicadores de presión (PIT) conectados al Sistema Integral de Monitoreo, Control y Operación de Terminales (SIMCOT), con alarmas de alta y baja presión. En la descarga, las bombas contarán con transmisores indicadores de presión (PIT), con alarma por alta y baja presión, con envío de señales al SIMCOT. Una señal de alta presión de descarga en las bombas causará una alarma en el cuarto de control para que el operador revise la operación de la bomba.

Deberán tener contadores de operación para selección en modo automático del equipo con menos horas de uso. Estos contadores serán de dos tipos, uno fijo para tener las horas reales del equipo a lo largo de su vida y otro “reseteable”, para cuestiones de mantenimiento, esto se deberá tener reflejado en HMI del SIMCOT. Además de poder colocar la(s) bomba(s) en modo mantenimiento desde el HMI sin afectar la lógica de selección.

a.1) Bombas de descarga de carro tanques.

Para la transferencia de los productos petrolíferos provenientes de carro tanques hacia los tanques de almacenamiento, se utilizarán sistemas de bombeo dedicados, esto es, de acuerdo a las características de cada producto petrolífero recibido. La gasolina regular y la gasolina regular (México), así como la gasolina Premium y la gasolina Premium (México) compartirán sistemas de bombeo, en tanto que, para los casos de diésel, turbosina y otros hidrocarburos (MTBE), se tendrán sistemas independientes. Los sistemas de bombeo tendrán la capacidad de descargar hasta 13 carro tanques de 60 ft de longitud, con una capacidad de 676 Barriles para cada carro tanque. Como se mencionó anteriormente, la capacidad de descarga será de 3571 barriles por hora, aunque se contara con equipos de bombeo para poder manejar una capacidad de descarga hasta de 7,143 barriles por hora.

Se propone manejar los siguientes arreglos de bombas (**Tabla 1.37**):

Tabla 1.37. Arreglos de Bombas de descarga de carro tanque.

Equipo	Cantidad	Capacidad Máxima (GPM)	Comentario
Gasolina Regular México	3	2500	Una podrá ser utilizada como spare
Gasolina Regular			
Gasolina Premium México	3	2500	Una podrá ser utilizada como spare
Gasolina Premium			
MTBE	2	2500	Una podrá ser utilizada como spare
Diésel	2	2500	Una podrá ser utilizada como spare
Jet Fuel	2	2500	Una podrá ser utilizada como spare

Todos los sistemas de bombeo contarán con la capacidad de ser operados de forma local y remota (manual y automático) desde el cuarto de control. Las señales de modo de operación, arranque y paro, así como las señales de vibración e instrumentación asociada al área de bombeo será monitoreada y controlada por desde el HMI del SIMCOT.

a.2) Bombas de carga de autotanques

Para la transferencia de los combustibles provenientes de tanque de almacenamiento hacia los autotanques se utilizarán sistemas de bombeo dedicados, esto es, de acuerdo a las características de cada producto petrolífero recibido.

La gasolina regular y la gasolina regular (México), así como la gasolina Premium y la gasolina Premium (México) compartirán sistemas de bombeo, en tanto, para los casos de diésel, turbosina y otros hidrocarburos (MTBE), se tendrán sistemas independientes.

El área de carga de autotanques incluirá 7 bahías con una capacidad de carga por cada brazo (conexión) de 857 barriles por hora, contando con los sistemas necesarios para la aditivación de productos y filtrado de turbosina. Se propone manejar los siguientes arreglos de bombas (**Tabla 1.38**):

Tabla 1.38.Arreglos de Bombas de carga de autotanques.

Equipo	Cantidad	Capacidad Máxima (GPM)	Comentario
Gasolina Regular México	5	3000	Una podrá ser utilizada como spare
Gasolina Regular			
Gasolina Premium México	5	3000	Una podrá ser utilizada como spare
Gasolina Premium			
MTBE	2	3000	Una podrá ser utilizada como spare
Diésel	3	3000	Una podrá ser utilizada como spare
Jet Fuel	2	3000	Una de spare

Todos los sistemas de bombeo contarán con la capacidad de ser operados de forma local y remota (manual y automático) desde el cuarto de control. Las señales de modo de operación, arranque y paro, así como las señales de vibración e instrumentación asociadas al área de bombeo serán monitoreadas y controlada desde el HMI del SIMCOT.

a.3) Bombas de descarga de autotanques.

Se contará con un servicio de descarga desde autotanques, utilizando para ello una bahía de las 7 disponibles. Dicha bahía podrá descargar gasolina regular, diésel y turbosina hacia los tanques de almacenamiento u otro destino a definirse durante la etapa de ingeniería de detalle.

Opcionalmente y por limitaciones de espacio que se pudieran tener en la bahía seleccionada para descargas los productos petrolíferos mencionados, se podrán

considera 3 bahías de descarga dedicadas, una para cada uno de los productos señalados, esto también será determinado en la etapa de ingeniería de detalle del proyecto. La capacidad propuesta para cada equipo de bombeo será de 500 Barriles por hora.

Estos sistemas contarán con la capacidad de ser operados de forma local y remota (manual y automático) desde el cuarto de control. Las señales de modo de operación, arranque y paro, así como las señales de vibración e instrumentación asociada al área de bombeo será monitoreada y controlada por desde el HMI del SIMCOT.

b) Logística y operación con autotanques.

Medición de la carga de los autotanques.

La Terminal contará con siete bahías para la carga de productos en autotanques, las bahías podrán operar autotanques de remolque sencillo y de doble remolque, y fluyendo varios productos simultáneamente.

Los productos se suministrarán con los sistemas de bombeo desde los tanques de almacenamiento y contarán con válvula de corte de emergencia que actuará con el sistema de detección de fuego, detección de gas, por condiciones anormales en el proceso o por acción manual del botón de paro.

Las posiciones de carga contarán con brazos de carga que contendrán la instrumentación adecuada y propia para la medición másica del producto, presión y temperatura, así como para el control de la carga de producto por los patines de medición. Adicionalmente contarán con una línea para la recuperación de vapores.

Los sistemas de medición serán conformados de acuerdo a la **Tabla 1.39**.

Tabla 1.39. Sistemas de Medición.

Producto	No. de brazo de carga
Gasolina Regular México	3
Gasolina Regular	
Gasolina Premium México	
Gasolina Premium	
MTBE	N/A.
Diésel	2
Jet Fuel	1

Los sistemas de medición estarán integrados por filtros tipo canasta cada uno con su respectivo transmisor indicador de presión diferencial que envían señal al Sistema Integral de Medición, Control y Operación de Terminales (SIMCOT); medidores de flujo

másico, transmisor indicador de temperatura, transmisor indicador de presión y válvula de control de flujo (FCV). Los medidores constarán de un transmisor indicador de flujo con envío de señales al SIMCOT, alarmas por bajo y alto flujo.

El equipo encargado de controlar la carga y registrar todas las variables del patín de medición en cada posición de llenado se denomina Unidad de Control Local (UCL).

Todas las Unidades de Control Local serán conectadas al SIMCOT. Si alguna de las unidades de control local llegara a fallar, no deberá interrumpirse el funcionamiento de las otras, ni la comunicación de estas con los servidores.

Los brazos de medición contarán al menos con los siguientes elementos

Válvula de entrada Manual.

Las válvulas se encontrarán a la entrada de los patines de medición para dirigir el flujo de acuerdo con las necesidades de carga y descarga de producto. Contarán con doble sello y purga, hermeticidad 100 %, con indicador mecánico y magnético de posición y nomograma API, certificados a prueba de fuego y hermeticidad, API 6D, API 607 y API 6FA con caja de engranes con cubierta a prueba de intemperie para Clase I, División 2, Grupo D.

Filtros

Se deberán contemplar filtros tipo canasta a la entrada de cada tren de medición incluyendo sus transmisores de presión diferencial con señal al cuarto de control. La función de los filtros será evitar la entrada de partículas al medidor tipos másico disminuyendo los errores de medición y daños del equipo.

Medidor de flujo másico.

Los medidores de flujo y densidad tipo másico con tecnología coriolis o desplazamiento positivo, contará con bridas de cara realzada, partes en contacto con el fluido de proceso de acero inoxidable 316 con placa de identificación en acero inoxidable con el tag grabado y permanentemente adherida al cuerpo. Certificados de calibración y materiales, con exactitud de al menos $\pm 0.1\%$ y de densidad de 0.0005 g/cm^3 adecuados para operar en un área Clase 1, División 2, Grupo D. Incluye transmisor de flujo de doble pulso, alimentación de 24 VCD, señal de salida 4-20 mA de alta resolución con 1000 pulsos mínimo por unidad de medida (por barril), de doble canal de pulso.

Transmisor Indicador de Presión.

Transmisor indicador de presión estática, con indicación local en pantalla de cristal líquido, rango calibrado de acuerdo a la presión del proceso, señal de salida 4-20 mA con protocolo HART, suministro eléctrico 24 VCD a dos hilos, ajuste de cero y span, conexión a proceso ½" NPT, elemento de presión tipo diafragma con material de acero inoxidable 316, caja adecuada para operar en un área Clase I, División 2, Grupo D.

Transmisor Indicador de Temperatura.

Transmisor indicador de temperatura, con indicación local en pantalla de cristal líquido con barra de indicación porcentual de 0-100%, sensor tipo RTD de platino 100 ohms a 3 o 4 hilos ($\alpha = 0.00385$), señal de salida 4-20 mA compatible con protocolo HART, suministro eléctrico 24 VCD a dos hilos, caja adecuada para operar en un área CLASE I, DIVISIÓN 2, GRUPO D, montaje sobre termopozo.

Indicadores locales.

Se deberá contar con indicadores de presión y temperatura locales con los rangos de acuerdo a las condiciones del proceso.

Adicionalmente se contará con una toma de muestreo para laboratorio y conector a tierra.

Válvulas de salida con actuador.

Las válvulas con actuador motorizado se encontrarán a la salida de cada patín de forma remota para dirigir el flujo de acuerdo con las necesidades de carga y descarga del producto. Serán de tipo bola de paso completo. Contarán con doble sello y purga, hermeticidad 100 %, con indicador mecánico y magnético de posición y nomograma API, certificados a prueba de fuego y hermeticidad, API 6D, API 607 y API 6FA con caja de engranes con cubierta a prueba de intemperie para Clase I, División 2, Grupo D Referirse a los diagramas de tuberías e instrumentación para detalle de cada una de ellas. El actuador deberá ser tipo inteligente para interconectarse al SIMCOT.

Los sistemas de medición contarán con una codificación que identifique a base de luminarias para los productos a cargar y que todos los permisivos están conectados y colocados correctamente para el inicio de la carga del producto a recibir en los autotanques.

La UCL almacenará en su memoria interna, por lo menos, los siguientes datos operativos por cada transacción:

- Número de operación.

- Número de posición de descarga.
- Producto.
- Cantidad de carga/descarga programada (masa y volumen).
- Cantidad neta medida compensada de 4 a 20 °C de acuerdo con el estándar ISO 91-2 (masa y volumen).
- Temperatura promedio de carga (°C).
- Flujo promedio de carga (masa y volumen).
- Factor K del medidor (pulsos/unidad de volumen).
- Fecha de inicio de la carga/descarga.
- Fecha de fin de la carga/descarga.
- Hora de inicio de la carga/descarga.
- Hora de fin de la carga/descarga.

Medición de la descarga de Autotanques

La Terminal contará con bahía(s) para la descarga de productos de autotanques, las bahías podrán operar de tal forma que el producto a descargar sea dirigido a los tanques de almacenamiento correspondiente mediante un paquete el cual constará de los siguientes elementos:

Válvula de entrada Manual.

Las válvulas se encontrarán a la entrada de los patines de medición para dirigir el flujo de acuerdo con las necesidades de carga y descarga de producto. Contarán con doble sello y purga, hermeticidad 100 %, con indicador mecánico y magnético de posición y nomograma API, certificados a prueba de fuego y hermeticidad, API 6D, API 607 y API 6FA con caja de engranes con cubierta a prueba de intemperie para Clase I, División 2, Grupo D.

Filtros.

Se deberán contemplar filtros tipo canasta a la entrada de cada tren de medición incluyendo sus transmisores de presión diferencial con señal al cuarto de control. La función de los filtros será evitar la entrada de partículas al medidor tipos másico disminuyendo los errores de medición y daños del equipo.

Medidor de flujo másico

Los medidores de flujo y densidad tipo másico con tecnología coriolis o desplazamiento positivo, contará con bridas de cara realzada, partes en contacto con el fluido de proceso de acero inoxidable 316 con placa de identificación en acero inoxidable con el tag grabado y permanentemente adherida al cuerpo. Certificados de calibración y materiales, con

exactitud de al menos $\pm 0.1\%$ y de densidad de 0.0005 g/cm^3 adecuados para operar en un área CLASE 1, DIVISIÓN 2, GRUPO D. Incluye transmisor de flujo de doble pulso, alimentación de 24 VCD, señal de salida 4-20 mA de alta resolución con 1000 pulsos mínimo por unidad de medida (por barril), de doble canal de pulso.

Transmisor Indicador de Presión.

Transmisor indicador de presión estática, con indicación local en pantalla de cristal líquido, rango calibrado de acuerdo a la presión del proceso, señal de salida 4-20 mA con protocolo HART, suministro eléctrico 24 VCD a dos hilos, ajuste de cero y span, conexión a proceso $\frac{1}{2}$ " NPT, elemento de presión tipo diafragma con material de acero inoxidable 316, caja adecuada para operar en un área Clase I, División 2, Grupo D.

Transmisor Indicador de Temperatura.

Transmisor indicador de temperatura, con indicación local en pantalla de cristal líquido con barra de indicación porcentual de 0-100%, sensor tipo RTD de platino 100 ohms a 3 o 4 hilos ($\alpha = 0.00385$), señal de salida 4-20 mA compatible con protocolo HART, suministro eléctrico 24 VCD a dos hilos, caja adecuada para operar en un área Clase I, División 2, Grupo D, montaje sobre termopozo.

Indicadores locales.

Se deberá contar con indicadores de presión y temperatura locales con los rangos de acuerdo a las condiciones del proceso

Adicionalmente se contará con una toma de muestreo para laboratorio y conector a tierra.

Válvulas de salida con actuador.

Las válvulas con actuador motorizado se encontrarán a la salida de cada patín de forma remota para dirigir el flujo de acuerdo con las necesidades de carga y descarga del producto. Serán de tipo bola de paso completo. Contarán con doble sello y purga, hermeticidad 100 %, con indicador mecánico y magnético de posición y nomograma API, certificados a prueba de fuego y hermeticidad, API 6D, API 607 y API 6FA con caja de engranes con cubierta a prueba de intemperie para Clase I, División 2, Grupo D Referirse a los diagramas de tuberías e instrumentación para detalle de cada una de ellas. El actuador deberá ser tipo inteligente para interconectarse al SIMCOT.

Los sistemas de medición contarán con una codificación que identifique a base de luminarias para los productos a cargar y que todos los permisivos están conectados y colocados correctamente para el inicio de la carga del producto a recibir en los autotanques.

La UCL almacenará en su memoria interna, por lo menos, los siguientes datos operativos por cada transacción:

- Número de operación.
- Número de posición de descarga.
- Producto.
- Cantidad de carga/descarga programada (masa y volumen).
- Cantidad neta medida compensada de 4 a 20 °C de acuerdo con el estándar ISO 91-2 (masa y volumen).
- Temperatura promedio de carga (°C).
- Flujo promedio de carga (masa y volumen).
- Factor K del medidor (pulsos/unidad de volumen).
- Fecha de inicio de la carga/descarga.
- Fecha de fin de la carga/descarga.
- Hora de inicio de la carga/descarga.
- Hora de fin de la carga/descarga.

Solo se podrá descargar un solo producto a la vez, de entre gasolina regular, diésel y jet fuel.

c) Servicios Auxiliares.

El agua de servicios se suministrará por medio de pipas hacia un tanque de almacenamiento con hidroneumático para este fin que contará con un sistema hidroneumático para este fin de presurización y distribución. Los requerimientos de agua de servicio se determinarán durante el desarrollo de ingeniería de detalle.

c.1) Paquete de aire para instrumentos y servicios

El aire se obtiene del ambiente mediante un sistema paquete de dos compresores de aire (uno en operación y el otro de relevo) tipo tornillo rotatorio libre de aceite, que proporcionan los flujos requeridos para la instalación. El sistema de control monitorea el desempeño del compresor y controla su operación. En la succión de los compresores se encontrará un interruptor por alta y baja caída de presión. Las botoneras de los compresores se encontrarán en el panel de control, y enviarán señal al Sistema de Control Distribuido, que activa la alarma en caso de falla común.

El aire a la descarga de los compresores, pasará a los filtros de aire, para después ser almacenado en el tanque pulmón de aire de planta, donde se contará con un transmisor indicador de presión y alarmas por alta y baja presión. En el tanque pulmón tendrá una válvula de seguridad PSV con relevo hacia la atmósfera.

El aire del tanque acumulador podrá ser usado para lo siguiente:

Aire para servicios: Para la alimentación del generador, el tanque de diésel, bombas, bahías de carga, patín de medición y tanques almacenamiento.

Aire para instrumentos: La corriente de aire pasará a los paquetes de las secadoras de aire (uno en operación y el otro de relevo). Cada paquete contará con dos secadoras que alternan la operación mediante las válvulas de solenoide de entrada, mientras la otra se encuentra en la etapa de regeneración del desecante; un prefiltro; dos válvulas de relevo instaladas una en cada secadora y con desfogue atmosférico; y dos filtros, uno a la salida del aire hacia el proceso y el otro en la línea de purga. La corriente de salida pasa al tanque pulmón de aire de instrumentos. El tanque de aire de instrumentos contará con instrumentación similar al primer tanque acumulador. El aire comprimido de instrumentos se distribuirá a los tanques de almacenamiento, área de bombas de carga, tanque de sello, área de bombas contra incendio, llenaderas, patín de medición, y válvulas.

Sistema de aire de instrumentos.

Para la operación de instrumentos y en general de la Terminal de Petrolíferos Puebla, se contará con un sistema de aire comprimido, el cual estará compuesto de manera general por los siguientes elementos:

- Compresor de aire.
- Secadora de aire.
- Tanque acumulador.
- Sistema de tuberías.

De acuerdo con el diseño propuesto se tiene considerado realizar las siguientes obras:

- Mejoramiento de vía de ferrocarril requerido para interconectar la infraestructura ferroviaria de la Terminal, con la red ferroviaria.
- Las obras de pavimentación para interconectar vialidades del Centro de Trabajo, con las vialidades generales de comunicación.

c.2) Sistema de tratamiento de drenaje aceitoso.

Los efluentes aceitosos producidos en las áreas de proceso de la TPP, contarán con una red de drenaje aceitoso, tanto en la zona de tanques como en las áreas operativas de carga y descarga de autotanques y carrotanques, estos efluentes serán colectados en un sistema de drenaje aceitoso que canaliza los flujos con algún contenido de hidrocarburos hacia un sistema de separación de aguas aceitosas conformado por una fosa separadora tipo API, seguido de un equipo de separación con placas corrugadas tipo CPI,

posteriormente, estas aguas son bombeadas hacia tanques independientes para proceder a su disposición final.

El agua recuperada se enviará a un tanque de almacenamiento con una capacidad aproximada de 15,000 litros, para su posterior disposición por parte de una empresa acreditada.

En los sitios que contengan transformadores con aceite, se construirá un drenaje que evacue hacia un depósito especial de confinamiento de cualquier acumulación de líquido aislante o agua, en caso de que esto no sea posible, el piso deberá tener una inclinación hacia dicho drenaje.

c.3.) Suministro eléctrico

La TPP se conectará a la red de energía eléctrica local mediante acometida eléctrica con derivación de línea, posteo, medidor, cableado armado y transformador a un punto de conexión en la subestación eléctrica, la cual suministrará una tensión de 13,200 volts de energía, conforme las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad CFE, debido a que ya existe servicio de energía al borde del predio del proyecto sobre la carretera federal contigua al predio de la TPP

El edificio eléctrico se construirá con estructura metálica y con envolvente para el cual se emplearán muros de mampostería compuesta de blocks huecos de concreto.

Las instalaciones eléctricas, de instrumentación y control asociadas a la TPP, cumplirán con lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012, incluyendo cableado, cajas de conexión, tubería *conduit*, charolas y canalizaciones, luminarias, centros de carga, tableros de transferencia, transformadores y demás equipos.

Donde su localización lo requiera, se deberá cumplir con los criterios de clasificación de áreas. Los materiales y equipos instalados serán a prueba de explosión y fuego.

En caso de una falla en el suministro de energía, ésta se suplirá por medio de un sistema de generación de respaldo a diésel, para mantener la continuidad operacional de las instalaciones. El generador suministrará energía para operar los equipos principales de la Terminal.

Se contará además con un sistema de energía interrumpible (UPS) con respaldo de 8 horas de los servicios críticos.

c.4.) Sistema de recuperación de vapores

Constará de accesorios y dispositivos para la recuperación y control de las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos a los auto-tanques.

Este Sistema usará la tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

El Sistema de recuperación de vapores deben ser automatizados, de tal manera que inicie, opere y pare automáticamente, de acuerdo al incremento de presión en el sistema de tubería de recuperación de vapores de la carga de auto tanques.

c.5.) Sistemas de control.

Sistema Integral de Monitoreo, Control y Operación de Terminales (SIMCOT)

La función del SIMCOT es la integración y enlace del control de los procesos, los cuales contarán con control local autónomo. El SIMCOT se encargará de la integración y enlace entre los procesos a través de sus controles locales e instrumentación de campo, diagnosticará e imprimirá reportes de operación y de alarmas, así como de guardar registros tanto de operación como de transacciones de ventas de la nueva terminal de almacenamiento.

El SIMCOT deberá cumplir con las normas aplicables en la industria. El sistema utilizará la tecnología más moderna probada.

El SIMCOT deberá cumplir básicamente con los siguientes requisitos:

- Deberá ser estructurado basándose en un sistema conceptualmente modular y fácilmente escalable.
- Deberá proporcionar las interfaces bidireccionales para establecer comunicación con los sistemas de control y/o de medición de campo (llenaderas, sistema de medición de nivel, unidad controladora de válvulas, control de acceso, brazos de carga/descarga, etc.).
- Deberá mantener comunicación constante con los Sistemas de Paro de Emergencia y Fuego&Gas ante cualquier condición anormal que se genere en la Terminal.
- Debe ser inmune a las interferencias electromagnéticas propias de plantas industriales. La operación cercana de radios para intercomunicación y teléfonos celulares no debe interferir con los sistemas de control.
- Deberá monitorear las condiciones de operación entre los procesos integrados y/o enlazados por las interfaces necesarias, tener comunicación con otros sistemas

de control, efectuar un autodiagnóstico, tener interfaz con el operador, contar con almacenamiento de datos y generar reportes.

- Deberá enviar los datos vía un puerto de comunicaciones, directamente al Sistema SCADA.
- La capacidad de E/S deberá disponer al menos de un 30% de reservas equipadas.
- La memoria principal deberá disponer al menos de un 50% de reserva.
- Los procesadores, fuentes de alimentación y los buses de comunicación serán redundantes.
- En el caso de avería del sistema de aire acondicionado los componentes del SIMCOT deberán soportar una temperatura ambiente de 0 a 55 °C sin límite de tiempo y de 5 % a 95 % de humedad relativa.

El sistema incluirá como mínimo, lo siguiente:

- Estación de configuración e ingeniería, que permita al SIMCOT su configuración o modificación mediante claves de acceso que eviten el mal uso del sistema.
 - Estaciones de operación.
 - Estación/Servidor de procesos e históricos redundantes.
 - Interfaces de comunicación redundantes.
 - Impresoras de reportes.
 - Consola de operación y mobiliario.
 - Controladores redundantes.
 - Módulos de entrada/salida.
 - Terminales para señales de campo, gabinetes E/S.
 - Switch Ethernet redundante.
 - Cable de fibra óptica multimodo, redundante desde los I/O remotos en campo hasta los controladores del SIMCOT.
- Todas las interconexiones y cables necesarios entre equipos del sistema, incluyendo multicables prefabricados, conectores, sistema de identificación y cableado especial requerido para interconectar los módulos, gabinetes, I/O remoto, redes de comunicación estación de operación, y cualquier otro periférico suministrado con el SIMCOT.
- todos los requerimientos internos de potencia, incluyendo fuentes de alimentación, cableado interno, puesta a tierra, protecciones (fusibles, interruptores automáticos, etc.) necesarios para realizar la distribución de potencia.
- Configuración y programación de todas las funciones del SIMCOT.
- Desarrollo y diseño del sistema de gráficos de proceso (HMI) basado en los planos y DT's.
- Lo cual incluirá la configuración del SIMCOT en Servidores, configuración de base de datos, diseño de gráficos de al menos las siguientes pantallas:
 - Menú principal.

- Arquitectura de comunicaciones y de control.
 - Controladores del SIMCOT, SPE y F&G.
 - Diagrama de flujo General.
 - Área de tanques.
 - Área Bombas de Carga.
 - Área de llenaderas para carrotanques y autotanques.
 - Planta de Emergencia.
 - Bombas de agua Contraincendios.
 - Sistema de agua Contraincendios.
 - Sistema de agua de planta.
 - Sistema de aire de Planta y aire de instrumentos.
 - Sistema de Recuperación de Vapores.
 - Tanques de aguas aceitosas.
 - Sistema de supresión y agente limpio en cuartos.
 - Sistema de F&G en áreas de proceso.
 - Sistema SPE en áreas de proceso.
 - Sistema Eléctrico
 - Centro de Control de Motores
 - Sumario de alarmas.
 - Sumario de eventos.
 - Tendencias históricas y en tiempo real.
- Desarrollo, configuración de base de datos y diseño de gráficos de los sistemas (equipos paquete) relacionados a continuación en la **Tabla 1.40**

Tabla 1.40.Equipo a Monitorear.

Equipo Paquete
Aire de instrumentos.
Sistema Interrumpible de emergencia
Bombas CI
CCM's
Sistema de supresión y alarmas en cuartos
Brazos de Carga y Descarga
Unidad de Transferencia
Sistema de Inventarios de Tanques de Almacenamiento
Sistema de Control de Accesos
Sistema de agua de Agua de Servicio
Equipo Paquete
Sistema de control de Llenado de Carrotanques y Autotanques

Control de Accesos e Inventarios de la TPP.

El control de accesos e inventarios será de gran importancia para el Centro de Trabajo, su importancia radica en que permite tener un manejo detallado del contenido de los tanques de almacenamiento. Mediante este proceso se podrá determinar la existencia de mermas, y tener un control de la cantidad de productos recibidos y suministrado a los autotanques y carro tanques.

Especificaciones Técnicas Sistema de Medición

El Sistema de Medición de Nivel se utilizará para la medición de petrolíferos en los tanques de almacenamiento.

Cada tanque de almacenamiento tendrá medición del nivel, densidad y volumen mediante el transmisor de medición que medirá el nivel y la densidad; un transmisor de temperatura; y un transmisor de presión que se usan para calcular el volumen de cada tanque. La información estará disponible en un indicador local en el campo y toda la información se enviará al SIMCOT.

Se deberá suministrar toda la instrumentación para el sistema de medición de nivel de acuerdo a la lista anexa en esta especificación, la cual debe incluir:

- (2) Transmisor de Nivel.
- Interruptor de nivel.
- Transmisor de Temperatura.
- Transmisor de Presión.
- Transmisor de presión Diferencial.
- Indicador Local.
- Interfase de Comunicación.
- Software de Cálculo de Inventarios

Especificaciones Técnicas Sistema de Control de Accesos

La Terminal contará con sistemas de medición de los productos cargados/descargados, así como de un sistema que controle y administre la entrada, salida, carga y descarga de los carro tanques y autotanques en cada llenadera. Lo anterior permitirá el constante monitoreo del producto manejado en el Centro de Trabajo. Adicionalmente se contará con un estricto protocolo para la recepción y suministro de combustible, únicamente a los carro tanques y autotanques previamente autorizados. A continuación, se presenta el protocolo a seguir para el control de inventarios en el suministro de combustibles.

Al llegar a la Terminal, el autotank se acerca al edificio de entrada/salida en donde el autotank es reconocido por el dispositivo lector de radiofrecuencia que lee la señal transmitida por el transpondedor de radiofrecuencia aprueba de explosión que se localiza en un punto alto en el camión.

Cuando es identificado por medio de una antena, el sistema podrá ejecutar las siguientes acciones, secuencia que será revisada durante la ingeniería de detalle:

- Si el autotank o carrotank está en el programa de carga y por lo tanto tiene autorización de cargar en estas instalaciones, el sistema le indica al operador de Entrada/Salida que el móvil puede entrar en la planta.
- Si el autotank o carrotank no está en el programa, el sistema indica al operador de Entrada/Salida que el móvil no está autorizado para cargar. El móvil no entrara a las instalaciones.
- Se deberá realizar una revisión física y documental del vehículo a cargar (Carrotank y Autotank), llevando un registro de los puntos de inspección en el sistema de control de acceso, esta acción se realizará de forma automática antes de la entrada del vehículo a la Terminal y guardada en el servidor de históricos para fines de auditoria y estadísticos.
- Una vez realizado lo anterior se envía un mensaje electrónico al tablero de pantalla electrónica que le indica al conductor del móvil si tiene o no la autorización de proceder al estacionamiento.
- Cuando el móvil está adentro, el conductor del camión entrega su orden de embarque anterior al operador de entrada/salida, quien verifica que todos los documentos estén en orden.
- Cuando el móvil está en el estacionamiento esperando su turno para cargar, el tablero de pantalla electrónica, y la señal audible le indican que el móvil reconocido puede entrar al área de la bahía de carga.
- Al llegar a la entrada del área de bahía de carga, el sistema de control verifica, por medio de la antena de radiofrecuencia, que este móvil está autorizado para entrar en el área de la bahía de carga.
- El tablero de pantalla electrónica indica la bahía de carga asignada al conductor.
- El conductor prepara su camión para cargarse.

El conductor moverá el autotank que va a ser cargado a la bahía de carga asignada. El autotank es entonces identificado por la antena de radio frecuencia localizada sobre la bahía de carga para confirmar su presencia e iniciar el proceso de carga. Si el autotank está colocado en la bahía de carga asignada, el sistema autorizará la operación de carga, en caso contrario, el conductor es informado a través de mensajes en la UCL que está en la posición incorrecta y no le será permitido cargar. Si la bahía de carga asignada tiene algún problema y no puede ser usada, el operador puede reasignar

la carga a otra bahía a través de un comando manual en la estación de trabajo del operador. Los datos del autotanke son descargados automáticamente a la UCL para que esta UCL pueda controlar el volumen total y el producto a ser cargado en el camión, basado en los datos recibidos del transponedor sobre el camión cuando este pasó por el lector en la caseta de entrada.

Los mensajes mostrados en la UCL para cada uno de los pasos secuenciales a ser seguidos para cargar un autotanke son:

- Introducir el número autotanke correspondiente.
- En caso de un autotanke incorrecto se envía este mensaje “introducir No de autotanke”.
- Instalar topes en las ruedas del tractor.
- Conectar el detector de tierra.
- La confirmación de conexión a tierra del camión es una entrada de UCL. La UCL reconoce la conexión a tierra para permitir que la carga continúe.
- Conexión del brazo de carga al camión.
- Conexión del sistema de Recuperación de vapores.
- Abrir la válvula de carga de corriente arriba del brazo de carga.
- Oprimir “start” (iniciar) en la UCL.

Los permisivos deberán contar con indicaciones visibles cuando estén conectados correctamente en el autotanke, por ejemplo, el detector de tierra, el sistema de ecualización, manguera, etc. Además de contar con una indicación luminosa de acuerdo al producto a cargar siempre que todos los permisivos estén correctos.

Los operadores activarán el proceso de carga de autotankes desde las unidades de control local en cada llenadera. El sistema de control de inventarios identificará el semirremolque y determina a carga que recibirá de acuerdo a la información asociada al semirremolque. Cuando la carga se ha completado, las válvulas de carga cierran.

Al principio de la carga de un autotanke, la UCL enviará una señal a la válvula de control de flujo e inicia la carga del camión en la condición de flujo bajo para “acondicionar” el tanque. Una vez que se alcanza un volumen predeterminado a flujo mínimo, la UCL envía una señal a la válvula de control de flujo para abrir la válvula para permitir la carga total. Si la UCL detecta un problema durante el proceso de llenado, la UCL envía una señal de cerrar a la válvula de control de flujo y envía los datos de la alarma al SIMCOT. Al llegar al 95% del volumen pre programado a cargarse, la UCL envía la señal a la válvula de control de flujo para que cambie de nuevo a flujo bajo, y al llegar al 99% del volumen pre programado, la UCL cierra la válvula de control de flujo.

La Unidad de control local para los medidores másicos de los patines de carga en llenaderas enviará las siguientes variables de operación al SIMCOT, en donde se mostrará en la estación de trabajo del operador y/o los gráficos de pantalla en el Cuarto de Control:

- Tasa instantánea de flujo en barriles/hora.
- Tasa instantánea de flujo en toneladas/hora.
- Volumen total en barriles en condiciones naturales.
- Masa total en toneladas.
- Densidad en kg/litro.
- Volúmenes mensuales acumulados, en barriles y toneladas.
- Volumen diario acumulado, en barriles y toneladas.
- Volumen diario acumulado por tren de medidores en barriles y toneladas.
- Temperatura del Combustible.
- Condiciones del estado del tren de medidores – presión, temperatura, información del flujo, posición de la válvula.
- Patines de carga, presión, temperatura, densidad y velocidad de flujo y los datos de alarmas están disponibles para desarrollar tendencias históricas y para la solución de problemas.
- Fluido cargado

La unidad de control local actualizará la base de datos para llevar a cabo la totalización del volumen, totalización del peso, y compensación del flujo de masa al flujo volumétrico. La velocidad de flujo instantáneo, temperatura, presión, y volumen se muestran localmente en la Unidad de control local montada en el patín. Cada uno de los patines de carga de autotankers está equipado con una UCL (Unidad de Control Local). Se proporcionarán datos de carga a la UCL (desde el sistema de Entrada/Carga/Salida) para el autotank, guía al operador por los pasos de carga, y controla la apertura y cierre de la válvula de carga de dos etapas después de que se ha cargado la cantidad pre-programada.

Una vez que se termina la operación de carga, la UCL mostrará los siguientes mensajes, indicando al conductor del camión las acciones a ejecutar para desconectar el autotank de la bahía de carga. El mensaje cambiará una vez que el operador oprime el botón para confirmar que ha completado la operación respectiva.

- Fin de la carga, cerrar la válvula de carga.
- Desconectar la manguera de carga.
- Desconectar la conexión a tierra.
- Quitar los topes de rueda del camión.

Habiéndose terminado estas acciones, la UCL mostrará un mensaje “END OF OPERATION” (“FIN DE LA OPERACIÓN”) y transmitirá los datos al sistema de control señalando que esta bahía de carga está disponible para el siguiente camión en la lista de espera.

Una vez que el autotank se ha cargado, el conductor conducirá a la puerta de salida del edificio de Entrada/Salida en donde el camión se identificará automáticamente por medio del transponedor de radiofrecuencia. Una vez que la unidad es reconocida por el sistema en la puerta de salida, el operador de Entrada/Salida imprime y emite el informe de carga y se lo presenta al conductor del camión.

En la base de datos del sistema se almacena la siguiente información:

- Hora y fecha de entrada/salida.
- Datos del móvil.
- Datos del volumen cargado.

En el caso de carrotanques, se seguirá un proceso similar al descrito anteriormente, con la particularidad de que la carga/descarga se realizará simultáneamente en diez carros tanques. Todos los carrotanques que ingresen al Centro de Trabajo deberán ser previamente inspeccionados y dados de alta en una base de datos que se almacenará en el sistema de accesos y control de inventarios.

c.6) Sistema de Paro de Emergencias.

Descripción General del SPE.

Se implementará un sistema de paro de emergencia (SPE) en la Terminal con la finalidad de prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta a través del monitoreo de la instrumentación dedicada al SPE y deberá proveer al operador las acciones necesarias para mantener la operación de la planta completamente segura.

Si cualquier riesgo es detectado por el SPE, éste tomará acciones de paro por emergencia de la Terminal de acuerdo al análisis de riesgo desarrollado en la ingeniería de detalle y tendrá prioridad sobre cualquier operación dictaminada por los demás sistemas de control como el SIMCOT.

Se hace énfasis en que este documento establece los requisitos mínimos de diseño, fiabilidad y el funcionamiento seguro de los equipos suministrados para el SPE.

Después de un paro por emergencia, el SPE deberá asegurar un reinicio de los equipos en la planta de manera segura.

El SPE deberá integrarse a la red del SIMCOT, así como sus desplegados deberán ser visualizados en su totalidad en pantallas y estaciones del SCADA en el Cuarto de Control Principal (CCP) ubicado en Terminal y en el Cuarto de Control Remoto (CCA) ubicado en oficinas de IEnova.

Todas las válvulas de SPE contarán con dispositivos de pruebas parciales para las actividades de pruebas de mantenimiento, sin que esto afecte la operación normal de la planta, el sistema de SPE deberá tener la función para realizar estos movimientos desde el cuarto de control y quedar registrado en los históricos para fines de auditorías.

Causas generales de paro del SPE

Niveles de paro.

Se definirán niveles jerárquicos para el paro de la terminal de acuerdo con el tipo y la gravedad de la emergencia.

La jerarquía de niveles de paro son los indicados a continuación, los cuales deberán verificarse durante la ingeniería de detalle:

- SD1: Cierre total de las instalaciones, incluida la energía a los equipos y sistemas.
- SD2: Cierre por áreas específicas de la terminal, derivado de afectación puntuales.
- SD3: Función instrumentada de seguridad independiente. Sólo involucra el lazo de control afectado.
- ALARMA: Implica un aviso indicando que una variable de proceso está fuera de sus límites.

Deben ser considerados por el proveedor estos niveles de paro dentro de la matriz causa-efecto y en la configuración del SPE.

Como causas de paro por emergencia, se debe considerar la siguiente lista, debiendo confirmarse y/o complementarse durante la ingeniería detalle:

- La activación de las estaciones manuales del SPE y/o F&G en el cuarto de control.
- La activación de la estación manual en salidas de emergencia, puertas de acceso y áreas de proceso estratégicas.
- Detección de fuego, gas o vapores de productos petrolíferos en las áreas de proceso de acuerdo con filosofía del F&G.
- Alta-alta presión en descarga de bombas.
- Baja-baja presión en succión de bombas.
- Alto-Alto nivel en tanques de almacenamiento.
- Bajo-Bajo nivel en tanques de almacenamiento.

- Baja-baja presión en suministro de aire de instrumentos.
- Falla en el suministro eléctrico.

Se deberá considerar al menos los siguientes efectos para la elaboración de la matriz causa-efecto y la configuración en el sistema correspondientes al nivel de paro.

- Cierre de válvulas de paro por emergencia para bloqueo (ESDV) de equipos, tales como tanques de almacenamiento.
- Paro de bombas.
- Paro de equipos paquete.
- Corte de suministro eléctrico.

El Sistema de Paro por Emergencia (SPE) debe estar programado para ejecutar la lógica según la matriz de causa/efecto, documento que se desarrollara y afinara durante la etapa de ingeniería de detalle del proyecto, cumpliendo con los requerimientos necesarios funcionales y de código para cubrir en su totalidad con la lógica y acciones del sistema de paro de emergencia.

El sistema SPE, incluye todos los dispositivos de detección y monitoreo en campo, y estará diseñado como un sistema integral para asegurar la compatibilidad en las comunicaciones entre todos los componentes del sistema, además se debe considerar:

- Interfaz con SIMCOT para proporcionar al operador una interfaz con los dispositivos de apagado en campo.
- Interfaz con los sistemas de apagado suministrados por proveedores para el apagado de equipo local (señal de equipo).
- La lógica de apagado SPE funciona independientemente del SIMCOT.

El SPE se comunicará con las estaciones de trabajo de operador y el SIMCOT por medio de la red de área local Ethernet (LAN) a 100 Mbps para el intercambio de la siguiente información:

- Cualquier alarma enviada al sistema SPE se registra y se imprime en la impresora del sistema.
- Conectado a las estaciones de trabajo de operador de SIMCOT para la indicación, monitoreo, acuse de recibo de alarmas y reconocimiento de condiciones SPE en la Terminal.
- Todas las válvulas SPE deben abrirse o cerrarse localmente, según corresponda, después de que se hayan restablecido las alarmas del sistema SPE, estas válvulas no pueden abrirse desde las estaciones de trabajo de SIMCOT.

Para el caso de los detectores de gases o vapores peligrosos y fuego se debe contar con la confirmación de por lo menos dos de estos detectores (fuego y gas) por área operativa, la cual será enviada del sistema F&G al SPE, para los detectores de gas aplicará en el siguiente caso:

- Al 40% de LEL de 2 detectores de gas, debe enviar una señal de alta concentración al sistema de paro por emergencia (SPE).

SPE Nivel 1 – Cierre Total de la Terminal.

El PLC del SPE inicia un SPE de Nivel 1 basado en cualquiera de las siguientes causas:

- Activación de una estación manual SPE localizadas en diferentes partes de la Terminal.
- Un botón pulsador localizado en el Cuarto de Control.
- Un botón pulsador programable desde la estación de trabajo de operador.
- Detección de fuego o de mezcla de gases explosivos (mínimo 2).

El efecto de un Paro de Emergencia de Nivel 1 en la Terminal será como sigue:

- Cierre de la válvula SDV del área de tanques de almacenamiento.
- Paro de cualquier bomba de carga/descarga de carro-tanques y/o auto-tanques que esté en operación.
- Cierre de la válvula SDV corriente abajo de las bombas de carga/descarga de carro-tanques y/o auto-tanques para aislar el área de carga o descarga, según corresponda.
- Se corta la energía de las instalaciones según corresponda, accionando en derivación el Interruptor de Transferencia General y el Interruptor de Transferencia Automático del transformador.
- Inhibición del arranque del Generador de Emergencia o paro del mismo, en dado caso de estar en operación, mediante el envío de una señal al Interruptor de Transferencia del Generador de Emergencia.

Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle se afinará la lógica de paro Nivel 1.

Cierre de Nivel 2 de la Terminal.

Las válvulas SPE están equipadas con actuadores de válvula neumáticos que usan aire de Instrumentos y/o gas Nitrógeno para cerrar las válvulas. Se contará con transmisores de presión e interruptores de presión de Aire de Instrumentos o Gas Nitrógeno, monitoreando la presión en el sistema. Se contará con un volumen de aire o gas nitrógeno contenido en un pequeño tanque dedicado, con una válvula de retención, localizado en

cada válvula SPE, que proporciona suficiente aire o gas nitrógeno, para accionar la válvula al menos a una apertura/cierre o viceversa, (según corresponda).

Para prevenir la pérdida de control de las válvulas SPE, las válvulas estarán cerradas hasta que el problema con el sistema de Aire de instrumentos o Nitrógeno se reestablezca y se recupere la presión de suministro a dichas válvulas.

Como se indicó, las acciones de cierre y/o apertura de las válvulas SPE serán conforme a la matriz causa –efecto la cual se determinará en la etapa de ingeniería de detalle.

Las siguientes condiciones no son limitativas de la funcionalidad del sistema.

Si el SPE recibe una alarma de presión Baja-Baja de Aire o Nitrógeno, el efecto es el siguiente:

- Cierre de la válvula SDV de las diferentes áreas de la Terminal (carro-tanques, auto-tanques, tanques de Almacenamiento, etc.).
- Parado de cualquier bomba de carga o descarga de auto-tanques o carro-tanques (según corresponda), que esté en operación.
- Cierre de la válvula SPE corriente abajo de las bombas de carga de auto-tanques para aislar el área.

Un Cierre de Estación Nivel 2 NO causa un accionamiento de derivación del sistema corriente eléctrica.

Cierre Operacional de la Terminal.

a) Cierres de área Nivel 2

Dentro de la Terminal, se pueden aislar áreas individuales mientras otras permanecen en operación.

- Tanques de Almacenamiento.
- Carrostanque.
- Autotanques.
- Bombas de descarga de carrostanque.
- Bombas de carga de autotanques.

Sustancias manejadas en el Centro de Trabajo.

La actividad industrial de la Terminal, es el recibo y almacenamiento de los siguientes productos:

- Gasolina Regular México.
- Gasolina Regular
- Gasolina Premium México
- Gasolina Premium
- MTBE
- Diésel
- Turbosina

c.7) Instalaciones de la Terminal.

La Terminal de Petrolíferos Puebla, ubicada en el Municipio de Huejotzingo, estará diseñada para realizar maniobras de carga y descarga de Producto, desde carrostanque y enviarlo a los tanques de almacenamiento, por lo que contará con un área aproximada de 329,695 m².

Asimismo, la Terminal contará con las siguientes instalaciones principales (**Tabla 1.41**):

Tabla 1.41. Principales instalaciones de la Terminal.

Instalación	Cantidad.
Edificios de Control y Administrativos.	1
Sistemas de bombeo de productos.	28
Patines de Medición.	7
Tanque contraincendio y bombas.	Tanque, 3 bombas, 2 Jockey
Sistema de tratamiento de aguas aceitosas	2
Bahías para carga de autotanques (incluye patines de carga y descarga).	7
Bahías para carrostanques (incluye patines de carga y descarga).	13
Cuarto Eléctrico y subestación.	1
Sistema de recuperación de vapores.	2
Tanques de almacenamiento.	9
Área para tanques futuros	4

Fuente: Documento ES0117-GEN-000-BD-001 Bases de diseño

1.2.4. Pruebas de verificación.

En las pruebas de verificación se toma en cuenta todos los aspectos claves de la instalación de los equipos y están de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y corresponden a las especificaciones aprobadas en el diseño. Una calificación de instalación incluye los siguientes aspectos:

- Verificación de cumplimiento de especificaciones.
- Verificación de las condiciones de instalación.

- Verificación de la correcta instalación.
- Historial del equipo.
- Información del fabricante.
- Especificaciones de diseño del equipo.
- Información de la orden de compra.
- Especificaciones del equipo en planta.
- Información de mantenimiento.
- Lista de insumos que utiliza el equipo o para su mantenimiento.
- Especificaciones de sistema de apoyo crítico.
- Características de los sistemas de control y monitoreo.
- Calibración.
- Mantenimiento preventivo.
- Listado de repuestos.
- Descripción del equipo auxiliar.
- Planos de instalación.
- Calibración de instrumentos.
- Desarrollo de la documentación involucrada.
- Descripción del equipo y su capacidad de trabajo.

Calificación operacional. Es la verificación de que los equipos funcionan en la forma esperada y son capaces de operar satisfactoriamente sobre todo el rango de los parámetros operacionales para los que han sido diseñados.

Calificación de desempeño. Aquí se demuestra la efectividad y reproducibilidad del proceso, bajo dos tipos de condiciones: la primera, son las normales de operación y la segunda, bajo límites de operación.

Pruebas de integridad mecánica.

Son todos los esfuerzos que la Organización enfoca en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida durante la vida útil de los equipos, desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación y mantenimiento para garantizar la protección al personal, comunidad, medio ambiente e instalaciones. Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica en las instalaciones de proceso son los siguientes:

- Aseguramiento de la calidad de equipos.
- Inspección y pruebas.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Capacitación en mantenimiento.
- Control de calidad de materiales de mantenimiento y partes de repuesto.

- Ingeniería de confiabilidad.
- Reparaciones y modificaciones.
- Auditorías.

A continuación, se presentan la descripción de pruebas e inspecciones que se realizarán durante la instalación de equipo y operación de la planta:

Pruebas No Destructivas (PND).

Las pruebas no destructivas son técnicas de inspección que se utilizan para la detección y evaluación de las posibles discontinuidades que puedan existir tanto en la superficie como en el interior de los materiales metálicos (placa rolada, material forjado, piezas de fundición, soldadura, etc.) que se emplean para la fabricación de recipientes sujetos a presión, tanques atmosféricos, válvulas, árboles, cabezales, tubería, etc.; porque al aplicarlas, los materiales no se destruyen ni se ven afectadas sus propiedades físicas, químicas, mecánicas y/o características dimensionales.

Las principales aplicaciones de las pruebas no destructivas las encontramos en:

1. Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
2. Determinación de composición química.
3. Detección de fugas.
4. Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
5. Adherencia entre materiales.
6. Inspección de uniones soldadas.

Las pruebas no destructivas son sumamente importantes en el continuo desarrollo industrial. Gracias a ellas es posible, por ejemplo, determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras de equipos tales como recipientes a presión, en los cuales una falla catastrófica puede representar grandes pérdidas en dinero, vida humana y daño al medio ambiente.

Las etapas o situaciones en las que son aplicables las pruebas no destructivas se describen a continuación.

1. Recepción de materia prima. - Las pruebas no destructivas son aplicables por muestreo o al 100% para verificar que los materiales que se reciban en el almacén efectivamente cumplen con los requisitos de calidad indicados en los certificados y/o órdenes de compra.

2. Procesos de fabricación. - Las pruebas no destructivas se aplican en algunas etapas críticas de fabricación estratégicamente seleccionadas, con la finalidad de detectar oportunamente la posible presencia de discontinuidades y así poder tomar acciones correctivas para subsanar las causas que las originan.
3. Maquinado o Ensamble Final. - Las pruebas no destructivas son aplicadas para verificar si las superficies con acabado final no tienen imperfecciones que hayan aflorado a la superficie después del maquinado para dar las medidas finales y que afectan su utilidad interna o futura.
4. Procesos de soldadura. - Las pruebas no destructivas son aplicadas inmediatamente después de concluida y enfriada una unión con soldadura (algunos aceros requieren de 48 a 72 horas, después de concluida la soldadura), con la finalidad de evaluar la sanidad superficial e interna tanto de la soldadura, así como de la zona afectada por el calor.
5. Procesos de reparación con soldadura. - Las pruebas no destructivas se aplican para ir monitoreando la remoción de los defectos inicialmente encontrados, para eliminarlos o reducir a un tamaño aceptable; después de la remoción de los defectos, las zonas exploradas se rellenan con soldadura y esta soldadura es necesario se evalúe su sanidad superficial e interna utilizando las pruebas no destructivas.
6. Mantenimiento preventivo. - Las pruebas no destructivas son una de las herramientas utilizadas para evaluar la integridad mecánica de los materiales en servicio que son susceptibles de sufrir: corrosión, picaduras, erosión y grietas por fatiga, grietas por corrosión bajo esfuerzo, daños por hidrógeno, etc.

Las principales pruebas no destructivas se muestran a continuación:

- a) Inspección Visual.
- b) Pruebas Hidrostáticas.
- b) Líquidos Penetrantes.
- c) Pruebas Magnéticas, principalmente Partículas Magnéticas.
- d) Ultrasonido.
- e) Pruebas Radiográficas.
- f) Pruebas Electromagnéticas, principalmente Corrientes Eddy.
- g) Pruebas de Fuga.

h) Emisión Acústica.

i) Pruebas Infrarrojas.

Soldadura.

Las posiciones de las soldaduras de prueba y todos los otros procedimientos cumplirán con la especificación AWS D1.1. Sección 5, Parte b; ningún procedimiento se pondrá en práctica hasta no ser aprobado por el Supervisor de la Obra, la decisión del Supervisor en cuanto a la aceptación del procedimiento de soldadura será definitiva.

Probetas y realización de pruebas.

Las probetas de soldadura serán según se señala en el párrafo 5.10 de la sección 5, parte II de la especificación AWS D1.1

A discreción del Supervisor de la Obra, se permitirá re-ensayar una soldadura que hubiera fallado en cualquier prueba.

Tuberías hacia el área de descarga y tuberías hacia la zona de almacenamiento, incluye el tendido de tubería de acero al carbón con soportes y/o mochetas, pruebas de hermeticidad, radiografía de soldaduras, limpieza interior, limpieza exterior con chorro de arena y pintura de protección a base de inorgánico de zinc y recubrimiento epóxico de alta resistencia a la intemperie, salinidad y el rotulado de tuberías de acuerdo con la norma aplicable al producto que transporten.

Para las válvulas, se deben tomar las siguientes previsiones:

- Cambiar empaquetaduras en general.
- Revisar y realizar prueba de válvulas de seguridad.
- Limpiar y realizar mantenimiento mayor de válvulas.
- Realizar las pruebas a válvulas en general.
- Aplicar recubrimiento en válvulas en general.
- Cambiar juntas flexitalic®.

Las bombas, tanques de almacenamiento y tuberías contarán con programas periódicos de inspección y mantenimiento (eléctrico, civil, mecánico, instrumentos, corrosión) que tienen por objeto revisar, controlar y mantener la integridad mecánica para prolongar la vida útil de los equipos. El promovente contará con el historial de cada equipo, en el cual

registrará las reparaciones, inspecciones realizadas, condiciones actuales, modificaciones, mejoras y pruebas de integridad mecánica.

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

La TPP se localizará en el municipio de Huejotzingo, en el estado de Puebla. El municipio colinda al Norte con el municipio de Nativitas, Tlaxcala; al Sur con el municipio de Tlaltenango, Puebla; al Este con el municipio de Nativitas, Tlaxcala y al Oeste con el municipio de Amecameca, Estado de México.

Los productos serán recibidos en la Terminal desde Carrotanques, en tanto que la entrega de productos será efectuada por autotanques. Se contará con la infraestructura y equipos de bombeo para realizar la descarga y transferencia de productos desde carrotanques a los tanques de almacenamiento.

Adicionalmente la TPP contará con sistemas de aditivación/oxigenación de productos en el área de carga de autotanques, esta infraestructura de aditivación deberá tener la capacidad suficiente para inyectar hasta 5 aditivos distintos para gasolina regular y Premium, hasta 2 aditivos distintos para diésel y 1 aditivo para turbosina. También se deberá contar con un sistema de filtrado de turbosina en el área de carga de autotanques, así como infraestructura de mezclado en caso de ser requerido.

La TPP incluirá en su máxima capacidad 13 tanques para manejar diferentes productos: gasolina regular (en dos calidades diferentes), gasolina Premium (en dos calidades diferentes), diésel, turbosina y un oxigenante (MTBE), con capacidad de almacenamiento operativo de 795,000 barriles de productos.

La TPP estará diseñada para manejar productos refinados incluyendo una granja de tanques de almacenamiento, descarga de carrotanques y carga de autotanques.

En la primera etapa, la granja de tanques comprenderá 9 tanques con un total de capacidad de almacenamiento (capacidad operativa) de 549,000 barriles. En la segunda etapa la granja de tanques será expandida adicionando 4 tanques más para alcanzar una capacidad de almacenamiento (capacidad operativa) de 795,000 barriles. Como se ha venido mencionando a lo largo de este capítulo, esta segunda etapa es sólo una opción a futuro y en su momento se realizarán los trámites necesarios para su construcción.

El patio ferroviario tendrá la capacidad de alojamiento superior a 100 carrotanques, pudiendo descargar de 75 a 100 carrotanques diarios. Se dispondrá de 26 posiciones de descarga (dos hileras de 13 posiciones, excepto para la Turbosina que tendrá únicamente 13 posiciones) con lo que se podrá descargar 13 carrotanques de manera simultánea al mismo tiempo que se preparan 13 carrotanques para agilizar la operación. La capacidad

de descarga será de 3571 barriles por hora, aunque se contara con equipos de bombeo para poder manejar una capacidad de descarga hasta de 7143 barriles por hora para el caso de las gasolinas. El área de carga de autotankers incluirá 7 bahías con una capacidad de carga por cada brazo (conexión) de 857 barriles por hora, contando con los sistemas necesarios para la aditivación de productos y filtrado de turbosina.

Las operaciones de la Terminal, se realizan en todos los casos por lotes.

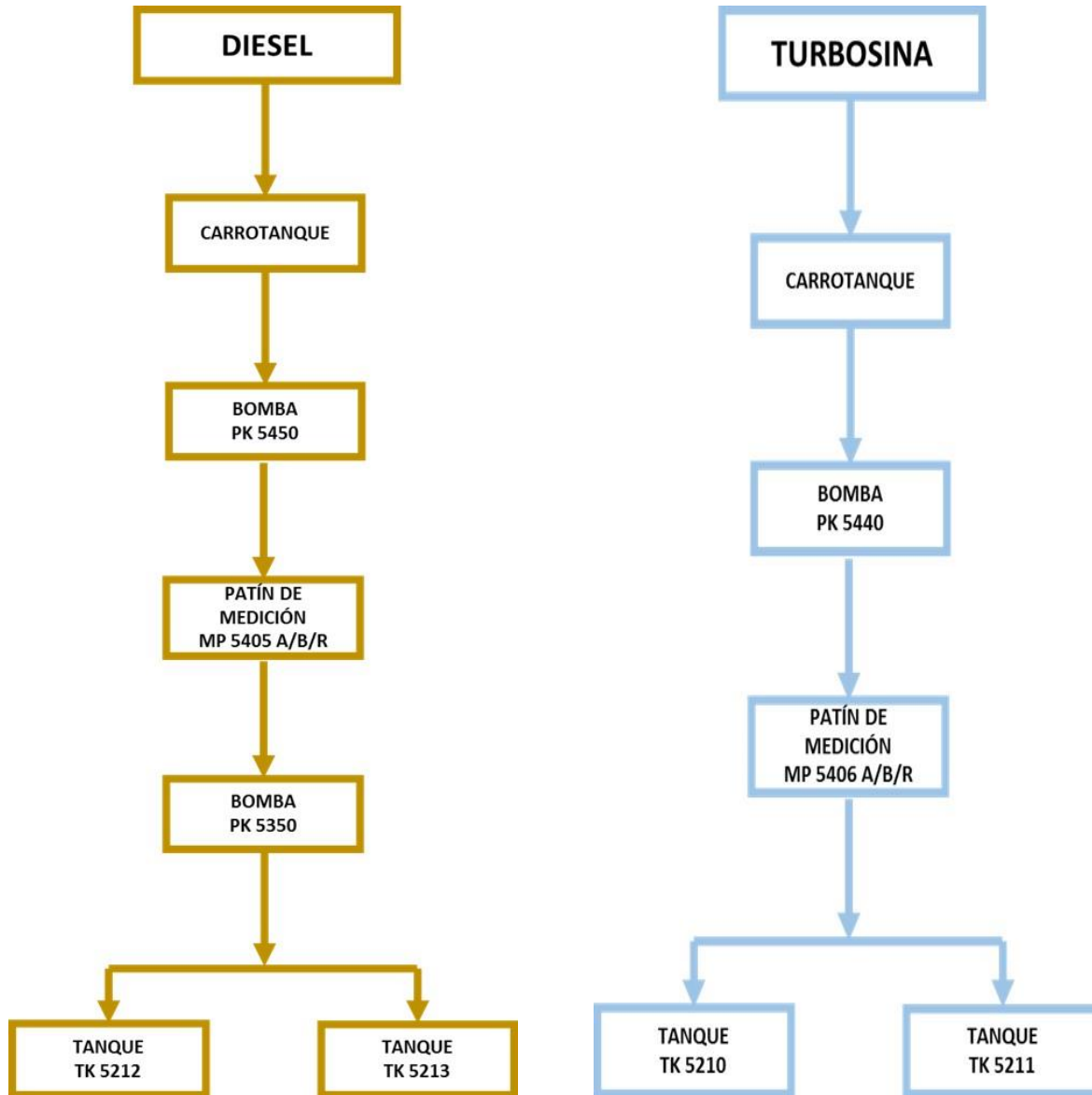
Las condiciones de operación y balance de materia para los combustibles aditivos oxigenantes, gasolina, diésel y turbosina (jet fuel), se aprecian en el balance de materia.

Las condiciones de operación de los productos descargados de los carrostanque por medio de tubería de 24" para posteriormente por medio de bombas conducidos por tubería de 20" (**Tabla 1.42**).

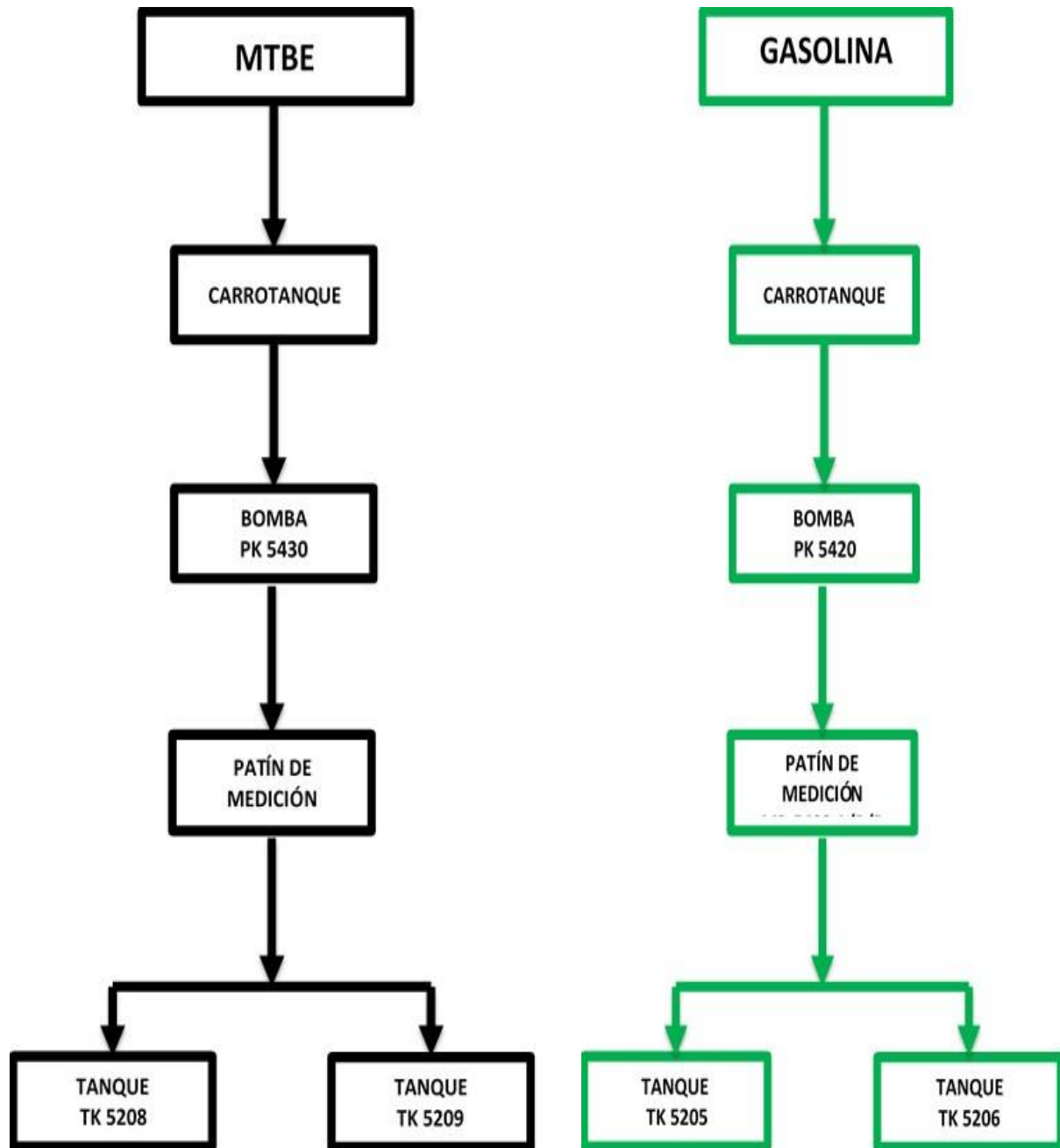
Tabla 1.42. Condiciones de operación

Características	Corriente No. 1	Corriente No. 2	Corriente No. 3	Corriente No. 4	Corriente No. 5	Corriente No. 6	Corriente No. 7
Fluido	Diésel	Turbosina (jet fuel).	MTBE	Gasolina Premium México	Gasolina Premium	Gasolina Regular México	Gasolina Regular
Flujo Máximo (Ton/h)	33.940	32.865	30.592	31.005	31.005	30.468	30.468
Flujo Máximo (Mbd)	6.238	6.238	6.238	6.238	6.238	6.238	6.238
Temperatura de operación (°C)	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente
Presión de operación. (kg/cm ²)	5	5	5	5	5	5	5
Gravedad específica	0.821	0.795	0.740	0.750	0.750	0.737	0.737

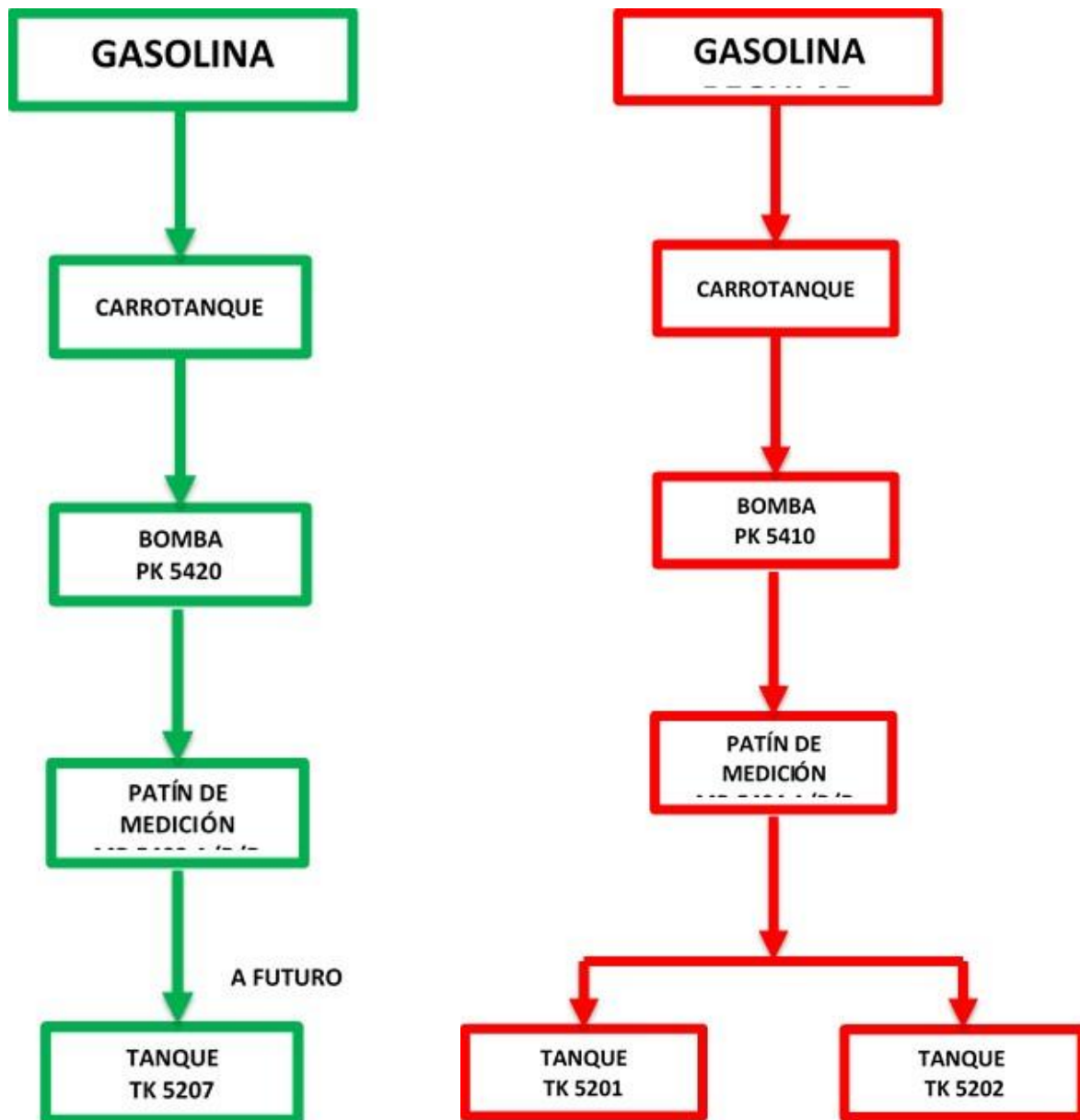
El diagrama de flujo para diésel y turbosina (Jet Fuel), es el siguiente:



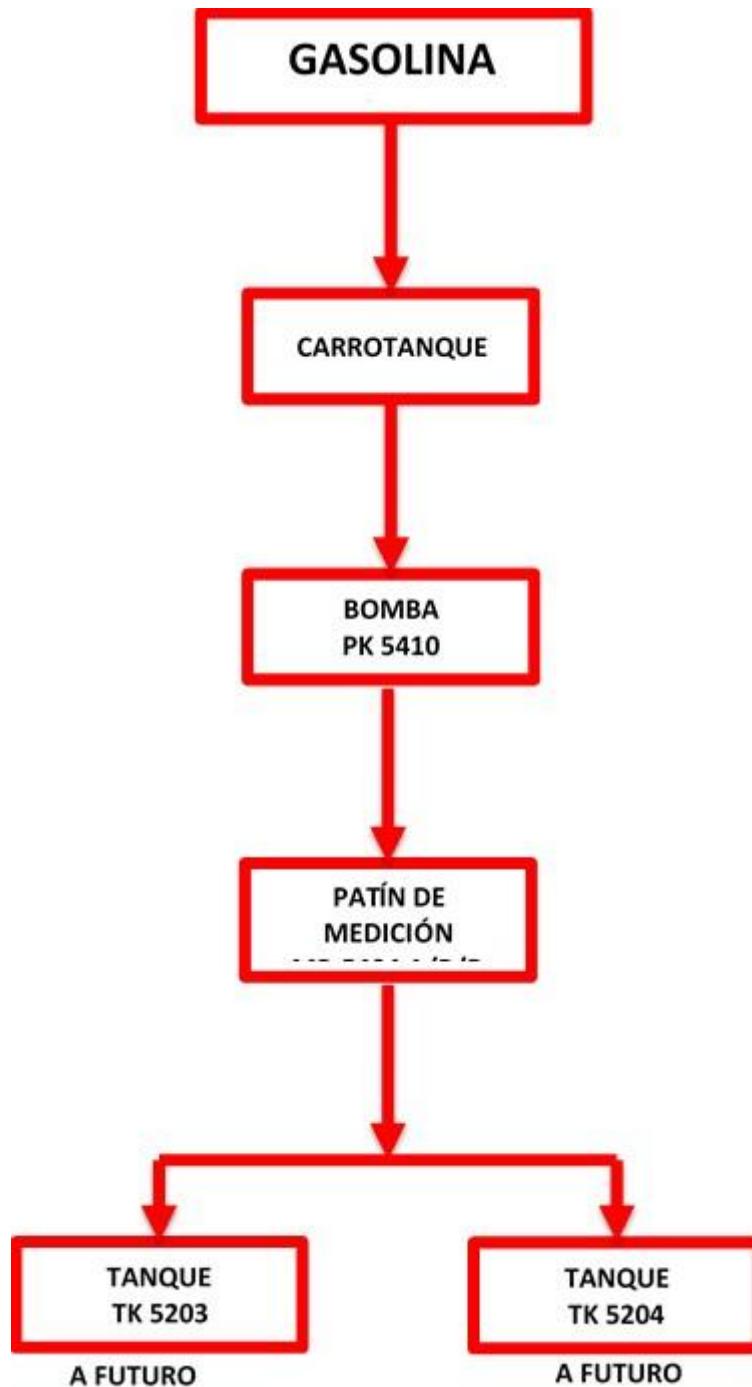
Los diagramas de flujo para aditivos oxigenantes (MTBA) y gasolina premium (M), son los siguientes:



Los diagramas de flujo para gasolina premium y gasolina regular (M), son los siguientes:



El diagrama de flujo para gasolina regular es el siguiente:



Los productos aditivos oxigenantes (MTBE), gasolina, diésel y turbosina (jet fuel), después son dirigidos al sistema de bombeo (**Tabla 1.43**).

Tabla 1.43.Características del sistema de bombeo hacia almacenamiento.

Diámetro a la succión de la bomba	Bombas	Producto	Capacidad gpm	Diámetro de descarga de la bomba
20"	PK-5430 (3 Bombas y 1 de Reserva)	MTBE	2500	20"
20"	PK-5420 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Gasolina Premium	2500	20"
20"	PK-5410 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Gasolina Regular	2500	20"
20"	PK-5450 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Diésel	2500	20"
20"	PK-5440 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Turbosina (jet fuel)	2500	20"

A la salida del paquete de bombeo PK-5440 para turbosina (jet fuel) se encuentra el paquete de filtros coalescentes PK-5201 para turbosina (jet fuel), para dirigirse al patín de medición MP-5406 y posteriormente hacia tanques de almacenamiento, TK-5210 y TK-5211, con capacidad de 40Mb cada uno.

Las bombas cumplirán con los requerimientos del API 610. El fluido del sello proveerá una barrera de protección entre la flecha de la bomba y el medio ambiente.

Debe asegurarse que exista sello aun con la bomba fuera de operación.

Los tanques contarán con interruptores por bajo nivel, los cuales mandarán a paro las bombas asociadas cuando se detecte esta condición, y eviten una condición de riesgo por cavitación del equipo rotativo.

La presión de succión deberá ser adecuada para que las bombas operen, en caso de baja presión de succión, la bomba se detendrá mediante interruptores por muy baja presión.

Para proteger a los equipos, en la succión se contará con transmisores indicadores de presión (PIT) conectados al Sistema de Control Distribuido (DCS), con alarmas de alta y baja presión.

En la descarga, las bombas contarán con otro PIT, con alarma por alta y baja presión, con envío de señales al DCS. Una señal de alta presión de descarga en las bombas causará una alarma en el cuarto de control para que el operador revise la operación de la bomba.

Los combustibles, aditivos oxigenantes (MTBE), gasolina, diésel y turbosina (jet fuel), son dirigidos al patín de medición como se muestra en la (**Tabla 1.44**).

Tabla 1.44. Condiciones de operación del patín de medición.

Diámetro de entrada	Patín de medición	Producto	Capacidad bls/h	Diámetro de salida
16"	MP-5407	MTBE	33,794	20"
16"	MP-5404	Gasolina Premium (M)	33,794	20"
16"	MP-5403	Gasolina Premium	33,794	20"
16"	MP-5402	Gasolina Regular (M)	33,794	20"
16"	MP-5401	Gasolina Regular	33,794	20"
16"	MP-5405	Diésel	33,794	20"
16"	MP-5406	Turbosina (jet fuel)	33,794	20"

Las condiciones de operación de los productos en la descarga de las bombas y conducidos por tubería de 20" a Tanques de Almacenamiento (**Tabla 1.45**).

Tabla 1.45. Condiciones de operación

Características	Corriente No. 17	Corriente No. 18	Corriente No. 19	Corriente No. 20
Fluido	Diésel	Turbosina (Jet Fuel)	MTBE	Gasolina Premium (M)
Flujo Máximo (Ton/h)	441.22	427.245	403.065	403.065
Flujo Máximo (Mbd)	811.046	811.046	811.046	811.046
Temperatura de operación (°C)	AMB	AMB	AMB	AMB
Presión de operación. (kg/cm ²)	51	51	51	51
Gravedad específica	0.821	0.795	0.740	0.750

Características	Corriente No. 21	Corriente No. 22	Corriente No. 23
Fluido	Gasolina Premium	Gasolina Regular (M)	Gasolina Regular
Flujo Máximo (Ton/h)	403.065	396.044	396.044
Flujo Máximo (Mbd)	811.046	811.046	811.046
Temperatura de operación (°C)	AMB	AMB	AMB
Presión de operación. (kg/cm ²)	51	51	51

Características	Corriente No. 21	Corriente No. 22	Corriente No. 23
Gravedad específica	0.750	0.737	0.737

Los productos descargados de las bombas, son conducidos por tubería individual de 20" a los siguientes Tanques de Almacenamiento (**Tabla 1.46**):

Tabla 1.46. Tanques de Almacenamiento.

Tanque	Producto	Capacidad (Mb)
TK-5212	Diésel	110
TK-5213	Diésel	110
TK-5210	Turbosina (Jet Fuel)	40
TK-5211	Turbosina (Jet Fuel)	40
TK-5208	MTBE Aditivos oxigenantes	40
TK-5209	MTBE Aditivos oxigenantes (Tanque a futuro)	40
TK-5205	Gasolina Premium (M).	40
TK-5207	Gasolina Premium (Swing) (Tanque a futuro)	40
TK-5206	Gasolina Premium	40
TK-5201	Gasolina Regular (M)	110
TK-5203	Gasolina Regular (Swing) (Tanque a futuro)	110
TK-5204	Gasolina Regular (Swing) (Tanque a futuro)	110
TK-5202	Gasolina Regular	110

Los productos aditivos oxigenantes MTBE, gasolina, diésel y turbosina (jet fuel), de los tanques de almacenamiento, son dirigidos al sistema de bombeo (**Tabla 1.47**).

Tabla 1.47. Características de sistema de bombeo.

Diámetro a la succión de la bomba	Bombas	Producto	Capacidad gpm	Diámetro de descarga de la bomba
20"	PK-5330 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Aditivos oxigenantes MTBE	700	12"
20"	PK-5340 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Turbosina (Jet Fuel)	1500	12"
20"	PK-5310 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Gasolina Regular	2000	12"

Diámetro a la succión de la bomba	Bombas	Producto	Capacidad gpm	Diámetro de descarga de la bomba
20"	PK-5320 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Gasolina Premium	1500	12"
20"	PK-5350 (3 Bombas y 1 de Reserva)	Diésel	2000	12"

A la salida del paquete de bombeo PK-5340 para turbosina (jet fuel) se encuentra el paquete de filtros coalescentes PK-5202 para turbosina (jet fuel), para dirigirse hacia descarga a autotanques.

Operación de llenado de autotanques desde tanques de almacenamiento.

El Centro de Trabajo cuenta con un área de carga de autotanques que incluirá 7 bahías con una capacidad de carga por cada brazo (conexión) de 857 barriles por hora, contando con los sistemas necesarios para la aditivación de productos y filtrado de turbosina. Además, contarán con una línea para la recuperación de vapores.

Las condiciones de operación de los productos descargados hacia autotanques y conducidos por tubería de 12" (**Tabla 1.48**).

Tabla 1.48. Condiciones de operación en línea hacia autotanques

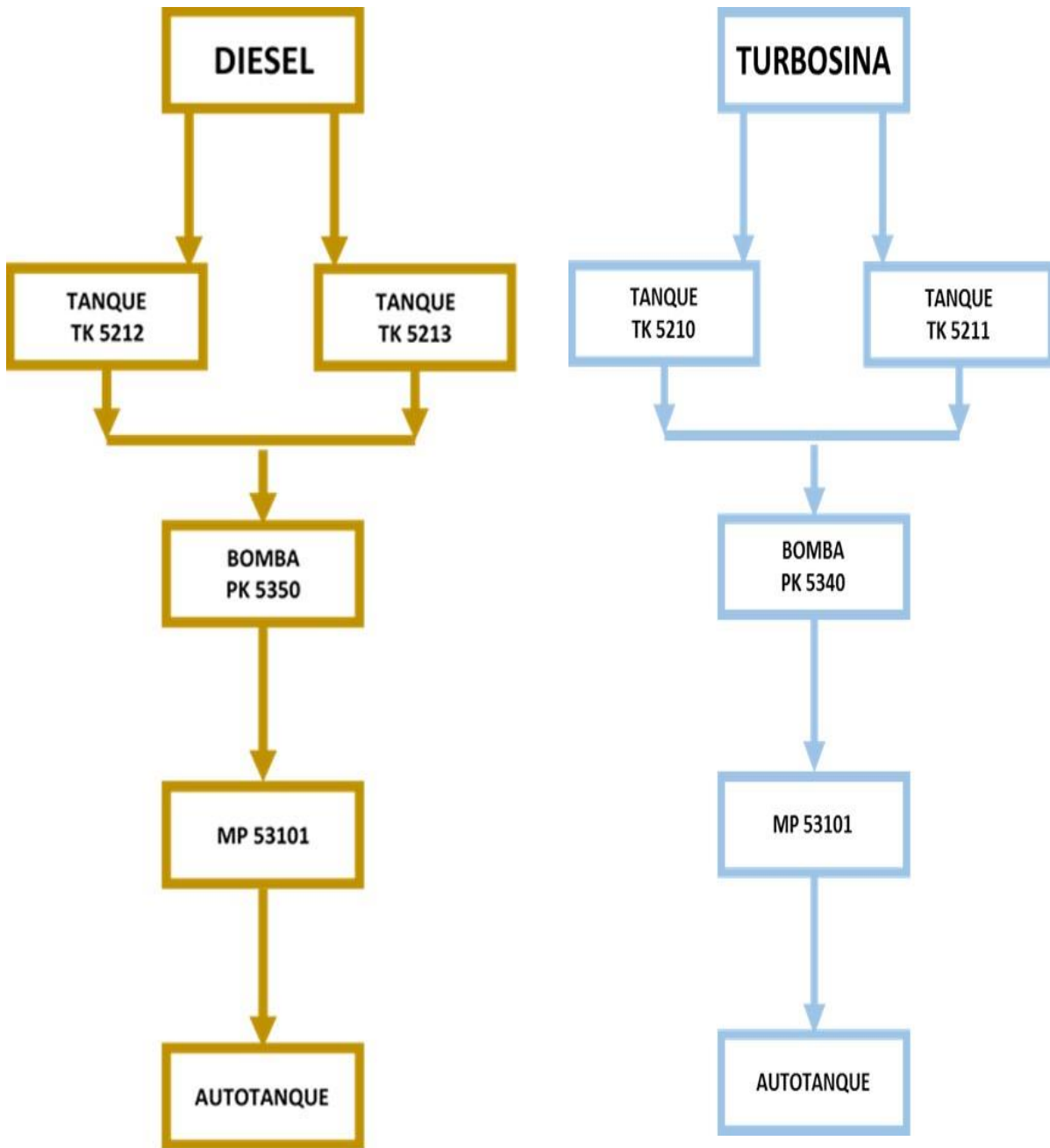
Características	Corriente No. 38	Corriente No. 40	Corriente No. 41	Corriente No. 42	Corriente No. 43
Fluido	Diésel	Turbosina (Jet Fuel)	MTBE	Premium (M)	Premium
Flujo Máximo (Ton/h)	1,004.426	77.391	36.018	73.010	73.010
Flujo Máximo (Mbd)	29.37	1.470	7.335	14.70	14.70
Temperatura de operación (°C)	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente
Presión de operación. (kg/cm ²)	51	51	51	51	51
Gravedad específica	0.821	0.795	0.740	0.750	0.750

Características	Corriente No. 44	Corriente No. 45
Fluido	Gasolina Regular (M)	Gasolina Regular
Flujo Máximo (Ton/h)	143.489	143.489
Flujo Máximo (Mbd)	29.37	29.37

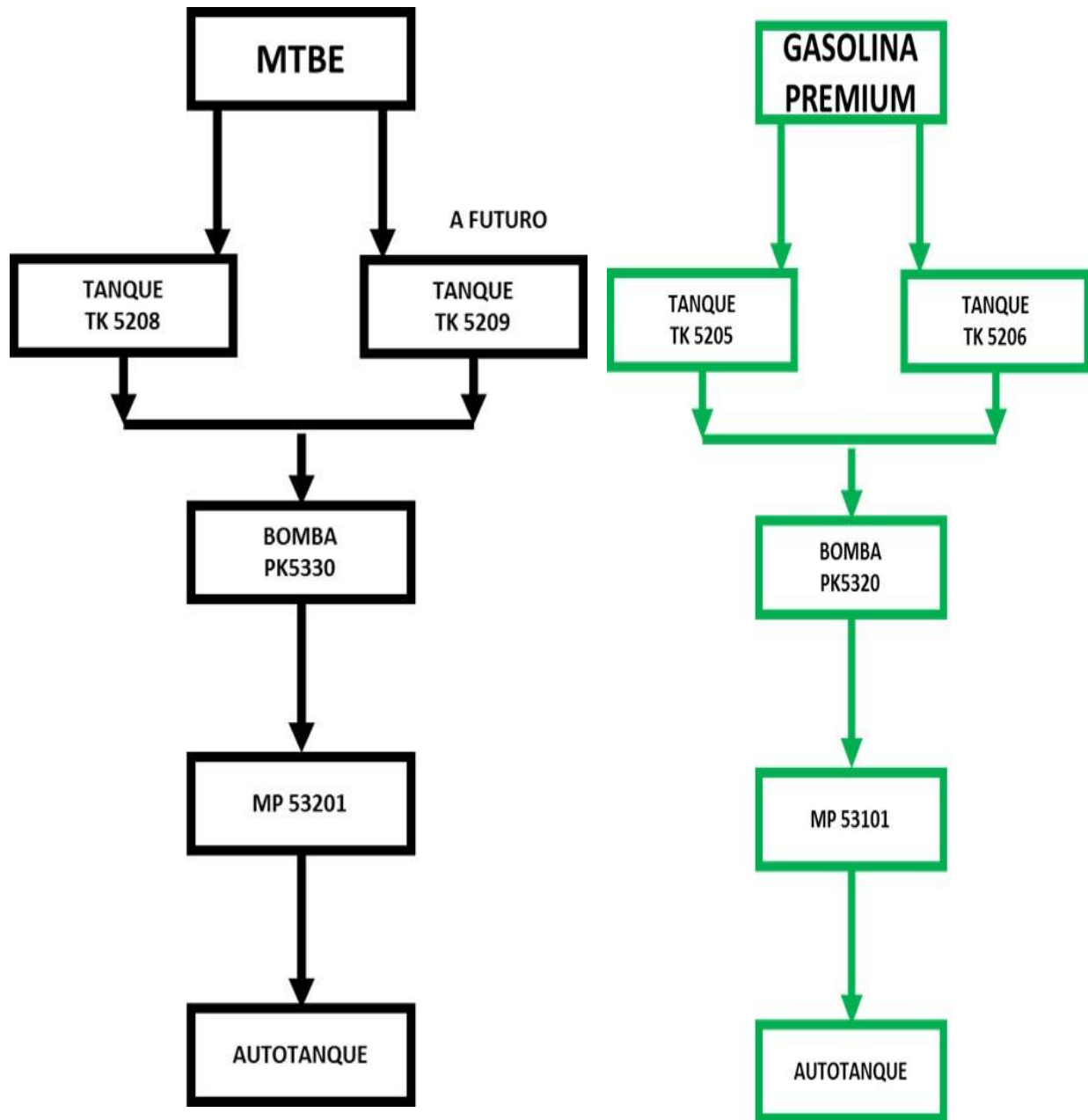
Características	Corriente No. 44	Corriente No. 45
Temperatura de operación (°C)	Ambiente	Ambiente
Presión de operación. (kg/cm ²)	51	51
Gravedad específica	0.737	0.737

Las condiciones de operación y balance de materia para los combustibles aditivos oxigenantes MTBE, gasolina, diésel y turbosina (jet fuel), se aprecian en el balance de materia.

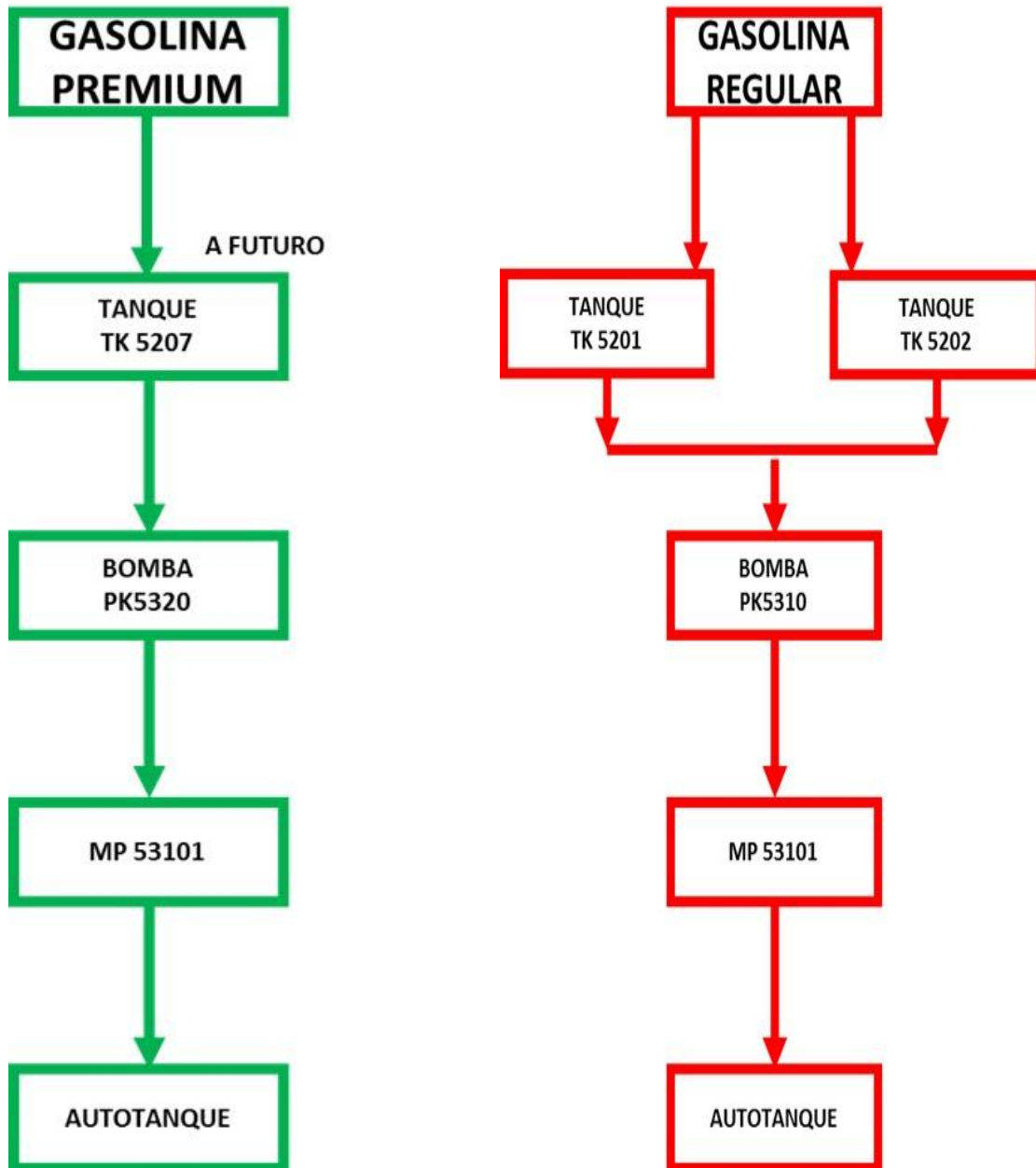
El diagrama de flujo para diésel y de turbosina (jet fuel), es el siguiente:



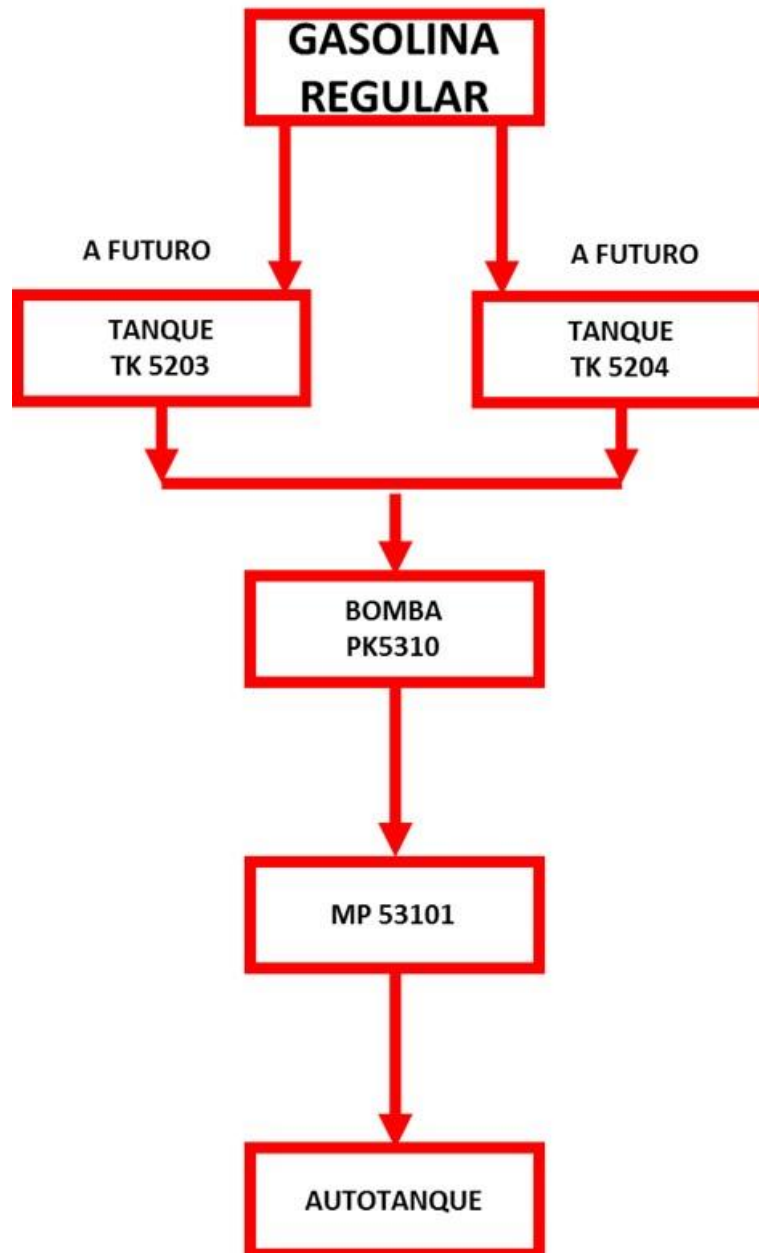
Los diagramas de flujo para aditivos oxigenantes (MTBA) y gasolina premium (M), son los siguientes:



Los diagramas de flujo para gasolina premium, y gasolina regular (M), son los siguientes:



El diagrama de flujo para gasolina regular es el siguiente:



El área de carga de autotanques está equipada con 7 islas de manejo de producto con posiciones de llenado por el fondo y medición por isla, distribuidos como se muestra en la **Tabla 1.49**.

Tabla 1.49.Islas de autotanques.

No. Isla	Posiciones de llenado	Corriente No.	Producto
1	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4	42	Gasolina Premium (M)
	5	43	Gasolina Premium
	6	44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
2	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4	42	Gasolina Premium (M)
	5	43	Gasolina Premium
	6	44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
3	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4	42	Gasolina Premium (M)
	5	43	Gasolina Premium
	6	44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
4	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4	42	Gasolina Premium (M)
	5	43	Gasolina Premium
	6	44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
5	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4	42	Gasolina Premium (M)
	5	43	Gasolina Premium
	6	44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
6	1	38	Diésel
	2	39	Diésel

No. Isla	Posiciones de llenado	Corriente No.	Producto
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4 5 6	42	Gasolina Premium (M)
		43	Gasolina Premium
		44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular
7	1	38	Diésel
	2	39	Diésel
	3	40	Turbosina (jet fuel)
	Aditivo	41	MTBE
	4 5 6	42	Gasolina Premium (M)
		43	Gasolina Premium
		44	Gasolina Regular (M)
		45	Gasolina Regular

Los sistemas de medición para cada bahía de carga/descarga estarán integrados por filtros tipo canasta, cada uno con su respectivo transmisor indicador de presión diferencial que envían señal al DCS; medidores de flujo másico, transmisor indicador de temperatura, transmisor indicador de presión y válvula de control de flujo (FCV). Los medidores constarán de un transmisor indicador de flujo con envío de señales al DCS y alarmas por bajo y alto flujo.

El equipo encargado de controlar la carga/descarga y registrar todas las variables del patín de medición en cada posición se denomina Unidad de Control Local (UCL).

Todas las Unidades de Control Local serán conectadas al DCS. Si alguna de las unidades de control local llegara a fallar, no deberá interrumpirse el funcionamiento de las otras, ni la comunicación de éstas con los servidores.

La UCL almacenará en su memoria interna, por lo menos, los siguientes datos operativos por cada transacción:

- Número de operación.
- Número de posición de descarga.
- Producto.
- Cantidad de carga/descarga programada (masa y volumen).
- Cantidad neta medida compensada de 4 a 20 °C de acuerdo con el estándar ISO 91-2 (masa y volumen).
- Temperatura promedio de carga (°C).

- Flujo promedio de carga (masa y volumen).
- Factor K del medidor (pulsos/unidad de volumen).
- Fecha de inicio de la carga/descarga.
- Fecha de fin de la carga/descarga.
- Hora de inicio de la carga/descarga.
- Hora de fin de la carga/descarga.

Sistema de Recuperación de Vapores.

La Terminal, contará en sus instalaciones con unidad recuperadora de vapores, la cual tiene como objetivo principal el evitar las emisiones a la atmósfera de vapores de hidrocarburos, las cuales se generan durante las operaciones de carga y descarga de combustibles.

Constará de accesorios y dispositivos para la recuperación y control de las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos de carrostanque al tanque de almacenamiento de la Terminal y de los tanques de almacenamiento a los autotanques.

El Centro de Trabajo, contará en sus instalaciones con una unidad recuperadoras de vapores.

1. Sistema de recuperación de vapores de autotanques tipo adsorción SRV-5701, Conformada por:

- Bomba de gasolina fresca P-5701 A (equipo paquete).
- Columna de adsorción V-5701 A/B (equipo paquete).
- Columna de adsorción V-5701 C (equipo paquete).
- Bomba de vacío PB-5701 (equipo paquete).
- Bomba de gasolina recuperada P-5701 B (equipo paquete).

Este sistema usará la tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

A continuación, se describen los componentes y funcionamiento de la misma.

A. Circuitos principales.

1. Ciclo de refrigerante de pre-enfriamiento

2. Ciclo de refrigerante alta etapa
3. Ciclo de refrigerante baja etapa
4. Ciclo de calor de descongelado y control de descongelado
5. Circuito de condensador de vapor.
6. Circuito del decantador gasolina-agua

B. Funciones de los circuitos.

1. El ciclo de refrigerante de baja etapa proporciona una temperatura de enfriamiento de aproximadamente -90° F a -115° F para el circuito del condensador de vapor de baja temperatura, en el cual la mezcla del producto vapor-agua es condensada.
2. El circuito de pre-enfriamiento proporciona una temperatura de enfriamiento de aproximadamente 34° para eliminar el vapor de agua (humedad) de la mezcla que llega conteniendo vapores-aire.
3. El ciclo de refrigerante de esta etapa proporciona el evaporador de baja temperatura que el compresor de baja etapa emplea como medio de enfriamiento del condensador.
4. El ciclo de calor de descongelamiento proporciona un proceso continuo de calor, en tanto la compresora de refrigeración AZ-50 este en operación para calentar el fluido descongelante. Durante el ciclo de apagado del compresor el calor se proporciona por medio de un calentador eléctrico suplementario. El descongelante del condensador de vapor se obtiene mediante el bombeo del fluido calentado a través del circuito de descongelado dentro del condensador a intervalos periódicos. El fluido caliente también se emplea para proporcionar calor al decantador para evitar que el agua separada y el sello de agua se congelen.
5. El circuito del condensador de vapor esta formulado por una serie de serpentines de baja temperatura, los que directamente condensan el vapor que llega a la unidad. El enfriamiento está originado en los ciclos de baja temperatura.

El vapor condensado se recolecta al fondo de los serpentines y drena al decantador de gasolina-agua. La humedad que no fue condensado en el serpentín de pre-enfriamiento, se deposita como escarcha en las aletas de los serpentines de baja temperatura.

6. El decantador gasolina agua se utiliza para separar el agua condensada del producto recuperado. El producto se bombea periódicamente desde esta cámara por medio de una bomba y se registra automáticamente en el medidor.

Ver Anexo Técnico V.2.4.2 Diagramas de Tubería e Instrumentación.

Las condiciones de operación de los vapores conducidos por tubería de a la zona de ubicación de las Unidad Recuperadora de Vapores (**Tabla 1.50**).

Tabla 1.50. Condiciones de operación de vapores.

Corriente / Características	Corriente No. 47 Llenaderas y descargaderas de autotanques
Fluido	Vapores
Flujo Máximo (Ton/h)	Por definir
Flujo Máximo (Mbd)	Por definir
Temperatura de operación (°C)	Ambiente
Pres. de Op. (kg/cm2)	51
Gravedad específica	Por definir

I.3.1. Especificación del cuarto de control.

La siguiente descripción cubre los requerimientos mínimos que contendrán el Cuarto de Control.

La arquitectura del DCS (Sistema de Control Distribuido) tendrá las características para poder distribuir todos sus componentes geográficamente y funcionalmente de manera tal que satisfaga las estrategias de control y los requerimientos de seguridad de los procesos de control en la Terminal.

El monitoreo de la medición electrónica de presión, temperatura, nivel y flujo permitirá contar con datos en tiempo real de las variables operativas asociadas a los procesos de la Terminal.

Esto incluye también el monitoreo de los parámetros operativos y el control local / remoto de las bombas de carga, así como controlar la posición de las válvulas de corte, las cuales abrirán o cerrarán automáticamente de acuerdo con la secuencia de carga y descarga de los tanques de almacenamiento; todas estas variables estarán enlazadas al Sistema de Telecomunicaciones utilizando la infraestructura de telecomunicaciones.

Será un sistema completamente integrado para llevar a cabo el proceso de la información y las funciones de transferencia de datos, integrado con controladores, estaciones de trabajo, servidores y el software asociado, terminales periféricas e instrumentación.

La Interfaz Hombre-Máquina (HMI) debe permitir al Operador/Programador monitorear, programar y configurar fácilmente. En este nivel el DCS debe ser capaz de adquirir datos, procesar y guardar la información entregada por el equipo del nivel de Control.

Las estaciones de operación del DCS/ESD (Sistema de Paro por Emergencia) / SF&G (Sistema de Fuego y Gas) tendrán la siguiente funcionalidad: Se podrá consultar información referente al flujo de carga/descarga y niveles instantáneos o totalizados de cada una de las llenaderas, patines de medición de llegada Sistema de medición de nivel.

- El sistema de control operará bajo el concepto de tiempo real y en un inicio debe tener la función de actualizar y sincronizar todos los relojes de los Controladores del DCS, ESD y SF&G, Red Ethernet y dispositivos de Red, con el objeto de que la adquisición de datos, eventos y alarmas se etiqueten con el mismo reloj en el que se presenten.
- El sistema de control de esta instalación contará con rutinas de autodiagnóstico en línea y en tiempo real para la detección de fallas del Hardware que compone el sistema: Estaciones de trabajo, controladores, computadoras, servidores, UPS y Red Lan Ethernet; así mismo se implementará gráficos que indiquen el estado de los módulos electrónicos de cada uno de los equipos.

Se contará con los servidores los cuales tendrán la siguiente funcionalidad:

Almacenar y respaldar los datos del DCS, ESD, SF&G, SCA y CCTV tales como: alarmas, cambios del operador y eventos del sistema. Mediante estas funciones el operador podrá tener acceso y recuperar datos históricos del proceso y del sistema para tener un análisis de las condiciones de operación de los procesos y del sistema. El almacenamiento de datos debe realizarse mediante dispositivos de memoria removibles, con la capacidad de grabar el historial de todo el proceso en un período de un mes.

Cuartos de control

El CCP y CCA de la Terminal, deberán resguardar los gabinetes de los sistemas de control, gabinetes para telecomunicaciones, gabinetes para los computadores de flujo y los equipos del sistema de detección de intrusión, el sistema de control de acceso y el sistema de inventarios, así como tableros de distribución eléctrica y equipo de HVAC. Se deberá considerar el espacio necesario para el proyecto y un 20% más para futura demanda.

Dentro de la instalación del cuarto de control se debe considerar:

- 1 puerta de acceso para el personal y el acceso de equipo al cuarto de control, la cual debe ser de fácil acceso.
- 1 puerta para salida de emergencia.
- Piso falso y plafón para área de gabinetes, consolas, telecomunicaciones y UPS.

- Sistema de aire acondicionado.

Los cuartos de control deberán contar con un sistema de supresión de fuego por medio de agente limpio en acuerdo con los sistemas de protección de fuego para cuartos de control que contienen equipo electrónico.

El proveedor será responsable de la instalación y conexión del equipo dentro de los cuartos de control.

I.3.2. Sistemas de aislamiento.

a) Obras para tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento de combustibles serán ubicados en tres zonas de contención, clasificando las gasolinas, el diésel y el turbosina (jet fuel) en diferentes zonas de contención.

La cimentación para los tanques de almacenamiento se realizará en su totalidad con concreto armado con un $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ como mínimo, varilla de $\frac{1}{2}$ ", $\frac{3}{4}$ " y 1", con base en los resultados del cálculo estructural. La cimentación será circular y debe contar con una pendiente del 1% partiendo desde el centro hasta los extremos en todas direcciones. El espesor de la cimentación será determinado por medio de un análisis estructural.

Los diques de contención serán construidos con concreto reforzado cumpliendo con los requerimientos de la NOM-EM-003-ASEA-2016.

b) Dique de contención para los tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento serán clasificados por tipo de producto y agrupados con el objetivo de garantizar un diseño eficiente y garantizando que los combustibles almacenados en diques comunes sean compatibles.

Todos los tanques de almacenamiento estarán limitados por diques de contención, con el fin de evitar que, en el caso de derrames o siniestros, éstos se extiendan hacia otras áreas de la Terminal, así como tener la posibilidad en un momento dado de poder recuperar el producto cuando se tengan derrames de consideración.

Atendiendo a las disposiciones ecológicas, respecto a la no contaminación del subsuelo, los pisos dentro de los diques de contención serán de concreto impermeable con pendientes a registros de drenajes.

Por ningún motivo se permitirá que el producto se filtre al subsuelo, en caso de derrames o siniestros.

El diseño deberá cumplir con los requerimientos específicos para contención establecidos en la NOM-EM-003-ASEA-2016.

d) Drenaje aceitoso.

Para la recolección de aguas aceitosas, el Centro de Trabajo, contará con una red de drenaje aceitoso tanto en la zona de tanques como en las áreas operativas de carga y descarga de autotanques, canalizando los desechos por este sistema a una trampa de combustibles que será de concreto armado en su totalidad para evitar cualquier tipo de filtraciones al subsuelo; periódicamente esta trampa deberá limpiarse por una empresa certificada para que estas aguas aceitosas sean trasladadas fuera de la Terminal y destinadas a su tratamiento.

Cuando sea factible en las bóvedas que contengan más de 100 kVA de capacidad de transformadores, se debe construir un drenaje u otro medio que evacue hacia un depósito especial de confinamiento cualquier acumulación de líquido aislante o agua, cuando no sea posible, el piso debe tener una inclinación hacia dicho drenaje.

e) Drenaje pluvial.

Este sistema únicamente recolectará y conducirá las aguas libres de contaminación por hidrocarburos, productos tóxicos, aguas negras y jabonosas. Para facilitar la recolección, el piso deberá estar diseñado con pendientes hacia cada registro de drenaje pluvial.

f) Área de Bombas.

Como parte del área de bombas se contará con un sistema de operación automática y local.

Se deberá disponer de un área de reserva para futuras ampliaciones, cuando sean necesarias.

En caso de existir desniveles en el terreno, ese deberá ser a favor del cuarto de bombas con respecto al área de almacenamiento a efecto de evitar inundaciones.

Deberá contar con cobertizo de estructura metálica para protección de las bombas con base acero galvanizado en caliente.

Todas las bombas para carga/descarga de autotanques y carrotanques serán ubicadas dentro de un cobertizo.

En área de control de las bombas deberá localizarse dentro del cobertizo, en la parte más próxima al sentido de los vientos dominantes. Asimismo, se deberá tener completa visibilidad del interior del área de control hacia las bombas.

Todas las bombas deberán estar identificadas.

Se deberá contar con una toma de agua de suficiente capacidad para el lavado de posibles derrames.

Todas las bombas deberán de contar con la siguiente instrumentación:

- Protección por baja presión de succión y alta presión de descarga.
- Válvula de recirculación.
- Manómetro de descarga.
- Purgas correspondientes.
- Sistema de paro de emergencias en el área de control, así como de recibo y despacho.

Las bombas se deberán colocar sobre bases de concreto armado a un nivel que garantice que se tenga cabeza de succión suficiente para evitar que el equipo cavite.

El piso deberá estar diseñado con pendientes hacia el registro de drenaje.

g) Bombas con motor a prueba de explosión para manejo de fluidos.

Por las características de las instalaciones y en cumplimiento con la normatividad aplicable, todos los equipos cumplirán con los requerimientos, dependiendo de la clasificación de las áreas eléctricas.

En particular, las bombas para manejo de fluidos hidrocarburos, las cuales, serán cuidadosamente especificadas para evitar la generación de chispa y en general de alguna condición insegura que pudiera poner en riesgo al personal y las instalaciones de la Terminal.

h) Posiciones de carga a tanques de almacenamiento.

El sistema de medición de nivel será adecuado para trabajo pesado para aplicaciones industriales y suministrarse totalmente integrado con transmisor de nivel, transmisores de presión, transmisor de temperatura, indicador local, interfaz de comunicación y software para cálculo de inventarios.

Se suministrará toda la instrumentación para el sistema de medición de nivel, la cual debe incluir:

- Transmisor de Nivel.
- Transmisor de Temperatura.
- Transmisor de Presión.

- Transmisor de presión Diferencial.
- Indicador Local.
- Interfaz de Comunicación.
- Software de Cálculo de Inventarios.

El software de cálculo de inventarios deberá tener la capacidad de calcular volumen bruto, neto y masa basando éstos en las variables medidas y en las tablas de capacidad de los tanques.

El volumen y la densidad de los gases licuados a presión deberán ser corregidos de acuerdo a estándares internacionales incluyendo API / ASTM tablas 5A, 5B/6, 53A, 53B/54, 23/24. Estos incluyen correcciones a 15 °C o 60 °F además de temperaturas alternas.

El software deberá tener la capacidad de estratificar hasta 2000 puntos por tanque ya sea vertical, esférico o tipo bala (salchicha).

El software de cálculo de inventarios deberá contar con pantallas precargadas de operaciones típicas de una Terminal de Petrolíferos y garantizar el diseño de pantallas de operación personalizadas.

La operación de la adaptación final de la interfaz de comunicación con el sistema de control distribuido, deberá operar bajo la plataforma de un web browser y se podrá acceder desde cualquier PC a través del protocolo de comunicación TCP/IP y podrá dar acceso a un máximo de 10 usuarios.

El intercambio de información entre la interfaz de comunicación donde reside el software y la PC deberá tener la posibilidad de ser encriptada.

El software de configuración deberá residir de igual manera en la interfaz de comunicación por lo que tanto la interfaz como el software podrán ser configurados sin necesidad de licencias o herramientas adicionales.

i) Sistema de carga/descarga de autotanques.

La siguiente descripción cubre los requerimientos mínimos para el diseño, materiales, fabricación, inspección, pruebas y transporte del paquete de llenado de productos petrolíferos (tuberías, accesorios, válvulas e instrumentos).

El paquete de llenado será del tipo modular e integrado en un patín estructural por bahía de carga y deberá suministrarse con todos los accesorios y componentes necesarios que cumplan para una instalación funcional.

El paquete de llenado estará equipado con UCL (Unidad de Control Local) en la cual se proporcionarán los datos de carga a través del sistema de control de Acceso (desde el sistema de Entrada/Carga/Salida), la cual a través del operador realiza la secuencia de carga y controla la apertura / cierre de la válvula de carga de dos etapas, después de que se ha cargado la cantidad pre programada.

Las UCLs contarán con el hardware, software y los dispositivos de comunicación necesarios para transmitir la información al Sistema de Control Distribuido (DCS).

El equipo y la instrumentación del sistema localizado en campo, será de fácil acceso para su recalibración o sustitución.

El diseño de la tubería, fabricación de juntas, pruebas no destructivas e inspecciones, deberán ser conforme a la norma ASME B31.3.

Todos los instrumentos y accesorios serán adecuados para operar en un ambiente semi Cálido - Húmedo, además, deben resistir luz solar directa varias horas al día durante la mayor parte del año y en áreas peligrosas (Clase I, División 2, Grupo D) a prueba de Explosión NEMA 4X.

Principalmente este paquete de Llenado contará con los siguientes equipos principales:

j) Carga y descarga de autotanques y carrotanques.

Se utilizarán brazos articulados mecánicos para conectar al autotanque o carrotanque para las operaciones de carga y descarga de las bombas de transferencia.

Esta conexión contará con válvula check y un conector macho a otro conector hembra en el autotanque.

Antes de iniciar la carga, el operador deberá conectar a tierra el autotanque presente en la posición de llenado.

Al iniciar la descarga del combustible al autotanque, el operador vigilará que el procedimiento se lleve a cabo, con la mayor seguridad, para evitar derrames en la zona.

Una vez terminada la carga, el operador desconectará el brazo articulado y lo direccionará a un sitio seguro, retirará las cuñas metálicas de las llantas del autotanque y biombos.

Una vez concluido lo anterior, el autotanque debe ser retirado del Centro de Trabajo.

En el caso de los carrotanques, estos pasarán en grupos de 10 a la zona de carga/descarga, movidos por una locomotora que dará servicios en la Terminal; los 10

carro tanques se conectarán a los brazos de carga/descarga para iniciar simultáneamente su llenado o vaciado.

k) Clasificación de áreas peligrosas

Los dibujos de clasificación de áreas peligrosas serán desarrollados conforme a la NFPA-497-2012 y la NOM-001-SEDE-2012.

Las áreas peligrosas serán delimitadas usando la clasificación por clase y por división como se requiera, la clasificación por zonas no es aceptable.

Clase I, Grupo D, División 1: Sus características son las siguientes:

- a) Áreas en las cuales la concentración de gases o vapores existe de manera continua, intermitente o periódicamente en el ambiente, bajo condiciones normales de operación.
- b) Zonas en las que la concentración de algunos gases o vapores puede existir frecuentemente por reparaciones de Mantenimiento o por fugas de combustible.
- c) Áreas en las cuales, por falla del equipo de operación, los gases o vapores inflamables pudieran fugarse hasta alcanzar concentraciones peligrosas y simultáneamente ocurrir fallas del equipo eléctrico.

Clase I, Grupo D, División 2: Sus características son las siguientes:

- a) Áreas en las cuales se manejan o usan líquidos volátiles o gases inflamables que normalmente se encuentran dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los que pueden escaparse sólo en caso de ruptura accidental u operación anormal del equipo.
- b) Áreas adyacentes a zonas de la Clase I, Grupo D, División 1, en donde las concentraciones peligrosas de gases o vapores pudieran ocasionalmente llegar a comunicarse.

Clasificación de Líquidos:

Clase I: Líquidos inflamables divididos en:

- a) Clase IA: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación inferior a 73 °F (22.78 °C) y un punto de ebullición inferior a 100 °F (37.78 °C).
- b) Clase IB: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación inferior a 73 °F (22.78 °C) y un punto de ebullición igual o superior a 100°F (37.78 °C).

- c) Clase IC: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 73 °F (22.78 °C), pero inferior a 100 °F (37.78 °C).

Clase II y III: Líquidos combustibles divididos en:

- a) Clase II: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 100 °F (37.8 °C) e inferior a 140 °F (60 °C).
- b) Clase IIIA. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 140 °F (60 °C), pero inferior a 200 °F (93.33 °C).
- c) Clase IIIB. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 200 °F (93.33 °C).

I) Localización de equipo eléctrico

Todos los arreglos de equipo eléctrico deberán ser hechos considerando las regulaciones de la NOM-001-SEDE-2012 y el análisis de riesgos y análisis de consecuencias.

Al mismo tiempo se deben observar las distancias especificadas en la NOM-EM-003-ASEA-2016

Distribución de fuerza y control.

El sistema eléctrico deberá ser diseñado en cumplimiento con la NOM-001-SEDE-2012, considerando como mínimo:

Sistema de suministro eléctrico principal.

Se considera el suministro principal mediante una acometida en media tensión, 13.2 kV, una subestación reductora y un motogenerador de emergencia a diésel en 480 VCA.

Sistema de distribución

Será mediante tableros de distribución y centros de control de motores; los cuales, son una combinación de interruptores electromagnéticos, interruptores termomagnéticos; variadores de velocidad, arrancadores suaves o arrancadores magnéticos con el cableado adecuado para suministrar la energía eléctrica a los equipos.

Para alumbrado interior, receptáculos y otras cargas en 127 VCA, se consideran transformadores tipo seco con relación 480 / 220-127 VCA en combinación con centros de carga adecuados.

Control

Cada motor será controlado y protegido de manera individual.

Cada motor será controlado en su arranque y paro desde el cuarto de control de manera remota y de forma local en el CCM. Lo más cerca posible al motor se instalará un botón de paro local. Tanto en CCMs como en las cercanías de los motores se instalarán botoneras con botones de contacto momentáneo.

Cada combinación de interruptor-arrancador tendrá un transformador de control con relación 480/120 Vca con fusibles de protección tanto en el primario como en el secundario.

m) Equipo a prueba de explosión.

Los equipos y dispositivos eléctricos a prueba de explosión que se instalen dentro de las instalaciones de la Terminal, deben cumplir con la clase, división, grupo y código de temperatura de acuerdo con lo indicado en los planos de clasificación de áreas peligrosas.

Los equipos, materiales e instrumentos; deben ser adecuados para instalarse en un área clasificada y tener un código de temperatura, tomando en cuenta que en la estación mencionada se manejan líquidos combustibles, los cuales se consideran como sustancias peligrosas. Dentro de los cuartos de baterías deberán cumplir con un área clasificada como Clase I, División 2, Grupo B, ya que esta atmósfera es generada por la carga y descarga de las baterías de Níquel-Cadmio, las cuales desprenden gas hidrógeno este gas tiene una temperatura de auto ignición de 520°C.

Los equipos eléctricos que se instalarán en la estación, deben cumplir con el área clasificada como peligrosa y son todos aquellos que produzcan en su superficie una temperatura igual o cercana al 80% de la temperatura de auto-ignición de los vapores que produzcan un arco eléctrico, por ejemplo, los interruptores de nivel, interruptores de flujo, analizador de ácido sulfhídrico, analizador de humedad, cromatógrafo de gases, analizador de azufre, transmisores de presión, transmisores de flujo, válvulas de control, detectores de intrusos, unidades de alumbrado y contactos.

Los equipos eléctricos que se instalen dentro de los cuartos de baterías como son las unidades de alumbrado, contactos y extractores de aire deben cumplir con una Clase I, División 2, Grupo B, y tener un código de temperatura T1 y no rebasar el 80% de la temperatura de auto-ignición del hidrógeno.

La tubería *conduit*, accesorios para tubería *conduit*, unidades de alumbrado, extractores de aire, instrumentos, analizadores, cromatógrafos y válvulas de control, deben cumplir con el artículo 500 de la NOM-001-SEDE-2012.

n) Aislamiento eléctrico.

Se deberán instalar dispositivos de aislamiento en los sistemas de tuberías en las que se requiere el aislamiento eléctrico para facilitar el control de corrosión por medios externos. Estos dispositivos deben ser seleccionados adecuadamente para la temperatura, presión, resistencia química, resistencia dieléctrica y resistencia mecánica. Se debe evitar la instalación de dispositivos de aislamiento en las zonas en las cuales atmósferas inflamables puedan estar presentes.

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

A continuación, se mencionan los accidentes e incidentes ocurridos en la operación de las instalaciones o de procesos similares, asimismo se describe brevemente el evento, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención.

Generalidades.

Durante los últimos años la industria química ha experimentado cambios de gran importancia. A medida que los avances tecnológicos han dado origen a la aparición de nuevos materiales, proceso e incluso nuevas industrias.

Por otro lado, hoy en día existen plantas químicas de gran tamaño, habiéndose incrementado en un orden de magnitud la capacidad de algunas unidades en los últimos años. Como es lógico, este crecimiento, tanto en número de industrias como en la capacidad de éstas, ha aumentado el número de personas (dentro de las plantas de proceso y entre el público en general) que pueden estar expuestas a las consecuencias de un accidente industrial. Esto a su vez, ha propiciado una toma de conciencia sobre la seguridad industrial, especialmente de aquellas catalogadas como de alto riesgo.

Aunque no se dispone de estadísticas completas de frecuencia de accidentes en terminales de almacenamiento y reparto, estas instalaciones son una de las formas más seguras para el almacenamiento y transporte de hidrocarburos.

A continuación, se presentan accidentes y/o incidentes en instalaciones similares (**Tabla 1.51**).

Tabla 1.51. Accidentes de incidentes e incidentes en instalaciones similares.

Fecha	Descripción de emergencia	Consecuencia	Acciones de control
02/Abril/2009	Ruptura de Empaque de válvula VOE de 16" Ø de recibo al TV-11 de 55,000 Bls. Tanque estático. En la TAR Progreso, de PEMEX.	a) Daños a Personal; Ninguno. b) Daños Materiales a la instalación; Ninguno c) Afectación de la producción; se estima derrame de 140 lts, de Pemex magna, se suspende la carga de autotankers y el envío de producto a Mérida por cuatro horas treinta minutos. d) Daños a terceros; Ninguna.	✓ Se activó paro de emergencia. ✓ Se activa PRE (PLANEI). ✓ Se recupera producto a contenedor. ✓ Se sustituye empaque de asbesto comprimido por empaque Flexitalic.
15/Marzo/2017	Se presentó una explosión en la Terminal de Almacenamiento y Despacho de Salamanca de PEMEX durante trabajos para destapar una línea de combustóleo pesado.	a) Daños a Personal; 8 trabajadores fallecidos. b) Daños Materiales a la instalación; En islas de descarga en llenaderas. c) Afectación de la producción; se estima derrame de combustóleo d) Daños a terceros; Ninguna.	✓ Se activo paro de emergencia. ✓ Se activa PRE (PLANEI). ✓ Se recupera producto a contenedor.
23/Marzo/2017	Se registró un accidente en el Complejo Petroquímico Independencia (CPI) durante maniobras de acomodo de carotankers que transportan Diésel UBA al interior del CPI.	a) Daños a Personal; 1 trabajadores fallecidos. b) Daños Materiales a los carros tanques; en área de maniobras. c) Afectación de la producción; se estima derrame de diésel sin cuantificar d) Daños a terceros; Ninguna.	✓ Se activó paro de emergencia. ✓ Se activa PRE (PLANEI). ✓ Se recupera producto a contenedor.
29/Marzo/2017	Se presentó un flamazo al interior de un tanque de carga del Chalán Pemex 580, ubicado en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Madero, al efectuarse trabajos de corte y retiro de	a) Daños a Personal; 17 trabajadores con lesiones leves. b) Daños Materiales a los carros tanques; en área de maniobras. c) Afectación de la producción; se estima	✓ Se activó paro de emergencia. ✓ Se activa PRE (PLANEI).

Fecha	Descripción de emergencia	Consecuencia	Acciones de control
	serpentines de calentamiento	derrame de diésel sin cuantificar d) Daños a terceros; Ninguna.	

Fuente; diarios de circulación nacional.

Por otro lado, los incidentes que han sucedido con equipo de las Terminales de Almacenamiento y Reparto, se han dado en mayor medida como incidentes viales con autotanques de transporte de hidrocarburos, y a continuación se describen algunos de ellos (**Tabla 1.52**).

Tabla 1.52. Algunos incidentes viales sucedidos a autotanques en transporte de hidrocarburo.

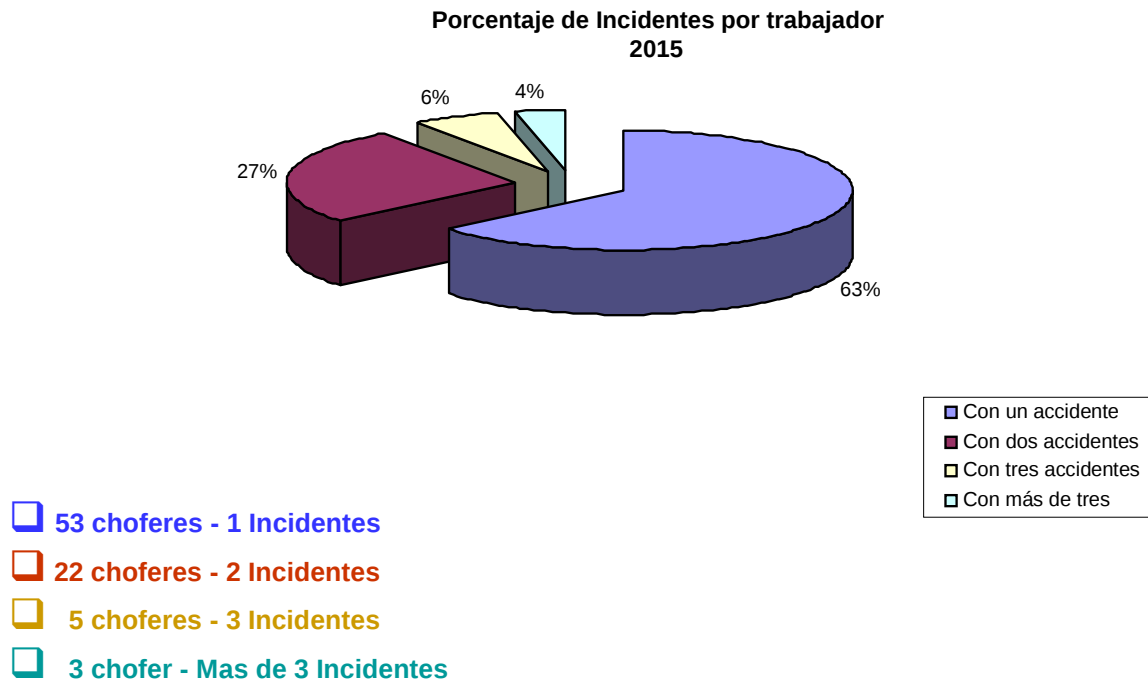
Fecha	Descripción de emergencia	Consecuencia	Acciones de control
17/Enero/2002	Volcadura e incendio del autotanque No. 7146, cargado con gasolina en Av. Gabriel Mancera, esquina con Eje 8 Popocatepetl, Col. del Valle, Delegación Benito Juárez, por dar un giro a una velocidad inadecuada perdiendo el control del vehículo.	a) Daños a Personal; 1 trabajador conductor con fractura de platillo tibial de la rodilla derecha. b) Daños Materiales a la instalación; al autotanque. c) Afectación de la producción; pérdida de producto gasolina d) Daños a terceros; menores en un taller de reparación de bicicletas, daños a una tienda de abarrotes, descomposición de productos por falla de energía eléctrica, daños a local de reparación de aspiradoras, afectación a vehículos Tauro, Volkswagen.	✓ Implantar curso de profesionalización a operadores de auto-tanques que transportan materiales y residuos peligrosos. ✓ Fortalecer los centros de capacitación con los recursos necesarios mediante el equipamiento con simuladores de manejo, así como un laboratorio mecánico ✓ Se activará PRE (PLANEX)
05/Enero/2004	Volcadura de auto-tanques con combustible PEMEX Diésel, en vía pública Av. Calzada de los Leones esquina con Barranca del	a) Daños al personal; Ninguno. b) Daños Materiales; al autotanque	✓ Reforzar la capacitación a los operadores de auto-tanques en los siguientes

Fecha	Descripción de emergencia	Consecuencia	Acciones de control
	Muerto Col. Merced Gómez Delegación Álvaro Obregón, porque el operador giro a su izquierda a una velocidad inadecuada, con un radio de giro menor al requerido perdiendo el control del vehículo.	c) Afectación de la producción; Ninguna, se recupera el combustible. d) Daños a terceros: Vías de comunicación.	temas: manejo a la defensiva, administración de la velocidad y espacio, prevención de volcaduras, curvas y giros, técnicas de manejo en condiciones climatológicas adversas, procedimientos operativos y preventivos ✓ Se activar PRE (PLANEX)

Fuente: incidentes con autotanques en la vía pública. PEMEX.

Para el año 2015 para una Terminal de Almacenamiento se presentaron los siguientes incidentes en la conducción de autotanques que transportan hidrocarburos (**Figura 1.4**):

ENERO-NOVIEMBRE 2015

**Figura 1.3.** Incidentes con autotanques.

A continuación, se presenta dos eventos relacionado con el manejo de combustibles, la siguiente información fue extraída del Internet en la página web de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente en la sección de accidentes (Atención de emergencias diciembre de 2000, siguientes tablas).

Caso 1 Incendio

En la **Tabla 1.53.** se observa el Caso 1 del Incendio de Gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX en San Juan Ixhuatepec, Estado de México.

Tabla 1.53. Incendio de Gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX en San Juan Ixhuatepec, Estado de México.

Fecha del Evento	Empresa Responsable	Tipo de Evento	Sustancia Involucrada	Ubicación
11/11/96	Terminal Satélite Norte (PEMEX)	Incendio	Gasolina	San Juan Ixhuatepec, Estado de México

El 11 de noviembre de 1996, aproximadamente a las 14:00 horas, se produjo un incendio de gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX, mismo que se suscitó por la ruptura de una válvula en uno de los tanques, lo que permitió una fuga de gasolina NOVA en grandes cantidades. Esta gasolina se acumuló en la parte baja del dique del lado oriente que contiene cinco tanques de la terminal; posteriormente esta gasolina se prendió provocando un incendio que tardó 35 horas en ser extinguido.

Durante el siniestro se quemaron aproximadamente 83,000 barriles de gasolinas y 2,250 barriles de producto fuera de especificación, se utilizaron alrededor de 200,000 litros de líquido formador de espuma, 6.5 millones de litros de agua; participaron aproximadamente 1,000 elementos de los distintos cuerpos de bomberos. Desafortunadamente, también se reportaron cuatro personas fallecidas y 15 lesionadas. Como medida de prevención se evacuó a la población cercana; asimismo se provocaron daños materiales exclusivamente a las instalaciones de PEMEX tales como; pérdida total de los tanques TV-9 y TV-10, afectación en cinco anillos de la parte sur del tanque TV-8 y de diversas líneas de tubería, daños en la estructura del dique de contención, en las casetas del poliducto, en el laboratorio y en la torre de control, sin que se hayan cuantificado hasta el momento del presente reporte.

Como resultado de la investigación del accidente se determinó que, entre los principales factores concurrentes, se encuentran (la lista exhaustiva se encuentra en el documento original):

La instalación de una válvula de 6" de diámetro de material inadecuado, el cual debió ser acero al carbono especificado bajo la norma de PEMEX T101-T1B (ASTM A 216 grado WCB) y no hierro gris (hierro fundido o hierro colado) establecido en la NOM H8. Falta de evaluación de riesgo al trabajar en la línea de espuma sub-superficial con un brazo de palanca importante y en un tanque de 100,000 barriles prácticamente lleno de gasolina NOVA. Falta de cumplimiento a la normatividad en el diseño, construcción, operación, supervisión, y mantenimiento de la Terminal Satélite Norte. Una deficiente calidad de manufactura de la válvula evidenciada por un espesor de pared en su cuerpo con 63% menos del indicado en las tolerancias dimensionales de la misma NOM H8. Las maniobras realizadas para instalar el disco de ruptura tales como meter polines o barretas seguramente alcanzaron los desplazamientos necesarios para romper la válvula. En el momento del inicio de la fuga, el tanque tenía un volumen almacenado de 83,474 barriles de gasolina NOVA equivalente a una altura de 10.10 m. El derrame se produjo por la ruptura de la válvula ocasionando un orificio de 6". Del resultado del modelo de combustible quemado, se determinó que el volumen fugado que generó la emisión de vapores es de 1,271 barriles. De acuerdo con los resultados de la modelación, dentro del área de afectación calculada, cualquiera de las siguientes acciones realizadas durante la emergencia pudo producir la ignición que generó el incendio; encendido de motores sin

antichispa, corriente de los cables de las bujías, alta temperatura en algún punto de los motores, golpeo con herramienta no adecuada en metales o energía estática. De acuerdo a la topografía del terreno y a la localización de la fuga, la mayor severidad del incendio se dio directamente sobre la sección Suroriente del tanque TV-9, por lo cual se considera que aproximadamente un 40% del área del tanque estuvo expuesta a una temperatura de flama entre 800 y 1,100°C. La cantidad de emisiones contaminantes provocadas por el incendio equivalen a duplicar lo que se emite en la Zona Metropolitana durante un día. Las dimensiones del siniestro fueron tales que, por la temperatura de los gases de combustión, la altura alcanzada por los gases superó la altura de la capa de mezclado, quedando atrapadas por enfriamiento, en una zona de estabilidad atmosférica. Esto permitió que la dispersión de contaminantes por el viento se diera a alturas suficientemente altas, de tal manera que la fumigación a la superficie se presentó a distancias alejadas del punto del siniestro (10 a 30 km), por ende, muy diluidas.

Fuente: Estudio Técnico; "Accidente en la Terminal Satélite Norte, San Juan Ixhuatepec", Instituto Mexicano del Petróleo, México, diciembre de 1996.

Caso 2 Derrame.

En la **Tabla 1.54.** se observa el Caso 2 de la Fuga de Gasolina en la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz México.

Tabla 1.54.Fuga de Gasolina en la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz México.

Fecha del Evento	Empresa Responsable	Tipo de Evento	Sustancia Involucrada	Ubicación
20/02/97	Refinería "Lázaro Cárdenas" (PEMEX)	Derrame	Gasolina	Coatzacoalcos, Ver.

A las 13:00 hrs del día 20 de febrero de 1997, en el cuarto de operación de la Refinería, se detectó una baja en el nivel de líquido en el tanque TV-11 (pantalla de tele-medición), procediéndose a revisar en campo la causa de la pérdida de nivel.

Se localizó una fuga excesiva de gasolina por la cubeta de dren del fondo del tanque, lo que provocó que la gasolina se acumulara en el interior del patio y que parte de ésta saliera, hacia el canal pluvial existente en el lado poniente, mismo que descarga en el Muelle No. 5, al Río Coatzacoalcos.

Las causas principales que originaron la ocurrencia de este incidente fueron la falta de planeación y programación para aplicar los procedimientos para realizar la inspección interna del tanque, así como una deficiente evaluación del riesgo detectado.

Después del accidente, se procedió de inmediato a trasegar el producto contenido en el tanque TV-11 hacia otros tanques, con el fin de bajar su nivel y se taponó la comunicación entre el patio del tanque y el canal pluvial.

Aplicaron espuma en el interior del tanque, en el canal pluvial y en el rack de tuberías localizado en el lado poniente, para prevenir la ignición del producto.

Bloquearon los accesos al área para no permitir el paso de vehículos y personal no autorizado. Se colocaron en puntos estratégicos camiones de contra incendio y se calafateó y se reforzó el dique de contención al poniente del tanque. Se colocaron barreras flotantes en el canal pluvial y en el Muelle No. 5, para recuperar el producto derramado. Por medio de bombas de alto gasto, se trasegó la gasolina contenida en el patio del TV-11 hacia otro tanque.

Finalmente, el día 23 de febrero de 1997 se concluyeron los trabajos de recuperación del producto, colocándose juntas ciegas al tanque TV-11 para su inspección interna. De este incidente se enteró de inmediato a Protección Civil de Veracruz y del Municipio de Minatitlán quienes suspendieron inmediatamente las actividades en la escuela primaria y solicitaron a los pobladores no encender fuegos. Se suministraron víveres; se restringió el tránsito de embarcaciones en la zona del Río que colinda con la Refinería. Una vez que se regularizó la situación, se permitió el tráfico limitado de embarcaciones a la margen del Río opuesta a la Refinería.

Los inspectores de la Comisión Nacional de Agua (C.N.A.) y Procuraduría de Protección al Ambiente (PROFEPA) se presentaron en el lugar de los hechos y levantaron las actas correspondientes. El personal de CNA efectuó un muestreo del río aguas arriba y aguas abajo del sitio del incidente y se detectaron iridiscencias por hidrocarburos en algunos puntos de muestreo.

El tanque TV-11 contenía 79,288 barriles de gasolina nova, de los cuales 42,848 se derramaron hacia el exterior y el resto fue trasegado hacia otros tanques.

Estadísticas de accidentes en México.

El Instituto Nacional de Ecología (I.N.E.) a través del Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales (COATEA) supervisado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), clasificó las sustancias involucradas con mayor número de accidentes en distintos de procesos que se realizan en México, las cuales se presentan en la **Tabla 1.55**.

Tabla 1.55.Sustancias de Mayor Índice de Accidentes.

Nombre de la Sustancia	% de Accidentes
Petróleo Crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diésel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas L.P.	3.19
Gas Natural	2.30
Aceites	2.27
Ácido Sulfúrico	2.26
Solventes Orgánicos	1.09
Otras Sustancias	27.21

En México no se cuenta con una estadística de accidentes de manejo de gasolina y diésel, sin embargo, los accidentes con mayor frecuencia se presentan en las actividades de transportación de combustibles, siendo mayor que en instalaciones de almacenamiento. En refinerías y terminales de almacenamiento las causas de los eventos de incendio y daños de tanques son debido a fenómenos meteorológicos (huracanes, tormentas eléctricas) y en poca proporción debido a error humano (sobrellenado del tanque, colapso del tanque) o error material (falla de válvula presión vacío, arrestaflamas, soldadura y desprendimiento de cúpula). Otra causa de incendio en tanque de almacenamiento puede ser durante las actividades de mantenimiento.

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.

Para la identificación de las metodologías adecuadas en los Estudios de Riesgos es necesario realizar un análisis preliminar de los riesgos con metodologías reconocidas y que se describen en la **Tabla 1.56**.

Tabla 1.56.Metodologías Adecuadas en los Estudios de Riesgos.

Etapas de Desarrollo del Proyecto	¿QUÉ PASA SI?	Lista de Verificación	¿QUÉ PASA SI?/ Lista de Verificación	Hazop	FME	AF Árbol de Fallas	AE Árbol de Eventos	ACH Análisis de Confiabilidad Humana	FCC Análisis de las Fallas con Causas Común
Investigación y Desarrollo	X								
Diseño Conceptual	X	X	X						
Operación de la Unidad Piloto	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de Detalle	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Etapas de Desarrollo del Proyecto	¿QUÉ PASA SI?	Lista de Verificación	¿QUÉ PASA SI?/ Lista de Verificación	Hazop	FME	AF Árbol de Fallas	AE Árbol de Eventos	ACH Análisis de Confiabilidad Humana	FCC Análisis de las Fallas con Causas Común
Construcción y Arranque	X	X	X					X	X
Operación Rutinaria	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o Modificación	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de Accidentes	X			X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X	X						

Nota: Referencia - Adaptado de Guidelines for Hazards Evaluation Procedures, Second Edition with Worked examples. Center for Chemical Safety Process.

Debido a que los riesgos son resultado de múltiples factores interrelacionados que contribuyen a su ocurrencia, es imprescindible que los procesos se visualicen de manera conjunta y sistemática, incluyendo todos los factores que afecten y que este correlacionados con la parte del estudio en cuestión.

- En esta actividad, es de particular importancia revisar las operaciones asociadas con fugas potenciales o derrames de materiales y sustancias peligrosas y considerar:
- La ubicación de las instalaciones, unidades y equipos.
- Las áreas, los parámetros de proceso y las actividades de operación y mantenimiento.
- Las áreas y el equipo de proceso de la instalación.
- Almacenamiento de materias primas y movimiento de productos.
- Recursos humanos.
- Aspectos ambientales.

La interrelación de estos elementos, a través de las metodologías de Análisis de Riesgo utilizadas, da por resultado los riesgos reales y potenciales particulares de la instalación dependiendo de su magnitud y de las características específicas de los elementos mencionados. Dentro del proceso industrial, existe una gran preocupación por la aplicación de métodos cada vez más sistematizados para la prevención o reducción de riesgos, ya que la sociedad en general reclama a la industria una mayor seguridad para sus miembros, propiedades y medio ambiente.

El principal objetivo de las metodologías es la identificación de los riesgos potenciales a partir de los documentos de diseño de ingeniería, asegurando que se consideren todas las medidas necesarias para la disminución del riesgo identificado en cada instalación, proponiendo, además, de manera oportuna, las recomendaciones apropiadas para

mejorar la eficacia en la prevención y control de dichos riesgos, desde las etapas tempranas del proyecto.

Esta metodología combina el análisis de los procesos a utilizarse en las plantas nuevas, con el punto de vista surgido de la experiencia operativa y de seguridad de plantas similares a las estudiadas, utilizando para ello la ingeniería elaborada para las nuevas instalaciones.

A partir de este análisis se genera una lista de escenarios probables y se evalúan sus posibles consecuencias y sus frecuencias de ocurrencia, para finalmente clasificar y jerarquizar dichos escenarios y las estrategias para la reducción de los riesgos identificados.

De esta manera, la metodología hace uso de la experiencia tanto operativa como de seguridad, de mantenimiento y hasta administrativa de los procesos e instalaciones similares a las que se están analizando, y mediante la participación de personal experto y conocedor de las problemáticas propias de tales instalaciones, se revisan sistemáticamente los escenarios probables de fugas que pudieran generar consecuencias indeseables como son: nubes tóxicas, incendios o explosiones, a través de la información del diseño de ingeniería de dichas instalaciones. Adicionalmente, se pueden aprovechar las lecciones aprendidas, tanto de los reportes de accidentes ocurridos en instalaciones similares, como de otros estudios de riesgo realizados a plantas similares, cuyos escenarios coincidentes y sus medidas de mitigación, podrán enriquecer las sesiones de trabajo de identificación y jerarquización de los escenarios de riesgo en las nuevas instalaciones. La metodología que se utilizará será What If...? (“¿Que pasa si...?”).

Justificación técnica

El método donde la traducción literal de este término es “¿Qué pasa si...?”, consiste en cuestionarse el resultado de la presencia de sucesos indeseados que pueden provocar consecuencias adversas sobre las instalaciones objeto de estudio.

El método exige el planteamiento de las posibles desviaciones del diseño, construcción y modificaciones en las condiciones de operación de una determinada instalación, por lo que se requiere un conocimiento básico del sistema y la disposición mental para combinar o sintetizar las desviaciones posibles ya mencionadas.

Para su desarrollo es necesaria la presencia de personal con experiencia en el proceso, preferiblemente las personas que integran el grupo multidisciplinario de análisis de riesgos, las cuales son dirigidas por un líder que conoce y domina la tecnología en sesiones de varias horas de duración.

El líder plantea y cuestiona desviaciones o situaciones anómalas e indeseables sobre las instalaciones o actividades a desarrollar y el equipo de trabajo debe de ir indicando las consecuencias que se producirían ante esas desviaciones, así cómo la manera en que las instalaciones por si solas corrigen la desviación, en caso de hacerlo. También se indica para cada cuestionamiento las recomendaciones adecuadas para evitar que se produzcan las desviaciones y las observaciones pertinentes.

Las etapas fundamentales del análisis **What if...?** son

- Definición del alcance del estudio.
- Recopilación de la información necesaria (diagramas de flujo, diagramas de tuberías e instrumentación, actividades a llevar a cabo e isométricos fundamentalmente).
- Definición del equipo de trabajo.
- Desarrollo del cuestionario.
- Informe de resultados.

La técnica What if...?, referida en los anteriores puntos fue seleccionada entre otras técnicas de identificación de riesgo dado que:

- Es un método cualitativo de identificación de riesgos que requiere de una adaptación por parte del analista al caso particular que se pretende analizar.
- El método exige el planteamiento de las posibles desviaciones desde el diseño, construcción y modificaciones de operación de una determinada instalación.
- El método tiene un ámbito de aplicación extenso ya que depende del planteamiento de las preguntas que puedan ser relativas a cualquiera de las áreas que se proponga la investigación como: seguridad eléctrica, protección contra incendios, seguridad personal, etc.
- Las preguntas se formulan en función de la experiencia previa y se aplican tanto a proyectos de instalación, como a plantas en operación o actividades discontinuas, siendo muy común su aplicación ante cambios propuestos en instalaciones existentes.
- Las cuestiones las formula un equipo especialista que requiere documentación detallada de la planta, del proceso, de los procedimientos y entrevistas con personal de operación, sin embargo, no requiere de un soporte informático y los resultados que

proporciona es un listado de posibles escenarios incidentales, sus consecuencias y las posibles soluciones para la reducción del riesgo.

Seleccionar los puntos críticos

En los cuales se incluyen las características de las sustancias, los equipos de proceso (vida útil), los programas de mantenimiento (cumplimiento y seguimiento), características de operación y el historial de los incidentes y/o accidentes ocurridos en la instalación. Una vez seleccionado el método de Análisis de Riesgos, se procede a identificar y evaluar los peligros potenciales y problemas operativos. El análisis se lleva a cabo bajo la guía de un líder entrenado y con experiencia en la aplicación de la metodología, con la ayuda de una persona que documente el análisis.

El líder procede a decir las desviaciones de las intenciones de diseño al Grupo Multidisciplinario que se formó del centro para efectuar el Estudio de Riesgo, procediendo a registrar todas las causas posibles y consecuencias que pueden ocasionar un incidente y/o accidente.

Posteriormente se preguntará al grupo multidisciplinario cual sería la salva guarda con que se cuenta para la administración del o los riesgos inherentes, en caso de no contar se efectuará una recomendación para la disminución de los riesgos presentes, los cuales estarán enfocados a salvaguardar al personal, el medio ambiente y las instalaciones.

En el Anexo Técnico V.2.4.1 se presentan las minutas de trabajo y hojas de trabajo respectivamente. En la **Tabla 1.57** se establece las causas típicas de pérdidas de contención en las tuberías, que serán tomadas en el presente Estudio de Riesgo Ambiental.

Tabla 1.57.Salvaguardas genéricas e inherentes para proteger o para mitigar las Consecuencias de Descargas de Material.

Tuberías • Especificaciones de tuberías • Consideraciones de códigos de diseño • Tolerancias adicionales de corrosión en tubería y equipo • Guías de soldadura • Especificaciones de empaques • Relevado de esfuerzos
Válvulas • Especificación de válvulas • Consideraciones de código de diseño • Especificación de sellos y empaquetaduras

• Válvulas diseñadas para posicionar de una forma segura a fallas de aire o de energía eléctrica
Prevención de Corrosión • Pruebas periódicas no destructivas e inspección de tuberías, equipos y estructuras • Inyección de inhibidores de corrosión • Sistemas de protección catódica
Aislamiento del Proceso • Válvulas de bloqueo manual para la mayor parte de los componentes • Programas de mantenimiento preventivo y predictivo • Pruebas hidrostáticas y de hermeticidad
Sistemas de Supresión y Extinción de Fuego • Aspersión para protección de tanques diésel y separadores • Sistemas de extinción de fuego con: CO₂, polvo químico seco, agua • Bombas de agua contra incendio operadas automáticamente (diésel) • Bombas Jockey • Planos de localización (áreas de riesgo) • Monitores e hidrantes • Extintores de fuego en las salas de control recomendados para fuego en equipo eléctrico (polvo)
Equipo de protección personal, el cual incluye: • Aparato autónomo para respiración • Aire de respiración • Paquetes de escape • Ropa de protección (para bomberos) • Programa de revisión y mantenimiento a equipos de protección Inspección y prueba periódica de los sistemas de protección personal y de seguridad, incluyendo: • Suministro de aire al sistema autónomo de respiración • Regaderas de seguridad • Suministro de aire de respiración • Disponibilidad de clínica local para el tratamiento de primeros auxilios con médico y paquetes para la atención específica de casos de exposición personal (sólo en la clínica) • Programa específico de salud y de higiene del área y de la unidad, incluyendo revisiones periódicas ruido y solventes en laboratorio

Y en la **Tabla 1.58** se presentan las salvaguardas genéricas e inherentes para proteger o para mitigar las Consecuencias de Descargas de Material:

Tabla 1.58. Causas Típicas de Pérdida de Contención.

Sección del Proceso	Causas
Líneas	Corrosión/Erosión Fuego Exterior Impacto Exterior Falla de Empaquetaduras de Bridas Golpe de Ariete Mantenimiento Inadecuado Falla de Líneas de Instrumentos Defectos de Materiales Falla por No-Apertura de Dispositivos de Seguridad Bajo Demanda Expansión Térmica cuando el Equipo o las Tuberías están bloqueados Válvula con Fuga o mal Alineada, que descarga en la Atmósfera Vibración

Durante la aplicación de la metodología de identificación de riesgos se elaboró de forma simultánea el proceso de jerarquización de los eventos identificados, con objeto de seleccionar los escenarios sobre los que se proseguirá el Análisis de Consecuencias y de Frecuencia, así como para definir aquellos que, estando en una situación de riesgo intermedia, deben ser cuestionados sobre la justificación o no de la implantación de las recomendaciones.

Para llevar a cabo la jerarquización de los riesgos identificados, se utilizó la metodología Matrices de Riesgo contenida en Guideline for quantitative risk assessment, 'Purple book' CPR 18E, 2005 y Reference manual BEVI risk assessments version 3.2, National Institute of Public Health and the Environment (RIVM), Bilthoven, Netherlands, 2009, mediante la aplicación de la Matriz de Frecuencia contra Consecuencia se puede jerarquizar y obtener un índice de todos los riesgos a los que está sujeta la instalación.

Los riesgos en el almacenamiento por el proyecto podrían generar accidentes que originen una gran liberación incontrolada de una sustancia química o de energía, y cuyas consecuencias pueden ser múltiples lesionados, fatalidades, daño excesivo a la propiedad o que pudieran rebasar el límite del centro de trabajo, por lo anterior los escenarios que tendrán que establecerse en el plan de respuesta emergencia son los siguientes:

- ✚ Efecto domino
- ✚ Incendio.
- ✚ Volcadura de carrotanque
- ✚ Derrame o daño ambiental.

Jerarquización de riesgos

Para la jerarquización de riesgos se establece los pasos para identificar y describir los impactos potenciales, así como su alineación a las técnicas necesarias para evaluar los riesgos del peligro mayor y poder minimizarlos a un nivel aceptable, previniendo también la ocurrencia de eventos no deseados para mitigar o minimizar las afectaciones a nuestro personal, medio ambiente y equipos dentro y fuera de las instalaciones.

Funciones y responsabilidades

La evaluación de riesgos de peligros mayores requiere una adecuada definición de responsabilidades de cada uno de los participantes.

Considerando la variedad de escenarios que pueden desarrollarse, las funciones de cada uno de los responsables estarán definidas de manera detallada:

- Gerente de la Terminal: Será responsable de la operación segura de la Terminal y que sea aplicado en forma apropiada y que todas las medidas que se deriven del análisis de riesgos sean llevadas a cabo a un nivel de riesgo aceptable.
- Supervisor: Es responsable de aplicar las diferentes técnicas de evaluación de riesgos como (QRA, Hazop, What-If, y LOC) de acuerdo a las categorías de peligros que se tengan en la Terminal, mediante apoyos de consultores externos, si es requerido.

Enfoque basado en la evaluación del riesgo

Un enfoque basado en el riesgo significa en definitiva que no son sólo los efectos de que algo suceda sino tener en cuenta la probabilidad de ocurrencia.

En una evaluación del riesgo se crea conciencia sobre los peligros más grandes asociado a un determinado proceso, por el otro lado permite la asignación efectiva de las medidas de reducción de riesgos con el fin de minimizar el riesgo a un nivel aceptable.

El riesgo es en general definido como sigue: $\text{Riesgo} = \text{Efecto} \times \text{probabilidad}$

Efecto o severidad

La parte efecto de la ecuación de riesgos, a diferencia de la parte de riesgo, es fácil de entender ya que implica en la mayoría de los casos los efectos que pueden ser observados o simulados en un entorno de prueba.

Básicamente existen dos tipos de efectos que se pueden identificar: los efectos físicos directos asociados a una sustancia peligrosa y él o los efectos a la organización; los cuales se enlistan en la **Tabla 1.59**.

Tabla 1.59. Efectos Físicos.

Efectos Físicos	Otros Efectos
Intoxicación	Medio Ambiente
Radiación Térmica	Reputación
Ondas de Presión	Finanzas
Sofocación	Seguridad del personal

Los métodos y técnicas mencionados hacen uso del mismo principio de evaluación de la probabilidad y el efecto.

- Consideran la gravedad de los perjuicios causados, recordará que siempre es realista.
- Casi todos los peligros pueden causar la muerte, pero el resultado más realista debe ser considerado.

Probabilidad

La probabilidad del riesgo es la parte comúnmente percibida como la parte más difícil de la evaluación de riesgos, como trata de cuantificar la probabilidad de que algo suceda en el futuro la cual no ha ocurrido antes o es no deseable que ocurra. Algunas probabilidades son fáciles de determinar que otras, tales como:

- Frecuencia de falla de los equipos.
- Probabilidad de Interferencia externa.
- Probabilidad de falla del operador.
- Probabilidad de un escenario específico.

En algunos casos la probabilidad puede ser estimada usando estadísticas, en otros casos el juicio de un experto es necesario, o es determinado de datos actuales del sitio. La probabilidad es frecuentemente cuantificada como una probabilidad por año, ejemplo 10 /por año (o una vez en un millón de años).

Clasificación de la Terminal: basado en la categoría de un producto peligroso.

Las cantidades de sustancias peligrosas manejadas o almacenadas en la Terminal, así como las características de las sustancias tienen una significativa influencia sobre los niveles de riesgo de los peligros mayores.

Para tener en cuenta estos factores, así como reducir al mínimo las evaluaciones de riesgos innecesarios, se aplica la clasificación detallada en la **Tabla 1.60**.

Tabla 1.60. Categoría-Peligro.

Tipo de Estudio	Categoría -Peligro				
	1	2	3	4	5
	Productos no peligrosos Productos líquidos almacenados por debajo de su punto de inflamación (incluso en verano)	Odorizantes/productos mal olientes (acrilatos, mercaptanos, etc.)	Productos líquidos inflamables por encima de su punto de inflamación	Gases inflamables	Líquidos tóxicos (1) Líquidos altamente tóxicos (2) Gases tóxicos Reproducción de sustancias químicas tóxicas Sustancias cancerígenas
Revisión del diseño y operaciones	What y/o Hazop	What y/o Hazop	What y/o Hazop	What y/o Hazop	What y/o Hazop
Revisión del sistema de gestión de la seguridad		Escenarios Loc	Escenarios Loc		Escenarios Loc
Evaluación cuantitativa			QRA	QRA	QRA

Nota:

(1) Líquidos tóxicos caen en las siguientes categorías:

Punto de ebullición > 373,15 °K, presión de vapor (a 293,15°K) < 1 kPa y un LC50 entre 10-100 ppm

Punto de ebullición entre 353,15 y 373,15 °K, presión de vapor (a 293,15° K) entre 1-5 kPa y un LC50 entre 100-1000 ppm.

Punto de ebullición entre 323,15 y 353,15 °K, presión de vapor (a 293,15 °K) entre 5-20 kPa y un LC50 entre 1000-5000 ppm.

(2) Líquidos muy tóxicos caen en las siguientes categorías:

Punto de ebullición > 373,15 °K, presión de vapor (a 293,15°K) < 1 kPa y un LC50 < 10 ppm

Punto de ebullición entre 353,15 y 373,15 °K, presión de vapor (a 293,15° K) entre 1-5 kPa y un LC50 <100 ppm.

Punto de ebullición entre 323,15 y 353,15 °K, presión de vapor (a 293,15 °K) entre 5-20 kPa y un LC50 < 1000 ppm.

Explicación de las categorías de peligros

Categoría 1

Esta categoría contiene todos los productos no peligrosos y de peligros limitados (tal como productos líquidos almacenados donde la temperatura ambiente está siempre por debajo de su punto de inflamabilidad. En estos casos no hay atmosfera inflamable).

Ellos no poseen un peligro mayor significativo a los alrededores o al personal que trabaja en la Terminal, así que una técnica de evaluación de riesgo simple es apropiada.

Categoría 2

Productos odorizantes o malolientes (mercaptanos, acrilatos, etc.) no ponen en demasiados peligros serios la seguridad del personal, pero solamente un derrame muy pequeño es necesario para crear un olor feo en un área muy grande.

Un derrame de estas sustancias puede por lo tanto influir seriamente la imagen de la Terminal debido a las quejas de la población y la atención en los medios.

Categoría 3

Esta categoría contiene todos los productos donde presentara una atmosfera inflamable (tales como líquidos inflamables almacenados donde la temperatura ambiente está siempre por arriba del punto de inflamabilidad).

Esta categoría posee un peligro de incendio considerable. En ciertos casos, otros efectos son posibles tales como fogonazos y explosiones. Debido a estas razones, una mirada más atenta al detalle tiene que ser dado a la operación y al manejo de estos productos.

El estudio de evaluación de riesgos (QRA) se tiene que hacer si el Terminal tiene efectos y riesgos fuera de los límites de la Terminal.

Categoría 4

Esta categoría consiste de gases o vapores inflamables que pueden tener efectos de largas distancias si una pérdida de contención ocurre.

Categoría 5

Esta categoría contiene líquidos tóxicos y muy tóxicos, gases tóxicos y (posible) sustancias cancerígenas.

Esta es la categoría de los mayores peligros. Estas sustancias pueden causar lesiones mortales a varios kilómetros de distancia y sólo cantidades limitadas son necesarias para causar estos efectos.

Productos reprotóxicos en el largo plazo pueden causar a los trabajadores o a las personas de los alrededores de la Terminal tener problemas de reproducción o tener hijos con discapacidad.

Sustancias cancerígenas que no tiene efectos inmediatos al personal, pero pueden tener efectos a largo plazo cuando se tiene exposición a estos productos.

Requerimientos mínimos a considerar en la Terminal para hacer la evaluación de riesgos de peligros mayores

1. Preparación para el análisis

- Recorrido por las instalaciones
- Documentos esenciales:
 - Ingeniería básica
 - Descripción del proceso
 - Diagramas de tubería e instrumentación (DTI)
 - Diagramas de flujo del proceso
 - Filosofía de dispositivos de alivio/ventilación
 - Datos de peligros químicos
 - Especificaciones de tubería
 - Hojas de datos del proceso
 - Reportes de seguridad previos
- Otros documentos importantes:
 - Procedimiento o IET's de operación y mantenimiento
 - Documentos de procedimientos de seguridad
 - Información de paquetes de vendedores
 - Planos isométricos de tuberías
 - Parámetros de operación
 - Entrevistas al personal operativo, mantenimiento, servicios

Nota: Toda la información técnica requerida se proporcionará/distribuirá para que se realice el análisis de riesgos.

2. Realización del análisis

- ⊕ Acordar alcance del estudio

- ⊕ Iniciar explicación básica del proceso, seguridad y procedimientos
- ⊕ La reunión analiza cuestiones de seguridad en términos de preguntas dependiendo de la técnica a usar, para caso de un ¿Qué pasa sí...?

Ejemplo:

- ⊕ ¿Qué pasa si hay fuga en los empaques de la bomba?
- ⊕ ¿Qué pasa si se entrega un material equivocado?
- ⊕ Preguntas, basándose en planos y descripciones del proceso de:
 - Condiciones anormales de la instalación
 - Fallas de componentes
 - Variaciones del proceso
- ⊕ Las preguntas y respuestas se registran por el secretario incluyendo:
 - Peligros
 - Consecuencias
 - Niveles de seguridad
 - Soluciones posibles
- ⊕ Proceder de:
 - Inicio al fin del proceso
 - Entrada de alimentación a salida del proceso

Las preguntas atendidas por un equipo bien informado se pueden dividir en áreas relacionadas con consecuencias tales como:

- ⊕ Seguridad eléctrica
- ⊕ Fuego
- ⊕ Seguridad personal

Algunas veces las soluciones propuestas son desarrolladas externamente- Ejemplo: ¿Qué pasa si el cilindro de HF falla por corrosión? ¿Una fuga en el cilindro provocaría emisión de HF y eventualmente resultaría en una pérdida de flujo de HF al vaporizador?

El equipo podrá entonces recomendar la revisión junto con el proveedor de las prácticas de inspección de cilindros.

- Las reuniones no durarán más de 4 a 6 horas y más de 5 días consecutivos.
 - Si el proceso es complejo se dividirá para que el equipo no pase solo listando preguntas.
3. Documentación de resultados. Dependerá de la técnica de análisis que se vaya usar.
 4. Necesidades de tiempo y equipo de trabajo, presentadas en la **Tabla 1.61**.

Tabla 1.61.Necesidades de Tiempo y Equipo de Trabajo.

Alcance	Preparación	Evaluación	Documentación
Simple/Sistema Pequeño	De 4 a 8 horas	De 4 a 8 horas	De 1 a 2 días
Complejo/Sistema Grande	De 1 a 3 días	De 3 a 5 días	De 1 a 3 semanas

Jerarquización de riesgos

Para evaluación cuantitativa (What-if) se usa una matriz de riesgos para la evaluación del riesgo. Las matrices de riesgo normalmente se emplean para clasificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de éstos.

Las matrices de riesgos son gráficas en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre el personal, la población, el medio ambiente y el negocio. Alrededor del Riesgo, tenemos efecto y probabilidad (**Tabla 1.62**).

Esta matriz consiste en una categorización en escala, donde se evalúa el grado en niveles de riesgo. Para determinar en un Análisis de Seguridad del trabajo el potencial de lesión en cada actividad por riesgo bajo (verde), medio (amarillo) y alto (rojo), se utilizará la siguiente matriz de riesgos:

Tabla 1.62.Matriz de Riesgos

Matriz de Riesgos										
Consecuencias	Factores					Probabilidad				
	Seguridad del Personal (Lesiones)	Medio Ambiente (Tierra, Agua, Aire, Permisos)	Costos Económicos	Impacto Comercial	Reputación	A	B	C	D	E
						Menor que una vez en 10,000 (10-4) años	Una vez entre 100 y 10,000 (10-2) y 10-4) años	Una vez entre 10 y 100 (10-1) y 10-2) años	Una vez entre 1 y 10 años	Más de una vez por año
						Improbable	Rara vez	Es posible durante la vida de la Terminal	Es probable, estos eventos han ocurrido	Regular
						Nunca ha sucedido en la industria (petroquímica)	Ha sucedido en la industria (petroquímica)	Ha sucedido	Ha sucedido	Ha sucedido varias veces en la Terminal
1	Leves	Leve	Leve	Leve	Leve	B	B	B	B	M
2	Menores	Menor	Menor	Limitado	Limitado	B	B	B	M	A
3	Mayores	Mayor	Mayor	Considerable	Nacional	B	M	M	A	A
4	Fatalidad	Masivo	Extenso	Mayor	Internacional	M	M	A	A	A
Clasificación de riesgos B Aceptable en términos generales M Tolerable si es tan bajo como razonablemente factible A Intolerable										

Y en la **Tabla 1.63** se observa la probabilidad respecto a los factores de riesgo.

Tabla 1.63.Probabilidades respecto a los factores de riesgo.

Seguridad		Probabilidad
1	a)	Lesiones muy leves (Casi accidentes "near miss", Tratamiento médico, primeros auxilios)
	b)	Exposición menor a producto o vapores
	a)	Lesiones con tiempo perdido de trabajo "LTI ó Lesiones Incapacitantes"
	b)	Daños a la salud en o fuera del área de operación
3	a)	Lesiones graves deshabilitantes
	b)	Daños a la salud graves dentro o fuera del área de operación
4	a)	Una o más fatalidades

		Probabilidad
		b) Población expuesta a situaciones en las que pelagra su vida
Medio Ambiente	1	a) Emisiones dentro de la Terminal
		b) Una emisión única por encima del límite legal, sin quejas externas
		c) Contaminación menor
		d) Violación de permisos solo permitido por autoridades
	2	a) Emisiones que afecten a los vecinos
		b) Emisiones por encima del límite legal
		c) Contaminación mayor con algunas quejas
		d) Violación de permisos identificada por las autoridades
		e) Derrame o fuga de producto (mayor a 200 kg), sin tener en cuenta que sea un producto peligroso
		f) Cualquier fuego
	3	a) Emisiones con impacto fuera de la Terminal
		b) Emisiones repetidas que exceden el límite legal. Se requieren acciones mayores para eliminar los efectos
		c) Muchas (> 5) quejas
		d) Violación de permisos identificada por las autoridades
		e) Derrame con contaminación localizada de acuíferos, nube local de gas/humo
		f) Fuego que requiere la ayuda de bomberos
	4	a) Emisiones persistentemente fuera de los límites legales en un área extensa
		b) Daños ambientales de largo plazo (> 5 años) o con pérdidas económicas (> EUR 100,000) incluyendo multas para eliminar los efectos
		c) Número de quejas extremadamente alto
		d) Las Autoridades determinarán la clausura de la Terminal
		e) Multa considerable
Económica	1	Costos por reparación o limpieza menores a EUR 50,000
	2	Costos por reparación o limpieza menores a EUR 500,000
	3	Costos por reparación o limpieza menores a EUR 2,000,000
	4	Costos por reparación o limpieza mayores a EUR 2,000,000
Negocio	1	Falla del equipo reducirá el nivel de desempeño. Puede causar una queja del cliente
	2	Falla del equipo causará demoras o interrupciones, sin embargo, puede resolverse con una planeación adecuada
	3	Falla del equipo causará demoras o la suspensión del servicio a un cliente por un periodo considerable (> 1 semana). Probablemente resultará en alguna responsabilidad financiera
	4	Falla del equipo tendrá un impacto serio en el negocio del cliente por un periodo prolongado i.e. el cierre de la planta o pérdidas mayores. Puede resultar en la pérdida del Cliente
Imagen	1	El evento no se hace público
	2	El evento tiene cobertura en noticieros locales
	3	El evento tiene cobertura en noticieros nacionales
	4	El evento tiene cobertura en noticieros internacionales

La información necesaria referente a la Instrumentación y Control del Proceso se obtuvo del Diagramas de Tubería e Instrumentación (**Tabla 1.64**).

Tabla 1.64.Identificación de Diagramas de Tubería e Instrumentación.

TAG	Título
IG0117-PR-000-PL-001	DTI Simbología y Típicos. 1/2
IG0117-PR-000-PL-001	DTI Simbología y Típicos. 2/2
IG0117-PR-002-DTI-001	Tanques de Almacenamiento de Diésel
IG0117-PR-002-DTI-002	Tanques de Almacenamiento de Gasolina Regular (M) y Gasolina Regular.
IG0117-PR-002-DTI-003	Tanques de Almacenamiento de Turbosina (Jet Fuel)
IG0117-PR-002-DTI-004	Tanques de Almacenamiento de Gasolina Premium (M) y Gasolina Premium y MTBE.
IG0117-PR-003-DTI-001	Sistema de bombeo carga de autotanques de Gasolina Regular (M) / Gasolina Premium (M) / Diésel.
IG0117-PR-003-DTI-002	Sistema de bombeo carga de autotanques de Turbosina (Jet Fuel) / MTBE.
IG0117-PR-003-DTI-003	Llenaderas de autotanques Isla 1
IG0117-PR-003-DTI-004	Llenaderas de autotanques Isla 2
IG0117-PR-003-DTI-005	Llenaderas de autotanques Isla 3
IG0117-PR-003-DTI-006	Llenaderas de autotanques Isla 4
IG0117-PR-003-DTI-007	Llenaderas de autotanques Isla 5
IG0117-PR-003-DTI-008	Llenaderas de autotanques Isla 6
IG0117-PR-003-DTI-009	Llenaderas de autotanques Isla 7
IG0117-PR-003-DTI-012	Descarga de autotanque de gasolinas y MTBE isla 7.
IG0117-PR-003-DTI-013	Descarga de autotanque de diésel isla 7.
IG0117-PR-003-DTI-014	Descarga de autotanque de turbosina isla 7.
IG0117-PR-004-DTI-001	Sistema de bombeo descarga carrostanque, Gasolina Regular (M) / Premium (M) / Diésel.
IG0117-PR-004-DTI-002	Sistema de bombeo descarga carrostanque, Turbosina (Jet Fuel) / MTBE.
IG0117-PR-004-DTI-003	Descargaderas de Carrostanque, posición 1-12
IG0117-PR-004-DTI-004	Descargaderas de Carrostanque, posición 13-26
IG0117-PR-004-DTI-005	Medición
IG0117-PR-004-DTI-006	Patín de Medición Gasolina Regular.
IG0117-PR-004-DTI-007	Patín de Medición Gasolina Regular (M).
IG0117-PR-004-DTI-008	Patín de Medición Gasolina Premium.
IG0117-PR-004-DTI-009	Patín de Medición Gasolina Premium (M).
IG0117-PR-004-DTI-010	Patín de Medición Diésel.
IG0117-PR-004-DTI-011	Patín de Medición Turbosina (Jet Fuel).
IG0117-PR-004-DTI-012	Patín de Medición MTBE.
IG0117-PR-007-DTI-001	Sistema de recuperación de vapores carrotanques.

Y en la **Tabla 1.65** se observa la Identificación de Diagramas de Flujo de Proceso y Balance de Materia.

Tabla 1.65.Identificación de Diagramas de Flujo de Proceso y Balance de Materia.

TAG	Título
IG0117-PR-000-DFP-001	Diagrama de Flujo de Proceso 1/2
IG0117-PR-000-DFP-001	Diagrama de Flujo de Proceso 2/2
IG0117-PR-000-DFP-002	Balance de materia

Nodos Seleccionados para el desarrollo del análisis de riesgo de Proceso.

Para facilitar el análisis de los Diagramas de Tubería e Instrumentación y estar en posibilidades de determinar la identificación de riesgos, el Centro de Trabajo, se dividió en cinco nodos para cada sustancia los cuales se describen en la **Tabla 1.66**:

Tabla 1.66.Selección de Nodos

Nodo	Alcance
1	Descarga de carotantes
2	Patín de medición
3	Almacenamiento
4	Llenado de producto en islas
5	Recuperadora de vapores

Los nodos para este estudio se identificaron en puntos claramente localizados en el proceso, de acuerdo a los diagramas de tubería e instrumentación (ver anexo técnico V.2.4).

Cada nodo fue identificado y numerado dentro de cada subsistema y en el sentido del proceso para mejor comprensión y comodidad.

La metodología de identificación de riesgos se realizó por nodo y sustancia. Para el caso de gasolina regular y gasolina premium se dividió en 5 nodos cada uno y para el caso de turbosina, diésel y MTBE fueron 4 nodos cada uno. Por lo que en total fueron 22 nodos.

Los resultados de la metodología What if...?, de todos los nodos se presentan en el anexo técnico V.2.4.

En el Anexo Técnico V.2.4.1 se presentan las hojas de trabajo del What If...? y las minutas.

Costo-beneficio.

En este inciso se desarrollará el costo-beneficio de aquellas desviaciones clasificados con categoría de riesgo Tipo A, B y M.

El análisis Costo Beneficio consiste en evaluar la reducción del riesgo en la instalación con respecto al costo de la inversión para la implementación de las mejoras propuestas.

Para llegar a esto, se presentan las mejoras a implementar con su costo, para después calcular el porcentaje de reducción de riesgo (con respecto al riesgo de la instalación sin implementación de mejoras).

Para un mejor entendimiento del presente capítulo es necesario mencionar que derivado del cálculo del riesgo actual el cual fue realizada anteriormente, la aplicación del análisis Costo – Beneficio será aplicado para todas las desviaciones. Asimismo, el planteamiento del análisis frecuencial desarrollado en capítulos anteriores fue para el conocimiento de la reducción del riesgo que pueda existir con las recomendaciones planteadas para la instalación o habilitación de algún sistema y que son de mayor importancia de acuerdo al nivel de afectación.

Para la correcta implementación de las recomendaciones surgidas del análisis de riesgo a través de la aplicación de la metodología de identificación de riesgo será necesario realizar un análisis del factor de justificación para jerarquizar la aplicación o no de las recomendaciones planteadas.

La metodología que se seguirá para la comparación de los costos y beneficios del análisis de riesgo es semejante a la elaborada y publicada por FINE (1975), la cual lleva su nombre y pretende la estimación de la esperanza matemática de la pérdida con el objeto de dar prioridad a sus correcciones.

Cálculo del factor de justificación de la inversión.

El cálculo del factor de justificación se hizo de acuerdo con el Método FINE. Este factor está en función de la magnitud de riesgo (MR) calculado para un riesgo concreto, del costo asociado a su corrección y del nivel de corrección conseguido, por medio de este factor se determina qué alternativas correctoras conviene adoptar, priorizando las de mejor rendimiento frente a las demás.

El factor de justificación se calcula como:

$$FJ = \frac{MR}{FC \times GC}$$

Donde:

FJ: Factor de Justificación

FC: Factor de costo

GC: Grado de corrección

MR: Magnitud de Riesgo

Así una medida de corrección costosa, que aporte una mejora relativamente pequeña a un riesgo grande, dará como resultado un valor de justificación bajo (inferior a 10), por lo que se aconsejará la adopción de otras medidas más efectivas. Por el contrario, una medida económica pero muy efectiva en la reducción del riesgo, daría como resultado un factor de justificación muy elevado.

El valor del factor de costo se calcula con la siguiente fórmula:

$$FC^* = \sqrt[3]{\frac{\text{Inversión}}{100}}$$

Los valores referentes al factor de costo se observan en la siguiente tabla, mientras que el factor del grado de corrección de acuerdo con el Método FINE se pueden observar en los valores del factor de justificación (**Tabla 1.67**).

Tabla 1.67. Magnitud del Riesgo (MR).

Magnitud del Riesgo (MR)	Clasificación de Riesgo	Actuación frente al riesgo
Mayor de 400	Riesgo muy alto (e inminente)	Detección inmediata de la actividad peligrosas
Entre 200 y 400	Riesgo alto	Corrección inmediata
Entre 70 y 200	Riesgo notable	Corrección necesaria urgente
Entre 20 y 70	Riesgo moderado	No es emergencia, pero debe corregirse
Menos de 20	Riesgo aceptable	Puede omitirse la corrección

En la **Tabla 1.68**. se observa el valor del factor de costo.

Tabla 1.68. Valor del factor de costo.

Costo	Valor
Más de 57 700 USD	10
De 28 900 a 57 700 USD	6
De 11 600 a 28 900 USD	4
De 1 150 a 11 600 USD	3
De 115 a 1 160 USD	2
De 30 a 115 USD	1

Costo	Valor
30 USD	0.5

En la **Tabla 1.69**. se observa el Grado de corrección.

Tabla 1.69.Grado de corrección

Factor de corrección	Valor
Riesgo eliminado al 100%	1
Riesgo reducido al menos al 75%	2
Riesgo reducido del 50% al 75%	3
Riesgo reducido del 25 al 50%	4
Riesgo reducido menos del 25%	6

En la **Tabla 1.70** se observa el Factor de Justificación.

Tabla 1.70.Factor de Justificación

Valor de FJ	Justificación de la inversión
Si $FJ > 20$	Muy justificado
Si $10 < FJ < 20$	Probable justificación
Si $FJ < 10$	No justificado

En la siguiente tabla se relacionan las recomendaciones de las desviaciones identificadas en el capítulo anterior con clasificación Tipo B y M, las cuales serán analizadas para poder determinar la justificación de inversión (**Tabla 1.71**).

Tabla 1.71.Costo de las recomendaciones

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
Nodo 1 Descarga de carrotanques			
1.1	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y bombas.	10,000.00	Que pasa si?
1.1,1.2,1.3,1.5, 1.6, 1.7	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargado de la descarga de carrotanques.	5,000.00	Que pasa si?
1.1,1.7,1.8	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias.	6,000.00	Que pasa si?
1.1,1.2,1.3,1.5, 1.6, 1.7	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de descarga de carrotanques.	3,000.00	Que pasa si?
1.1	➤ Contar con kit de atención de derrames en el área.	2,000.00	Que pasa si?
1.1,1.2	➤ Aplicar revisión de condiciones de seguridad del carrotanque al ingreso de la terminal.	3,000.00	Que pasa si?
1.1,1.2	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.	12,000.00	Que pasa si?

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
1.1,1.2	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.	12,000.00	Que pasa si?
1.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de filtros.	10,000.00	Que pasa si?
1.3	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas e indicadores de temperatura.	10,000.00	Que pasa si?
1.5,1.6	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de bombas e indicadores de nivel.	5,000.00	Que pasa si?
1.6	➤ Contar con certificado vigente de la calidad de las mangueras.	1,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de mangueras y bombas.	10,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Elaborar y aplicar plan de respuesta a emergencias.	3,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	2,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	5,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	1,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	7,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Elaborar Programa de simulacros e incluir evento en el área de carrotaques.	2,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ La manguera en periodo de reposo, deberá situarse dentro del sistema de contención de derrames o en su caso contar con charola debajo de la boquilla.	6,000.00	Que pasa si?
1.7,1.8	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.	12,000.00	Que pasa si?
Nodo 2 Patín de medición			
2.1	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y filtros.	10,000.00	Que pasa si?
2.1, 2.2	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargado del patín de medición y casa de bombas.	5,000.00	Que pasa si?
2.1	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en el área del patín de medición.	1,000.00	Que pasa si?

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
2.1,2.2	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos del patín de medición.	3,000.00	Que pasa si?
2.1	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.	12,000.00	Que pasa si?
2.1,2.7	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.	6,000.00	Que pasa si?
2.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y filtros.	10,000.00	Que pasa si?
2.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación (indicador de temperatura, flujo, presión).	10,000.00	Que pasa si?
2.2,2.7	➤ Las instalaciones eléctricas deben ser a prueba de explosión clase I división II.	5,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento en filtros, empaques de accesorios, espárragos.	10,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.	12,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.	12,000.00	Que pasa si?
2.7.	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	2,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	3,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	2,000.00	Que pasa si?
2.7	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	7,000.00	Que pasa si?
Nodo 3 Almacenamiento			
3.1,3.6,3.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación del tanque incluyendo sistema SCADA, sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.	10,000.00	Que pasa si?
3.1,3.2,3.3,3.6, 3.7	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargados del área de almacenamiento.	5,000.00	Que pasa si?

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
3.1,3.2,3.3,3.6, 3.7	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de los tanques de almacenamiento.	3,000.00	Que pasa si?
3.1, 3.6,3.7	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.	6,000.00	Que pasa si?
3.1	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	2,000.00	Que pasa si?
3.1,3.6,3.7	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	3,000.00	Que pasa si?
3.1,3.6,3.7	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	1,000.00	Que pasa si?
3.1,3.6,3.7	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	7,000.00	Que pasa si?
3.1	➤ Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.	3,000.00	Que pasa si?
3.1	➤ Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.	5,000.00	Que pasa si?
3.1	➤ Instalar cono de viento en área de tanques.	2,000.00	Que pasa si?
3.2,3.3,3.5	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de instrumentación de tanques de almacenamiento.	10,000.00	Que pasa si?
3.6,3.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.	10,000.00	Que pasa si?
3.6,3.7	➤ Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.	5,000.00	Que pasa si?
3.6,3.7	➤ Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.	5,000.00	Que pasa si?
3.6,3.7	➤ Instalar cono de viento en área de tanques	2,000.00	Que pasa si?
Nodo 4 Llenado de producto en área de las islas			
4.1,4.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de los brazos de carga y bombas.	10,000.00	Que pasa si?

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
4.1, 4.2,4.3,4.5, 4.6,4.7,4.8	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargados de las islas.	3,000.00	Que pasa si?
4.1,4.7,4.8	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de accidente.	3,000.00	Que pasa si?
4.1, 4.2,4.3,4.5, 4.6,4.7,4.8	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de las llenaderas.	5,000.00	Que pasa si?
4.1	➤ Contar con kit de atención de derrames en el área de llenaderas.	3,000.00	Que pasa si?
4.1,4.7,4.8	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en el área de islas.	12,000.00	Que pasa si?
4.1,4.7,4.8	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas de llenado.	12,000.00	Que pasa si?
4.1,4.7,4.8	➤ Las instalaciones eléctricas del área de las islas deben ser a prueba de explosión clase I división II.	7,000	Que pasa si?
4.2,4.3,4.3	• Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación de las bombas y brazos de carga.	10,000.00	Que pasa si?
4.7,4.8	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	2,000.00	Que pasa si?
4.7,4.8	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	3,000.00	Que pasa si?
4.7,4.8	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	1,000.00	Que pasa si?
4.7,4.8	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	1,000.00	Que pasa si?
4.8	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de empaques de accesorios, espárragos del brazo de carga.	10,000.00	Que pasa si?
Nodo 5 Recuperadora de vapores			
5.1,5.5,5.6,5.7	• Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema de recuperación de vapores, los filtros, bombas e indicadores de presión y nivel.	10,000.00	Que pasa si?
5.1,5.5,5.6,5.7	• Aplicar los programas de capacitación al personal operativo.	3,000.00	Que pasa si?

No. Desviación	Recomendación	Costo U.S.	Análisis
5.1,5.5,5.6,5.7	Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de la recuperadora de vapores.	5,000.00	Que pasa si?
5.1,5.7	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en la recuperadora de vapores.	12,000	Que pasa si?

Relación de los riesgos analizados, evaluados y jerarquizados por tipo.

De acuerdo a los riesgos analizados, evaluación y jerarquizados por tipo de riesgos, se presentan las recomendaciones para la reducción de riesgos de las desviaciones con riesgo tipo M (convertirlos en riesgo B) (Tabla 1.72):

Tabla 1.72.Listado de acciones para la reducción de riesgos

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de mangueras y bombas.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaborar y aplicar plan de respuesta a emergencias.	70	6,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	70	1,000.00	2	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	70	7,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaborar Programa de simulacros e incluir evento en el	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODO-LOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
	área de carrotanques.						
Que pasa si?	Contar con kit de atención de derrames en el área de carrotanques.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	La manguera en periodo de reposo, deberá situarse dentro del sistema de contención de derrames o en su caso contar con charola debajo de la boquilla.	70	6,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Contar con detector de mezclas explosivas.	150	12,000.00	4	2	25	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.	70	6,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y filtros.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación (indicador de temperatura, flujo, presión).	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Las instalaciones eléctricas deben ser a prueba de explosión clase I división II.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento en filtros, empaques de	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
	accesorios, espárragos.						
Que pasa si?	Contar con detector de mezclas explosivas.	150	12,000.00	4	2	25	MUY JUSTIFICADO
Que pasa si?	Contar con detector de fuego en la casa de bombas.	150	12,000.00	4	2	25	MUY JUSTIFICADO
Que pasa si?	Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	30	1,000.00	1	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	70	7,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación del tanque incluyendo sistema SCADA, sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Aplicar los programas de capacitación al personal operativo	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
	encargados del área de almacenamiento.						
Que pasa si?	Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de los tanques de almacenamiento.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.	70	6,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	30	1,000.00	1	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	70	7,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.	150	3,000.00	3	2	25	MUY JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.	70	5,000.00	3	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
Que pasa si?	Instalar cono de viento en área de tanques.	40	2,000.00	3	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de instrumentación de tanques de almacenamiento.	70	10,000.00	3	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.	70	10,000.00	3	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.	70	12,000.00	4	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Instalar cono de viento en área de tanques	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de los brazos de carga y bombas.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
Que pasa si?	Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargados de las islas.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de accidente.	70	6,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de las llenaderas.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Contar con kit de atención de derrames en el área de llenaderas.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Contar con detector de mezclas explosivas en el área de islas.	150	12,000.00	4	2	25	MUY JUSTIFICADO
Que pasa si?	Contar con detector de fuego en la casa de bombas de llenado.	150	12,000.00	4	2	12	MUY JUSTIFICADO
Que pasa si?	Las instalaciones eléctricas del área de las islas deben ser a prueba de explosión clase I división II.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación de las bombas y brazos de carga.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.	70	2,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del estudio de análisis de riesgo de proceso							
METODOLOGIA	RECOMENDACIÓN	MAG. DEL RIESGO	INVERSIÓN	FACTOR DE COSTO	GRADO DE CORRECCIÓN (REDUCCIÓN DE RIESGO)	FACTOR DE JUSTIFICACIÓN	JUSTIFICACIÓN DE INVERSIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.	30	1,000.00	1	2	10	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.	70	7,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de empaques de accesorios, espárragos del brazo de carga.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema de recuperación de vapores, los filtros, bombas e indicadores de presión y nivel.	70	10,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Aplicar los programas de capacitación al personal operativo.	70	3,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de la recuperadora de vapores.	70	5,000.00	3	2	12	PROBABLE JUSTIFICACIÓN
Que pasa si?	Contar con detector de mezclas explosivas en la recuperadora de vapores.	150	12,000	4	2	25	PROBABLE JUSTIFICACIÓN

Rejerquización

En el Anexo Técnico V.2.4 se incluye la rejerquización del listado de los riesgos tipo M, ponderando la consecuencia de cada escenario, con la aplicación de las acciones recomendadas por la reducción del riesgo del riesgo y transformar los riesgos a Tipo B.

CONTENIDO

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.	2
II.1. Radios potenciales de afectación.	2
II.2. Interacciones de riesgo.....	11
II.3. Efectos sobre el sistema ambiental.....	20

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.

II.1. Radios potenciales de afectación.

El análisis de consecuencias permite cuantificar la magnitud de las desviaciones que el proceso puede sufrir. El objetivo del análisis de consecuencias es cuantificar la magnitud del impacto que sobre su entorno puedan tener las desviaciones intolerables que un proceso pueda sufrir. En el análisis de consecuencias se realizan modelaciones de accidentes o desviaciones de un proceso, utilizando un modelo matemático que arroja como resultado el área de impacto como consecuencia del accidente. El peligro que puedan representar los materiales involucrados en el evento analizado depende de sus características tales como toxicidad (nube tóxica), explosividad (explosión) e inflamabilidad (incendio).

En el presente apartado se determinan los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación de un modelo matemático de simulación, para los eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos del Proyecto, identificados mediante la aplicación del análisis What If...?

Los radios potenciales de afectación de los escenarios seleccionados fueron representados tomando en consideración los siguientes criterios de acuerdo con la Guía para la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT, determinando las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para cada uno de los tres efectos potenciales: (1) concentración de una especie tóxica (toxicidad), (2) radiación térmica resultante de un incendio (inflamabilidad) y (3) sobrepresión resultante de una explosión (explosividad) (**Tabla 2.1**).

Tabla 2.1. Parámetros para determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento¹.

	Toxicidad (Concentración)	Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	TLV ₈ o TLV ₁₅	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	0.5 lb/plg ²

Notas:

- 1) En modelaciones por toxicidad, deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.

¹ En este documento, las unidades sobrepresión de libra por pulgada cuadrada (lb/plg²) se muestran usando las siglas en Ingles, psig (pounds per square inch – gauge)

- 2) Para el caso de simulaciones por explosividad, deberá considerarse en la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento el 10% de la energía total liberada.

Adicionalmente, se consideró la fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal y la ruptura total de la misma (caso catastrófico). Por otra parte, para el caso de los equipos de proceso y tanques de almacenamiento, deberá considerar los casos de liberación masiva de toda la sustancia manejada (caso catastrófico).

Las herramientas que se emplearon para el Análisis de Consecuencias fueron las siguientes modelos:

Determinación de escenarios

En la metodología de identificación de riesgos se consideró la evaluación de las sustancias peligrosas que forman parte del Proyecto, como son: gasolina regular, gasolina, premium, turbosina, MTBE y diésel, incorporándose recomendaciones para dichas sustancias. Sin embargo, para la presentación de eventos propuestos, sólo se evaluaron eventos que involucren a la gasolina por ser una sustancia incluida en el “Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, Fracción IX, que contempla a la gasolina con una cantidad de reporte de 10,000 barriles; dejando al diésel, turbosina, MTBE y diésel fuera de éste criterio, por ser una sustancia que no se encuentra señalada en el Primer y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992 respectivamente.

Efecto domino

En la evaluación de consecuencias por efecto domino se consideró solamente la evaluación de consecuencias de incendio de los tanques de almacenamiento de turbosina, MTBE y diésel.

Modelos utilizados

Los modelos utilizados para calcular los radios de afectación son los siguientes:

a) API-RP-521 (tanques de combustibles).

b) Modelo Riesgo (tuberías, accesorios, bridas, mangueras).

a) API-RP-521.

Para los eventos probables de incendio de tanques de productos inflamables se utilizó la ecuación API-RP-521 (API Recommended Practice 521 Guide for pressure-relieving and

depressuring systems) tercera edición. El criterio seleccionado fue el cálculo del tanque de almacenamiento de mayor capacidad de cada sustancia.

El modelo utilizado para simular la evaluación de evento de incendio se basa en que el efecto directo de un incendio es la radiación, para evaluarla se usa la ecuación 8 del API-RP-521 (API Recommended Practice 521 Guide for pressure- relieving and depressuring systems) tercera edición, noviembre de 1992 y la tabla 3 del mismo documento.

El modelo matemático utilizado se basa en la ecuación siguiente:

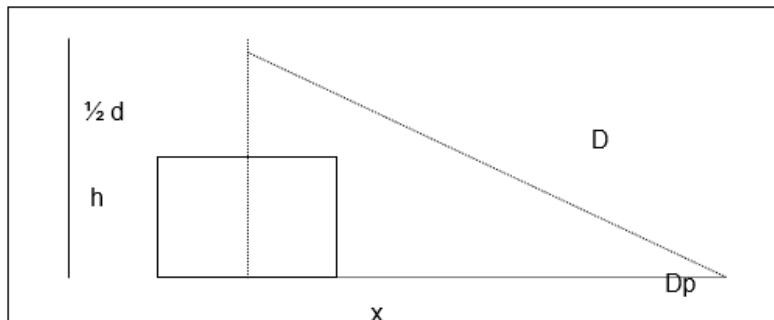
$$D = \sqrt{(rFQ)/(4(3.1416)K)}$$

Para definir y justificar las zonas de seguridad al entorno de la instalación, se utilizaron los criterios que se indican en la **Tabla 2.2**:

Tabla 2.2. Criterio para determinar franjas de Seguridad (incendio)

Criterio para determinar franjas de Seguridad	Inflamabilidad (Radiación Térmica)
Zona de riesgo	5 Kw/m ²
Zona de amortiguamiento	1.4 Kw/m ²

El modelo de simulación es utilizado por la NFPA (National Fire Protección Association) la cual determina de manera general la distancia mínima desde el punto medio de la flama al objeto a consideración, tal como se muestra en la siguiente figura:



$$D = \sqrt{(rFQ)/(4(3.1416)K)}$$

$$x = \sqrt{D - y}$$

Donde:

D = Distancia mínima desde el punto medio de la flama al objeto a consideración.

Terminal de Petrolíferos Puebla (TPP).

x = Distancia del centro del tanque al punto considerado.

y = La altura del tanque más ½" del diámetro del tanque.

De la ecuación los valores de calor transmitido:

R = Fracción de intensidad de calor transmitida

$$R = 0.79 (100/\text{Humedad Relativa})^{0.16} * (30.5/\text{distancia de la flama al área iluminada})^{0.16}$$

F = Fracción de calor radiado Tabla 3 del API-RP-521

Q = Calor liberado

K = Radiación permitida (criterio para determinar franja de seguridad, ver Tabla anterior).

Consideraciones para el modelo:

- Para los casos modelados de incendio no hay formación de nube tóxica.
- Densidad del producto, capacidad del tanque, producto, diámetro y longitud del tanque, poder calorífico, humedad relativa, radiación permisible y crítica.
- Las características físicas y químicas del fluido permanecen constantes.
- Para eventos de incendio, los criterios de zonas de seguridad se evaluarán de acuerdo a la **Tabla 2.3**:

Tabla 2.3. Criterio para determinar franjas de Seguridad

Criterio para determinar Franjas de Seguridad	Tiempo en que las personas alcanzan la Sensación de Dolor (Segundos)	Interpretación de resultados
Zona de Alto Riesgo	16	Quemaduras de primer y segundo grado.
Zona de Amortiguamiento	Infinito	Constituye un nivel totalmente seguro, permite un tiempo infinito de exposición de una persona vestida normalmente sin sufrir ningún tipo de lesión. Este valor corresponde a la Radiación Térmica Total incluyendo radiación solar.

b) Modelo Riesgo (incendio y nube tóxica).

Una vez identificados los riesgos se simuló eventos en forma matemática por medio del simulador RIESGO (Recursos Instrumentales para la Evaluación Sistematizada de Grandes Riesgos), versión 2.10, de Safety Software Co.

Propósitos y objetivos del programa de simulación.

La mayoría de guías para planificación de emergencias con materiales peligrosos, recomiendan que un análisis de peligros se realice en la primera etapa del proceso. Tales esfuerzos darán a las autoridades locales los conocimientos sobre la naturaleza y magnitud de las amenazas conocidas, les ayudaría a concentrar las actividades de planificación sobre los peligros específicos de un local o instalación, y facilitar que el plan reúna los requerimientos reales de las comunidades. Aunque un plan proporcione una estructura y organización de respuesta flexible para eventos inesperados, se requiere asegurar que los eventos esperados reciban especial atención.

El propósito fundamental del modelo RIESGO es suministrar al personal de planificación, métodos integrados para evaluar el impacto de la dispersión de vapores, incendio y explosión relacionados con las descargas de materiales peligrosos en el ambiente terrestre. El programa no solo aumenta el conocimiento de las características de eventos y riesgos de accidentes potenciales, sino que proporciona las bases para planificación de emergencias. El programa RIESGO es una valiosa herramienta para analizar posibles situaciones de emergencia. Sin embargo, la utilidad de sus resultados depende de la confiabilidad de los datos de entrada proporcionados.

Consideraciones para el modelo.

Información necesaria para la evaluación de los modelos de simulación:

- Las características físicas y químicas del fluido permanecen constantes.
- Las condiciones meteorológicas para el escenario analizado.

Clases atmosféricas de la estabilidad de Pasquill

La estabilidad atmosférica es una variable que se establece para caracterizar la capacidad que la atmósfera tiene para dispersar un contaminante; en realidad, lo que representa es el grado de turbulencia existente en un momento determinado.

La cantidad de turbulencia en la atmósfera ambiente tiene un efecto principal en la dispersión de las plumas (contaminantes vapores o gas) de la contaminación atmosférica, porque la turbulencia aumenta arrastre y al mezclarse con aire no contaminado en la

pluma, de tal modo que actúa para reducir la concentración de agentes contaminadores en el pluma (es decir, realza la dispersión de la pluma). Es por lo tanto importante categorizar la cantidad de turbulencia atmosférica presente en cualquier hora dada.

El método de categorizar la cantidad del presente atmosférico de la turbulencia era el método desarrollado por Pasquill en 1961, él categorizó la turbulencia atmosférica en seis clases de estabilidad nombró A, B, C, D, E y F. La clase A que es la más inestable o la más turbulenta, y la clase F es la más estable o menos turbulenta. La Tabla 2.4 enumera las seis clases y la Tabla 2.5, proporciona las condiciones meteorológicas que definen cada clase (**Tabla 2.4**).

Tabla 2.4.Clases.

Tipo de estabilidad	Definición
A	Muy inestable
B	Inestable
C	Levemente inestable
D	Neutral
E	Levemente estable
F	Estable

Una condición estable se caracteriza por un flujo laminar de las capas del aire y presenta ausencia de turbulencia, un gradiente vertical de temperatura, fluctuaciones mínimas de la dirección del viento y un bajo nivel de insolación (condiciones más adversas para la dispersión de contaminantes). La relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas (radiación solar y cobertura del cielo) se muestra en la **Tabla 2.5**:

Tabla 2.5.Condiciones meteorológicas que definen la Clase.

Velocidad del viento (m/seg)	Día e Insolación fuerte	Día e Insolación moderada	Día e Insolación débil	Noche y nubosidad Más de 50%	Noche y nubosidad Menos del 50 %
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

En el Anexo V.3.3 se incluyen las hojas de datos con información de condiciones de operación y condiciones meteorológicas, utilizados en el modelo de simulación.

Resultados de Modelación

A continuación, en la **Tabla 2.6** se presentan los resultados de la evaluación de consecuencias:

Tabla 2.6.Resultados de la evaluación de consecuencias

Evento	Inflamabilidad		Explosividad	
	Zona de Alto Riesgo 5 KW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento 1.4 KW/m ² (m)	Zona de Alto Riesgo 1 PSI (m)	Zona de Amortiguamiento 0.5 PSI (m)
Caso 1 Fuga de gasolina regular debido a ruptura de manguera de 4" (101.6 mm) de la descarga del carro-tanque. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 1.7 y 1.8).	12.49	17.98	39.92	69.18
Caso 2 Fuga de gasolina regular por orificio equivalente de 101.6 mm (20%) debido a falla en el empaque de la brida de la válvula de 20" (508 mm) en el patín de medición. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 2.7.).	60.04	85.95	117.6	203.91
Caso 3 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5201 debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición (Nodo 3.1, 3.6, 3.7).	104.40	208.79	No se forma	No se forma
Caso 4. Fuga de gasolina regular debido a ruptura en junta rotatoria del brazo de carga 4" (101.6 mm) en el área de llenado de autotanques. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 4.7, 4.8).	4.26	5.79	10.66	18.28

De los resultados de la evaluación de consecuencias se observa que los mayores eventos de afectación posibles serían el caso 2 y 3 debido a la cantidad de material que se maneja; sin embargo, el centro de trabajo contará con medidas de prevención y mitigación para casos de emergencia. No obstante, debido a que el centro de trabajo instalará sistemas automáticos de control de fugas y de atención de emergencias, programas de mantenimiento e inspección, controles efectivos del equipo contra

incendios y equipo de protección respiratoria. Es importante considerar, que los valores de la tabla anterior no incluyen las medidas preventivas y de mitigación de riesgos por el manejo de gasolina.

Por otro lado, la tecnología y el diseño la convertirán en una instalación segura en su operación, como lo demuestra el análisis de riesgo realizado. Adicionalmente, el personal que laborará contará con experiencia en la operación y mantenimiento de la Terminal. Los casos evaluados de fuga son aceptables, pero se deberán cumplir con los programas de mantenimiento correctivo, preventivo, realizar inspecciones y pruebas de integridad mecánica.

Las instalaciones funcionarán dentro de las normas de seguridad vigentes y contarán con los medios necesarios para preservar la seguridad de las mismas, así como el entorno ambiental a lo largo de su vida útil. El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del Proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales.

Análisis de frecuencias

Respecto al análisis de frecuencia, en la **Tabla 2.7** se presenta la probabilidad de ocurrencia de los casos analizados anteriormente donde los datos fueron tomados de bases de datos internacionales (Lees y Atallah).

Tabla 2.7.Resultado del análisis de frecuencias.

Evento	Probabilidad	Referencia	Conclusión
Caso 1 Fuga de gasolina regular debido a ruptura de manguera de 4" (101.6 mm) de la descarga del carro-tanque. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 1.7 y 1.8).	$1.8 \times 10^{-8}/h$	Lees	Poco Probable.
Caso 2 Fuga de gasolina regular por orificio equivalente de 101.6 mm (20%) debido a falla en el empaque de la brida de la válvula de 20" (508 mm) en el patín de medición. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 2.7.).	$1.8 \times 10^{-9}/ft-año$	Lees	Poco probable.
Caso 3 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5021 debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición (Nodo 3.1, 3.6, 3.7).	$3.0 \times 10^{-6} / hr$	Lees	Poco Probable.
Caso 4. Fuga de gasolina regular debido a ruptura en junta rotatoria del brazo de carga 4" (101.6 mm) en el área de llenado de autotanques. En caso de	$1.8 \times 10^{-8}/h$	Lees	Poco probable.

Evento	Probabilidad	Referencia	Conclusión
presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 4.7, 4.8).			
Caso 5 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5202 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 6 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5203 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 7 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5204 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 8 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5205 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 9 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5206 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 10 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5207 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 11 Incendio del tanque de MTBE TK-5208 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 12 Incendio del tanque de MTBE TK-5209 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.

Evento	Probabilidad	Referencia	Conclusión
Caso 13 Incendio del tanque de turbosina TK-5210 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 14 Incendio del tanque de turbosina premium TK-5211 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 15 Incendio del tanque de diésel TK-5212 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.
Caso 16 Incendio del tanque de diésel TK-5213 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	$3.0 \times 10^{-6} / \text{hr}$	Lees	Poco Probable.

Todos los casos tienen valores mayores de 1×10^{-6} , por lo que se consideran poco probables de ocurrir.

II.2. Interacciones de riesgo.

Del análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, considerando la posibilidad de un efecto dominó, de acuerdo a los radios potenciales de afectación con medidas de control, de acuerdo al apartado III.1 de este estudio; posteriormente se indican las medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción.

Los eventos son poco probables debido a que el centro de trabajo aplicará programas de operación, mantenimiento, seguridad e inspección de las tuberías, tanques de almacenamiento, bombas, llenaderas, además incluirán las condiciones de integridad mecánica y de operación, como las pruebas de hermeticidad, y las constancias del radiografiado. Así mismo, se aplicará un procedimiento para la inspección, se dará capacitación al personal, se inspeccionarán y calibrarán periódicamente las válvulas de corte e instrumentación, así como todas las medidas de seguridad y atención de

emergencias que se implemente en las instalaciones, como el programa para la prevención de accidentes y el plan de respuesta a emergencias.

Es importante mencionar que el Sistema de Transporte de Gas Natural Morelos Gasoducto Morelos de 30" atraviesa la espuela de ferrocarril en el extremo Sureste de la Terminal, por lo que en caso de un efecto de incendio o explosión no afectará el área operativa que se encuentra localizada aproximadamente 1.1 km (ver Anexo Técnico V.2.5 Planos de radios de afectación y resultados de la modelación).

A continuación, en la **Tabla 2.8** se presentan las interacciones de riesgo:

Tabla 2.8. Análisis de interacciones de riesgo.

Evento	Zona de Alto Riesgo (m)*	Interacciones de Riesgo y efectos
Caso 1 Fuga de gasolina regular debido a ruptura de manguera de 4" (101.6 mm) de la descarga del carro-tanque. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 1.7 y 1.8).	39.92	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las descargaderas. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 2 Fuga de gasolina regular por orificio equivalente de 101.6 mm (20%) debido a falla en el empaque de la brida de la válvula de 20" (508 mm) en el patín de medición. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 2.7.).	117.6	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de la casa de bombas de descargaderas, descargaderas de carotaqnues, TK-5208 (MTBE), TK-5205 (gasolina premium), TK-5206 (gasolina premium). No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 3 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5021 debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición (Nodo 3.1, 3.6, 3.7).	104.40	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5208 (MTBE), tanque TK-5209 (MTBE a futuro), TK-5202 (gasolina regular), TK-5204 y TK-5203 (gasolina regular a futuro), casa de bombas P-5310 (gasolina regular). No hay efectos a la población e instalaciones externas.

Evento	Zona de Alto Riesgo (m)*	Interacciones de Riesgo y efectos
		La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 4. Fuga de gasolina regular debido a ruptura en junta rotatoria del brazo de carga 4" (101.6 mm) en el área de llenado de autotanques. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 4.7, 4.8).	10.66	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de la isla 2. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 5 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5202 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5204 (gasolina regular), TK-5203 (gasolina regular), TK-5201- (gasolina regular), TK-5208 (MTBE), TK-5209 (MTBE a futuro), casa de bombas de gasolina regular P-5310, MTBE bomba P-5330, separador API. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 6 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5203 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5201 (gasolina regular), TK-5202 (gasolina regular), TK-5204- (gasolina regular). No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 7 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5204 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5201 (gasolina regular), TK-5202 (gasolina regular), TK-5203- (gasolina regular), taller de mantenimiento, cuarto eléctrico, plantas de emergencia (respaldo de energía eléctrica),

Evento	Zona de Alto Riesgo (m)*	Interacciones de Riesgo y efectos
		subestación eléctrica, almacén de materiales y de residuos peligrosos. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 8 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5205 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5206 (gasolina premium), TK-5207- (gasolina premium a futuro), TK-5208 (MTBE), TK-5209 (MTBE a futuro), patín de medición. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 9 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5206 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5205 (gasolina premium), TK-5207 (gasolina premium a futuro), TK-5210 (turbosina), TK-5211 (turbosina), bombas descargaderas, patín de medición. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 10 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5207 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5205 (gasolina premium), TK-5206 (gasolina premium), TK-5209 (MTBE a futuro), TK-5210 (turbosina), TK-5211 (turbosina), bombas descargaderas, casa de bombas de gasolina premium, MTBE, turbosina y diésel. No hay efectos a la población e instalaciones externas.

Evento	Zona de Alto Riesgo (m)*	Interacciones de Riesgo y efectos
		La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 11 Incendio del tanque de MTBE TK-5208 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	58.11	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5201 (gasolina regular), TK-5205 (gasolina premium), TK-5209 (MTBE a futuro). No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 12 Incendio del tanque de MTBE TK-5209 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	58.11	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5201 (gasolina regular), TK-5202 (gasolina regular), TK-5205- (gasolina premium), TK-5208 (MTBE), casa de bombas de gasolina regular P-5310 y bombas P-5330 de MTBE. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 13 Incendio del tanque de turbosina TK-5210 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	60.23	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5206 (gasolina premium), TK-5207 (gasolina premium a futuro), TK-5212 (diésel), TK-5211 (turbosina), casa de bomba de descargaderas. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.

Evento	Zona de Alto Riesgo (m)*	Interacciones de Riesgo y efectos
Caso 14 Incendio del tanque de turbosina premium TK-5211 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	60.23	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5207 (gasolina premium a futuro), TK-5210 (turbosina), TK-5212 (diésel) y TK-5213 (diésel), casa de bomba de diesel P-5350, bomba premium P-5320. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo no rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 15 Incendio del tanque de diésel TK-5212 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	102.53	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5210 (turbosina), TK-5211 (turbosina) y TK-5213 (diésel), área de carrotanques, casa de bomba de gasolina regular P-5410. No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 16 Incendio del tanque de diésel TK-5213 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	102.53	Daños a personal, tuberías, estructura, áreas de las instalaciones de los tanques de almacenamiento TK-5210 (turbosina), TK-5211 (turbosina) y TK-5212 (diésel). No hay efectos a la población e instalaciones externas. La Zona de Riesgo rebasa los límites del Predio del Proyecto.
Caso 17 (Gasoducto) Fuga de gas natural (por orificio equivalente de 152 mm (20%) del gasoducto de 30 "(762 mm) debido a corrosión externa o interna. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará explosión e incendio.	249.63	Daños a la barda perimetral, personal, caseta de vigilancia, espuela de ferrocarril.

En esta tabla la zona de riesgo está definida como el valor mayor entre incendio y explosión.

Efecto dominó

El efecto dominó se puede definir como "un conjunto correlativo de sucesos en los que las consecuencias de un accidente previo se ven incrementadas por éstos, tanto espacial como temporalmente, generando un accidente grave".

La definición que se presenta es la siguiente: la concatenación de efectos que multiplica las consecuencias, debido a que los fenómenos peligrosos pueden afectar, además de los elementos vulnerables exteriores, otros recipientes, tuberías o equipos del mismo establecimiento o de otros establecimientos próximos, de tal manera que se produzca una nueva fuga, incendio, reventón, estallido en los mismos, que a su vez provoque nuevos fenómenos peligrosos.

Un efecto dominó implica la existencia de un accidente "primario" que afecta a una instalación "primaria" (este accidente puede no ser un accidente grave), pero que induce uno o varios accidentes "secundarios" que afectan a una o varias instalaciones "secundarias". Este accidente o accidentes secundarios deben ser accidentes más graves y deben extender los daños del accidente "primario".

La extensión de los daños es tanto espacial (áreas no afectadas en el accidente primario, ahora resultan afectadas), como temporal (el accidente secundario afecta a la misma zona, pero retardado en el tiempo; en este caso las instalaciones primarias y secundarias pueden ser la misma), o ambas.

El análisis de estos accidentes, permite clasificar el efecto dominó de la manera siguiente:

- El tipo de instalaciones primarias y secundarias afectadas.
- La naturaleza de los efectos físicos primarios y secundarios que se han producido.

En las estadísticas de accidentes industriales se han identificado algunas áreas principales que son las más afectadas por el efecto dominó:

- Tanques de almacenamiento bajo presión.
- Tanques de almacenamiento atmosféricos o criogenizados.
- Equipos de proceso.
- Redes de tuberías.
- Áreas de almacenamientos de productos sólidos.
- Áreas de carga y descarga.

Es importante mencionar que el Sistema de Transporte de Gas Natural Morelos Gasoducto Morelos de 30" atraviesa la espuela de ferrocarril en el extremo Sureste de la Terminal, por lo que en caso de un efecto de incendio o explosión no afectará el área

operativa que se encuentra localizada aproximadamente 1.1 km (ver Anexo Técnico V.2.5 Planos de radios de afectación y resultados de la modelación).

Debido a que la turbosina, MTBE y diésel no se encuentran incluida en el Primer y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992 respectivamente, se incluyeron en la evaluación del efecto domino de la Terminal, a continuación, en la **Tabla 2.9** se presentan los resultados:

Tabla 2.9.Resultados de la evaluación de consecuencias en tanques de almacenamiento

Evento	Inflamabilidad	
	Zona de Alto Riesgo 5 KW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento 1.4 KW/m ² (m)
Caso 5 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5202 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	208.79
Caso 6 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5203 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	208.79
Caso 7 Incendio del tanque de gasolina regular TK-5204 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	104.40	208.79
Caso 8 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5205 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	127.03
Caso 9 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5206 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	127.03
Caso 10 Incendio del tanque de gasolina premium TK-5207 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	63.51	127.03
Caso 11 Incendio del tanque de MTBE TK-5208 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	58.11	116.23

Evento	Inflamabilidad	
	Zona de Alto Riesgo 5 KW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento 1.4 KW/m ² (m)
Caso 12 Incendio del tanque de MTBE TK-5209 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	58.11	116.23
Caso 13 Incendio del tanque de turbosina TK-5210 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	60.23	120.45
Caso 14 Incendio del tanque de turbosina premium TK-5211 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	60.23	120.45
Caso 15 Incendio del tanque de diésel TK-5212 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	102.53	205.06
Caso 16 Incendio del tanque de diésel TK-5213 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.	102.53	205.06
Caso 17 (Gasoducto) Fuga de gas natural (por orificio equivalente de 152 mm (20%) del gasoducto de 30 "(762 mm) debido a corrosión externa o interna. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará explosión e incendio.	249.63	499.26

En el Anexo Técnico V.2.5 se incluye el Plano de Radios de afectación (Efecto Domino).

II.3. Efectos sobre el sistema ambiental.

II.3.1. Aspectos Abióticos

En este apartado se describen las condiciones del espacio físico natural como clima, fenómenos climatológicos, radiación solar, geología, geomorfología, fisiografía, suelos, etcétera, de la zona donde se pretende desarrollar el Proyecto TPP.

II.3.1.1. Clima

El clima es cálido y templado en el Municipio de Huejotzingo. En comparación con el invierno, los veranos tienen mucha más lluvia. La clasificación del clima de Köppen-Geiger es Cwb. La temperatura promedio en Huejotzingo es 15.6 ° C. En un año, la precipitación media es 824 mm, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.1).

El municipio cuenta con una temperatura promedio de 16.01 grados centígrados y una precipitación promedio 69.58 mm, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.2).

II.3.1.2. Geología y Geomorfología

La cuenca de Puebla está situada al suroeste del volcán Matlalcuéytl, también conocido como "La Malinche" con una altitud media de 2,100 msnm. La ciudad es una llanura con lomeríos bajos, de los que sobresalen por su altura el cerro de San Juan o La Paz y los cerros de Loreto y Guadalupe, que representan aparatos volcánicos del cuaternario. Está limitada al norte por la gran meseta de cañadas labradas por los escurrimientos que descienden de La Malinche; al poniente por la Sierra Nevada, en la que se localizan los grandes estrato volcanes del país, el Popocatepetl y el Iztaccíhuatl; al sur por la cuenca de Atlixco-Izúcar; al oriente por la cuenca oriental, separada de estas últimas por una serie de lomeríos suaves y aparatos volcánicos producidos por derrames de lava, así como domos de roca caliza que conforman una topografía más escarpada hacia la zona sureste.

Finalmente cabe destacar que el área de estudio donde se desarrollará la TPP se ubicará en la Provincia Fisiográfica del Eje Neovolcánico, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.3).

Respecto a las características geológicas, el estado se caracteriza por presentar roca ígnea extrusiva (Toba intermedia en un 37% y andesita en un 11%), (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.4).

Relieve

La superficie estatal forma parte de las provincias: Sierra Madre del Sur, Eje Neovolcánico, Sierra Madre Oriental y Llanura Costera del Golfo Norte. En el suroccidente hay sierras, en su mayoría conformadas por rocas de tipo metamórfico (han sufrido cambios por la presión y altas temperaturas) y sedimentario (se forman en las playas, los ríos, océanos y en donde se acumulen la arena y barro), ahí se encuentra el cerro Tecorral con una altitud de 2 060 metros sobre el nivel del mar (msnm) y un cañón por donde fluyen las aguas del río Atoyac. En el centro predominan llanuras y lomeríos que separan a sierras en dirección noroeste-sureste con altitudes de 4 540 msnm como la Sierra Negra y cerro Zizintépetl con 3 260 msnm, en esta zona también se localiza la altura más baja con 100 m, en el cañón que ha desarrollado el Río Tonto. Hacia el norte hay llanuras y lomeríos con los volcanes Popocatepetl, Malinche y Pico de Orizaba o Citlaltépetl, este último con una altitud de 5 610 msnm. Existe la presencia de la depresión (zona que se encuentra en un nivel más bajo que la mayor parte de la tierra que la rodea) Teziutlán y en la parte norte se localizan valles.

Sus principales elevaciones son: Volcán Citlaltépetl (5610 msnm), Volcán Popocatepetl (5465 msnm), Volcán Iztaccíhuatl (5230 msnm), Sierra Negra (4540 msnm), La Malinche (4461 msnm), (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.5).

Susceptibilidad de la zona sismicidad

El territorio mexicano se encuentra dividido en cuatro regiones sísmicas. La zona donde se localiza el proyecto se ubica en la región sísmica “B” y “C”, consideradas como de media intensidad ya que las aceleraciones no alcanzan a rebasar el 70% de la aceleración de la gravedad, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.6).

II.3.1.3. Suelos

Con base en el Prontuario de Información Geográfica del INEGI 2009, el municipio de Huejotzingo en el estado de Puebla, está representado por seis tipos de suelo, Arenosol (38%), Phaeozem (26%), Cambisol (8%), Andosol (8%), Fluvisol (4%) y Leptosol (3%); los cuales se describen a continuación:

Arenosol: Se caracterizan por ser de textura gruesa, con más del 65% de arena al menos en el primer metro de profundidad. En México son muy escasos, y su presencia se limita principalmente a las llanuras y pantanos tabasqueños y del norte de Chiapas. Estos suelos tienen una alta permeabilidad, pero muy baja capacidad para retener agua y almacenar nutrientes.

Phaeozem: Es el cuarto tipo de suelo más abundante en el país. Se caracteriza por tener una capa superficial oscura, suave, rica en materia orgánica y en nutrientes, semejante

a las capas superficiales de los Chernozems y los Castañozems, pero sin presentar las capas ricas en cal con las que cuentan estos dos tipos de suelos.

Cambisol: Estos suelos son jóvenes, poco desarrollados y se pueden encontrar en cualquier tipo de vegetación o clima excepto en los de zonas áridas. Se caracterizan por presentar en el subsuelo una capa con terrones que presentan vestigios del tipo de roca subyacente y que además puede tener pequeñas acumulaciones de arcilla, carbonato de calcio, fierro o manganeso. También pertenecen a esta unidad algunos suelos muy delgados que están colocados directamente encima de un tepetate.

Andosol: Suelos de origen volcánico, constituidos principalmente de ceniza, la cual contiene alto contenido de alófono, que le confiere ligereza y untuosidad al suelo. Son generalmente de colores oscuros y tienen alta capacidad de retención de humedad. En condiciones naturales presentan vegetación de bosque o selva. Tienen generalmente bajos rendimientos agrícolas debido a que retienen considerablemente el fósforo y éste no puede ser absorbido por las plantas.

Fluvisol: Se caracterizan por estar formados de materiales acarreados por agua. Son suelos muy poco desarrollados, medianamente profundos y presentan generalmente estructura débil o suelta. Se encuentran en todos los climas y regiones de México cercanos siempre a lechos de los ríos. Los Fluvisoles presentan capas alternadas de arena con piedras o gravas redondeadas, como efecto de la corriente y crecidas del agua en los ríos.

Leptosol: Se conocen en otras clasificaciones como Litosoles y Redzinas, son suelos muy delgados, pedregosos y poco desarrollados que pueden contener una gran cantidad de material calcáreo. Son los suelos de mayor distribución a nivel mundial y están asociados a sitios de compleja orografía, lo que explica su amplia distribución en México. Estos suelos se encuentran en todos los tipos climáticos (secos, templados, húmedos), y son particularmente comunes en las zonas montañosas y en planicies calizas superficiales, como las de la Península de Yucatán, (ver anexo técnico capítulo V, inciso b.7).

II.3.1.4. Hidrología

Hidrología superficial

La totalidad del territorio de Puebla, se encuentra comprendido dentro de cuatro grandes regiones hidrológicas, de las 37 en que está dividido el territorio mexicano. Estas regiones son, en orden de extensión dentro de la entidad: RH18 Río Balsas; RH27 Ríos Tuxpan Nautla; RH28 Río Papaloapan y la RH26 Río Pánuco. De éstas, las tres primeras abarcan casi la totalidad del estado, mientras que la última ocupa tan solo unas pocas decenas

de km² • Solamente la región del Balsas pertenece a la vertiente del Pacífico; las restantes descargan sus captaciones hacia el Golfo de México. En el estado existen varias corrientes de importancia, si bien, la mayoría de ellas se localizan en las regiones montañosas de la porción norte de la entidad, en donde pueden destacarse los ríos Pantepec, San Marcos, Necaxa, Laxaxalpan, Tecuatepec y Apulco. En la parte sur, los ríos más importantes son: Atoyac, Nexapa y Salado. La entidad cuenta con 11 presas almacenado ras, 8 derivadoras y 40 bordos, que suman en conjunto una capacidad total de almacenamiento de 643 Mm³. El predio del proyecto se ubica en la región hidrológica “Balsas”, esta región es una de las más importantes del país; ocupa las zonas central y suroccidental del estado, se extiende por el estado de Michoacán y en una pequeña porción del estado de Veracruz.

Llave, donde está limitada por las elevaciones que circundan la cuenca de Oriental-Perote, entre las que destacan, la caldera de los Humeros, el volcán Pico de Orizaba, el Cofre de Perote y el volcán Atlítzin o Sierra Negra. Hacia el sur de estas montañas, eparteaguas oriental de la región, se prolonga a lo largo de las serranías que constituyen el borde occidental de la cañada poblana-oaxaqueña. Al norte y al sur, la región se encuentra limitada por los parteaguas del Eje Neovolcánico y la Sierra Madre del Sur respectivamente. Está subdividida en 10 cuencas, de las cuales, cuatro de ellas, se encuentran parcialmente incluidas en territorio poblano: (A), Río Atoyac; (B), Río Balsas Mezcala; (E), Río Tlapaneco y (F), Río Grande de Amacuzac. Suman en conjunto 59.14% de la superficie estatal, aproximadamente, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.8 y B.9).

Hidrología subterránea

El agua subterránea reviste gran importancia dentro del contexto económico del estado de Puebla, ya que en la entidad las corrientes superficiales son escasas y de volumen reducido, especialmente hacia la parte centro y sur de la entidad, o bien, se encuentran casi totalmente aprovechadas o presentan problemas de contaminación. Aparte de los ríos Nexapa y Atoyac, todas las demás fuentes de agua que sustentan la economía estatal, son de origen subterráneo.

Alrededor de 2/3 partes del territorio poblano presentan una topografía montañosa o de lomeríos; la porción restante está ocupada por zonas más o menos planas, en donde es factible captar el agua subterránea, y generalmente se ubican las zonas de concentración de aprovechamientos, así como las zonas agrícolas. En éstas, la Comisión Nacional del Agua (CNA), establece cinco grandes zonas geohidrológicas para el estado de Puebla, denominadas: Valle de Puebla, Cuenca de Oriental, Tecamachalco, Atlixco-Izúcar de Matamoros y Tehuacán. Otras de menor importancia que las anteriores son las de Ixcaquixtla, Metlatoyuca y Atoyatempan. Las cinco grandes zonas geohidrológicas, contienen a su vez una o más áreas de explotación, separadas o no por pequeños

parteaguas, o que son alimentadas por diferentes zonas de recarga. Estas zonas en conjunto, ocupan una extensión aproximada de 43% de la superficie estatal. Los materiales que conforman los acuíferos son por lo general de origen aluvial, que incluyen sedimentos cuaternarios no consolidados consisten de gravas, arenas, limos y arcillas; aunque no son raras las cenizas volcánicas y lavas basálticas, así como rocas carbonatadas. La mayoría de los acuíferos explotados son de tipo libre y relativamente poco profundos; los niveles estáticos fluctúan entre 2 y 80 m.

La extracción en el estado se efectúa mediante un total de 4 443 aprovechamientos, de los cuales 67% corresponde a pozos, 26% a norias, 6% a galerías filtrantes y 1 % restante, a manantiales. El agua extraída en la entidad, se emplea en la agricultura, aproximadamente 80%; en segundo lugar, están el uso público, urbano y doméstico, con 15%; 3.5% se utiliza en la industria, y tan solo 1.5% restante para fines pecuarios, (ver anexo técnico capítulo V, inciso b.10).

II.3.2. Aspectos Biológicos

II.3.2.1. Vegetación terrestre

De acuerdo con la carta de uso de suelo y vegetación, clasificación serie VI de INEGI y la verificación en campo, el área de estudio se encuentra en una zona preferentemente de uso agrícola temporal (INEGI, 2016). El área de estudio del proyecto son terrenos actualmente de uso agrícola en donde se cultivan forrajes maíz, alfalfa y habas. En lo que respecta el área de estudio se observó a sus alrededores industrias, manchas urbanas, carreteras y vías férreas, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.11).

Vegetación presente como barreras rompeviento en los predios de cultivos en el proyecto denominado TPP.

La vegetación presente que está en el área perimetral de los cultivos corresponde a especies inducidas que son utilizados como barreras rompevientos y también como delimitación de las superficies de cada propietario; por el cual los perímetros de los predios se encuentran estratos en menor proporción que a continuación se describen: Herbáceas: *Bothriochloa pertusa* (pasto carretero) no nativa; arbustos: *Ricinus communis* (Higuerrilla) no nativa, *Baccharis salicifolia* (Jarilla) nativa y para el estrato arbóreo se encontraron especies nativas como *Alnus acuminata* (Aile), *Prunus serótina* y no nativas *Populus alba* (Álamo blanco) *Eucalyptus camaldulensis* (Gomero rojo) y *Schinus molle* (Pirul). Sin embargo, en el área del proyecto se observaron individuos de arbóreos aislados en el centro de los predios, estos fueron introducidos, por lo tanto, la afectación por el desarrollo del mismo recaerá en su mayoría en todas las especies para llevar a cabo el desarrollo del proyecto TPP.

Para evaluar las condiciones de la vegetación herbácea, arbustiva arbórea, se realizó un recorrido a lo largo del área del proyecto. Una vez ubicada el área, con el equipo y material necesario: planos topográficos, clinómetros, GPS, cinta métrica, flexómetro, tablas de apoyo, pistola Hagga, cámara fotográfica y lápiz/pluma; se llevó a cabo la toma de datos de campo.

El presente inventario forestal consto recorrer los perímetros de cada uno de los predios donde estaba presente la vegetación como barrera rompevientos y arboles aislados. Para el levantamiento de los datos dasométricos se utilizó el método de medición directa (censo) de cada uno de los individuos presentes, considerando los datos como la altura total, diámetro, diámetro de la copa y observación del estado sanitario de cada una de las especies, (ver anexo técnico capítulo V, inciso B.12).

Resultados de la vegetación.

Las especies más abundantes son Punus serótina (Capulín) y Alnus acuminata (Aíle), ambas suman un total de 89 individuos que presenta el 78.07% de especies nativas y siguiéndole las especies arbóreas Populus alba (Álamo blanco) con un 14% no nativas, estas especies son usadas como barreras rompevientos, con la finalidad de proteger el cultivo y reducir la erosión eólica, hídrica de los cultivos.

Para una mejor descripción de las especies que serán afectados por su ubicación acorde a la obra que se trate, es decir que las áreas perimetrales de los predios de cultivo están delimitadas con especies que cumple una función como barreras rompevientos, estos comprenden de especies nativa y no nativas.

II.3.2.2. Fauna terrestre

La información obtenida de los muestreos realizados en la zona, y fijando que la plataforma donde se realizarán las actividades de construcción, son de material de relleno artificial, dicho material no permite que se genere cubierta vegetal, por lo consecuente la zona no es un sitio de interés para el tránsito de fauna.

Las condiciones no son óptimas para albergar sitios de refugio, reproducción o forrajeo para la fauna, por lo tanto, no se logra estimar abundancia, riqueza e índices de diversidad. Finalmente, se concluye que el presente proyecto no afecta, ni modifica el desplazamiento de la fauna que ocasionalmente llegara a interactuar con el sistema ambiental.

II.3.3. Paisaje

El paisaje se define como un componente complejo dentro del ámbito ambiental, así como una unidad espacial y temporalmente pluriescalar, que se caracteriza por patrones de distribución, funciones y una red de flujos de materia, energía e información.

El paisaje donde se pretende desarrollar el proyecto se compone por terrenos de uso agrícola, que se encuentran a un costado de la carretera de acceso al aeropuerto de Puebla. Destaca la proximidad del poblado de Santa Ana Xalmiminulco, y presencia de la carretera México-Puebla al norte, lo que aporta frecuencia en la presencia humana en la zona donde se pretende desarrollar el proyecto.

La visibilidad del área del proyecto puede ser considerada como relativamente mediana alta, ya que esta se encuentra en una colindante a una carretera con lo que indica cierto grado de degradación del ecosistema además se encuentra en unos terrenos planos cuyo uso actual es agrícola, por lo que se encuentra desprovisto de vegetación.

La calidad paisajística puede catalogarse como buena, ya que a pesar de existir áreas desprovistas de vegetación y ecosistemas fragmentados por la presencia de cultivos agrícolas; se observan árboles en la periferia del área de proyecto, en conjunto con las condiciones del relieve, que al ser poco variadas formando áreas planas y presentado una variedad de colores, texturas y formas

La fragilidad paisajística es variante. Ya que a pesar de encontrarse en una zona limítrofe a una vía de comunicación transitable, el área se trata de una superficie plana, desprovista de vegetación, destinada a cultivos agrícolas y con presencia de afectaciones antropogénicas previas

En resumen, el paisaje se encuentra impactado y es careciente de interés estético humano, debido a que este carece vegetación vistas panorámicas naturales, agentes físicos.

II.3.4. Medio Socioeconómico

De acuerdo con la información Geoestadística del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), el Municipio de Huejotzingo comprende una superficie de 172.1 kilómetros cuadrados, lo que representa el 0.50% del total del territorio estatal, el cual asciende a 34,306 kilómetros cuadrados.

II.3.4.1. Demografía

Crecimiento y distribución

La distribución territorial del Municipio de Huejotzingo abarca una densidad de población de 362 habitantes por kilómetro cuadrado, cuenta con un total de 57 localidades 5, de las cuales las más pobladas son; Huejotzingo con 25,684, Ana Xalmimilulco con 16,125 y Santa María Nepopualco con 3,183 habitantes.

En el Municipio de Huejotzingo, la población reportada por INEGI 2010, fue de 63,457 habitantes en total, lo que representa el 1.1% de la población de la entidad, el cual comprende una población total de 5, 779,829 siendo uno de los Municipios poco poblados territorialmente de Puebla. Atendiendo al volumen de su población, en el Municipio se asienta el 1.10% de la población total del estado, ubicándose en el lugar 16 de los Municipios más poblados del estado de Puebla.

Del total de habitantes el 48.4% de la población en el Municipio corresponde a hombres y el 51.6% son mujeres. La relación entre hombres y mujeres representa el 93.9%, lo que quiere decir que hay 94 hombres por cada 100 mujeres y ocupa el lugar 116 en el Estado. Huejotzingo pertenece a la región socioeconómica 4, denominada Angelópolis, misma que está integrada por 33 Municipios. Huejotzingo es el Municipio más poblado de la región aportando el 3.38% de la población.

El porcentaje de incremento del 2015 a la proyección del 2020 es del 5% y del 2020 al 2030 del 8%. De acuerdo a las proyecciones realizados por CONAPO para el 2030, Huejotzingo continuará creciendo con una tendencia mayoritaria hacia los jóvenes. La estructura de la población del Municipio, por grandes grupos de edad, durante los próximos años reflejará la disminución relativa de las/os menores de 15 años y el crecimiento de las/os mayores de 64 años, mientras que la población en edad productiva, aquella comprendida entre los 15 y 64 años de edad, continuará incrementando su proporción dentro del total de la población.

En el periodo de años comprendido del 2000 a 2010, la tasa de crecimiento anual de la población en Huejotzingo representó un aumento del 2.47 % mientras que a nivel estatal fue de 2.1%¹¹.

Natalidad y Mortalidad

La posibilidad de vivir una vida larga y saludable ha sido considerada un elemento de referencia en el desarrollo humano. El mayor descenso de mortalidad en los Estados Unidos Mexicanos se produjo a mediados del siglo, cuando la mortalidad infantil se redujo aproximadamente 50 por ciento en menos de 15 años y se registraron ganancias en la

esperanza de vida de alrededor de un año por cada año (Consejo Nacional de Población, 2015).

En la década final del siglo pasado e inicial del presente, las ganancias en esperanza de vida han sido moderadas, producto de una creciente presencia de enfermedades crónico-degenerativas. El descenso de la mortalidad no se ha producido de manera uniforme en toda población. Las desigualdades socioeconómicas rurales y urbanas, así como las desventajas de ciertos grupos poblacionales reflejan las diferencias de mortalidad por edad y sexo, mismas que prevalecen en relación con las causas de muerte en la población.

Las tasas de natalidad y mortalidad muestran respectivamente el número de nacimientos o defunciones por cada mil habitantes. En Huejotzingo la tasa de fecundidad es de 2.62 % y de mortalidad 0.52%.

En el Municipio de Huejotzingo la cifra de natalidad fue de 1,663 habitantes en el año 2012, mientras que los sucesos de mortalidad ascendieron a casi 334 habitantes según los datos reflejados en las Estadísticas de natalidad, mortalidad y nupcialidad 2012 de INEGI.

Migración

La migración puede ser de dos formas: externa o interna. La migración externa o internacional se refiere al movimiento poblacional entre países; la migración interna es un fenómeno que se refiere al desplazamiento de la población al interior de un mismo territorio, o sea, entre las unidades geográficas que lo componen: municipios o entidades federativas.

En relación al lugar de residencia en 2005 el municipio de Huejotzingo contaba con un total de 54,520 habitantes y la movilidad territorial hacia otra entidad federativa era del 2.04%, a los Estados Unidos de América un 1.10% y hacia otros países 0.01%, surgiendo así un abandono familiar que puede marcar en la vida de los ciudadanos. La separación familiar puede afectar tanto a los hijos en su crecimiento con un sentimiento de abandono como en los padres que pueden sentirse mal a tener que verse en la necesidad de búsqueda de mejores condiciones económicas.

Población activa.

Los datos del Censo de Población y Vivienda de INEGI 2010, indican que el Municipio de Huejotzingo, tuvo una población activa de 24,261 personas, cifra que representa el 52.50% del total de la población mayores de 12 años. El 47.50% de la misma corresponde a población no activa. Para el Estado en su conjunto, estas cifras varían. El 50.84% era económicamente activa y el 48.63% inactiva.

Es importante mencionar que la población Económicamente Inactiva, 21,946 habitantes, representan aquellos que reciben una remuneración sin estar activos: pueden ser pensionados o jubilados, estudiantes, dedicados a los quehaceres del hogar, los que tengan alguna limitación física o mental permanente que les impida trabajar.

II.3.4.2. Factores socioculturales

En el Municipio de Huejotzingo donde se desarrollará la TPP las lenguas indígenas más frecuentes son: el Náhuatl con un 63% y el Zapoteco con un 11.6% de cada 100 personas de 5 años y más que hablan alguna lengua indígena, 63 hablan el náhuatl.

II.3.5. Diagnóstico ambiental

Actualmente el área correspondiente a la TPP cuenta con las condiciones óptimas para la realización de dicho proyecto, debido a que el área es una zona con un paisaje careciente de interés estético humano, ya que el remate visual que el sitio brinda es netamente industrial con escasas vistas panorámicas naturales, agentes físicos singulares o espacios abiertos. Y respecto a la flora y fauna, los transectos en campo confirmaron que la vegetación es escasa y la fauna casi nula, por lo que la construcción y operación del proyecto no implicará algún impacto al ecosistema. Por otra parte, se ha identificado que el aspecto económico será favorable para la población, debido a que el proyecto generará empleos y mejorará la calidad de vida de la localidad

Cabe mencionar que, el promovente tiene el compromiso de ser socialmente responsable lo cual se ve reflejado en sus políticas y proyectos, regidas por los más altos estándares internacionales en materia de sustentabilidad y protección de los derechos humanos. Su misión es desarrollar, construir y operar infraestructura energética, contribuyendo al desarrollo de México y creando valor para sus accionistas, en un marco de ética, seguridad, respeto y compromiso con sus colaboradores, el medio ambiente y las comunidades a las que pertenecen.

El pilar social del promovente tiene cuatro ejes de acción: garantizar la seguridad y salud en todos sus proyectos y operaciones; fomentar el desarrollo integral profesional y personal de sus colaboradores; respetar la diversidad y la inclusión; y, contribuir al desarrollo económico y comunitario. Con el fin de trabajar en este último eje, en 2015, el promovente creó la Fundación IEnova que será de gran relevancia para el impacto social que tendrá el proyecto de la Terminal de Petrolíferos Puebla.

En conclusión, con los estudios realizados en gabinete y campo, se determina que la implementación del proyecto “Terminal de Petrolíferos de Puebla”, no causará impacto negativo en los aspectos biológicos y abióticos. Solo en el caso de que se presentara el evento de explosión su radio de sobrepresión afectaría una porción muy pequeña del

ecosistema exterior, el cual de acuerdo a los resultados de la Manifestación Ambiental ya se encuentran afectados ya que las áreas colindantes a la Terminal se utilizan principalmente para cultivo. Sin embargo, la implementación de este proyecto solo en el caso del evento de Y causará impacto positivo en la parte económica del municipio de Huejotzingo.

CONTENIDO

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL	2
III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	2
III.1.1 Sistema de Seguridad.	5
III.1.2. MEDIDAS PREVENTIVAS.....	13

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

A continuación, en la **Tabla 3.1** se presentan las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la metodología What If...?:

Tabla 3.1.Recomendaciones técnico-operativas

No. Desviación	Recomendación
Nodo 1 Descarga de carotantes	
1.1	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y bombas.
1.1,1.2,1.3,1.5, 1.6, 1.7	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargado de la descarga de carotantes.
1.1,1.7,1.8	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias.
1.1,1.2,1.3,1.5, 1.6, 1.7	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de descarga de carotantes.
1.1	➤ Contar con kit de atención de derrames en el área.
1.1,1.2	➤ Aplicar revisión de condiciones de seguridad del carotante al ingreso de la terminal.
1.1,1.2	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.
1.1,1.2	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.
1.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de filtros.
1.3	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas e indicadores de temperatura.
1.5,1.6	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de bombas e indicadores de nivel.
1.6	➤ Contar con certificado vigente de la calidad de las mangueras.
1.7,1.8	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de mangueras y bombas.
1.7,1.8	➤ Elaborar y aplicar plan de respuesta a emergencias.
1.7,1.8	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.
1.7,1.8	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.
1.7,1.8	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.
1.7,1.8	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.
1.7,1.8	➤ Elaborar Programa de simulacros e incluir evento en el área de carotantes.
1.7,1.8	➤ La manguera en periodo de reposo, deberá situarse dentro del sistema de contención de derrames o en su caso contar con charola debajo de la boquilla.
1.7,1.8	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.
Nodo 2 Patín de medición	

No. Desviación	Recomendación
2.1	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y filtros.
2.1, 2.2	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargado del patín de medición y casa de bombas.
2.1	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en el área del patín de medición.
2.1,2.2	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos del patín de medición.
2.1	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.
2.1,2.7	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.
2.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de válvulas y filtros.
2.2	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación (indicador de temperatura, flujo, presión).
2.2,2.7	➤ Las instalaciones eléctricas deben ser a prueba de explosión clase I división II.
2.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento en filtros, empaques de accesorios, espárragos.
2.7	➤ Contar con detector de mezclas explosivas.
2.7	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas.
2.7.	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.
2.7	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.
2.7	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.
2.7	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.
Nodo 3 Almacenamiento	
3.1,3.6,3.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación del tanque incluyendo sistema SCADA, sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.
3.1,3.2,3.3,3.6,3.7	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargados del área de almacenamiento.
3.1,3.2,3.3,3.6,3.7	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de los tanques de almacenamiento.
3.1, 3.6,3.7	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de emergencia.
3.1	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.
3.1,3.6,3.7	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.
3.1,3.6,3.7	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.
3.1,3.6,3.7	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.
3.1	➤ Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.

No. Desviación	Recomendación
3.1	➤ Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.
3.1	➤ Instalar cono de viento en área de tanques.
3.2,3.3,3.5	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de instrumentación de tanques de almacenamiento.
3.6,3.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema contra incendio, anillo de enfriamiento, inyección de agua con espuma, membrana de techo flotante, sistema de tierras, diques de contención y drenajes.
3.6,3.7	➤ Evaluar la factibilidad de la instalación de detectores de mezclas explosivas en la válvula de llenado y salida de cada tanque de almacenamiento.
3.6,3.7	➤ Realizar pruebas de funcionamiento del sistema contra incendio.
3.6,3.7	➤ Instalar cono de viento en área de tanques
Nodo 4 Llenado de producto en área de las islas	
4.1,4.7	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de los brazos de carga y bombas.
4.1, 4.2,4.3,4.5, 4.6,4.7,4.8	➤ Aplicar los programas de capacitación al personal operativo encargados de las islas.
4.1,4.7,4.8	➤ Aplicar plan de respuesta a emergencias en caso de accidente.
4.1, 4.2,4.3,4.5, 4.6,4.7,4.8	➤ Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de las llenaderas.
4.1	➤ Contar con kit de atención de derrames en el área de llenaderas.
4.1,4.7,4.8	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en el área de islas.
4.1,4.7,4.8	➤ Contar con detector de fuego en la casa de bombas de llenado.
4.1,4.7,4.8	➤ Las instalaciones eléctricas del área de las islas deben ser a prueba de explosión clase I división II.
4.2,4.3,4.3	• Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de la instrumentación de las bombas y brazos de carga.
4.7,4.8	➤ Revisión de vehículos, que siempre cuenten con matachispas.
4.7,4.8	➤ Elaboración de procedimiento de trabajos de mantenimiento con autorización de trabajos calientes.
4.7,4.8	➤ Colocar letreros de Prohibido fumar en terminal petrolífera.
4.7,4.8	➤ Garantizar en todo momento el aterrizaje de equipos.
4.8	➤ Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de empaques de accesorios, espárragos del brazo de carga.
Nodo 5 Recuperadora de vapores	
5.1,5.5,5.6,5.7	• Verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento del sistema de recuperación de vapores, los filtros, bombas e indicadores de presión y nivel.
5.1,5.5,5.6,5.7	• Aplicar los programas de capacitación al personal operativo.
5.1,5.5,5.6,5.7	• Elaboración de procedimientos de operación específicos de la operación de la recuperadora de vapores.

No. Desviación	Recomendación
5.1,5.7	➤ Contar con detector de mezclas explosivas en la recuperadora de vapores.

III.1.1 Sistema de Seguridad.

Extintores

Como primer medio de combate a un conato se dispondrá de extintores portátiles. El tipo de extintores que se colocarán deberá ser del tipo presión contenida de polvo químico seco para la extinción de fuegos tipo A, B y C. Las áreas que estarán protegidas por este tipo de extintores son: áreas de proceso, caseta de vigilancia, el área de carga y descarga (área de llenaderas) y área de almacenamiento. Las áreas donde se tengan riesgos eléctricos se protegerán con extintores portátiles a base de bióxido de carbono.

Los extintores portátiles deberán cumplir con las normas NOM-100-STPS-1994, NOM-102-STPS-1994 y NOM-104-STPS-2001 y NFPA-10.

Agua contraincendios

El agua requerida para la red contra incendio es suministrada por la red municipal de agua y será enviada al tanque contra incendio por una bomba para este fin, la cual debe arrancarse de manera manual desde el panel local cuando alarme por bajo nivel, y parará de manera automática mediante el transmisor de nivel del tanque de agua contra incendio al llegar a su nivel normal de operación.

El tanque de agua contraincendios, deberá tener capacidad para atender el evento de mayor demanda escenario crítico de la instalación), durante 2 horas ininterrumpidas, considerando su reposición en menos de 8 horas; de no poder darse esta reposición, se debe considerar la capacidad del tanque de agua para la atención durante 4 horas ininterrumpidas.

El sistema de bombeo para servicio contraincendios, proporcionará el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el riesgo mayor estimado en el centro de trabajo. Las bombas principales del sistema contra incendio se instalarán en un cobertizo localizado convenientemente alejado de los equipos de procesos, su ubicación deberá ser estratégica, para que no sean susceptibles de sufrir daños durante incendios o emergencias.

El cobertizo del sistema de bombeo será construido con materiales no combustibles, con los espacios necesarios para facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos,

considerando la iluminación adecuada a los requerimientos de la NOM-025-STPS-2008. Además, tendrá un sistema de iluminación de emergencia.

El equipo de bombeo del sistema contra incendio y sus accesorios, cumplirá con los requerimientos de diseño y fabricación de NFPA 20 y serán para servicio específico de protección contra incendio con certificación UL. Las bombas principales contra incendio deberán ser tipo paquete y estarán impulsadas por motor de combustión interna, (la cantidad de bombas y la definición final del tipo de motor de las mismas será establecida en la fase de ingeniería de detalle). El diámetro de la tubería de succión y descarga debe estar diseñado para garantizar el suministro del caudal y presión requeridos para la atención del escenario de riesgo mayor.

La presión de descarga de estas bombas deberá asegurar el suministro de agua en el punto más lejano del sistema, así mismo se contará con una bomba de reserva también impulsada por motor de combustión interna con características similares de presión de descarga y de flujo a las bombas principales.

La red contra incendio debe ser diseñada para operar con una presión mínima de 7 kg/cm² (100 psi), la cual se debe mantener en el punto hidráulicamente más desfavorable.

Con la finalidad de mantener presurizada la Red Contra incendios se deberán disponer de 2 bombas jockey una principal y otra de reserva; lo anterior para tener la flexibilidad ante una operación de mantenimiento. Estas bombas deberán ser tipo paquete.

El paquete de bombas contra incendios deberá incluir:

- Medidor de flujo, el cual deberá ser instalado en el cabezal de pruebas, y deberá tener la capacidad para realizar las pruebas de flujo requeridas por NFPA 20 a cada una de las bombas contra incendio.
- Válvula de alivio de presión, se deberá incluir en paquete de bombas contra incendio válvula de alivio de presión lista o aprobada por UL o equivalente, del tipo resorte o diafragma por medio de piloto, la válvula deberá de estar dimensionada de acuerdo a la capacidad de flujo de la bomba, de acuerdo con NFPA 20.

Hidrantes

Los hidrantes e hidrantes monitores estarán instalados como medio manual de mitigación de un fuego, la distancia entre ellos no será mayor de 30 a 50 m. En las áreas de proceso o de almacenamiento estarán bajo la cobertura de los hidrantes y monitores, los cuales se localizarán a una distancia no menor de 12.2 m del riesgo de acuerdo con lo establecido en NFPA 24.

Aspersores para enfriamiento

Se dispondrán de sistemas de tipo diluvio, los cuales proporcionarán el enfriamiento necesario al equipo ante la contingencia de un incendio en las zonas tanques, bombas, medición y carga/descarga de productos.

Los sistemas de tipo diluvio tendrán tres diferentes formas de actuación: “automática”, “manual / local” y “manual / remota”. Los componentes principales del sistema son: válvula de diluvio, filtro, interruptores de presión, boquillas de aspersión, estaciones manuales de accionamiento, válvulas de compuerta y válvulas de apertura rápida. Las localizaciones de las válvulas automáticas considerarán los vientos dominantes.

Sistemas de extinción de incendios por Espuma

La generación de espuma se realiza a través de la mezcla de agua, espumógeno y aire, que podrá tener diferentes valores de expansión, siendo la expansión la relación entre el valor inicial del volumen de agua/espumógeno y el volumen final de espuma.

Inicialmente el agua que proviene de la fuente de suministro se mezcla con el espumógeno en la proporción diseñada en un equipo dosificador o proporcionador. Posteriormente la mezcla es dirigida al generador de espuma, el cual incrementa su volumen mediante aportación de aire, generando la espuma. La activación de los sistemas de extinción de incendios de espuma es provocada por un sistema de detección automático de incendios (Sistema de Gas y Fuego). Dado que la espuma es más ligera que la solución acuosa de la que se forma, y más ligera que los líquidos inflamables o combustible, flota sobre éstos, produciendo una capa continua de material acuoso que desplaza el aire, produciendo un doble efecto de enfriar y evitar el contacto con el aire. Además, evita la emanación de vapores combustibles previniendo la reiniciación del fuego. También tiene la característica de adherirse a las superficies que cubre, protegiéndolas de fuegos adyacentes.

Se contará con sistemas de extinción de fuego por espuma en los tanques de almacenamiento principalmente

Sistemas de Seguridad.

Sistema de recuperación de vapores

El centro de trabajo constará de accesorios y dispositivos para la recuperación y control de las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos del carrotanque al tanque de almacenamiento de la Terminal y de los tanques de

Almacenamiento a los autotanques.

Este Sistema se usará la tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

Sistemas de control

Sistema Control Distribuido (DCS).

La función del Sistema Control Distribuido (DCS) es la integración y enlace del control de los procesos, los cuales contarán con control local autónomo. El DCS se encargará de la integración y enlace entre los procesos a través de sus controles locales e instrumentación de campo, diagnosticará e imprimirá reportes de operación y de alarmas, así como guardará registros tanto de operación como de transacciones de ventas del centro de trabajo.

El DCS deberá cumplir con las normas aplicables en la industria. El sistema utilizará la tecnología más moderna probada. El DCS deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- La estructura se basará en un sistema conceptualmente modular y fácilmente escalable.
- Proporcionará las interfaces bidireccionales para establecer la comunicación con los sistemas de control y/o de medición de campo (medición, llenaderas, sistema de medición de nivel, unidad controladora de válvulas, control de acceso etc.).
- Deberá mantener comunicación constante con los Sistemas de Paro de Emergencia y Gas &Fuego ante cualquier condición anormal que se genere en la Terminal.
- Ser inmune a las interferencias electromagnéticas propias de plantas industriales.
- La operación cercana de radios para intercomunicación y teléfonos celulares no debe interferir con los sistemas de control.
- Se realizará monitoreos de las condiciones de operación entre los procesos integrados y/o enlazados por las interfaces necesarias, tener comunicación con otros sistemas de control, efectuará un autodiagnóstico, tener interfaz con el operador, contará con almacenamiento de datos y generar reportes.
- Enviará los datos vía un puerto de comunicaciones, directamente al Sistema SCADA.
- La capacidad de E/S deberá disponer al menos de un 20% de reservas equipadas.
- La memoria principal deberá disponer al menos de un 50% de reserva.
- Los procesadores, fuentes de alimentación y los buses de comunicación serán redundantes.
- En el caso de avería del sistema de aire acondicionado los componentes del DCS deberán soportar una temperatura ambiente de 0 a 55 °C sin límite de tiempo y de 5 % a 95 % de humedad relativa.

El sistema incluirá como mínimo, lo siguiente:

- Estación de configuración e ingeniería, que permita al DCS su configuración o modificación mediante claves de acceso que eviten el mal uso del sistema.
 - ✓ Estaciones de operación.
 - ✓ Estación de configuración/ingeniería.
 - ✓ Estación/Servidor de procesos e históricos redundantes.
 - ✓ Interfaces de comunicación redundantes.
 - ✓ Impresoras de reportes.
 - ✓ Consola de operación y mobiliario.
 - ✓ Controladores redundantes.
 - ✓ Módulos de entrada/salida.
 - ✓ Terminales para señales de campo, gabinetes E/S.
 - ✓ Switch Ethernet redundante.
 - ✓ Cable de fibra óptica multimodo, redundante desde los I/O remotos en campo hasta los controladores del DCS.
- Todas las interconexiones y cables necesarios entre equipos del sistema, incluyendo multicables prefabricados, conectores, sistema de identificación y cableado especial requerido para interconectar los módulos, gabinetes, I/O remoto, redes de comunicación estación de operación, y cualquier otro periférico suministrado con el DCS.
- Todos los requerimientos internos de potencia, incluyendo fuentes de alimentación, cableado interno, puesta a tierra, protecciones (fusibles, interruptores automáticos, etc.) necesarios para realizar la distribución de potencia.
- La Configuración y programación de todas las funciones del DCS.
- El desarrollo y el diseño del sistema de gráficos de proceso (HMI) serán basado en los planos y DTIs, estos incluirán la configuración del DCS en Servidores, configuración de base de datos, diseño de gráficos de al menos las siguientes pantallas:
 - ✓ Menú principal.

- ✓ Controladores del DCS.
- ✓ Diagrama de flujo General.
- ✓ Área de tanques.
- ✓ Medición y regulación.
- ✓ Área Bombas de Carga.
- ✓ Área de llenaderas para carrotanques y autotanques.
- ✓ Planta de Emergencia.
- ✓ Bombas de agua CI.
- ✓ Sistema de agua Contra incendios.
- ✓ Sistema de agua de planta.
- ✓ Sistema de aire de Planta y aire de instrumentos.
- ✓ Tanques de aguas aceitosas.
- ✓ Sistema de supresión y alarmas en cuartos.
- ✓ Sistema de F&G en áreas de proceso.
- ✓ Sistema ESD en áreas de proceso.
- ✓ Sumario de alarmas.
- ✓ Sumario de eventos.
- ✓ Tendencias históricas y en tiempo real.
- Desarrollo, configuración de base de datos y diseño de gráficos de los sistemas (equipos paquete) relacionados a continuación:
 - Sistema Carga de Camiones, carrotanques y descarga de buquetanques
 - Aire de instrumentos
 - Patín de Medición
 - Sistema Interrumpible de emergencia

- Bombas Contraincendio
- Cuartos de Control de Motores
- Sistema de supresión y alarmas en cuartos

Sistemas de paro de emergencia y Gas & Fuego.

La función del Sistema de Paro de Emergencia (ESD) será detectar y alarmar en tiempo real las condiciones de seguridad y llevar a un estado seguro al proceso, garantizando la protección del personal, medio ambiente e instalaciones a través del monitoreo y la determinación de las condiciones de operación que son de emergencia y podrá realizar automáticamente una secuencia de paro para prevenir cualquier situación de riesgo en el centro de trabajo.

La función del Sistema de Gas & Fuego (SF&G) será detectar y alarmar en tiempo real las condiciones de incendio o altos niveles de algún tipo de gas que pueda causar una reacción de combustión e impedir la propagación del fuego, además de generaran mensajes al operador que se encuentre en el cuarto de control.

El Sistema de Paro de Emergencia (ESD) y el Sistema de Gas y Fuego (SF&G) deberán estar basados en Controladores Lógicos Programables (PLC's) tolerante a fallos, altamente confiable, con controladores redundantes y diseñados a falla segura. Se tendrá una integración completa de los siguientes sistemas: Sistema de Control Distribuido (DCS), Sistema de paro de emergencia (ESD), Sistema de Fuego y Gas (SF&G), utilizando la misma tecnología por medio del fabricante o de una compañía de integración independiente que garantice la funcionalidad de los mismos.

Deberá aplicarse la filosofía "Hot Stand-By" a todo el hardware crítico (por ejemplo, PLC's, Servidores, etc.).

El SF&G incluirá la detección de gas, fuego y sistemas de supresión de fuego. Estos sistemas estarán destinados a proporcionar la detección temprana de incendios y detectar niveles elevados de gas combustible, con el fin de alertar al personal y para iniciar la supresión adecuada para la extinción de incendios. Ante la confirmación de incendio o de detección de gas el SF&G interrumpirá el flujo del proceso a través de la activación del ESD, eliminando así la fuente de combustible, cerrando las posibles fuentes de ignición, y activando el sistema de extinción de incendios en las áreas de proceso.

El sistema de detección de gas y fuego (SF&G) estará separado del sistema de Paro de Emergencia (ESD), el SF&G enviará señales de salidas digitales hacia el ESD de acuerdo a los diagramas de causa y efecto para la activación de las válvulas SDV y el paro de equipos según los niveles de paro de emergencia de la Terminal.

Los dispositivos del sistema ESD y SF&G podrán ser controlados y monitoreados a través de las estaciones de operación del Sistema de Control Distribuido (DCS).

El SF&G es quien tendrá la responsabilidad final para la mitigación de incendios y / o gases. La detección de fuego, el estado y los valores de los detectores de gas se mostrarán en las pantallas de operación del DCS.

El ESD y SF&G seleccionado deberá cumplir básicamente con los siguientes requisitos: Deberán ser estructurados basándose en un Controlador Lógico Programable (PLC), conceptualmente modular y fácilmente escalable.

Los sistemas electrónicos programables del ESD y SF&G deberán cumplir con SIL-2 (TÜV AK – 4):

- Los PLC's del ESD y SF&G deben proporcionar las interfaces con el Sistema de Control Distribuido (DCS) debiendo considerar interfaces redundantes.
- El sistema debe ser inmune a las interferencias electromagnéticas propias de la Terminal de Petrolíferos. La operación cercana de radios para intercomunicación y teléfonos celulares no debe interferir con los sistemas de control
- El ESD y SF&G deberá monitorear las condiciones de riesgo en forma automática por medio de instrumentación dedicada, tener comunicación con otros sistemas de control, efectuar un auto diagnóstico, tener interfaz con el operador, contar con almacenamiento de datos y generar reportes.
- La memoria principal y la capacidad de E/S deberán disponer al menos de un 20% de reservas equipadas.
- Los elementos críticos como son procesadores, fuentes de alimentación y buses de comunicación, así como las protecciones serán redundantes.
- En el caso de avería del sistema de aire acondicionado los componentes del ESD y SF&G deberán soportar una temperatura ambiente de 0 a 55 °C sin límite de tiempo y de 5 % a 95 % de humedad relativa.
- La interfaz con el proceso se realizará a través de las estaciones de operación del DCS que estarán localizadas en el cuarto de control central.
- El almacenamiento y manejo de bases de datos en tiempo real se realizarán a través de un servidor del sistema.

Se incluirá como mínimo, lo siguiente:

- Pulsadores de paro de emergencia de planta, instalado en la consola de control.
- Lap-Top de Programación/Configuración para los sistemas DCS, ESD y SF&G.
- Se proporcionará para las entradas/salidas analógicas y discretas, módulos de aislamiento galvánico y seguridad intrínseca en las bornas de interconexión del ESD, para dar cumplimiento con los requerimientos de seguridad intrínseca, para

áreas Clase I, División 2, Grupo D. Estos aisladores deberán localizarse en el mismo gabinete del PLC.

- Todas las interconexiones y cables necesarios entre equipos del ESD y SF&G, incluyendo los cables a las estaciones de operación.
- Todos los requerimientos internos de potencia, incluyendo fuentes de alimentación, cableado interno, puesta a tierra, protecciones (fusibles, interruptores automáticos, etc.) necesarios para realizar la distribución de potencia.
- Configuración y programación de todas las funciones del ESD y SF&G.

III.1.2. MEDIDAS PREVENTIVAS.

III.1.2.1 Mantenimiento Preventivo.

El centro de trabajo contará e implementará un Programa anual de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, el cual incluirán las revisiones de seguridad y mantenimiento programado de cada uno de los sistemas con los que cuenta la instalación.

III.1.2.2 Revisiones de seguridad.

En las instalaciones contarán con un Programa de Seguridad Industrial se realizarán revisiones de seguridad como a continuación se detallan:

- Revisión y conservación de los instrumentos del SICCI.

✓ Detectores de Mezclas explosivas.

✓ Detectores de fuego.

✓ Detectores de humo.

✓ Indicadores transmisores de presión.

✓ Alarmas visuales.

✓ Alarmas sonoras.

✓ Botoneras.

- ✓ Válvulas operadas por solenoide y válvulas mecánicas.
- ✓ Indicador trasmisor de presión diferencial.
- ✓ Compresores.
- ✓ UPS.
- Inspecciones preventivas de riesgo.
- ✓ Área casa de bombas.
- ✓ Área llenadera de autotanques.
- ✓ Taller de mantenimiento.
- ✓ Cobertizo contra incendio.
- ✓ Almacén de materiales y chatarra.
- ✓ Almacén temporal de residuos peligrosos.
- ✓ Laboratorio.
- ✓ Áreas administrativas.
- Revisión y conservación del equipo personal y fijo.
- ✓ Sistema de presurización de los cuartos de control y CCM.
- ✓ Equipo para primeros auxilios.
- ✓ Regaderas de agua de emergencia.
- ✓ Equipo autónomo con cilindro de aire comprimido.
- ✓ Equipo de protección personal para combate a incendios.
- Inspección visual exterior a tanques de almacenamiento.
- ✓ Inspección de tanques de almacenamiento atmosféricos.
- ✓ Inspección a tanques sujetos a presión.

- Revisión de tornillería en tubería y tanques.
- ✓ Revisión de circuitos, gasolina regular.
- ✓ Revisión de circuitos, gasolina Premium.
- ✓ Revisión de circuitos, diésel.
- ✓ Revisión de circuitos, turbosina (jet fuel)
- Inspección de registros y sótanos de instalaciones eléctricas.
- ✓ Registros eléctricos.
- ✓ Sótanos.
- Revisión y conservación de válvulas de venteo (presión-vacío) y arrestadores de flama.
- Revisión de válvulas de venteo (presión-vacío) y arrestadores de flama.
- Revisión y calibración de válvulas de seguridad y relevo de presión.
- ✓ Recibo de pie de dique de tanque vertical.
- ✓ Recibo de pie de dique de tanque vertical.
- ✓ Salida pie de tanque vertical.
- ✓ Salida pie de dique de tanque vertical.
- Revisión, prueba y limpieza de sistemas de drenaje.
- ✓ Drenaje aceitoso.
- ✓ Drenaje pluvial.
- ✓ Drenaje sanitario.
- Pruebas de alarmas
- ✓ Alarmas mecánicas por alto nivel en tanques.
- ✓ Alarmas sectoriales.

✓ Alarmas de altos decibeles.

- Pruebas de hermeticidad de válvulas check de equipo mecánico.

✓ Casa de bombas (ductos).

✓ Cobertizo contra incendio.

- Revisión y conservación de equipo portátil contra incendios.

✓ Boquillas para agua contra incendio.

✓ Boquillas generadoras de espuma.

✓ Proporcionadores de línea

✓ Extintores.

✓ Mangueras contra incendio.

✓ Boquillas turbo jet.

- Revisión y conservación de equipo fijo contra incendio.

✓ Red de válvulas de agua contra incendio.

✓ Hidrantes – monitores.

✓ Tanques o cisternas para agua contra incendio.

✓ Bombas de agua contra incendio.

✓ Sistemas de anillos de enfriamiento en tanques.

✓ Sistemas de aspersión en casa de bombas, llenaderas, descargaderas y poliductos.

✓ Paquete de presión balanceada.

✓ Cámaras de espuma.

✓ Inyección sub-superficial.

✓ Tomas de explosividad en sistemas semifijos (verificar integridad del cristal en inyección superficial y disco de ruptura en inyección sub-superficial).

- Inspección y limpieza de filtros
- Inspección y calibración de válvulas de alivio de expansión térmica.

Asimismo, se realizan revisiones y pruebas a las instalaciones como a continuación se describe.

- Pruebas Alarmas de Alto Nivel y Telemedición.
- Revisión /Prueba Cámaras de espuma tipo II.
- Inspección Llenaderas de autotanques.
- Inspección Llenaderas de carros tanque.
- Inspección Talleres de mantenimiento.
- Inspección Casa de Bombas.
- Inspección Riesgos almacén temporal de residuos peligrosos.
- Inspección Cobertizo contra incendios.
- Inspección Laboratorio de control de calidad.

III.1.2.3 Centro de Comando (COE).

Ubicación del COE.

Para la atención de una emergencia mayor la Terminal Petrolíferos contará con un Centro de Operaciones de Emergencia de la URE, que estará instalado en sala de juntas de las oficinas administrativas, por ser un lugar de fácil acceso y alejado del área de proceso.

Durante las operaciones de la Terminal el COE será el centro de las reuniones periódicas de dicha organización, en la cual se realizarán actividades de planeación, seguimiento y actualización del Plan de Respuesta a Emergencias, incluyendo las relacionadas con los ejercicios y simulacros integrales (totales y parciales).

Recursos disponibles en el COE.

El Centro de Operaciones de Emergencia contará con recursos materiales, infraestructura y servicios necesarios y con la siguiente información (**Tabla 3.2**):

Tabla 3.2.Información disponible

Información Vital Disponible en el COE		
Especialidad	Descripción	Ubicación
Generalidad	• Plano localización general de equipos • Directorio general del centro de trabajo	COE

Información Vital Disponible en el COE		
Especialidad	Descripción	Ubicación
	• Directorio de Petróleo Mexicanos • Directorio de Oficinas de Gobierno Estatal y Municipal • Plan de Respuesta a Emergencia • Todos los anexos descritos en el Plan de Respuesta a Emergencias	
Proceso	• Diagrama de bloques de procesos del centro de trabajo • Diagramas de tubería e instrumentación • Hojas de datos de diseño de equipos • Diagramas de los sistemas de desfuegos • Diagrama del sistema de agua • Diagramas de los sistemas de drenajes y de efluentes • Manuales de operación	COE
Ingeniería Eléctrica	• Diagramas unifilares • Localización y descripción de la subestación eléctrica • Localización y descripción de los sistemas de energía eléctrica de emergencia	COE
Ingeniería Mecánica	• Listado de equipo dinámico crítico con sus hojas de datos de diseño	
Ingeniería Civil	• Relación y planos de los edificios principales	
Seguridad Industrial	• Diagramas de la red de agua contra incendio, (indicar capacidad de almacenamiento y bombeo) • Diagramas de los sistemas de detección y mitigación • Diagramas de los sistemas de espuma contra incendio • Procedimientos Operativos de Emergencia	

Reglamento de operación del COE.

El centro de trabajo cuenta con el “Reglamento de operación del COE”, el cual regula el funcionamiento del mismo.

III.1.2.4 Rutas de evacuación y centros de concentración.

Las instalaciones contarán con plano de las rutas de evacuación y puntos de reunión donde se identificarán los posibles trayectos hacia cualquiera de los puntos de reunión, distribuidos en el perímetro de las instalaciones. En el centro de trabajo se contará con dos puntos de reunión:

- En el estacionamiento frente a las oficinas, para personal.
- En la salida de autotanques para contratistas.

III.1.2.5 Plan de control y atención de emergencias mayores.

El centro de trabajo contará con una organización para la respuesta de emergencias.

Organización.

La Terminal de Petrolíferos contará con una Unidad de Respuesta de Emergencias, constituida, capacitada, con funciones y responsabilidades bien definidas y estará integrada por personal de mayor presencia de mando del centro de trabajo y personal de mayor experiencia de las emergencias (**Figura 3.1**).



Figura 3.1. Organigrama del Plan de Respuesta de Emergencia.

Funciones.

El centro de trabajo contará con un reglamento de operación de la Unidad de Respuesta a Emergencias (URE), el cual incluye las funciones y responsabilidades de cada uno de los integrantes y con Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), el cual indica se realizó con base a los lineamientos del Sistema Seguridad, Salud y Protección Ambiental), al

incorporar la línea de acción de los "Planes de Respuesta a Emergencias", la importancia de esta línea de acción radica en la necesidad de contar con un proceso que permita anticipar y prevenir, con fundamentos técnicos, el tipo y escenarios de eventos que pueden presentarse en las Instalaciones.

El Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), tiene como finalidad tener el control seguro y eficiente de una situación de "Emergencia" siempre en el menor tiempo posible a fin de minimizar las pérdidas personales, económicas y al medio ambiente, mediante las acciones analizadas y planeadas que deben realizarse por parte de su personal especializado que contribuyen con su conocimiento y experiencia, asimismo incluye Procedimientos de atención a emergencias dentro del Plan de Emergencias Internas.

III.1.2.6 Programa de Prevención de Accidentes (PPA)

La Terminal de Petrolíferos contará con un Programa de Prevención de Accidentes durante la operación. Los objetivos del PPA son los siguientes:

- Evitar que los accidentes provocados al realizar Actividades Altamente Riesgosas (AAR), alcancen el nivel de desastre.
- Propiciar que quienes realicen actividades de riesgo, comunidad y empresas aledañas, así como autoridades locales, desarrollen una conciencia de alerta continua ante cualquier contingencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- Propiciar un ambiente de seguridad en la comunidad y empresas aledañas ante una actividad de alto riesgo.
- Contar con planes, procedimientos, recursos y programas para dar respuesta a cualquier contingencia ocasionada por el manejo de las sustancias peligrosas.
- Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de emergencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- Establecer los mecanismos de comunicación, coordinación y concentración de acciones para incrementar adecuadamente el PPA en la localidad.
- Que las industrias de alto riesgo difundan en la localidad, la información relacionada con las actividades que desarrollan y los riesgos que éstas representan para la población, sus bienes y el ambiente, así como los planes, procedimientos y programas con los que se cuenta, para disminuir y controlar dichos riesgos, enfrentar cualquier contingencia y atender desastres provocados por la liberación accidental de sustancias peligrosas.

El PPA está basado en la guía publicada por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales para la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (SEMARNAT-COFEMER) del día 20 de mayo 2010, donde incluyen los siguientes puntos:

I. Datos generales del establecimiento o instalación, del representante legal de la empresa y del responsable de la elaboración del Programa para la Prevención de Accidentes.

I.1. Establecimiento o Instalación.

I.2. Responsable de la información contenida en el Programa para la Prevención de Accidentes.

II. Descripción del entorno del establecimiento o instalación donde se desarrollan las Actividades Altamente Riesgosas.

II.1. Descripción de las características físicas del entorno.

II.2. Descripción de las características socio-económicas.

II.3. Infraestructura, servicios de apoyo y zonas vulnerables.

III. Materiales peligrosos manejados y zonas potenciales de afectación.

III.1. Listado de materiales peligrosos.

III.2. Eventos detectados en el Estudio de Riesgo Ambiental.

IV. Identificación de medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad.

IV.1. Sistemas de seguridad.

IV.2. Medidas preventivas.

V. Programa de actividades a realizar derivadas del Estudio de Riesgo Ambiental presentado por el establecimiento o instalación.

VI. Plan de Respuesta de Emergencias.

VI.1. Procedimientos específicos para la respuesta a los posibles eventos de riesgo identificados dentro de las instalaciones.

VII. Directorio de la estructura funcional para la Respuesta a Emergencias.

VII.1. Directorio de la estructura funcional para la instrumentación del Plan de Respuesta a Emergencias al interior y exterior de las instalaciones.

VIII. Plan para revertir los efectos de las liberaciones potenciales de los materiales peligrosos, en las personas y en el ambiente (cuerpos de agua, flora, fauna, suelo).

VIII.1. Métodos de limpieza y/o descontaminación en el interior y exterior de la Planta.

IX. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias emitidas por las dependencias del gobierno federal que conforman la comisión, en términos del artículo 147 de la LGEEPA.

X. Plan de Respuesta a Emergencias Químicas Nivel Externo.

X.1. Identificación de grupos o instituciones de apoyo.

X.2. Procedimientos específicos para la Respuesta a Emergencias cuando el nivel de afectación rebasa los límites de propiedad de las instalaciones.

X.3. Inventario de equipo y servicios con que se cuenta para la Atención de Emergencias.

X.4. Principales vialidades identificadas para el ingreso de grupo de Ayuda Externa.

XI. Comunicación de Riesgos.

XI.1. Procedimientos específicos para la comunicación de riesgos.

XI.2. Procedimientos para el desarrollo de simulacros con la población aledaña.

XI.3. Programa de Simulacros.

III.1.2.7 Capacitación

El centro de trabajo contará con Programa de Capacitación Anual donde se incluirán los siguientes aspectos de seguridad, riesgo y medio ambiente:

- Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas
- Brigadas contra incendio/HAZMAT (Práctica)
- Plan de Respuesta a Emergencias.
- Procedimiento para ingreso a espacios confinados (NOM-033-STPS-2015).
- Uso de equipo de protección personal
- Uso y manejo de extintores.
- Primeros Auxilios.

- Pláticas de Seguridad.
- Evaluación de Riesgos (Hazop, What if, Check list FMEA).
- Brigadistas Industriales.
- Rescate de alturas/Espacios confinados.
- Monitoreo de atmosferas.
- Manejo de residuos industriales, segregación de residuos.
- Trabajos en alturas/inspección de armado de andamios.
- Recorridos de seguridad.
- Comunicación de Riesgos.
- Mantenimiento (calificación de soldadura, instalaciones eléctricas en áreas clasificadas).

III.1.2.8 Procedimiento de trabajos peligrosos.

La Terminal de Petrolíferos contará con un procedimiento para permisos de seguridad, el cual establece los lineamientos y prácticas mínimas de seguridad e higiene en las actividades que involucren trabajos en alturas, excavaciones y espacios confinados cualquier otra actividad con un cierto grado de riesgo a fin de prevenir daños al personal y a las instalaciones. Este procedimiento asegura que los trabajos en áreas de riesgo se realicen siguiendo los lineamientos de seguridad por los empleados y contratistas.

III.1.2.9 Sistema de tierras físicas.

Los distintos equipos (tanques de almacenamiento y bombas) tendrán conexiones a tierra ubicados en las áreas de almacenamiento, bombeo y llenado de combustibles; adicionalmente, se realizará la medición de continuidad de su sistema de tierras de manera periódica, conforme lo marca la Norma NOM-022-STPS-2008, las evaluaciones tendrán que cumplir con los valores establecidos en dicha Norma de referencia. Se actualizará la red del sistema de tierras físicas y pararrayos con las instalaciones del Proyecto.

CONTENIDO

IV. RESUMEN.	2
IV.1. SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.	2
IV.2. HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.	3
IV.3. PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.....	7

IV. RESUMEN.

IV.1. SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

El centro de trabajo ha elaborado el Estudio de Riesgo Ambiental Modalidad Análisis de Riesgo para el Proyecto “Terminal de Petrolíferos Puebla” con los lineamientos vigentes Federales y Estatales en Materia de Actividades consideradas como Altamente Riesgosas; en cumplimiento con el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y de acuerdo a los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio.

Asimismo, con base en la Ley de Hidrocarburos, le compete a la Federación el regular las actividades establecidas en el Artículo 2, Fracción IV. El Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos.

De acuerdo a la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como parte de sus atribuciones, está en el Artículo 7o.- Los actos administrativos a que se refiere la fracción XVIII del artículo 5o., entre los que se mencionan en la Fracción I. Autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del Sector Hidrocarburos; motivo del que se pretenden obtener la autorización correspondiente para el presente estudio.

El área del proyecto no se encuentra en Áreas Protegidas, Reservas de la Biosfera, ni Parques Nacionales ubicados cerca del sitio.

En la metodología de identificación de riesgos se consideró la evaluación de las sustancias peligrosas que forman parte del Proyecto, como son: gasolina regular, gasolina, premium, turbosina, MTBE y diésel, incorporándose recomendaciones para dichas sustancias. Sin embargo, para la presentación de eventos propuestos, sólo se evaluaron eventos que involucren a la gasolina por ser una sustancia incluida en el “Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, Fracción IX, que contempla a la gasolina con una cantidad de reporte de 10,000 barriles; dejando al diésel, turbosina, MTBE y diésel fuera de éste criterio, por ser una sustancia que no se encuentra señalada en el Primer y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992 respectivamente.

Para la identificación de riesgos, se empleó la técnica conocida como What If...? Para la evaluación de consecuencia los criterios utilizados para definir las zonas de seguridad en la evaluación de consecuencias es la siguiente (**Tabla 4.1**):

Tabla 4.1. Criterios de zona de riesgo y seguridad.

	Toxicidad (Concentración)	Inflamabilidad (Radiación térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Zona de Riesgo	IDLH	5 KW/m ²	1.0 psig
Zona de Seguridad	TLV ₈ o TLV ₁₅	1.4 KW/m ²	0.5 psig

El área de riesgo del caso 2 ,15 y 16 podría salir del centro de trabajo, los eventos simulados son sin medidas de seguridad, sin embargo durante el desarrollo del presente proyecto se implementaran sistemas, procesos, equipos, técnicas, procedimientos con el fin de manejar los combustibles utilizando estándares nacionales e internacionales que implican rigurosas medidas de calidad, operación, mantenimiento, seguridad, control, atención de emergencias; además de programas de: mantenimiento, operación, inspección, seguridad, higiene, simulacros y capacitación; con lo cual, las instalaciones operarán eficientemente y minimizando el impacto al ambiente, manteniendo el riesgo al ambiente en un estado controlado y minimizando los posibles efectos debido a eventos no deseados.

Por lo anterior se concluye que el Centro de Trabajo tendrá riesgo ambiental razonable y aceptable, para realizar sus actividades satisfactoriamente.

IV.2. HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.

Como se ha mencionado anteriormente, el Centro de Trabajo está considerado como de alto riesgo debido a que la cantidad que manejará de gasolina será mayor a la cantidad de reporte y tendrá como consecuencia probables eventos de incendio y explosión.

El diseño y filosofía de construcción y operación del Centro de Trabajo es consistentemente seguro y contempla el cumplimiento de las normas y estándares de ingeniería y de operación, necesarios para la prevención y protección de la salud de los trabajadores, medio ambiente y a la comunidad circundante (en caso de que la hubiera) de manera permanente, para lo cual se implementará un Sistema de Administración de Seguridad de los Procesos y Programa de Protección Ambiental.

De acuerdo, al punto I.4.2 de la guía para elaborar Análisis de Riesgos publicado por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales indica que para el caso de sustancias peligrosas que se manejan en tuberías se deberá considerar la fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal y la ruptura total de la misma (caso catastrófico); por otra parte, para el caso de los equipos de proceso y tanques de

almacenamiento, deberá considerar los casos de liberación masiva de toda la sustancia manejada (caso catastrófico).

A continuación, se realiza un resumen de los riesgos identificados y se describen los posibles eventos que se pudieran presentar:

Caso 1. Fuga de gasolina regular debido a ruptura de manguera de 4" (101.6 mm) de la descarga del carro-tanque. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 1.7 y 1.8).

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 12.49 metros para la zona de riesgo y 17.98 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento). Los límites de explosividad tendrían alcances de 39.92 metros para la zona de riesgo y 69.18 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 2 Fuga de gasolina regular por orificio equivalente de 101.6 mm (20%) debido a falla en el empaque de la brida de la válvula de 20" (508 mm) en el patín de medición. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 2.7).

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 60.04 metros para la zona de riesgo y 85.95 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento). Los límites de explosividad tendrían alcances de 117.6 metros para la zona de riesgo y 203.91 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 3. Incendio del tanque de gasolina regular TK-5021 debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición (Nodo 3.1, 3.6, 3.7).

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 104.40 metros para la zona de riesgo y 208.79 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 4. Fuga de gasolina regular debido a ruptura en junta rotatoria del brazo de carga 4" (101.6 mm) en el área de llenado de autotanques. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará incendio (Nodo 4.7, 4.8).

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 4.26 metros para la zona de riesgo y 5.79 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento). Los límites de explosividad tendrían alcances de 10.66 metros para la zona de riesgo y 18.28 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 5. Incendio del tanque de gasolina regular TK-5202 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 104.40 metros para la zona de riesgo y 208.79 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 6. Incendio del tanque de gasolina regular TK-5203 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 104.40 metros para la zona de riesgo y 208.79 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 7. Incendio del tanque de gasolina regular TK-5204 cuya capacidad nominal es 110,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 104.40 metros para la zona de riesgo y 208.79 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 8. Incendio del tanque de gasolina premium TK-5205 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 63.51 metros para la zona de riesgo y 127.03 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 9. Incendio del tanque de gasolina premium TK-5206 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 63.51 metros para la zona de riesgo y 127.03 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 10. Incendio del tanque de gasolina premium TK-5207 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 63.51 metros para la zona de riesgo y 127.03 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 11. Incendio del tanque de MTBE TK-5208 cuya capacidad nominal es 40,000 Bls, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 58.11 metros para la zona de riesgo y 116.23 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 12. Incendio del tanque de MTBE TK-5209 cuya capacidad nominal es 40,000 BIs, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 58.11 metros para la zona de riesgo y 116.23 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 13. Incendio del tanque de turbosina TK-5210 cuya capacidad nominal es 40,000 BIs, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 60.23 metros para la zona de riesgo y 120.45 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 14. Incendio del tanque de turbosina premium TK-5211 cuya capacidad nominal es 40,000 BIs, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 60.23 metros para la zona de riesgo y 120.45 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 15 Incendio del tanque de diésel TK-5212 cuya capacidad nominal es 110,000 BIs, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 102.53 metros para la zona de riesgo y 205.06 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 16. Incendio del tanque de diésel TK-5213 cuya capacidad nominal es 110,000 BIs, debido a fuga en empaque de la válvula a pie de dique ó bloqueo de válvula de venteo y una fuente de ignición.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 102.53 metros para la zona de riesgo y 205.06 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Caso 17. Fuga de gas natural (por orificio equivalente de 152 mm (20%) del gasoducto de 30 “(762 mm) debido a corrosión externa o interna. En caso de presentarse una fuente de ignición se presentará explosión e incendio.

Los límites de inflamabilidad tendrían alcances de 249.63 metros para la zona de riesgo y 499.26 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento). Los límites de explosividad tendrían alcances de 143.56 metros para la zona de riesgo y 249.02 metros para la zona de seguridad (amortiguamiento).

Los eventos descritos anteriormente, son eventos poco probables debido a que el Centro de Trabajo aplicará programas de operación, mantenimiento, seguridad e inspección que incluyan las condiciones de integridad mecánica y de operación, como las pruebas de hermeticidad, certificados y pruebas de las mangueras y brazo de carga, además aplicará un procedimiento operativo para el manejo de gasolina, se dará capacitación al personal, se inspeccionarán y calibrarán periódicamente las válvulas de seguridad, válvulas motorizadas e instrumentación (SCADA), supervisarán que se revisen las mangueras, así como todas las medidas de seguridad, procedimientos de atención de emergencias, programa para la prevención de accidentes y el plan de respuesta a emergencias que se implemente en las instalaciones. Asimismo, con la aplicación de dichas medidas y la atención de las recomendaciones se reducirá el posible efecto dominó que se pudiera presentarse en todos los casos.

IV.3. PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.

El Informe Técnico se presenta en el Anexo V.2.5.4 del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo.

CONTENIDO

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	2
V.1 Formatos de presentación	2
V.1.1 Planos de la instalación.....	2
V.1.2 Fotografías.....	2
V.2.1 Documentos legales. Copia de autorizaciones, concesiones, escrituras, etc.3	
V.2.2 Cartografía consultada.	3
V.2.3 Autorizaciones y permisos.....	4
V.2.4 Memorias descriptivas de la metodología utilizada.	4
V.2.4.1 Hojas de Trabajo de la Metodología Hazop.	4
V.2.4.2 Diagramas de tubería e instrumentación.	4
V.2.4.3 Hojas de seguridad.	5
V.2.5 Memoria técnica de la(s) modelación(es).	5
V.2.5.1 Hojas de Datos para Modelaciones.	5
V.2.5.2 Resultados de modelación.....	5
V.2.5.3 Planos de radios de afectación.....	5
V.2.5.4 Informe Técnico del Estudio de Riesgo.	5
V.2.6 Memoria técnico descriptiva y justificativa del proyecto civil, mecánico, eléctrico, y sistema contra incendio.....	6

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1 Formatos de presentación

V.1.1 Planos de la instalación.

Lay Out de la Planta a escala.

V.1.2 Fotografías

	
Figura 5.1 Vista las instalaciones ubicadas al Norte del predio de la Terminal	
	
Figura 5.2 Vista las instalaciones ubicadas al Oeste del predio de la Terminal	
	
Figura 5.3. Vista las instalaciones ubicadas al Este del predio de la Terminal	



Figura 5.4. Carreteras colindantes con el predio de la Terminal



Figura 5.5. Carreteras colindantes con el predio de la Terminal



Figura 5.6. Vista las instalaciones ubicadas al Norte del predio de la Terminal

V.2.1 Documentos legales. Copia de autorizaciones, concesiones, escrituras, etc.

V.2.2 Cartografía consultada.

- | | |
|------|--|
| B 1 | Climas |
| B 2 | Precipitación media anual |
| B 3 | Provincias fisiográficas |
| B 4 | Geología |
| B 5 | Principales elevaciones |
| B 6 | Regionalización sísmica de la República Mexicana |
| B 7 | Edafología |
| B 8 | Cuencas hidrográficas |
| B 9 | Hidrología |
| B 10 | Hidrogeología |
| B 11 | Vegetación del sistema ambiental |

B 12 Censo de vegetación

V.2.3 Autorizaciones y permisos.

Anexos

V.2.4 Memorias descriptivas de la metodología utilizada.

Anexos

V.2.4.1 Hojas de Trabajo de la Metodología What if...?

Anexos

V.2.4.2 Diagramas de tubería e instrumentación.

IG0117-PR-000-PL-001	DTI Simbología y Típicos. 1/2
IG0117-PR-000-PL-001	DTI Simbología y Típicos. 2/2
IG0117-PR-002-DTI-001	Tanques de Almacenamiento de Diésel
IG0117-PR-002-DTI-002	Tanques de Almacenamiento de Gasolina Regular (M) y Gasolina Regular.
IG0117-PR-002-DTI-003	Tanques de Almacenamiento de Turbosina (Jet Fuel)
IG0117-PR-002-DTI-004	Tanques de Almacenamiento de Gasolina Premium (M) y Gasolina Premium y MTBE.
IG0117-PR-003-DTI-001	Sistema de bombeo carga de autotanques de Gasolina Regular (M) / Gasolina Premium (M) / Diésel.
IG0117-PR-003-DTI-002	Sistema de bombeo carga de autotanques de Turbosina (Jet Fuel) / MTBE.
IG0117-PR-003-DTI-003	Llenaderas de autotanques Isla 1
IG0117-PR-003-DTI-004	Llenaderas de autotanques Isla 2
IG0117-PR-003-DTI-005	Llenaderas de autotanques Isla 3
IG0117-PR-003-DTI-006	Llenaderas de autotanques Isla 4
IG0117-PR-003-DTI-007	Llenaderas de autotanques Isla 5
IG0117-PR-003-DTI-008	Llenaderas de autotanques Isla 6
IG0117-PR-003-DTI-009	Llenaderas de autotanques Isla 7
IG0117-PR-003-DTI-012	Descarga de autotanque de gasolinas y MTBE isla 7.
IG0117-PR-003-DTI-013	Descarga de autotanque de diésel isla 7.
IG0117-PR-003-DTI-014	Descarga de autotanque de turbosina isla 7.
IG0117-PR-004-DTI-001	Sistema de bombeo descarga carrostanque, Gasolina Regular (M) / Premium (M) / Diésel.
IG0117-PR-004-DTI-002	Sistema de bombeo descarga carrostanque, Turbosina (Jet Fuel) / MTBE.

IG0117-PR-004-DTI-003	Descargaderas de Carrostanque, posición 1-12
IG0117-PR-004-DTI-004	Descargaderas de Carrostanque, posición 13-26
IG0117-PR-004-DTI-005	Medición
IG0117-PR-004-DTI-006	Patín de Medición Gasolina Regular.
IG0117-PR-004-DTI-007	Patín de Medición Gasolina Regular (M).
IG0117-PR-004-DTI-008	Patín de Medición Gasolina Premium.
IG0117-PR-004-DTI-009	Patín de Medición Gasolina Premium (M).
IG0117-PR-004-DTI-010	Patín de Medición Diésel.
IG0117-PR-004-DTI-011	Patín de Medición Turbosina (Jet Fuel).
IG0117-PR-004-DTI-012	Patín de Medición MTBE.
IG0117-PR-007-DTI-001	Sistema de recuperación de vapores carrotanques.

V.2.4.3 Hojas de seguridad.

Gasolina regular
Gasolina Premium
MTBE
Turbosina
Diesel

V.2.5 Memoria técnica de la(s) modelación(es).

Anexos

V.2.5.1 Hojas de Datos para Modelaciones.

Anexos

V.2.5.2 Resultados de modelación.

Anexos

V.2.5.3 Planos de radios de afectación.

Anexos

V.2.5.4 Informe Técnico del Estudio de Riesgo.

Anexos

V.2.6 Memoria técnico descriptiva y justificativa del proyecto civil, mecánico, eléctrico, y sistema contra incendio.

Bases de Diseño Eléctrico.

Bases de Diseño de Protección Catódica.

Bases de Diseño Telecomunicaciones.

Bases de Diseño Instrumentación.