1. OBJETIVO

Identificación, evaluación y jerarquización de los riesgos potenciales de la operación y mantenimiento de **Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V.**, en el **Anexo 1**, se ubica el Acta Constitutiva de la empresa y su Registro Federal de Causantes, analizar sus consecuencias para estimar el impacto o daño que tendría el escenario de riesgo del evento no deseado, sobre el personal, la población, el medio ambiente las instalaciones y/o producción, aplicando metodologías tomando como marco de referencia la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos, en sus anexos.

2. ALCANCE

El Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos considera la aplicación de las metodologías HazOp y Matrices de Riesgo, sugeridas en el documento Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso.

Se contempla la aplicación de metodologías para la identificación de Peligros, evaluación y Análisis de Riesgos, las cuales serán aplicadas empleando un proceso metodológico, sistemático y consistente que permita identificar los peligros de manera exhaustiva y evaluar los Riesgos en los procesos, documentando la existencia de sistemas y dispositivos de Seguridad, y/o medidas de reducción de Riesgos para eliminar, prevenir, controlar, minimizar o mitigar los Escenarios de Riesgo a un nivel de Riesgo Tolerable.

3. DEFINICIONES

I. Amenaza: Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro;

II. Análisis de Riesgo de Proceso (ARP): Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar metodológicamente los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún escenario de Riesgo identificado;

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

III. Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel Tolerable.

IV. Análisis Preliminar de Peligros: Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general los posibles Riesgos que pueden originar los Peligros en un Diseño o Instalaciones en operación, para ubicar la situación actual que se tiene respecto de la Administración de los Riesgos;

V. BLEVE: *("Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" por sus siglas en inglés).* Explosión de vapores en expansión de líquido en ebullición;

VI. Capa de Protección: Cualquier Mecanismo independiente que reduzca el Riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación;

VII. Efecto Dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;

VIII. Escenario de Riesgo: Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la Simulación de consecuencias;

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

IX. Exposición: Contacto de las personas, población o elementos que constituyen el medio ambiente con Sustancias Peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación Peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo;

X. Función Instrumentada de Seguridad (FIS): Una combinación de sensores, controlador lógico y elemento final de control con un determinado Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) que detecta una condición fuera de límite (anormal) y lleva al proceso a un estado seguro funcionalmente sin intervención humana, o iniciado por un operador entrenado en respuesta a una alarma;

XI. IDLH *("Immediately Dangerous to Life or Health",* por sus siglas en inglés*).* Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Concentración máxima de una Sustancia Peligrosa, expresada en partes por millón (ppm) o en miligramos sobre metro cúbico (mg/m3), que se podría liberar al ambiente en un plazo de treinta minutos sin experimentar síntomas graves ni efectos irreversibles para la salud;

XII. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, *Safety Integrity Level*, por sus siglas en inglés); Es el nivel discreto (uno de cuatro) para especificar los requisitos de integridad de las funciones instrumentadas de seguridad que se asignarán a los sistemas instrumentados de seguridad;

XIII. Riesgo Inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán Riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos;

XIV. Riesgo Residual: Es el Riesgo remanente después del tratamiento de Riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo inherente; el Riesgo residual puede contener Riesgos no identificados, también puede ser conocido como Riesgo retenido;

XV. Riesgo Tolerable: Es el Riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

XVI. Seguridad Funcional: parte de la seguridad relacionada con el proceso y cada uno de los sistemas básicos del control de proceso y su funcionamiento correcto de los sistemas instrumentados de seguridad y otras Capas de Protección;

XVII. Sistemas de Seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación o centro de trabajo y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias;

XVIII. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un sistema instrumentado para implementar una o más funciones instrumentadas de cualquier combinación de sensores, controlador lógico y elementos finales de control;

XIX. Simulación. Representación de un escenario de Riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas;

XX. Sustancia Explosiva: La que en forma espontánea o por acción de alguna forma de energía genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión en forma casi instantánea;

XXI. Sustancia Inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición;

XXII. Sustancia Peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión;

XXIII. Sustancia Tóxica: Aquella que puede producir alteraciones en organismos vivos, lesiones, enfermedades, al material genético o muerte;

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

XXIV. TLV (15 min, STEL): ("*Thresold Limit Value-Short Term Exposure Limit"*, por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-Limite de Exposición a corto plazo). Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de Exposición;

XXV. TLV (8 h. TWA): ("*Thresold Limit Value-Time Weighted Average",* por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;

XXVI. Vulnerabilidad: Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una Amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este;

XXVII. Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente, y

XXVIII. Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Sector Hidrocarburos e industriales.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

4.1.1. Proyecto y/o Instalación.

El terreno en el que se desea realizar nuestro proyecto, se abarca con una superficie de 63,094.05 m^2 (6.309405 Ha), las obras y actividades que se construirán comprenderán una superficie de . 8,525.52 m^2 y se distribuirán de la siguiente manera:

Área/Actividad	Superficie (m^2)
Cuarto de Control	24.48
Edificio del Sistema Contra Incendio	17.50
Edificio de la Subestación Eléctrica	54.57

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Cobertizo de Isla de Carga	90.52
Casa de Bombas Gasolina Premium	90.52
Dique de Tanques de Gasolina Regular	269.76
Dique Tanque Diésel	627.36
Tanque Fosa API	26.66
Tanque de Aditivos Diésel	62.04
Tanque del Sistema Contra Incendio	452.39
Vialidades Internas	5,910.72
Banquetas	692.0
Total de superficie de Expansión	8,525.52 m^2

Tabla 4-1. Superficies del Proyecto.

Nuestro Proyecto consistirá en la construcción y operación de una Terminal de Almacenamiento y Reparto que recibirá Gasolina Regular y combustible Diesel proveniente del territorio nacional o importados, el desarrollo de estas etapas se llevará acabo de la siguiente manera:

Etapa 1:

- Obra civil
- Cimentación de Tanques
- Cimentación de Tanques de Diesel
- Cimentación de Tanques de Gasolina
- Cimentación de Tanques de Aditivos
- Sistema de Contraincendio
-

Etapa 2:

- Construcción de fosas y Drenajes.
- Fosa Api
- Drenaje pluvial
- Drenaje aceitoso
- Drenaje Sanitario

Etapa 3:

- Dique de Tanque de Diesel.
- Dique de Tanques de Gasolina Regular.
- Dique de Tanques de aditivos

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Etapa 4:

- Casa de bombas Gasolina Premium
- Cobertizo de Isla carga
- Cuarto de control
- Edificio del sistema de Contraincendio
- Edificio subestación eléctrica

Etapa 5:

- Construccion de vialidades

Etapa 6:

- ***Tuberías***
- ***De casa de bombas a Tanques de Diesel***
- De casa de bombas a Tanques de Gasolina
- De Tanque a aditivo de entrega
- Sistema de Contraincendio

Etapa 7

- Suministro y montaje de Tanques de Diesel y Gasolina

Etapa 8

- Suministro y montaje de Equipo y Material electrico

Etapa 9

- Suministro y montaje de instrumentación.

El proceso consiste en recibir petrolíferos por medio de carrotanques FFCC, en esta terminal los clientes enviarán sus autotanques a cargar dichos productos, en esta terminal los clientes enviarán sus autotanques a cargar dichos productos. Aquí me quede

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

SISTEMA DE ENTRADA:

SISTEMA DE VIAS:

Sistemas de vías de acceso a planta.

Mediante este sistema de vías existentes se accesará de las vías principales de Ferromex al interior de la planta, para ello, en coordinación con esta empresa se construirá bajo la normatividad regulatoria aplicable, los switches e implementos necesarios que permitan derivar los trenes unitarios que transportarán el producto combustible Diésel y Gasolina Regular.

Se hace notar que el personal que participará en esta integración, será personal certificado y avalado por las empresas correspondientes; siendo supervisado dichos trabajos, también por ellos.

Una vez ya en operación, el tren unitario será operado por personal de la empresa que le corresponda y en el interior de la planta por personal de la terminal, certificado y avalado, los cuales seguirán los procedimientos operativos internacionales para estos equipos.

Sistemas de vías internas, tipo peine ferroviario.

Este sistema de vías se integró de tal manera que permita aprovechar al máximo la configuración del terreno, así como el sistema de tuberías, para ejecutar en tiempo y forma el proceso de carga de productos de los carrotanques, el sistema de vías tendrá dos (2) peines ferroviarios. (Exterior e Interno).

SISTEMA DE CARGA:

Cabezal de descarga de carrotanques.

Se destina dos (2) áreas de carga la cual servirá para conectar cinco (5) carrotanques, con capacidad de 700 barriles cada uno, se contará con dos (2) cabezales de descarga independientes. Los cabezales serán de un diámetro de 12", los cuales tendrán cinco (5) tomas independientes que servirán para conectar, mediante brazos y aditamentos especiales, los cinco (5) carrotanques al mismo tiempo o desfasados, permitiendo así un menor tiempo de carga del tren unitario.

Para los cabezales de Diésel & G. Regular, se consideran una (1) bomba en operación y otra de respaldo. Esto para cada cabezal; se tendrán dichas refacciones para cualquier evento que presenten dichas bombas para su operación.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Se contará con la instrumentación necesaria para una descarga segura tales como: interruptores de paro por baja presión de succión y por alta presión de descarga, tierras físicas, válvulas de alivio de presión y por relevo térmico en cabezales.

El área de descarga de vías contara con fosas de recuperación de producto para minimizar al máximo el impacto ambiental.

Andador superior para acceso a parte alta de carrotanques.

Esta área de descarga contará con un andador superior existente el cual permitirá que el operador mediante plataformas individuales deslizables, acceda de manera segura y ágil, a la parte superior de cada carrotanque para efectuar sus actividades operativas pertinentes.

Se hace notar que de manera simultánea también se tendrá personal operativo en la parte inferior de los carrotanques para efectuar los acoplamientos de cada carrotanque.

Bombas de descarga de ferrocarril.

El sistema de bombeo que se utilizará para la descarga de los carrotanques será de dos (2) bombas por cada cabezal de descarga, las bombas se estiman de 1,200 gpm, aproximadamente.

La operación de estos equipos será de manera manual, sus arrancadores cuentan con variadores de velocidad los cuales se encuentran vinculados a un PLC para que a través de estaciones de trabajo se operen de manera remota o a través de sus propios variadores de manera local.

Se hace notar que esto permitirá que su operación sea controlada, permitiendo que el proceso de descarga sea seguro, iniciando en cada ciclo de descarga a un ritmo de bombeo bajo, tal como lo indica el procedimiento operativo de descarga.

Tuberías de descarga.

Los cabezales de descarga de carrotanques se encuentran conectados mediante tubería del mismo diámetro (12") a la descarga de cada bomba.

Antes de cada bomba se tiene un filtro separador para eliminar las impurezas del producto a cargar.

Cada bomba de cada producto se conectará a un cabezal de succión común de 12" de diámetro y de este derivándose a un cabezal de 12" de diámetro hacia la casa de bombas para así llegar al Sistema de medición integral de la terminal hacia los tanques de almacenamiento.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Patines de medición de entrega.

Están compuestos por, un medidor con capacidad de 1,200 gpm aproximadamente.

Cuentan también con un juego de válvulas que permiten poner en serie el medidor con un medidor patrón para verificar que nuestro sistema de medición este midiendo correctamente.

Los sistemas de medición deben cumplir con la regulación mexicana en materia de energía (Disposiciones Administrativas de carácter general de Medición para Almacenamiento de productos petrolíferos).

ALMACENAMIENTO TERMINAL:

Tanques de almacenamiento de Diésel.

La Terminal de Almacenamiento y Reparto contará con siete (7) tanques de almacenamiento del combustible Diésel de capacidad nominal de 2,560 barriles y su construcción será aplicando todos los criterios requeridos de la norma API 650.

Las tuberías de entrada a los tanques serán de 8" y a la salida de 14" de diámetros, tanto las entradas como las salidas cuentan con válvulas de bloqueo a pie de dique (válvulas de mariposa doble excentricidad) y a pie de tanque (válvulas de compuerta).

En las líneas de entrada al tanque se contará con válvulas de retención (Check), válvula de alivio térmico y válvulas de emergencia (Emergency Shutoff Valves).

Tanques de almacenamiento de G. Regular.

La Terminal de Almacenamiento y Reparto contará con tres (3) tanques de almacenamiento del combustible Diésel de capacidad nominal de 2,560 barriles y su construcción será aplicando todos los criterios requeridos de la norma API 650.

En total se almacenarán las siguientes cantidades de Diesel y Gasolina Regular

Combustible	Cantidad (Litros)	Barriles
Diesel (de 7 Tanques)	2,849,000	17,919.67
Gasolina (de 3 Tanques)	1,221,000	7,679.85
Total	4,070,000	25,599.33

Tabla 4-2 Capacidad total de almacenamiento de la Terminal de almacenamiento y Reparto

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Tomando en cuenta las cantidades descritas podemos ver que se rebasa la cantidad de reporte establecida en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, por lo tanto se presenta a evaluación el presente Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos.

Las tuberías de entrada a los tanques serán de 8" y a la salida de 12" de diámetros, tanto las entradas como las salidas cuentan con válvulas de bloqueo a pie de dique (válvulas de mariposa doble excentricidad) y a pie de tanque (válvulas de compuerta).

En las líneas de entrada al tanque se contará con válvulas de retención (Check), válvula de alivio térmico y válvulas de emergencia (Emergency Shutoff Valves).

SISTEMA DE ADITIVOS

Tanques de almacenamiento de aditivos.

La terminal de almacenamiento contará, con tanques de almacenamiento horizontales de aditivos de capacidad nominal de 50,000 litros aproximadamente y su construcción será aplicando todos los criterios requeridos.

Las tuberías de entrada a los tanques serán de 3" y las salidas serán de 2" de diámetros respectivamente, tanto la entrada como la salida cuentan con válvulas de bloqueo a pie de dique y a pie de tanque.

En la línea de entrada a los tanques se contará con válvulas de retención (Check) y válvulas de bola y a la salida Válvulas bola.

Pruebas a tanques de almacenamiento.

Una vez construidos los tanques de almacenamiento se ejecutarán una serie de pruebas para comprobar la integridad mecánica de los mismos:

- ✓ Prueba de fondo del tanque con cámara de vacío.
- ✓ Pruebas radiográficas a las soldaduras de las placas de las envolventes de cada tanque, de acuerdo a lo indicado en norma API 650.
- ✓ Prueba de líquidos penetrantes en el perímetro del fondo.
- ✓ Prueba hidrostática.
- ✓ Prueba de redondez
- ✓ Prueba de verticalidad

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Requerimientos de los tanques de almacenamiento.

Antes de entrar en operación los tanques de almacenamiento se deberá instalar, realizar y revisar los siguientes aspectos:

- ✓ Hacer limpieza interior de cada tanque.
- ✓ Instalación de sumidero dentro de la base de cada tanque, esto para poder vaciarlo por completo y para poder eliminar el agua en caso de que se reciba como parte del proceso.
- ✓ Adecuar en techo fijo tomas para medidor de nivel y temperatura.
- ✓ Instalación de alarmas y disparos por alto nivel.
- ✓ Adecuar tomas de muestra para medición manual y verificar calidad de producto.
- ✓ Adecuar dren inferior para salida de agua y suciedad en tanque.
- ✓ Verificar que cada tanque esté conectado a los sistemas de tierras y protección catódica.
- ✓ Instalar los anillos de enfriamiento y cámaras de espuma AFFF para el sistema contraincendio.

SISTEMA DE SUMINISTRO DE PRODUCTO A CLIENTES (LLENADO DE AUTOTANQUES)

Casa de Bombas de llenaderas

El sistema de bombas para Diésel, hacia llenaderas estará integrado por tres (3) bombas centrifugas que succionarán a los tanques; cabe indicar que serán dos (2) bombas en operación y una (1) de respaldo, cada bomba tiene una capacidad máxima de 1,200 gpm, aproximadamente.

Para el sistema de bombas para G. Regular, hacia llenaderas estará integrado por dos (2) bombas centrifugas que succionarán a los tanques; cabe indicar que será una (1) bomba en operación y una (1) de respaldo, cada bomba tiene una capacidad máxima de 1,200 gpm, aproximadamente.

Tuberías a llenaderas

En el caso del Diésel, las bombas tomarán producto de los tanques de almacenamiento a través de una línea de succión de 14" de diámetro, dando producto a las tres (3) bombas de llenaderas, estas en su proceso de bombeo descargan a un cabezal de 10" de diámetro; el cual van hasta el área de llenaderas, descendiendo de este las cuatro (4) líneas de 4" de diámetro de entrada a cada patín de carga de autotanques.

Para el caso del G. Regular, las bombas tomarán producto de los tanques de almacenamiento a través de una línea de succión de 12" de diámetro, dando producto a las dos (2) bombas de llenaderas, estas en su proceso de bombeo descargan a un cabezal de 8" de diámetro; el cual van hasta el área de llenaderas, descendiendo de este las dos (2) líneas de 4" de diámetro de entrada a cada patín de carga de autotanques.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Para su operación cada una de estas bombas serán controladas de manera remota por el la Unidad de Control Local controlador lógico programable (UCL) instalado en el patín de medición.

El proceso de llenado de autotanques será controlado en su totalidad por el UCL (ACCULOAD IV), el cual en su lógica del proceso controlará la bomba, la medición del patín y el ritmo de flujo de llenado del autotanque en todo su proceso al cual se verá reflejado en el sistema de control de procesos.

Y el caso de los Aditivos se tienen casas de bombas independientes, las bombas tomarán producto de los tanques de almacenamiento a través de una línea y cabezal de succión de 2" de diámetro, dando producto a las 2 bombas de carga, estas en su proceso de bombeo descargan a un cabezal de 1" de diámetro independientes, el cual van hasta el área de llenaderas, descendiendo líneas de 3/4" de diámetro aproximadamente de entrada a cada patín de carga de autotanques.

El proceso de carga de aditivos será controlado en su totalidad por la UCL (ACCULOAD IV), el cual en su lógica del proceso controlará la bomba, la medición y el ritmo de flujo de aditivación del autotanque en todo su proceso al cual se verá reflejado en el sistema de control de procesos.

Cobertizo de llenadera y cargadero

Se construirá un cobertizo para albergar seis (6) islas de llenado, contarán con la flexibilidad de suministrar en cuatro (4) islas Diésel & dos (2) islas Gasolina Regular.

Cada isla de llenado será capaz de llenar autotanques de 20,000 litros hasta 62,000 litros y contará con el espacio para albergar un autotanque "full" el cual se podrá cargar simultáneamente.

Por lo anterior en cada isla se despachará un volumen de 3,064 barriles / turno de 8 Hs. teniendo capacidad de carga diaria por isla de 9,100 barriles, aproximadamente.

Esta terminal, tendrá la capacidad de despacho de 18,000 a 36,000 barriles por día, en su máxima capacidad.

El sistema de llenado de los autotanques será por el fondo, contando con protecciones de tierra segura y de sobrellenado.

Cabe indicar que para el cargado o llenado de G. Regular en los autotanques, se tendrá un cabezal común para la recuperación de vapores o se revisará para un venteo en un lugar seguro.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El patín de medición que tiene cada isla de llenado está integrado por filtro tipo canasta, medidor de flujo de desplazamiento positivo, trasmisor de presión, trasmisor de temperatura para el cálculo del volumen a entregar, así como con una válvula automática controladora de flujo de dos pasos para la abertura y cierre para el control del inicio y termino de este proceso de llenado.

Toda la instrumentación y equipos arriba mencionados son controlados a través de un dispositivo de control, el cual integra y controla el proceso mencionado.

La recepción y despacho de combustibles alternos en la terminal está prevista a través de llenaderas y descargaderas para autotanques, la cual se realizará de la siguiente manera

Durante el desarrollo de la ingeniería se contempla lo que será necesario para realizar la especificación técnica para el correcto suministro de los tanques de almacenamiento de combustibles alternos y equipos dinámicos.

El proyecto contempla el desarrollo de la ingeniería de los siguientes tanques de almacenamiento de combustibles:

- Tanques (7) tanques de almacenamiento vertical de diésel con una capacidad de 2,560 barriles (400 m^3).
- Tanques (3) tanques de almacenamiento vertical de Gasolina con una capacidad de 2,560 barriles (400 m^3).

No.	TAG	Cantidad	Descripción (Capacidad Nominal)	Hoja de datos
1	TV-01 A 07	7	Tanque de Almacenamiento de Diésel de 400.07 m^3 (2,560 BBL)	HD-NGS1019-P-HD-001
2	TV-08 / 10	3	Tanque de Almacenamiento de Gasolina de 400.07 m^3 (2,560 BBL)	HD-NGS1019-P-HD-002

Tabla 4-3 Capacidades de Tanques de almacenamiento y nomenclatura.

Los tanques de almacenamiento deben considerarse con techo fijo estructuralmente soportados, fabricados en acero al carbón, **Anexo 2,** se muestra el Layout de la planta

Los techos no deberán presentar deformaciones ni deben presentar juntas soldadas realizadas de forma tal que permitan la acumulación de agua.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Los elementos estructurales de soporte del techo deben ser adecuadamente dimensionados para las condiciones de operación, inspección, mantenimiento, viento y sismo, y en todo caso, cumplir o exceder los requerimientos mínimos establecidos en el estándar API-650.

Los tanques de almacenamiento se deben considerar con membrana flotante interna del tipo panal de abeja o pontón, fabricadas en láminas de acero al carbón, de acuerdo a lo indicado en la hoja de datos, en la especificación técnica de membranas flotantes internas y complementarse con lo indicado en el estándar API-650.

Las membranas flotantes internas no deberán presentar deformaciones ni deben presentar juntas soldadas realizadas de forma tal que permitan la acumulación de agua.

Los elementos estructurales de soporte de las membranas deben ser adecuadamente dimensionados para las condiciones de operación, inspección, mantenimiento, y en todo caso, cumplir o exceder los requerimientos mínimos establecidos en el estándar API-650

. En la siguiente imagen se puede observar la ubicación del sitio del Proyecto

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Imagen No. I1. Ubicación del proyecto

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Proximidad a las Áreas Pobladas

De acuerdo a la consulta realizada en: http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/.la distancia de las áreas de vivienda al predio en un Radio de 500 metros, existen 2,328 viviendas, 4 escuelas y una población total de 7, 634 personas, dicha información se puede apreciar en la siguiente Imagen:

UBICACI

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Imagen No. 2. Viviendas, escuelas ubicadas en un radio de 500 metros.

Proximidad a las Vías Públicas

La Vía de comunicación de transporte: más próxima es la Carretera Federal Saltillo-Laredo localizada a 0.03 kilómetros del Sitio.

El sitio donde se ubicará nuestro Proyecto, cuenta con autorización de uso de suelo mixto, lo anterior nos fue Autorizado mediante oficio No. SEDUOP/0218/2015 de fecha 8 de septiembre del 2015 por Desarrollo Urbano y -obras públicas del Municipio de General Escobedo, N.L., Tam., ver **Anexo 3**

Mecánica de Suelos

Para el desarrollo del presente Proyecto, se realizó el Estudio de Mecánica de suelos por la empresa GVC Geotecnia y verificación de calidad, la cual realizo dos sondeos a 15 metros de profundidad, en los cuales determino a diferentes profundidades el tipo de suelo presente.

También se calculó la capacidad de carga admisible para las diferentes aras que abarcara nuestra terminal de Almacenamiento y Reparto.

En seguida, se presentan las recomendaciones realizadas por la empresa contratada para realizar la Mecanica de suelos.

Recomendaciones Generales

Al momento de realizar la excavación de la cimentación esta deberá ser inspeccionada por el Ingeniero Geotécnico o su representante, para verificar el adecuado desplante de la misma.

El espesor del recubrimiento de concreto sobre el acero de refuerzo, será de 3" incluyendo el fondo por lo que se requiere colocar calzas.

Para la Preparación del sitio

Se recomienda retirar 0.80 m del material existente, escarificar los siguientes 15 cm. homogenizar y acondicionar en humedad y compactar al 90 % de su Peso Volumétrico Seco Máximo determinado mediante el Procedimiento ASTM D 698.

Después colocar el relleno necesario, que debe ser de material importado, preferentemente granular y homogenizar, acondicionar en humedad y compactarlo en capas no mayores de 20 cms., a un grado de compactación mínimo del 95 % de su Peso Volumétrico Seco Máximo. El Peso Volumétrico Seco Máximo, sé determinara mediante la prueba PROCTOR de acuerdo a la Norma ASTM D 698.

Las losas de fondo deberán de desplantarse en al menos 20 cm de espesor de relleno selecto Se recomienda que los materiales que se utilicen como relleno, en caso de ser granulares,

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El suelo de Relleno deberán de reunir las siguientes características: con menos del 40 % de partículas menores a 0.074 m Li. Liquido menor de 40% por ciento y un Índice Plástico de entre 5 y 20 por ciento.

Deberán de ser compactados en capas no mayores a 20 cms. y presentar un contenido de humedad de +/- 2% de la humedad optima.

Se recomienda dotar el área de un buen drenaje superficial, así como un eficiente sistema hidrosanitario, para evitar las acumulaciones e infiltraciones de agua.

compresión, en el **Anexo 3** se puede constatar los resultados aquí expresados

Bases de Diseño.

El diseño, instalación, equipo y materiales, se harán de acuerdo a los requerimientos de las últimas ediciones de los siguientes códigos, estándares y normas.

Códigos y normas

1. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012.
2. Requisitos Regulatorios ASEA y CRE (Normas, Códigos, DACG y Especificaciones).
3. NEC 2017.
4. API-RP 500.
5. NFPA 780.
6. NFPA 497-2012
7. API-RP 540.
8. API 650
9. API 653
10. STD IEEE 80.
11. NMX-J-549-ANCE-2005
12. NMX-J-486-ANCE-2005
13. NFPA 70
14. NFPA 77
15. NFPA 850

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

16. NFPA 1221
17. IEEE 32
18. IEEE 81
19. IEEE 399
20. IEEE 1100
21. NEMA
22. UL
23. NOM-022-STPS-2008
24. NOM-025-STPS-2008
25. NOM-006-ASEA-2017

Consideraciones generales

Las consideraciones y criterios que a continuación se describen serán tomados en cuenta para el diseño eléctrico del proyecto:

Colindacnias:

El terreno donde se ubicara el Proyecto, tiene las siguientes colindancias; del punto (3154) tres mil ciento cincuenta y cuatro (3155) tres mil ciento cincuenta y cinco, mide (112.53) ciento doce metros cincuenta y tres centímetros, colindando con vía del ferrocarril Saltillo-Laredo; del punto (3155) tres mil ciento cincuenta y cincuenta y cinco al (3156) tres mil ciento cincuenta ..y seis mide (174.7) ciento setenta y cuatro metros setenta y ocho centímetros colindando con parcela (68) sesenta y ocho del punto ; del punto (3156) tres mil ciento cincuenta y seis al (3168) tres mil ciento sesenta y ocho al (3167) tres mil ciento sesenta y siete mide (45.16) cuarenta y seis al A mide (25.17) veinticinco metros diecisiete centímetros, a colindar estos dos últimos puntos con carretera Saltillo- Laredo, del punto A al D mide (150) ciento cincuenta metros colindando estos dos últimos puntos con la parcela B de la misma subdivisión; del punto B al (31.66) tres mil ciento sesenta y seis mide (5.61) cinco metros sesenta y un centímetros, del punto (31.66) tres mil ciento sesenta y seis al (31.65) tres mil ciento sesenta y cinco mide (35.11) treinta y cinco metros once centímetros y del punto (3165) tres mil ciento sesenta y cinco al (3164) tres mil ciento sesenta y cuatro mide (29.61) veintinueve metros sesenta y un centímetros, colindando estos puntos con carretera Saltillo a Laredo, del punto, del punto (31.64) tres mil ciento sesenta y cuatro, al (3) tres mide (218.59) doscientos dieciocho metros cincuenta y nueve centímetros, colindando con propiedad particular y del punto 3 al (3154) tres mil ciento cincuenta y cuatro para cerrar el

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

perímetro mide (218.54) doscientos dieciocho metros cincuenta y cuatro centímetros a colindad con parcela (66) sesenta y seis.

La terminal debe contar al menos con la siguiente infraestructura:

- ✓ Válvulas motorizadas en líneas para paro de emergencia local o remoto.
- ✓ Sistemas de medición.
- ✓ Subestación eléctrica.
- ✓ Sistema de contraincendios.
- ✓ Generador Eléctrico de emergencia.
- ✓ Sistema de aire de instrumentos.
- ✓ Iluminación en las áreas operativas, perimetrales, pasillos y áreas de trabajo.
- ✓ Barda perimetral.

Para la infraestructura descrita anteriormente, se construirán todas las obras de cada etapa basándonos en la relación de planos detallada a continuación:

Nomenclatura	Descripción
P-NGS1019-C-001-	Layout de Almacenamiento y -reparto
P-NGS1019-C-002	Arreglo General de Drenaje pluvial
BD-NGS1019-E-002-LO1-	Diagrama Unifilar general
BD-NGS1019-E-002-LO2-A	Diagrama Unifilar general
BD-NGS1019-E-003-A (1)	Clasificación de Áreas
BD-NGS1019-E-004-A	Clasificación de Áreas Peligrosas elevaciones general
B-NGS1019-C2-000-001	Arreglo general de Dique Planta y Cortes
B-NGS1019-C3-000-001	Arreglo General de -vialidades, planta y cortes
P-NGS1019-C-002	Arreglo general drenaje pluvial
P-NGS1019-C-003	Arreglo general drenaje aceitoso

Tabla No. 4-3. Planos del Proyecto

En el **Anexo 4**, se localizan todos los planos del Proyecto listados en la tabla 4-3.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Etapa de construcción

Trazo y Nivelación

Para llevar a cabo el control topográfico, de las diferentes actividades y etapas de construcción de las estructuras, se ha previsto el habilitar un máximo de una cuadrilla de topografía que realizarán los trazos y nivelaciones; así mismo tendrán la responsabilidad de liberar las áreas de trabajo, en lo referente a las tolerancias y especificaciones para la continuidad de las siguientes etapas según el procedimiento constructivo, para ello, la cuadrilla contará con el equipo necesario incluyendo estación total, nivel, plomada, cinta etc. que permita realizar sus actividades de manera precisa y oportuna.

Otra de las acciones que realizará la cuadrilla de topografía serán los levantamientos que permita cuantificar y generar los volúmenes realmente ejecutados, esta actividad de ser posible se realizará en forma conjunta con personal de supervisión.

Para iniciar los trabajos de excavación en zapatas y losas de cimentación la brigada de topografía deberá ubicar, verificar y marcar los trazos del proyecto de cada una de las estructuras a nivel de desplante, tomando como referencia los bancos de nivel establecidos por el proyecto.

Con relación a las estructuras, la brigada de topografía será la encargada de indicar y liberar los alineamientos verticales y horizontales de los muros tanto para la colocación del acero de refuerzo como en la cimbra, así también definirá niveles definitivos para colados.

La Topografía será la encargada de indicar niveles inferiores de cimbra y niveles superiores para colados de losas.

Habilitado de Acero de Refuerzo.

El acero de refuerzo se habilitará en un patio ubicado en un terreno cercano a las estructuras, dicho patio cuenta con todo el equipo necesario para el habilitado del acero de refuerzo.

Se habilita el acero de refuerzo conforme a las tablas de despiece contenidas en el proyecto, así como su longitud de traslape de acuerdo al diámetro de cada varilla considerando que nunca debe realizarse más del 33 % de traslape del acero principal en una misma sección.

La descarga del acero del camión del proveedor, se realiza con el apoyo de personal necesario para realizar dichos trabajos, depositándolo sobre bancos de concreto, construidos específicamente para este fin,

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

clasificándolo por diámetros y registrando el lote al que corresponde, para su muestreo, ensaye y su identificación para el almacenaje y colocación.

Según sea el caso, el acero pasa del almacén de descarga al banco de corte (en caso necesario), donde el acero se corta de acuerdo a cada medida solicitada con el empleo de las cortadoras de varilla necesarias para lograr el rendimiento requerido por la obra.

Del banco de corte el acero pasa a la o las dobladoras para realizar los dobleces y/o rolados, el acero sobrante se almacena en un banco de desperdicio bien identificado.

El acero de refuerzo será a base de varilla corrugada en diferentes diámetros, grado 42, con esfuerzo de fluencia de FY=4,200 KG/CM^2

Una vez habilitado el acero de refuerzo se etiqueta para su identificación y se almacena

Suministro y Transporte de Concreto.

Para el suministro y transporte del concreto a los diferentes elementos de la Planta de Proceso, se deberá contar con un proveedor de concreto premezclado en la región de Manzanillo.

Producción.

Se ha considerado una planta de concreto de un proveedor con la capacidad suficiente para dar la producción requerida que requiere el proyecto y estará ubicada en la región de Manzanillo. El equipo para dosificar los proporcionamientos, será automatizado el cual garantiza la eficiencia de dicho trabajo. El equipo para transporte será el camión revolvedor y este mismo se utilizará para llevarlo al sitio. Se contará con personal y equipo de laboratorio para hacer las correcciones necesarias, así como las condiciones de salida del concreto.

Transporte.

El suministro y transporte del concreto se hará por medio de camiones revolvedora partiendo de la planta de elaboración de concreto premezclado que se ubica lo más cercano a la obra.

Para la maquila y transporte se contará con camión-revolvedora de 7 m3, Los proporcionamientos los elaborará

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

el laboratorio de control de calidad, se contará con las
suficientes unidades de camiones para garantizar un suministro adecuado del concreto y evitar juntas "frías", contando con caminos de acceso y adecuados para la colocación del concreto y así cumplir con las normas establecidas para el concreto.

Excavación para la Losa de Cimentación.

Una vez que se han realizado las excavaciones en plataformas, se procede a realizar las excavaciones para el desplante de losas de cimentación. Las cuales estarán definidas por
los niveles del proyecto.

En esta etapa se procede a realizar la excavación mecánica a cielo abierto de material tipo B y C según sea el caso. Para cada tipo de material se considerará equipos particulares; para el material tipo B y C, se considera una retroexcavadora equipada con un martillo hidráulico para demoler el material rocoso.

Afine y Colocación de Plantilla de Concreto en losa de Cimentación.

Una vez concluido los trabajos de excavación para el desplante de losas de cimentación se realizará un afine y limpieza del área, para esta limpieza se puede utilizar un compresor para sopletear la zona. Después de esta actividad se realiza la colocación del concreto para plantilla, el cual será de un espesor de 10 cm en plantillas de 5 cm y de una resistencia de f'c=100 kg/cm2 dejándola a los niveles definidos en el proyecto, lo cual evitará que el acero esté en contacto con el suelo y así mismo poder dar una superficie uniforme para garantizar el recubrimiento necesario.

Losa de Cimentación – Colocación de Acero de Refuerzo

Una vez que ha endurecido el concreto de la plantilla, se inicia el trazo para colocar el acero de refuerzo con la cuadrilla de trabajo correspondiente, para agilizar el acomodo del acero de refuerzo en su posición final.

Cuando se utilicen diámetros iguales o mayores al número 12 se deben colocar conectores mecánicos adecuados o en su defecto realizar las soldaduras de unión como lo marcan las normas y especificaciones del proyecto, de igual manera se utilizarán silletas o separadores para calzar los aceros ya sea del piso de la plantilla o entre las mismas parrillas, como alternativa se utilizarán "calzas de concreto" de igual resistencia al

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

concreto de la zapata, que sirvan para garantizar los recubrimientos libres indicados en el proyecto entre las cimbras utilizadas y el acero de los armados.

Se utilizará varilla corrugada de diferentes diámetros grado 42, con un esfuerzo de fluencia FY= 4,200 KG/CM^2, además de Concreto Premezclado, con FC=100 KG/CM^2,. Fabricado con cemento portland tipo I (ASTM C150) de uso general, con tamaño máximo de agregado de 19mm, revenimiento de 10cm.

Se verificará de manera especial, el cuidado que se debe de tener de no colocar acero que contenga óxido o suciedad superficial, ya que esto trae como consecuencia la falta de adherencia entre el acero de refuerzo y el concreto hidráulico, en caso de encontrarnos en presencia de alguna de estas materias, se efectuará la limpieza del acero con cepillo de alambre o chorro de agua a presión. Concluida la colocación del acero, se debe revisar que el mismo quede perfectamente alineado, para dar el recubrimiento marcado en el proyecto.

En esta etapa de armado de acero de refuerzo en zapatas y losas de cimentación se
debe tener especial cuidado para dejar armado el acero de arranque de los muros.

Colocación de cimbra.

Se utilizará un sistema de cimbra común en losas de contacto de madera, acabado común y para los muros en las estructuras se utilizará cimbra de contacto de madera con acabado aparente.

Colocación de Banda Ojillada.

Debido a las dimensiones de las estructuras es necesario realizar la construcción en etapas, por ello se presentan juntas frías. Para garantizar el sello de la junta fría se colocan junta de P V C estriadas, con características de flexibilidad, resistentes a esfuerzos de tensión, resistente a soluciones ácidas y alcalinas de 152mm de ancho por 5.00mm de espesor con bulbo central

Para su colocación, la mitad de la banda de PVC, del centro del bulbo al extremo de la parte estriada, debe quedar ahogada en el centro de la mitad del peralte de la zapata o losa de cimentación, dejando la parte superior, libre para ahogarla en el colado posterior.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Se deberá cuidar el correcto alineamiento de la banda de PVC para que la adherencia sea correcta y se evite filtraciones.

Para unir los extremos de la banda se cortan los extremos a 45° y con una solera metálica caliente se pone en contacto con ambos extremos, una vez que estos se empiezan a fundir se unen y se mantienen juntos hasta que se hayan soldado para luego enfriarlos con agua.

Colocación de Concreto

Antes de efectuar la colocación del concreto se deberá contar con autorización de colado (liberación de colado), en donde se establece que han sido revisados y aceptados todos los trabajos previos a la colocación del concreto, tales como que la cimbra de contacto se encuentre dentro de los niveles y parámetros de tolerancia, los armados del acero de refuerzo de acuerdo a proyecto, cuando así lo contemple el proyecto; los recubrimientos requeridos, la preparación de las juntas de construcción, la limpieza del sitio donde se efectuará el colado, la revisión del equipo y mano de obra en la cantidad suficiente para la ejecución de los trabajos, contar con los materiales necesarios que nos permitan proteger las superficies expuestas del concreto en caso de lluvia y por pérdida de humedad durante su ciclo de fraguado, todo dentro de los parámetros de tolerancia fijados en las normas y/o especificaciones de construcción.

El nivel de colado de las zapatas se considera a nivel inferior de las losas de cimentación y losas pisos, esto es para garantizar la continuidad de trabajo y acabados.

Los concretos serán vibrados por medios mecánicos a fin de lograr una adecuada compactación, pudiendo emplear para ello el equipo de vibrado que resulte más conveniente según factores como espesores, densidad de armado, revenimiento del concreto, etc.

Para la colocación del concreto se considerará cuidar la altura de vaciado de éste, para evitar la segregación de los agregados.

Cuando sea necesario se utilizarán aditivos que faciliten la colocación del concreto dentro de las cimbras, además de contribuir a un mejor acabado aparente. Dentro del proceso de colocación del concreto se deberán de tomar las muestras correspondientes para integrar pruebas de laboratorio.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El curado se aplica a las caras perimetrales al retirar la cimbra, en relación a la zona superior de las zapatas se considera curar con agua ya que tendrá contacto con el concreto de las losas pisos, mientras que en los paños laterales se aplicará membrana de curado.

Muros – Colocación de Acero de Refuerzo

Una vez que el concreto en zapatas haya alcanzado su dureza, se procede a realizar el revestimiento horizontal del acero hasta la altura de acero anclado realizando los traslapes necesarios para alcanzar la altura correspondiente al muro.

En caso de alturas mayores que se requiera realizar más de un colado se realizará los traslapes necesarios de manera subsecuente al colado de cada etapa.

Cuando se utilicen diámetros iguales o mayores al número 12 se deben colocar conectores mecánicos adecuados o en su defecto realizar las soldaduras de unión como lo marcan las normas y especificaciones del proyecto, de igual manera se utilizarán silletas o separadores para calzar los aceros ya sea del piso de la plantilla o entre las mismas parrillas, como alternativa se utilizarán "calzas de concreto" de igual resistencia al concreto del muro, que sirvan para garantizar los recubrimientos libres indicados en el proyecto entre las cimbras utilizadas y el acero de los armados.

Colocación de Concreto.

Antes de efectuar la colocación del concreto se deberá contar con autorización de colado (liberación de colado), en donde se establece que han sido revisados y aceptados todos los trabajos previos a la colocación del concreto, tales como que la cimbra de contacto se encuentre dentro de los niveles y parámetros de tolerancia, los armados del acero de refuerzo de acuerdo a proyecto, así como el anclaje cuando así lo contemple el proyecto; los recubrimientos requeridos, la preparación de las juntas de construcción, la limpieza del sitio donde se efectuará el colado, la revisión del equipo y mano de obra en la cantidad suficiente para la ejecución de los trabajos, todo dentro de los parámetros de tolerancia fijados en las normas y/o especificación construcción.

La colocación de concreto se realizará utilizando una bomba móvil o fija que hará posible un correcto vaciado.

En las juntas entre colados de muros se realizará el respectivo escarificado, limpieza y humedecimiento constante de ésta y el adicionamiento de aditivo para garantizar la unión entre concretos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Los concretos serán vibrados por medios mecánicos a fin de lograr una adecuada compactación, pudiendo emplear para ello el equipo de vibrado que resulte más conveniente según factores como espesores, densidad de armado, revenimiento del concreto, etc.

Para la colocación del concreto se considerará cuidar la altura de vaciado de éste, para evitar la segregación de los agregados.

Cuando sea necesario se utilizarán aditivos que faciliten la colocación del concreto dentro de las cimbras, además de contribuir a un mejor acabado aparente. Dentro del proceso de colocación del concreto se deberán de tomar las muestras correspondientes para integrar pruebas de laboratorio.

El curado se aplicará una vez realizado el descimbre de los muros, aplicando una capa de membrana de curado, la cual se hará con rodillo o de forma de aspersión, dando un recubrimiento total a ambas caras del muro.

Calafateo en Muros y Losas.

Esta actividad consiste en el sellado de todos los orificios dejados por los pasadores en el proceso de cimbra en muros principalmente.

Este calafateo consiste en sellar mediante un procedimiento de escarificado, y relleno con mortero de alta resistencia (grout), antes de colocar el relleno con grout se deberá de aplicar un adhesivo epóxico que garantice la unión entre el relleno y el concreto.

Reparaciones. (en caso de ser necesario)

Después del proceso de colado se realizará una inspección inicial para identificar en el caso que existiera algunas imperfecciones en los acabados de los colados, si así fuese se realizarán las reparaciones respectivas cumpliendo con los estándares de calidad requeridos.

Suministro de Agua.

Una vez realizadas las reparaciones iníciales se procede al llenado gradual con agua del pozo en el sitio para identificar fugas o escurrimientos, y también teniendo el llenado total se iniciará la prueba de estanqueidad que durará por lo menos 7 días, en el caso que se presenten fugas o escurrimientos, se realizará el vaciado y la

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

reparación de las mismas, para lo cual se dispondrá un procedimiento aprobado por la supervisión. Realizado dicha reparación se repetirá la prueba, hasta que quede aprobada.

La demanda de Agua potable se hará a través de la adquisición de garrafones comerciales.

Retiro de Agua.

Cuando sea liberada la estructura mediante la prueba de estanqueidad, se realizará el vaciado de dicha estructura.

Fabricación de Estructuras Metálicas

La fabricación de la estructura se hará de acuerdo a los proyectos estructurales particulares. Este procedimiento se realizará en un taller cercano, donde se contarán con planos de taller para cada estructura, en el cual se tendrá el control de los estándares de calidad requeridos, tanto geométrico como de soldadura. Se revisará la soldadura bajo pruebas requeridas, ya sean visuales, partículas magnéticas, líquidos penetrantes, o pruebas más especializadas como ultrasonido y rayos x, según se requiera.

a) Montaje.

Una vez fabricadas las estructuras metálicas, se realizará el transporte y el montaje de las mismas. Para lo cual se revisará los sistemas de anclaje de la misma ya sea soldadas o mediante tortillería según sea el caso. Se verificará nivelar las placas de apoyo con mortero de alta resistencia (grout), para garantizar el apoyo uniforme de la estructura.

Todas las soldaduras en campo para conexiones se harán bajo los estándar Calidad requeridos.

Barandales

Para asegurarnos de la seguridad de los operadores y personal en general, se contará con un barandal metálico de acero al carbón con rodapié, el cual cumplirá con todas las normas requeridas para su buen funcionamiento.

Vialidades

Colocación de Terraplén

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La formación del terraplén será formado a base de material de banco, compactado al 90% de su pvsm (peso volumétrico seco máximo), de acuerdo a la prueba proctor modificada (aashto t-180 o astm-d1557), tolerancia de +/- 2%, en capas no mayores a 20 cm

Capa base

Se construirá sobre el terreno natural debidamente cortado y aprobado por la supervisión, en los sitios que así lo indique el proyecto, la colocación de capa de 30 cm de espesor de calidad base homogenizado y humectado con el 3% arriba de la humedad optima, compactado al 100% de acuerdo a la norma astm d 1557, tolerancia de +/- 2%, en capas no mayores a 20 cm

Capa subbase

En la Capa Subase primeramente se homogeniza los materiales subbase hidráulica (grava o arena) con su humedad natural y se acamellonara, como paso siguiente se tendera la subbase estabilizada y se compactara en base a la colocación de capa de 60 cm de espesor subrasante formada a base de, material de banco, homogenizado y humectado con una humedad de 2% por arriba de la humedad optima y compactado al 95% de su pvsm de acuerdo a la norma astm d 1557, (tolerancia de +/- 2%), en capas no mayores a 20 cm

Riego de impregnación

El Riego de impregnación se aplicará una vez terminada y aceptada la capa base estabilizada, antes de que se deteriore esta o pierda humedad por evaporación se aplicara uniformemente , a base de emulsión asfáltica eai-60 o eci-60, fabricado con colocado a razón de 1.5 lts/m^2, colocado a razón de 1.5 lts/m^2

Riego de liga

Transcurridas 48 horas del riego de impregnación y 30 minutos antes de la colocación de la mezcla de la carpeta asfáltica se aplicará el riego de liga, a base de emulsión asfáltica ear-55 o ecr-65, fabricado con colocado a razón de 0.7 lts/m^2, colocado a razón de 0.7 lts/m^2,

Carpeta asfáltica

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Una vez aplicado el riego de liga y en cuanto el proceso de rompimiento de emulsión haya terminado (transcurridos 30min. Max) se extenderá el volumen necesario para que al compactarse al grado requerido. La Carpeta asfáltica de acuerdo a norma n-cmt-4-05-003 de la s.c.t., mezcla en frio de granulometría densa, compactación de 50 golpes en cada cara de la probeta, vacíos en la mezcla asfáltica entre 3 y 5,con espesor de 5 cms, material pétreo

Barda

Con el fin de salvaguardar el área se construirá una barda perimetral la estructura de la barda será de mampostería confinada (castillos y dalas). La separación de castillos será de 2.5 mts y la separación vertical entre dalas será de 3 mts, las dimensiones de los castillos y dalas será de 20x20 cm, la barda tendrá una altura de 3.0 metros, y estará apoyada sobre una trabe de liga que tendrá claros de 5 metros, las columnas, pedestales y zapatas, estarán separadas 5 etros, las zapatas se desplantaran 1.5 metros por debajo del terreno natural, además contara con una concertina sobre la barda sujetada con postes de acero galvanizado a cada 3 metros.

Cimentación de Equipos

Durante la ejecución de la obra civil, se procederá a realizar la cimentación requerida para los equipos que constituirán la obra, estos equipos están arriba mencionados, la cimentación cumplirá con todos los requisitos necesarios para el correcto funcionamiento y correcta sujeción de los mismo, en el **Anexo 5,** se puede consultar las memorias de cálculos de los diferentes Tanques y demás equipos que serán instalados en nuestra Planta de almacenamiento.

Descripción de Procedimiento Construcción Obra Proceso

Montaje de Equipos

Precauciones de Seguridad:

- Coloque una barrera apropiada alrededor de la zona de trabajo, por ejemplo, una barandilla.
- Asegúrese de que todos los dispositivos de seguridad estén en su lugar y bien asegurados.
- Asegúrese de que el equipo esté correctamente aislado cuando opere a temperaturas extremas.
- Deje que todos los componentes del sistema y de la bomba se enfríen antes de manipularlos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Asegúrese de tener una vía libre de salida.
- Asegúrese de que el producto no puede rodar o caerse y dañar a la gente u ocasionar daños materiales.
- Asegúrese de que el equipo de elevación se encuentre en buen estado.
- Utilice un arnés de elevación, una línea de vida y un respirador, según sea necesario.
- Asegúrese de que el producto se haya limpiado cuidadosamente.
- Asegúrese de que no haya gases tóxicos en la zona de trabajo.
- Asegúrese de que tiene acceso rápido a un kit de primeros auxilios.
- Desconecte y bloquee la electricidad antes de realizar el montaje.
- Compruebe si existe riesgo de explosión antes de soldar o usar herramientas eléctricas manuales

Inspección de Entrega.

1. Revise el paquete y compruebe que no falten piezas y que ninguna esté dañada.
2. Anote las piezas dañadas y las ausentes en el recibo y en el comprobante de envío.

Inspección de Unidad

- Saque todo el material de embalaje del producto. Deseche todos los materiales de empaquetado según las normativas locales.
- Examine el producto para determinar si faltan piezas o si alguna pieza está dañada.
- Afloje los tornillos, tuercas y cintas del producto en caso necesario. Para su seguridad personal, tenga cuidado cuando manipule clavos y correas.
- Si encuentra algún desperfecto Reportarlo Inmediatamente

Manipulación de Equipo

Unidades que caen, rueden o ladeen asegurarse que la unidad este bien soportada y sujeta correctamente durante s elevación y manipulación.

Métodos de Elevación

Estos montajes se realizan mediante maniobras especiales con grúa hidráulica con la capacidad necesaria, para esto se debe de conocer el peso exacto de la pieza o equipo, Revisar las dimensiones de los equipos y

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

por ultimo revisar cuál es su centro de gravedad de la pieza para evitar deformaciones por esfuerzos excéntricos en su caso, se deberá consultar el manual del proveedor.

Se deberá revisar la zona donde se apoyará la grúa o el equipo de izaje, deberá contar con una zona de sustento confiable, en su caso se deberá mejorar y compactar dicha zona.

1.4.3.1.6 Métodos de Alineamiento

Pueden ser varios los métodos de alineamiento, pueden ser topográfico, Indicador de cuadrante, reloj comparador reverso y laser, se utilizará el mejor método disponible.

Elaboración de croquis

Se deberá de realizar un croquis preliminar cuando se tenga un grado de dificultad alto donde representaremos la zona donde se realizará la maniobra, Representar a escala (con dimensiones), localización de: Piezas o equipo, grúa y el edificio o zona donde será colocado el equipo antes y después de la maniobra (vista de planta y lateral).
Sacar la distancia del centro donde será colocado el equipo a montar y el centro de giro de la grúa (Esto será el radio de operación requerido).
Sacar la longitud de pluma requerida, desde la altura del eje pivote de la pluma, hasta la parte superior donde llegará el gancho. Deberá considerarse: Altura del equipo, longitud del estrobo, máxima altura posible de levante del gancho.

Selección de Equipo de Izaje

La capacidad y alcance de la grúa, según tablas (Incluyendo contrapeso)
La versatilidad para desplazarse del lugar en que se encuentre a la zona de la maniobra.
Estimar el tiempo que se necesita para poner la grúa en condiciones para efectuar la maniobra (En caso de grúa con pluma estructural, acortar o alargar la pluma).
Revisar perfectamente el radio de operación de la grúa, ya que existen grúas que no es posible cargar por el frente y que baja su capacidad al trabajarlas por los lados.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Revisar perfectamente la ruta donde circulará la grúa para llegar a la zona de maniobra. Posibles interferencias en el camino con líneas eléctricas, rack de tuberías, edificios o equipos.
Revisar el estado de la grúa seleccionada (Estado del sistema hidráulico, operación de gatos, cable, poleas, etc.).

Colocación de Pernos de Anclaje Para Equipo

Se utilizará pernos de anclaje para la fijación de equipos dinámicos (bombas, compresores, etc.) y equipos estáticos(Tanques y recipientes), Localizar los pernos de anclaje de acuerdo al equipo a fijar, teniendo ya presentado el equipo. Perforar el barreno utilizando para ello un taladro con broca para concreto del diámetro del perno a colocar. Limpiar el barreno con un cepillo de alambre, es muy importante que este barreno quede perfectamente limpio. Insertar un soplador al fondo del agujero y soplar el barreno. Colocar el cartucho dentro de una porta cartucho. Atornillar el mezclador. Colocar el cartucho dentro del dispensador. Inyectar el adhesivo en el barreno hasta llenarlo de 1/2 a 2/3 partes. Insertar el perno de anclaje a colocar girándolo ligeramente. Dejarlo secar. Colocar las arandelas y las tuercas en cada uno de los pernos colocados para fijación y apretar manualmente.

Montaje Equipo

Una vez revisado los puntos de seguridad y terminada la cimentación con la capacidad de absorber cualquier tipo de vibración, y formado un soporte rígido y permanente en la unidad, verificar si la ubicación y los tamaños de los orificios de los pernos de cimentación deben de coincidir con la que se muestra en el diagrama, se asegura que la base no contenga oxido, aceite o suciedad, una vez realizado esto, se colocan los tornillos, se nivelan los discos de sujeción.

Toda instalación estará en estricto apego a la ingeniería de detalle en su edición aprobada para construcción, se deberá contar con personal técnico capacitado y experimentado y donde aplique certificado, sobre todo en el conocimiento de la filosofía de operación

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Descripción de Procedimiento Construcción Obra Tuberías

Tuberías y Servicios Auxiliares

Prefabricación, erección y montaje de sistema de tuberías

Se deberá contar con un almacén con materiales nuevos y de calidad según la especificación de ingeniería, así como las herramientas adecuadas y necesarias que correspondan a la planta.

La tubería y accesorios serán de acero al carbón ASTM A53 Grado B, ASME B36.10

La soldadura que deberá aplicarse a la tubería, de acuerdo a lo establecido en ASME B31, ASME Secc. IX y AWS vigentes, los soldadores deben de estar calificados en el o los procedimientos de soldadura a aplicar.

Las superficies internas y externas, a soldar o cortar por calor, deben de estar limpias y libres de moho, escamas u otros materiales que puedan dañar tanto el material base como la soldadura.

Los sitios donde se efectúen trabajos de uniones de soldadura metálica, deben de contar con ventilación permanente, natural o artificial, o con extracción de gases o humos.

A cada soldador y/o operador de la máquina de soldar calificado, se les debe de asignar una clave, a menos que se especifique en la ingeniería de diseño de manera diferente, cada soldadura en elementos sometidos a presión se debe de marcar con la clave del soldador u operador de la máquina de soldar. Se deberá de establecer un procedimiento de rastreabilidad para las claves en forma documental, sin necesidad de marcar físicamente la junta soldada, pero debe disponer de un procedimiento escrito y generar un registro permanente.

Los puntos de soldadura en el fondeo de la junta, deben fundirse con metal de aporte de las mismas características al del paso de fondeo, el punteo debe ser efectuado por un soldador u operador de soldadura calificado.

Cuando exista humedad, hielo, granizo o viento excesivo, se debe de proteger el área donde se va a realizar la unión de la tubería, con cubiertas de material no combustible.

Reparación de soldaduras, se debe de eliminar el material sobrante de cualquier defecto de soldadura a ser reparado. Las soldaduras reparadas se deben de hacer por soldadores u operadores calificados.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Se optará por la calificación de procedimientos de soldadura y soldadores por terceros, previa observancia de que el especialista para este propósito, sea de una organización reconocida con experiencia en el campo de soldadura como, inspector calificado por la AWS, ASME, o un perito nacional en soldadura.

Instalación y ensamble

Para los trabajos de instalación y ensamble de sistemas de tubería, se deberán tomar en cuenta los siguientes requisitos mínimos, mas no limitativos.

Alineamiento, no son aceptables las distorsiones de la tubería ocasionada durante el alineamiento de la junta, que introduzca una deformación en el equipo o componente de la tubería.

Antes de ensamblar una junta de tubería con guías, soportes o anclas, se debe de examinar dicha junta para detectar errores que puedan interferir el movimiento deseado para evitar efectos dañinos. La separación o traslape de la tubería antes de ser ensamblada, se debe verificar con los dibujos de ingeniería y corregida si es necesario.

Juntas bridadas, se debe de tener especial cuidado durante el ensamble de juntas bridadas, que tengan propiedades mecánicas diferentes, se recomienda el apriete a un torque predeterminado, con las herramientas necesarias y de acuerdo al tipo de material de empaque.

Se debe de reparar cualquier daño de la superficie del asiento de empaque, o en su defecto la brida debe de ser reemplazada.

Solo se deben usar los empaques especificados en los documentos constructivos.

Los espárragos o tornillos deben tener una longitud que permita cubrir la longitud completa de las tuercas.

Juntas de expansión y especiales, se deben de instalar de acuerdo con las instrucciones del fabricante o como se indique en los documentos de ingeniería de diseño.

Soportes, se deberá de fabricar e instalar la soporteria, de acuerdo a la identificación, localización, y especificaciones mostrados en los documentos de la ingeniería de detalle, en su edición aprobados para construcción.

Todas las soldaduras permanentes de las estructuras de soporte para tuberías, deben de realizarse con personal y procedimientos calificados como se asienta en párrafos anteriores. No se requiere que cada soldadura esta marcada por el número de soldador, ni se requiere que se genere registro alguno al respecto.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Para la fabricación de los soportes, se debe de usar solo material nuevo, de conformidad con las especificaciones de los planos de detalle.

Inspección y pruebas

Las inspecciones de los sistemas de tubería, durante la construcción, deben de realizarse como se indique en los documentos de ingeniería aprobados para fabricación o instalación y/o de conformidad con los requisitos que se establecen en el código ASME 31.3

Las pruebas no destructivas deben ser algunas de las siguientes: radiografiado de soldaduras, identificación positiva de materiales, corrientes Eddy, medición ultrasónica de espesores, pruebas de dureza, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, pruebas hidrostáticas o neumáticas

Se realizarán las pruebas de presión a las tuberías terminadas, que estén dentro del alcance del contrato con resultados aceptables para su entrega.

Las pruebas deben de realizarse con procedimientos escritos y aprobados, con personal capacitado en dichos procedimientos.

Se debe asegurar que la línea terminada que se va a probar, esta liberada aceptablemente de todas las inspecciones y requisitos aplicables requeridos por los documentos de la ingeniería de diseño.

Si la prueba de presión se realiza antes de la instalación de la totalidad de los soportes permanentes, se deberá asegurar que los soportes resistan las condiciones de carga.

El equipo que no requiera ser sometido a la prueba de presión se debe de desconectar de la tubería o bien se puede aislar con bridas ciegas o con otros medios durante la prueba.

El fluido de prueba por lo general deberá de ser agua con características apropiadas para esta aplicación, y definidas en los documentos de ingeniería de detalle.

La presión de prueba será de acuerdo a lo establecido en los documentos de diseño de la ingeniería de detalle y en todo caso referenciado al código ASME 31.3.

La aceptación de la prueba hidrostática debe supeditarse a la ausencia de fugas del fluido de prueba, durante la inspección que se realice estando el circuito de servicio o proceso, tubería o equipo sujetos a la presión calculada.

Toda vez que se concluya la prueba hidrostática se debe de elaborar y formalizar un registro de la misma, donde se definen las condiciones generales y particulares en que se efectuó la prueba.

El personal que revisa y ejecuta las pruebas hidrostáticas, destructivas y/o no destructivas, debe estar calificado.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Todas las tuberías deben ser identificadas en función de los Productos manejados, condiciones operativas y tipos de peligros asociados a ellas, de acuerdo con lo establecido en la normatividad nacional e internacional vigente aplicable.

Todas las válvulas deben ubicarse en una posición adecuada para ser operadas (vigiladas o darles mantenimiento) desde el nivel de piso o plataformas con acceso, con el volante o maneral, en posición tal que no obstruya los pasillos, quedando estos accesibles y transitables para operación

Aplicación de recubrimiento anticorrosivo en tubería y estructuras de acero al carbón

La tubería, conexiones, soporteria o estructuras de acero al carbón a recubrir deberán estar perfectamente limpias, libres de óxido de hierro, polvo, grasa, suciedad o cualquier otro objeto extraño. El tipo de limpieza se efectuará previamente aplicando chorro de arena a presión (Sand-Blast)

Inicialmente se deberá preparar el equipo, probando el buen estado del compresor y la hermeticidad de las mangueras.

Se deberá verificar que la caducidad del recubrimiento a aplicar esté vigente y que sea el indicado en los planos de proyecto aprobados para construcción o similar.

Se deberá verificar que las especificaciones del recubrimiento anticorrosivo a aplicar sean las indicadas en los planos de proyecto aprobados para construcción.

Condiciones ambientales y de las superficies a recubrir

Antes de aplicar el recubrimiento anticorrosivo, se deberá verificar lo siguiente:

Que no exista presencia de niebla o de lluvia en el sitio en donde se va a aplicar el recubrimiento anticorrosivo.

Que la humedad ambiental esté por encima de lo especificado.

Aplicación del recubrimiento anticorrosivo

Condiciones del equipo

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El equipo a utilizar para los trabajos de aplicación de recubrimientos anticorrosivos, como lo son mangueras, pistolas de aspersión y recipientes deberán estar en buenas condiciones y limpias antes de proceder a la preparación del recubrimiento anticorrosivo a aplicar.

Preparación del recubrimiento anticorrosivo

La preparación del sistema de recubrimiento anticorrosivo a aplicar, se hará de acuerdo a la ficha técnica proporcionada por el proveedor.

Aplicación de Recubrimiento primario

El recubrimiento primario se aplicará por aspersión sobre la superficie metálica de tubería, conexiones, soporteria o estructura de acero al carbón a recubrir hasta obtener el espesor de película seca indicado en planos de proyecto aprobados para construcción por el cliente. Para el caso de tuberías y conexiones, el espesor requerido para el recubrimiento primario será de 3 milésimas de pulgada como mínimo.

Una vez que se haya alcanzado el espesor de película seca, el recubrimiento aplicado se dejará curando, oreando o secando el tiempo que se indique en la ficha técnica proporcionada por el proveedor del recubrimiento aplicado.

Aplicación del recubrimiento de acabado

Cuando haya transcurrido el tiempo de secado del recubrimiento primario, se procederá a aplicar el recubrimiento de acabado por aspersión hasta igualmente alcanzar el espesor de película seca indicado en los planos de proyecto aprobado para construcción. Para el caso de tubería y espesor, el espesor de película seca del recubrimiento de acabado será de 2 milésimas de pulgada como mínimo.

Después de alcanzar el espesor de película seca del recubrimiento de acabado, este se dejará curando, oreando o secando el tiempo que se indique en la ficha técnica del proveedor del recubrimiento aplicado.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Manejo y estiba de piezas recubiertas con anticorrosivo

Terminado el proceso de aplicación del recubrimiento anticorrosivo, las piezas recubiertas serán manejadas, estibadas o instaladas en forma adecuada utilizando eslingas para evitar de esta forma que se deteriore el recubrimiento anticorrosivo aplicado.

Los recubrimientos de las piezas que se dañen o deterioren durante el proceso de estiba o instalación deberán ser retocadas nuevamente.

Pruebas

Las pruebas que se efectuarán a los recubrimientos anticorrosivos aplicados serán las siguientes:

Prueba de adherencia

Espesor de película seca

Criterios de aceptación y rechazo

No se aceptarán defectos visuales en el recubrimiento aplicado como lo son ampolladuras, puntos de alfiler (perforaciones pequeñas), zonas sin recubrir, contaminaciones del recubrimiento por arena, polvo u otro material atrapado y escurrimientos del recubrimiento.

No se aceptarán recubrimientos que no cumplan con el espesor mínimo de película seca indicado en los planos de proyecto aprobados para construcción. En el caso de tuberías y conexiones de acero al carbón, no se aceptarán espesores de película seca inferiores a los mencionados en este procedimiento.

No se aceptarán recubrimientos que no cumplan con la prueba de adherencia.

No se permitirá aplicar recubrimientos anticorrosivos cuando la superficie por cubrir esté húmeda.

Protección del medio ambiente

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Antes de iniciar los trabajos de aplicación de recubrimientos anticorrosivos en tubería, conexiones, soporteria y estructuras de acero al carbón, se deberá asignar un lugar especifico para realizar estos trabajos el cual deberá estar autorizado por el cliente.

Todos los envases vacíos que hayan contenido recubrimientos anticorrosivos, solventes, catalizadores y activadores deberán ser confinados en el almacén de residuos peligrosos construido para este fin.

Registros de calidad

Concluidas las actividades de aplicación de recubrimientos anticorrosivos, se deberá elaborar el registro de calidad correspondiente

Pruebas Hidrostáticas

El objetivo primordial de la prueba hidrostática es verificar que las juntas no presenten fugas, ésta se realiza a un valor fijo arriba de la presión de trabajo. Para realizar la prueba, la tubería se llena lentamente con agua, eliminando el aire de la línea a través de las válvulas de admisión y expulsión de aire colocadas en las partes más altas de la tubería; la presión de prueba debe ser verificada por medio de una bomba y un manómetro de prueba, y será, cuando menos, 1.25 veces la presión de trabajo en la línea, debiéndose mantener como mínimo por dos horas, posteriormente, se realizará una inspección de la línea para detectar fugas visibles o desplazamientos en la tubería. Cualquier defecto debe ser reparado antes de realizar la prueba de fuga, la cual determine, por medio de un medidor calibrado, la cantidad de agua que entra en la sección de prueba, bajo la presión normal de trabajo, durante un período de dos horas como mínimo.

Descripción de Procedimiento Construcción Obra Eléctrica

Desarrollo de trabajos Eléctricos

Generales

Los materiales y que equipos se instalarán serán nuevos y exentos de imperfecciones, y defectos, también cuentan con sus certificados de calidad expedido por el organismo autorizado correspondiente

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La posición exacta de las salidas eléctricas y las trayectorias de las canalizaciones, deberá fijarse en la obra, de acuerdo a los planos de proyecto y las especificaciones respectivas.

El equipo eléctrico se instalará, conectará y se probará de acuerdo a planos de proyecto, especificaciones respectivas.

Ningún cambio o modificación a la especificación y planos del proyecto podrán efectuase sin la autorización correspondiente.

El departamento civil apoyara en lo necesario para el desarrollo de las instalaciones eléctricas, como el excavar para ductos subterráneos, bases para postes de alumbrado, pasos en losas y muros.

Todo equipo eléctrico antes de ser embarcado por el fabricante, deberá de ser sometido a las pruebas ya establecidas con anterioridad y deberá de presenciarlas personal calificado. El fabricante del equipo eléctrico tiene el compromiso de entregar el protocolo donde se incluya el procedimiento, desarrollo y resultados de las pruebas efectuadas.

Pruebas

Las instalaciones y los equipos eléctricos deberán sujetarse a lo indicado en cada especificación y a las pruebas acordadas con anterioridad.

Rigidez dialéctica

Rigidez dialéctica (Aislamiento): se medirá la resistencia del aislamiento en todos los circuitos y alimentadores

La resistencia deberá medirse con todos los interruptores y elementos del equipo de protección completamente instalados.

Los valores especificados podrán modificarse cuando la humedad sea excesiva, de acuerdo con las normas y reglamentos.

Continuidad en la instalación eléctrica

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Se deberá probar la continuidad eléctrica de todos y cada uno de los circuitos y equipos que integran la instalación. Esta prueba puede hacerse por medio de un megger.

Continuidad a tierra.

Se deberá de probar la continuidad a tierra de todas las partes metálicas no conductoras de corriente.

Resistencia a tierra

Se medirá la resistencia a tierra y ésta deberá de estar dentro de los límites siguientes:

Para tuberías metálicas subterráneas, menos de 3ohms. Para electrodos artificiales subterráneos (varilla Copper Weld, placas de cobre, etc.), máxima resistencia 5ohms.

Operación

En esta prueba se considerará la operación correcta de la instalación eléctrica en todas las partes, sistemas y equipos que la integran en forma independiente y en conjunto, efectuando la prueba con todas las cargas eléctricas puestas en servicio, en las condiciones normales de diseño.

Funcionamiento

Se probará el funcionamiento correcto, tanto mecánico, como eléctrico, de todos los equipos de protección y control interruptores, tableros, arrancadores, apagadores, relevadores, etc.)

Voltaje

Se medirá la tensión en los alimentadores, tableros, interruptores, motores y en las últimas salidas de cada circuito derivado para alumbrado contactos.

El voltaje deberá de ser el de operación del ó de los sistemas y la caída de tensión deberá estar dentro de los límites permitidos para cada uno de los quipos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Intensidad de corriente

Se medirá en todos los alimentadores principales y secundarios y deberá de tener los valores de diseño y estar balanceada. También se medirá en todos los motores, equipos y neutros.

Temperatura

La temperatura se deberá de mantener dentro de los límites normales de operación, tanto en la instalación como en los equipos

Niveles de ruido

Se medirán los niveles de ruido y deberán de estar dentro de los límites probados equipos de iluminación, transformadores, motores, controles, etc.

Equipos Eléctricos

Instalación

Los Equipos Eléctricos deben de instalarse hasta que el área donde se ubique este completamente terminada, se deberá hacer una revisión que incluye:

1. Que no existan daños mecánicos principalmente en tuercas, tornillos, empaques, disipadores, boquillas e indicadores.

2. Que el equipo no ha sido destapado.

3. La placa de datos contra la información indicada en los planos de referencia.

4. Verificar que el transformador venga completo, con conectores para alta y baja tensión, placas para conexión a tierra, y todos los demás accesorios indicados en los documentos de referencia.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

5. Los equipos se almacenarán en un lugar cubierto, seco y libre de contaminación, al igual que las partes que vengan en empaques separados.

6. Se deberá checar que todas las partes de los equipos no estén dañadas por humedad o agentes químicos.

7. Para maniobras de los equipos se deberá de hacer con grúa suspendiendo el equipo de los ganchos que están en la parte superior, cuando no sea posible el uso de la grúa, se emplearán gatos para levantar el equipo y con rodillos para desplazarlo.

8. Se tomarán lecturas de megger

9. Se conectará sólidamente al sistema de tierras antes de energizarse.

10. Después de checar todo lo indicado en el instructivo de instalación y operación del fabricante, se energizará el equipo sin carga durante 20 minutos, comprobando las tensiones en el lado secundario.

11. Si no existe ningún problema, se procederá a aplicar la carga.

Pruebas:

- Potencia indicada KVA
- Rigidez dialéctica de Aislamiento.
- Inspección visual.
- Polaridad.
- Relación del voltaje de transformación (taps).
- Resistencia ohmica
- Temperatura.
- Inspección visual
- Pruebas de relevadores
- Pruebas de operación
- Medición de la resistencia de aislamiento
- Pruebas del esfuerzo dieléctrico

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Pruebas de transferencia automática (en caso de contar con ella)
- Operación mecánica de entrelaces.
- Impulso y Hi-pot.
- Rigidez dialéctica.
- Funcionamiento de cuchillas e interruptores
- Pruebas en equipos de control y de protección:
- Pruebas dieléctricas.
- Operación automática y manual.
- Temperatura.
- Simulación de disparos para cada una de las protecciones.
- Alarmas.

Distribución de fuerza

Generales

El sistema de fuerza comprende los trabajos necesarios para distribuir la energía eléctrica dentro de las instalaciones iniciándose en los tableros ubicados en la subestación y terminando en los equipos que utilicen electricidad para su operación.

2. Para una mejor coordinación y control en los trabajos, el sistema de fuerza será dividida en los siguientes sistemas de distribución donde aplique:

- Sistema de distribución primaria.
- Sistema de distribución secundaria.
- Sistema de distribución a los C.C.M.
- Sistema de distribución a equipos.

3. Se instalará y conectará todo el equipo eléctrico indicado en los dibujos de referencia.

4. Las estructuras, herrajes metálicos, colgantes, soportes, etc., se consideran para la instalación eléctrica c.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Instalación de Conductores

1. Todos los tamaños de cable deberán de ser American Wire Gauge (AWG) o MCM.

2. Los conductores deberán de ser identificados en ambos extremos con su número correspondiente con los diagramas, esta identificación deberá ser de material resistente al aceite.

3. Los conductores deben de ser continuos sin empalmes de terminal a terminal, cuando no sea posible, las conexiones se harán en cajas registro o en condulet.

4. Por ningún motivo se instalarán cables antes de estar terminada la instalación de la canalización eléctrica.

5. Los cables se instalarán de un solo tramo evitando hacer empalmes en la trayectoria.

6. Para facilitar el alambrado se permite el uso del talco industrial.

7. Cuando un alimentador este formado por dos o más conductores por fase y estos vayan en más de un conduit, se tendrá especial cuidado de instalar las tres fases en cada conduit, por ningún motivo se instalarán los cables de una fase en cada conduit.

8. Todos los conductores deberán cablearse en conduit de fierro galvanizado pared gruesa, en instalación de 3 fases en el mismo conduit y en tubería conduit de PVC tipo pesado en arreglo de 3 fases. No deberá de usarse tubo albañal.

9. Los conduit deberán ser limpiados en el interior y se deberá hacer pasar un mandril y un escobillón antes de que los cables sean instalados.

10. Los conduit de fierro galvanizado deberán ser limpios y biselados.

11. Se deberá de suministrar sistemas de soporteria en los registros para soporte de conductores subterráneos.

12. Se deberá verificar que el cable instalado esté de acuerdo a esta especificación y a la ingeniería.

Pruebas

Cuando el alambrado del sistema eléctrico esté completo se deberá de realizar las siguientes pruebas:
-Continuidad.
-Corto circuito.
-Fallas a tierra.
-Aislamiento

Instalación de Tubería conduit

1. Toda la tubería conduit debe de tener un acabado limpio y ordenado, siguiendo los arreglos mostrados en la ingeniería

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

2. Las camas de tubería irán soportadas adecuadamente. La localización de los soportes será tal que no ocasione problemas con otros objetos, pasillos y áreas de operación.
3. La separación máxima entre soportes será de 2.5 mts. La ruta de tubería eléctrica debe de seguir en lo posible las trayectorias de la tubería mecánica.
4. Las camas de tubería eléctricas deberán ir encima de tuberías mecánicas.
5. La separación mínima entre camas de tubería será de 30cm.
6. Las curvas de 90° de conduit de 32 mm(11/4) y mayores deberán de ser de fabrica, todas las curvas fabricadas en campo tendrán radios de curvatura adecuada.
7. Toda la tubería conduit expuesta, así como la soporteria serán pintados.
8. La conexión a los motores se hará por medio de tubería flexible adecuada a la clasificación del área.
9. El diámetro menor empleado en tuberías será de 19mm.
10. Se deberán usar conectores de tierra en todos los puntos en donde la continuidad eléctrica del conduit se interrumpa.
11. La tubería conduit de instrumentación cuyos circuitos puedan sufrir interferencias en sus señales deberán ir en otra cama de tuberías, a una instancia de 30cm como mínimo.

Sistema de tierras

Instalación de Sistema de Tierras

1. Los electrodos de tierra deben de ser instalados empleando métodos aceptables y aprobados, en los lugares mostrados en la ingeniería.
2. Los electrodos que se instalen con registro en áreas exteriores, deberán de ser accesibles para propósito de inspección y pruebas.
3. Los electrodos de tierra deberán de quedar interconectados con un conductor de cobre desnudo semiduro del calibre especificado en los planos de referencia.
4. Se conectaran al sistema todas las barras de tierra de los tableros eléctricos, Todas las partes metálicas de los gabinetes y equipo montados en el área de la subestación, C.C.M., transformadores, Neutro de transformadores etc. Deberán de quedar conectados al sistema de tierras tal como lo indican los planos de referencia.
5. Los receptáculos, luminarias y motores deberán de conectarse a tierra por medio de un conductor utilizado solo para ese fin, este conductor se conectará a la barra de tierra del tablero correspondiente.

Pruebas

1. En los reportes que se presenten, se especificará la marca y característica de los instrumentos empleados para hacer las pruebas, así como los procedimientos seguidos.
2. En las pruebas, la resistencia no deberá de ser mayor a especificada, en el caso de que resultará mayor se aumentará el número de electrodos instalados o conductores, conectándolos a la malla principal.

Alumbrado y receptáculos

Instalación de Alumbrado y Receptáculos

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

1. El alumbrado y contactos deberá de alimentarse con un voltaje marcados en la ingeniería
2. Deberán de conectarse a tierra con un cable de cobre con aislamiento para 600Volts color verde según como se indica en los dibujos de detalle de alumbrado.
3. Deberán de ser instaladas como se muestra en los dibujos de detalle de alumbrado.
4. El alumbrado exterior debe de estar controlado por medio de fotoceldas y operación manual por contactores desde su tablero correspondiente.
5. El alumbrado de emergencia operado con baterías deberá de instalarse en los lugares de acceso como en pasillos, escaleras, con la finalidad de que el personal tenga una salida segura en caso de una falla en el suministro eléctrico.

Pruebas

Deberá de probar todos los luminarios, clavijas, receptáculos al voltaje adecuado

Deberá de verificar que todos los equipos y servicios estén de acuerdo a esta especificación y a los dibujos de referencia.

Verificación de resultados

El departamento de control de calidad en conjunto con la supervisión y el departamento eléctrico comprobaran todos los parámetros de calidad requeridos con lo que esta dando la planta con el fin de corroborar con el laboratorio los resultados obtenidos.

Descripción de Procedimiento Construcción Obra de Instrumentación

Desarrollo de trabajos Eléctricos

Después de terminada la obra mecánica y eléctrica y una vez realizada la calibración en banco de la instrumentación se procederá a la instalación de la instrumentación y sistema de control, de acuerdo al programa de construcción.

En cada área se procede a instalar los soportes para las electrónicas remotas, vigilando que las cubiertas para las electrónicas queden orientadas de manera cuando se instale la electrónica, ésta no reciba los rayos del sol directamente.

Procedimiento Calibración

1.-De acuerdo al programa de calibración previamente establecido, se solicita a almacén el Instrumento a calibrar, así como sus manuales de calibración correspondientes.
2.-Se cotejan las características del Instrumento a calibrar contra sus hojas de especificación de ingeniería, verificando su Tag, su rango, la marca, el modelo, etc.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

3.-Conectar los cables del sensor al Instrumento a calibrar como se indica en el manual.
4.-Una vez que las conexiones estén seguras y verificadas, aplicar energía al Instrumento.
5.-Una vez energizado consulte el manual de instrucciones del Instrumento para la calibración específica.
6.-Tomar lecturas para la realización del reporte de calibración
7.-Desconectar el Instrumento, En caso de que el montaje no se vaya a realizar de inmediato, el Instrumento calibrado se devuelve al almacén y se colocará en un lugar asignado para instrumentos

Criterios de aceptación y rechazo

Si durante el proceso de calibración no se observa ninguna anomalía en el Instrumento, se dará por aceptable y calibrado. Se llenará un reporte de calibración en la que se indique el Tag, fecha de calibración, lecturas tomadas durante la calibración y firma de la persona que realizó la calibración.

Si durante el proceso de calibración se observan anomalías en el Instrumento no se considerará aceptable sino rechazado, se llenará un reporte en donde se indique la fecha de calibración así como el resultado de la calibración, devolviéndose al almacén y se colocará en el área de PRODUCTO NO CONFORME para su posterior reemplazo por el proveedor.

Montaje

El Instrumento que haya resultado aceptables en la calibración, se instalarán en los sitios en donde lo indiquen los planos de proyecto aprobados para construcción efectuándose sus conexiones eléctricas correspondientes.

Instale el Instrumento en un área donde las vibraciones y la interferencia electromagnética y frecuencias de radio sean mínimas o inexistentes

Los cables del Instrumento y el sensor deberán de tener una distancia mínima de separación de 30cm de los conductores de alta tensión

El Instrumento deberá de instalarse en un área de acceso fácil

Concluidas la calibración y montaje de los Instrumentos deberá elaborar el registro de calidad correspondiente y firmarse por parte de los involucrados, así como por el supervisor del cliente.

Los Tanques de Almacenamiento de Diesel y Gasolina de nuestra Terminal de almacenamiento y Reparto tendrán las siguientes características:

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Descripción	TAG	Año Fab	**Presión de operación kg/cm²**	**Temperaturas**	**Ubicación**
Tanque Vertical de Diesel	**TV-001**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-002**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-003**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-004**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-005**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-006**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical de Diesel	**TV-007**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Diesel
Tanque Vertical	**TV-008**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Gasolina Regular
Tanque Vertical	**TV-009**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Gasolina Regular
Tanque Vertical	**TV-010**	**No disponible**	5	35	Almacenamiento de Gasolina Regular

Tabla 4-5. Condiciones de Operación y Características de los Tanques de Almacenamiento,

4.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

El objetivo de la Terminal de Almacenamiento y Reparto,. es el suministro, almacenamiento y entrega de Líquidos combustibles Diésel y líquidos Inflamables gasolina Regular para que posteriormente puedan

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

transportarlos o entregarlos a clientes particulares, en el **Anexo 6** se pueden localizar las hojas de seguridad de las sustancias renglones antes citadas.

Las actividades y aspectos generales en la operación de una Terminal de distribución se presentan a continuación.

Operación de Tanques:

- Requerimiento especial para llenado de tanques de almacenamiento.
- Mantenimiento de tanques de almacenamiento.

Tanques de almacenamiento:

- Orden y Limpieza.
- Operaciones en Islas de llenado (Llenaderas) para autotanques.
- Medición para transferencia de custodia.
- Control de pérdidas de producto.
- Control de Calidad.
- Mantenimiento.

Operaciones de descarga

- Operaciones de Transferencias de Autotanques.
- Mantenimiento en transferencias.
- Protección catódica.
- Requerimientos Legales.

En el **Anexo 7**, se pueden observar los diagramas de flujo de todas las actividades esenciales de nuestra Terminal de Almacenamiento y Reparto de Diesel y Gasolina Regular, los cuales se detallan a continuación

Procedimientos de Entrega y Recibo.

Las actividades de la Terminal son designadas por el Jefe de la Terminal de Distribución de manera escrita generando el registro para su archivo.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Para la atención a emergencias por fallas de comunicación se determinará, de acuerdo a las instrucciones de trabajo, si se mantiene en operación o en su defecto se tiene que detener para que una vez restablecida la comunicación se pueda comenzar a operar nuevamente.

Procedimientos de Entrega.

Para la correcta entrega del producto por autotanque se llenarán los formatos que consignen el alineamiento de las válvulas al tanque receptor que corresponda. Los documentos generados se deben de mantener como respaldo por al menos 90 días.

Se llenarán formatos de Reporte de Recibo de Producto y de Alineación de Válvulas.

Preparación Reporte de Recibo de Producto por Anticipado.

La hoja habrá de ser llenada por completo. Las hojas completadas deberán mantenerse por 90 días a menos que debido a condiciones especiales se requiera retenerla más tiempo.

Preparación del Reporte de Alineación de la Válvula Previa al Momento de la Descarga – El reporte de Alineación de Válvula debe prepararse por anticipado usando los dibujos isométricos de la terminal mostrando la localización y número de la válvula.

Este reporte de Alineación debe ser una forma previamente numerada. Sin importar que tan pequeña o insignificante sea deberá prepararse y llenarse un reporte.

No se destruirán las copias invalidadas, Estas hojas deberán resguardarse como constancia de registro por lo menos 90 días a menos que por circunstancias especiales se requiera retenerlas por más tiempo.

El reporte de Alineación de Válvula debe utilizarse como herramienta y apoyar al empleado en la preparación y ejecución de todas las operaciones de cambios de válvula. Se otorga al empleado la facultad de planificar toda la operación antes de que esta suceda.

También sirve como recordatorio para completar la operación una vez que la entrega y transferencia han concluido. Esto elimina los errores en cambios incorrectos y para el control de llenado de los tanques de almacenamiento correctos y control de inventarios.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Habrá de tenerse a la mano el reporte de Alineación de Válvula cuando se realice la manipulación de las válvulas del tanque a llenar. En caso de que más de un empleado esté trabajando en la misma operación de cambio de válvulas, será necesario que cada uno firme el Reporte de Alineación de Válvula.

Las instrucciones de llenado del Reporte de Alineación de Válvula se incluyen en la parte inferior de la forma.

Tanques como suministro.

Para los ajustes en el caso de que al mismo tiempo en que se esté recibiendo combustible en un tanque y este mismo tanque se esté empleando para reparto en alguna isla de carga (llenadera), se emplearan los medidores en la isla de reparto para el balance, para hacer el ajuste en el recibo.

Ya sea para transferencia de custodia o para un aforo de reserva, deberá de realizarse un aforo de tanques manual, esto con fines de calibración.

En los formatos del Tanque de llenado para Transferencia de custodia, se deberá anotar el nivel al inicio del llenado y al término del mismo. En cada formato se identificará el número de lote de recibo de buque.

El registro del medidor se tomará al mismo tiempo que el tanque es calibrado para su llenado. La etiqueta del medidor completada deberá anexarse al Recibo de Suministro y llenado.

En terminales automatizadas deberá registrarse del medidor del área de carga (Llenadera) y/o impresión de la página de la pantalla de Hoja de Producto para calcular el respaldo del tanque.

Esto se logra al desplegar la página correcta desde la página del menú. Seleccione el producto en la pantalla e imprima la página.

Nota: El archivo suspendido debe ser despejado para que el total de litros cargados al depósito de la isla de carga se imprima.

Aforo (calibración) del Tanque: Ya sea para transferencia de custodia o aforo de respaldo, siempre debe haber un calibrador de tanque manual. El indicador de la línea manual, así como la línea el indicador lateral deberá incluirse en el libro de bitácora desde el inicio y compararse para propósitos de calibración.

Alineación para Entrega: Abrir el tanque apropiado y las válvulas del cabezal (manifold) como se describe en el Reporte de Alineación de Válvulas y documenten como se opera cada válvula (abierta o cerrada. Asegúrese que todas las otras válvulas que no son requeridas para esta operación estén cerradas.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Preparación de las Etiquetas el Tanque para Transferencia de Custodia o Etiqueta de Respaldo del Tanque.

La apertura de la línea manual de indicadores de tanque debe registrarse en los formatos de Suministro y Entrega bajo la sección llamada "Aforo inicial ", el encabezado de la etiqueta deberá ser llenado por completo.

El agua en el tanque deberá ser medida y registrada. En las tablas de tanque encontrará la referencia cantidad de barriles brutos correctos. Ingrese este número en la sección de barriles brutos. Después ingrese la temperatura obtenida mientras se calibra el tanque.

Encuentre el factor de temperatura apropiada para la densidad del muestreo del tanque y convierta a barriles netos.

El formato de Aforo de Tanque será usado para calcular las cantidades cuando;

- Cuando los medidores sean omitidos debido a producto sucio, etc.
- Cuando exista una falla en el medidor
- Cuando exista evidencia de fallas en la confiabilidad del medidor.

Cerrando el Tanque para Suministro/Entrega

Cierre del Tanque para Entrega/Recibo. Una vez que se ha terminado la entrega, se han cerrado las válvulas de cabezales y se ha realizado un aforo después de al menos dos horas, se calcula el incremento o reducción en el nivel del tanque y se suma, si es el caso, los montos de los medidores de las islas de llenado para obtener los barriles netos.

Se hace contacto con el Representante del transportista para reportar los barriles netos recibidos/bombeados, o si se usa el formato de contenido en tanque, se solicita los barriles netos para comparación.

Esto se resume en las siguientes tareas:

- Establecer contacto con el Controlador / Representante del Transportista para verificar que el suministro y entrega este completo.
- Preparar el Reporte de Alineación de la Válvula, y cerrar las válvulas de distribución del tanque.
- Permitir que el tanque se asiente como mínimo dos horas antes del revestimiento del tanque.
- Completar el formato de Suministro/Entrega. Calcular el aumento o disminución neta en el tanque y añadir a los medidores del área de carga de autotanques totales, Si aplica, el total de barriles netos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Llamar al Representante del Transportista para reportar los barriles netos recibidos/ bombeados o si se está usando como una etiqueta de respaldo de tanque solicitar los barriles netos mostrados en su etiqueta de medidor para comparar.
- Al tiempo que se cierra el tanque, se recomienda hacer dos muestras que deberán extraerse. Retener una muestra como muestra representativa del recibo y una segunda muestra se extraerá para checar la calidad recibida (ejemplo: densidad, flash point (punto de ignición), color, etc.

Otros puntos a considerar:

- Asegurarse que las tablas de tanque correctas se estén usando.
- Determinar el nivel de llenado seguro y el espacio disponible conforme la gráfica del tanque y sea adherido al formato.
- Firmar el formato.

Funciones del personal de la Terminal previo y durante las operaciones de Entrega de productos.

El operador verifica y valida la información para asegurar que el producto es recibido de forma adecuada de acuerdo con la capacidad de recepción del mismo, sus condiciones de seguridad, tiempo de la operación, entre otras cosas.

Medición para Transferencia de custodia.

Medidores.

El supervisor de operación es responsable de la correcta operación, calibración de los equipos de medición para transferencia de custodia en la Terminal y de los registros que se generen; estos registros deberán custodiarse por al menos tres años en las instalaciones de la Terminal.

Los equipos de medición empleados son verificados y las partes interesadas pueden estar presentes en la verificación de los mismos.

Se deberá llevar registro de verificación de los medidores. Todas las verificaciones y calibraciones de los probadores serán realizadas por personal calificado, y se emitirá un registro de calibración, mismo que se fijará al equipo que fue calibrado para mantenerlo disponible.

Así mismo deben cumplir con las disposiciones administrativas de carácter general de medición para el servicio de almacenamiento de combustibles.

Verificadores mecánico

Este tipo de elementos deben ser abiertos periódicamente para retirar sus piezas para inspección. Para su verificación se tomará en cuenta:

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Frecuencia de verificación de medidores.
- Factor de tolerancia en los medidores.
- Definición de cómputo de factores de medición

Frecuencia de prueba de Medidores de flujo

Para verificación de estos medidores, se evalúan parámetros como variación de la velocidad de flujo, variaciones de temperatura, variaciones de gravedad específica, el tiempo de uso del medidor, su tiempo de operación, y reparaciones; en cada prueba de verificación se aplicarán los factores de calibración determinados.

Todas las calibraciones de los medidores serán registradas por cada medidor.

Preparación de comprobantes de Entrega – Recibo (formatos)

Las cantidades para los productos entregados y recibidos, o viceversa, serán consignadas en los comprobantes (formatos) de E&R. Todas lo descrito en esta sección se realiza a fin de que la información mostrada en el formato de E&R sea correcta.

Un error en la colocación de la información en el formato o en el cálculo de las cantidades consignadas en el mismo puede resultar en pérdidas significativas para el transportista o para la terminal.

Es total responsabilidad de la persona que llena la información del formato el que la información mostrada es correcta y que NO HAY ERRORES DE CÁLCULO.

Elaboración del formato

A continuación, se encuentran las instrucciones para elaborar el formato. Bajo "Compañía" se anotará el nombre del transportista que hace llegar el material y "en" el nombre del sitio de la estación de medición. La "fecha" debe anotarse el día que se recibió la carga o que se completó la entrega. "De" o "Desde.

Designan la compañía de quien se recibió el producto o a quien se le entregará el producto.

El producto se puede recibir de o entregar a una compañía por cuenta de otra lo cual es frecuente en los intercambios entre compañías.

Si este es el caso, el nombre de la compañía a cuya cuenta el producto es recibido o entregado deberá ser escrito bajo el "a cuenta de".

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Bajo "No. Tanque" ("Tank No.") se registrar el número del tanque del cual el producto es recibido o al cual se entregará. Esto no siempre es sabido por el transportista en ese caso, se dejará el espacio en blanco. Bajo la designación del producto y número de carga, estos se obtendrán del Controlador de Tren o representante del transportista.

(Los indicadores de respaldo deberán ser guardados para comparaciones o revertirlos en caso de fallas en el medidor.)

La presión de vapor se determina mediante pruebas de laboratorio. Para medir la presión baja en los líquidos (los líquidos tienen una presión absoluta de vapor más baja que la presión atmosférica) así sucede con el petróleo crudo, aceite combustible, etc., no se necesita considerar la presión de vapor del líquido.

La "Línea de temperatura promedio" debe mostrarse en el grado más cercano a grados Centígrados

15.5°C se mostrarán como el siguiente grado más alto. El "Factor de Corrección de Temperatura" se toma de las tablas. La Tablas debe mantenerse en cada sitio como parte permanente de los archivos para cálculo de medida volúmenes netos.

La presión promedio de las líneas es el promedio de presión en el cuerpo del medidor cuando el producto ha sido medido. El promedio de presión diferencial para productos normales es la diferencia entre la presión de este indicador y la presión en la cual el factor métrico ha sido calculado. Si al determinar el factor del medidor, los volúmenes fueron corregidos a la presión atmosférica, la línea de presión y la presión diferencial deberán ser la misma.

Este será el caso cuando los medidores son probados en un verificador. Si, al determinar el factor del medidor, el volumen medido no ha sido corregido a la presión atmosférica, la presión diferencial será la diferencia entre la presión de prueba y la presión de entrega. Este será el caso cuando los medidores son probados en un verificador abierto.

Los factores de temperatura, presión, de entrega y su combinación corregidos se anotarán en cuatro decimales; Los barriles observados se harán en un decimal y los barriles corregidos lo más cercano a un barril completo (1/2 barriles al siguiente más alto).

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Medición de Temperatura

Para calcular los volúmenes líquidos de petróleo y productos de petróleo, se debe aplicar un factor de corrección de temperatura.

Termómetros

Todos los termómetros utilizados para medir los productos derivados de petróleo serán revisados inicialmente y a partir de ahí en intervalos que no excederán los tres meses. Las revisiones se harán sumergiendo el termómetro en un baño con un termómetro "certificado" por un periodo de 30 minutos y observando las mediciones de ambos termómetros.

Se deben realizar tres chequeos; a la mitad, al mínimo y máximo del rango apropiado de temperatura de campo para el cual el termómetro será utilizado. La precisión deberá ser ± 0.5°F.

Los termómetros instalados permanentemente serán revisados al sumergir el termómetro que ya se conoce su precisión al medio y cerca del termómetro a revisar.

En este caso, el termómetro deberá ser revisado solamente a una temperatura, pero nuevamente revisado en caso de que la temperatura normal operativa cambie por 16 °C (60.8°F) de la temperatura en la cual fue revisado el termómetro.

Cualquier termómetro que no cumpla los requerimientos deberá ser descartado o ajustado para cumplir las especificaciones.

Todos los termómetros revisados serán registrados en la forma proporcionada para esto.

Compresibilidad del Producto

El volumen del petróleo y los productos del petróleo que se mantienen bajo presión varían conforme la presión aplicada. Entonces, es necesario cuando se miden estos productos tomar en cuenta la variación en volumen causada por los efectos de la presión.

La compresión del líquido varía con la temperatura, la densidad y la presión aplicada. Los factores de compresión se muestran en el apartado de Estándares de Compresión del capítulo Estándares de Medición de API. Una copia de estos estándares deberá tenerse en la oficina de cada terminal.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Indicadores de Presión (manómetros) – Los indicadores de presión deberán revisarse con un probador o contra un indicador del cual se conozca su precisión cuando menos cada 90 días. Los indicadores defectuosos o imprecisos deberán ser reparados o reemplazados.

Factor de Compresión - Sistema de verificación cerrado - Cuando los medidores se prueban con un sistema cerrado como el que se tiene en los verificadores, el factor de compresión líquida se aplica tanto para cantidades de metraje como para medidas de tamaño.

Al calcular la cantidad medida, se debe considerar la diferencia entre el medidor de presión de caja mientras se verifica y durante la entrega. Si, por ejemplo, medidor de presión de caja durante la verificación fue de 15 psig y el promedio de presión durante la entrega fue de 55 psig, El factor de compresión tendría una base de 55- 15 = 40 psig.

Factor de Compresibilidad - Sistema de Verificación Abierto - Cuando los medidores se prueban en un sistema abierto, como el que se tiene en el tanque de verificación abierto, el factor de compresión del líquido factor no se toma en cuenta en el verificador, pero aun así se usa en el medidor.

Cálculo del formato de aforo de Tanques

Los métodos de aforo de tanques pueden ser basados en la medición física de la columna de líquido dentro del tanque, o por el contrario con la medición de la luz o el claro entre la superficie del líquido y una marca de referencia en la parte superior del propio tanque (método de merma).

Métodos de Aforo

Existen dos métodos reconocidos para evaluar productos de petróleo en tanques estacionarios, denominados el método innage y outage o método de merma de llenado suficiente.

Método Innage - Este método determina el contenido del tanque en pies, pulgadas y fracciones de pulgadas al tomar la medida del fondo del tanque o plano de referencia a la superficie del líquido. Es decir, es una medición directa de la columna de líquido en el tanque.

Método de Outage – Este método determina el contenido del tanque en pies, pulgadas y fracciones de pulgadas al medir la distancia de la superficie del líquido a una referencia rígida, como el tope del tanque.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Es decir, es una medición indirecta de la columna del líquido en el tanque. Este punto de referencia debe ser definitivo y fijo todo el tiempo. La deducción de esta medida de la profundidad de referencia dará la medida innage para el contenido del tanque.

Corte de agua

Para determinar el agua dentro del tanque en la parte inferior se hace uso del método que emplea pasta indicadora de agua o el del muestreador de columna de líquido.

Mantenimiento (tuberías) Medidores.

El mantenimiento a los medidores de flujo es muy importante en la precisión de la medición de los productos. El supervisor de operación es responsable de la calibración y el mantenimiento a los equipos de medición. Se deben tener elementos de repuesto a la mano todo el tiempo.

Se debe mantener una lista de partes de repuesto para reparaciones inmediatas. Para el caso de medidores se realizarán las actividades de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

En el mantenimiento a los medidores se tendrán en cuenta los siguientes factores:

Frecuencia de mantenimiento: Cada vez que el factor cambie 0.0015 desde la última verificación cuando menos con un cambio de temperatura de 5 grados o cambio en la densidad de 5 grados o variación de 10 por ciento en la frecuencia de flujo, el medidor deberá ser retirado e inspeccionado.

Drenado: Todos los medidores tienen líneas de drenado en el fondo. Los medidores deberán ser drenados tan frecuente como sea necesario o cuando menos cada seis meses para eliminar cualquier sedimento o agua que hayan recolectado.

Lubricación: La mayoría de los medidores se auto lubrica, sin embargo, todos los accesorios que requieren lubricación deberán ser aceitados mensualmente o más seguido si requieren para asegurar la adecuada lubricación. Se usará aceite ligero no más pesado de 10W o lo que recomiende el fabricante.

Identificación: Revise que existe la adecuada numeración y/o código de color para asegurarse de su correcta identificación.

Válvulas.

Además de los medidores se tendrán mantenimientos y aspectos a revisar específicos para la

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Válvulas, tales como:

- Numeración / Identificación de Válvula.
- Cada vez que se opera la válvula o cuando se requiere mantenimiento, las marcas, etiquetas y otras formas de identificación deben revisarse para asegurarse que son claras y legibles. Si no es así, deben rehacerse o restituirse según sea necesario.

Válvula macho lubricada

Antes de usar la compuerta lubricada de la válvula, gire el conector unos grados para asegurarse que la válvula está en condiciones operativas.

Cuando se opera la válvula, el macho debe estar fijo todo el tiempo para asegurar el adecuado servicio de la válvula.

Si el macho gira muy fácil, apriete los pernos ligeramente hasta que se asegure la adecuada operación.

Si la válvula se atora, no afloje los pernos, use lubricante para que asiente, Las válvulas que no se operan regularmente como el bloque principal de línea de válvulas, deberán ser giradas y lubricadas cuando menos cada seis meses o según se necesite. No sobre lubrique.

Las válvulas machos lubricadas deberán tener una delgada capa de lubricante en la clavija para afectar el sello.

Algunas veces cuando una válvula opera atascándose, un ajuste menor con un desarmador en el empaque de los pernos puede aliviar la situación. De no ser así, operar varias veces la válvula puede hacerlo.

Algunas válvulas no lubricables tienen un conector en que se acopla al eje el cual se puede sacar y la válvula es operada por un vástago bajo de la válvula en caso de emergencia.

Nunca sobre esfuerce una válvula, se puede ejercer suficiente presión en un vástago de la válvula con engranaje helicoidal para trasroscar las cuerdas que mueven al acoplador.

Además del cambio de juntas y empaquetaduras tipo 0-rings y los conectores, si se desgastaron para los sellos. No requiere más mantenimiento.

Un remplazo rápido de los conectores puede lograrse abriendo la válvula del fondo y retirando los conectores y colocando nuevos sin retirar la válvula de la tubería. Esto solo se logra cuando se aísla la válvula y la presión ha sido desahogada de la cavidad de la válvula.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Cuando se retira una válvula fuera de servicio para repararla, la válvula debe limpiarse meticulosamente y todas las partes dañadas reemplazadas o reparadas.

Válvula de Bloqueo y purga no lubricada.

En climas fríos, antes de que el clima helado se asiente, cualquier captación de agua debajo del enchufe de la válvula o encendido deberá ser drenado desde el plato de acceso para drenar los platos de las clavijas.

La válvula de doble bloqueo sin lubricar y la válvula de purga, como con todas las válvulas no debe forzarse a cerrar más allá del punto donde se asienta la válvula.

Si en algún momento el material purgado indicara una fuga aguas arriba, la cual no puede detenerse con fuerza normal usando el maneral, esto puede detener utilizando una de las siguientes formas:

Opere la válvula en un ciclo de abrir y cerrar mientras el fluido circula para tratar de desahogar el cuerpo de la válvula. Si el cuerpo se purgó por la fuga de la válvula deberá revisarse el segmento para observar si aún hay presencia de sedimento.

Para inspeccionar los segmentos de sedimento, la línea debe drenarse. Después se coloca la válvula en una posición abierta. (Revise el cuerpo drenado por presión cero), Entonces retire la placa de acceso del fondo.

Los segmentos de asiento se pueden retirar para hacerlos inspeccionarlos y cambiarlos si es necesario. Lo mejor es cambiar el empaque o anillo del plato de la base cada vez que se retira el plato.

Si el acoplamiento de los vástagos fallara, se puede revisar de la siguiente forma:

- Cierre la válvula y revise el cuerpo purgado por si se requiere apagar el distribuidor, deje el cuerpo abierto. SI la válvula está apretada, entonces el empaque se puede cambiar bajo la línea de presión. SI el cuerpo purgado muestra que la válvula no está manteniendo la distribución, entonces la línea deberá purgarse hacia abajo antes de proceder al cambio de empaque,
- Retire el operador como se detalla abajo.
- Retire el empaque y reemplace los anillos.
- Retire los anillos de empaque y reemplácelos con cuidado.
- Reemplace la porta estopas o empaquetadura.
- Reemplace el operador como se describe a continuación:

Para Cambiar las Cabezas del Operador:

- Cierre el sello doble tan apretado como sea posible.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Desatornille el pivote de acoplamiento (hacia la quía del pivote maestro).
- Remueva las monturas de la carcasa de los pernos de montura y levante para apagar el operador.
- Remplace el operador en el orden reverso (inserte el perno de acoplamiento del mismo lado que la guía del perno maestro.)
- Después de insertar el perno de acoplamiento, Presione ligeramente el conector a encendido en dirección opuesta al centro.
- El mantenimiento a los Sistemas de recuperación de vapores también es responsabilidad del supervisor de operaciones, así como los cedazos (pichanchas), termómetros, Medidores de presión y Densitómetros.

Orden y limpieza.

El orden y limpieza en las instalaciones es primordial, por lo que la limpieza de matorrales, el manejo de los residuos, y las acciones de pintura para mantenimiento de la terminal serán elementos a revisar diariamente.

La limpieza y el orden estará particularmente enfocada a áreas y aspectos como en las que se ubican medidores, válvulas y pichanchas (cedazos), pisos de grava, la pintura de las tuberías de acuerdo al código de colores establecido, control de la maleza a través de la poda.

Operaciones en Tanques Recibo

Se prepara el formato de Alineación de Válvulas al tanque receptor que corresponda, se verifican los medidores en las islas de llenado, se aforan los tanques para la transferencia de custodia, se alinea el tanque para la entrega, se preparan los tickets de Entrega-Recibo.

En el recibo de producto y por medio de los medidores, se compara la medición del lote recibido contra el aforo del tanque en cada operación de la terminal.

OPERACIONES DE TRANSFERENCIA Y OPERACIONES ESPECIALES

Transferencia entre tanques

Todas las transferencias entre tanques requieren su aforo y en algunos casos requieren el registro de los medidores de las islas de llenado, para ajustar cada transferencia. El aforo de tanques no se realizará mientras se cargan autotanques.

El proceso de transferencia entre tanques involucra como ya se dijo el aforo de tanques, alineamiento para entrega, preparación de los comprobantes (formatos) para la apertura y cierre.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Operación de transferencia efectiva

Una vez que los pasos citados líneas arriba se han llevado a cabo se puede iniciar con la transferencia. Se estima el tiempo de transferencia entre tanques con base en la velocidad de flujo. Se reconfirma la cantidad a transferir y se calcula el tiempo aproximado para su transferencia.

Una vez completa la transferencia se cierran las válvulas consignadas en la hoja de alineación de

Válvulas, se aforan los tanques y se consigna esto también en los formatos de los Tanques.

DEFINICIÓN DE NIVELES DE TANQUES

Altos niveles

Aquel punto en el cual el nivel de líquido dentro del tanque activa una alarma para el personal de la terminal, en el que se ha alcanzado el "nivel de llenado seguro".

Nivel máximo de Llenado seguro

El exceder el nivel máximo de llenado seguro causara un derrame o sobre flujo del tanque, mismo que debe ser evitado a toda costa.

Tanques de techo fijo

El nivel máximo de llenado seguro es un mínimo de 60 cm (2 pies) por debajo del último anillo de soldadura interna del tanque.

Límites De Bajo Nivel

Tanques de techo fijo es 3 pulgadas por encima de la posición de la línea de succión este nivel bajo se establecerá para prevenir interrupciones en la succión a la línea de la bomba para su paro.

Tanques con nivel de alarma automática

Están conformados por un interruptor de nivel el cual se activa cuanto se ha alcanzado el nivel máximo en cada tanque.

Este interruptor envía señal al panel indicador en la terminal y además activa una señal audible y visible al exterior del cuarto del control, lo cual alerta a los operadores de tal situación.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Los sensores de nivel automático se deben de probar al menos una vez por mes.

Purga de agua

Se debe realizar el drenado de agua de los tanques. El agua deberá ser captada y enviada a través del drenaje aceitoso a la fosa separadora de aceites API para su posterior tratamiento en un sistema de agua residual. El agua producto de las purgas no deberá verterse en el suelo.

REQUERIMIENTOS DE VELOCIDAD DE FLUJO PARA LLENADO DE TANQUES

Existen procedimientos de seguridad sobre la prevención de cargas de electricidad estática entre los productos refinados y la estructura de acero del piso del tanque y sus proximidades. Además, hay cuestiones relacionadas con el llenado del tanque atmosférico de techo fijo.

Se cuenta con tubería que tienen difusores para evitar las turbulencias internas durante el proceso de llenado.

Definición de Tanque vacío

Un tanque vacío se define como: Un tanque de techo fijo con espacio de vapor entre el techo y la superficie de producto.

Definición de tanque seco

Es un tanque sin líquido aparente en la cinta de calibración como se midió en el punto de aforo, o cualquier tanque que ha sido confirmado visualmente como libre de todo líquido.

En el llenado se tiene especial tratamiento a los productos de baja presión de vapor dado su alta potencialidad de acumulación de carga eléctrica estática, considerándose en el peor caso no exceder de 3.28 ft/s de velocidad de llenado, de acuerdo a lo que establece la práctica recomendada en API RP 2003 o equivalente.

Para los productos de media y alta presión de vapor no se considerarán restricciones en la velocidad de llenado para estos productos.

Asuntos adicionales sobre el llenado de tanques

La máxima velocidad de flujo de entrega a tanques estará limitada a 22.96 ft/s (7 m/s) o la que establezca el fabricante del tanque para la línea/boquilla de llenado, cualquiera que sea menor.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Difusores

El empleo de difusores en la línea de admisión al tanque disminuye la turbulencia en la superficie del producto lo que minimiza el potencial de carga eléctrica estática.

Mantenimiento a Tanques

Todas las revisiones de mantenimiento se registrarán en los formatos adecuados consignando fecha, firma del inspector, resultados y acciones correctivas derivadas de la misma.

En general se deberán revisar entre otros Indicadores de nivel, válvula presión-vacío, arrastra flama válvulas de alivio en líneas de tanque, inspección y/o reparación de varillas de tierra, mantenimiento a bombas de proceso y a bombas portátiles, y a los motores de las mismas en el caso que aplique.

De igual forma se debe proveer mantenimiento a las válvulas de conformidad con el presente documento.

Además, se deberá dar mantenimiento a las válvulas de drene de fondo, a los sobre flujos, las superficies ásperas que pudieran provocar cortes, a las escotillas y sus sellos, y las tapas de los registros hombres.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO SOBRE TIERRA

Los tanques se usarán para contener líquido para fines de almacenamiento de manera segura y reducir la pérdida por evaporación de gases mientras el líquido es almacenado.

Descripción General

Los tanques son formados por un cilindro de acero vertical, con carcasa de acero y fondo de acero que tiene una ligera pendiente ya sea del extremo exterior hacia el centro o del centro hacia el exterior.

Los drenajes se localizan en el fondo del tanque conforme a la dirección de la pendiente. Los tanques son de techo fijo de cono soldado a la carcasa del tanque. El cimiento del tanque consiste en una cama de tierra y arena, una loza de concreto sobre pilares.

Se tiene un anillo de asfalto alrededor de la base del tanque para prevenir la erosión y daño a los cimientos por agua de lluvia.

Los tanques están diseñados para satisfacer los requerimientos API 650 o UL dependiendo del diámetro. Para identificación se coloca una placa con las especificaciones cerca de las entradas- hombre.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Tanques de Techo Fijo (Membrana interna flotante)

El mantenimiento a los tanques se debe realizar periódicamente, esto con la finalidad de mantenerlos en buen estado y evitar accidentes. Para llevar a cabo este mantenimiento es necesario primero efectuar una revisión interna del tanque, para así obtener un conocimiento acerca de los riesgos que se tienen y cómo evitarlos aplicando las soluciones que sean necesarias.

Antes de iniciar la inspección, se debe consultar la información estadística particular del tanque, la cual servirá como guía en la revisión para conocer las zonas que han sufrido daños, las que se mantienen en observación y cuáles han sido reparadas.

Actividades de Vaciado:

- Vaciar completamente el tanque evitando derramar producto al piso, enviándolo hacia tanques de igual servicio, de recuperado, autotanques o hacia los separadores.
- El personal que abra las válvulas de purga debe usar equipo de protección personal, según sea la exposición al riesgo.

COLOCACIÓN DE JUNTAS CIEGAS

Después que se da por terminado el vaciado, se continúa con la colocación de Juntas Ciegas (sirven para aislar o cerrar las salidas de la tubería del tanque en mantenimiento), que consiste en lo siguiente:

Una vez que se da por terminado el vaciado, se procede a la colocación de Juntas Ciegas, las cuales deben quedar instaladas junto a la envolvente del tanque.

Las válvulas de presión y vacío deben ser desmontadas y en el caso de dejarlas en el techo, deben ser sujetadas a algún punto fijo teniendo cuidado de no dañarlas.

En este trabajo y en el mencionado anteriormente, el personal debe usar el equipo de protección apropiado y evitar producir chispas.

MEDIDAS DE SEGURIDAD

Al llevar a cabo el proceso de vaporización se debe tomar en cuenta algunas medidas de seguridad y no se debe iniciar la vaporización de tanques en los siguientes casos:

- Cuando se pronostique o existan lluvias y tormentas eléctricas.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Cuando el personal técnico y manual involucrado no esté informado que se va a iniciar la vaporización.
- Si durante la vaporización se presentan lluvias o tormentas eléctricas, ésta no debe suspenderse.
- Cualquier equipo o tubería que se instalen cerca del tanque y que puedan generar electricidad estática, deben ser conectados a tierra.

DESARROLLO

Después que se han tomado en cuenta las medidas de seguridad, se continúa con lo siguiente. Antes de introducir vapor, realizar las siguientes actividades:

- Verificar que el tanque quedó debidamente aislado con juntas ciegas y que éstas fueron instaladas junto a la envolvente.
- Verificar que las válvulas de presión y vacío fueron desmontadas.
- La conexión de entrada de vapor al tanque debe quedar situada lo más cerca posible del fondo.
- Las mangueras, conexiones o tubería utilizadas para vaporizar, deben ser las adecuadas, además de estar en buenas condiciones.
- Durante el vaporizado se debe tener un buen control del mismo para evitar daños al tanque.

PRUEBAS

Después de lo anterior, se deben realizar las pruebas necesarias al tanque para saber si quedó en óptimas condiciones, y así tomar una decisión acerca de cuándo ponerlo en servicio de nueva cuenta. Estas pruebas son:

- Una vez que el tanque se encuentre frío, se deben realizar pruebas de explosividad, toxicidad y determinación de productos agresivos. Éstas deben ser del tipo y en cantidad necesaria de acuerdo al fluido que el tanque haya almacenado.
- Las pruebas deben hacerse principalmente en las horas en que exista mayor temperatura ambiental.
- Si el resultado de la prueba o pruebas es positivo, volver a vaporizar.
- Si el resultado de las pruebas efectuadas es negativo, se dará por concluido el vaporizado.
- Se consideran resultados negativos 0% de explosividad y concentración de contaminantes dentro de los rangos permisibles.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- De existir sedimentos y cascarilla depositados en el fondo, debe verificarse que no desprendan gases inflamables al ser removidos, ya que de ser así deben ser lavados con agua y jabón.

RESPONSABILIDADES.

El personal de operación tendrá bajo su responsabilidad lo siguiente:

- Efectuar el vaciado y vaporizado de los tanques.
- Entregar los tanques debidamente vaporizados, exentos de explosividad y dentro de los límites permisibles de toxicidad.
- El personal técnico de seguridad será el responsable de proporcionar el equipo de seguridad requerido y en buenas condiciones para realizar las actividades que requieren el vaciado y vaporizado.
- El personal de mantenimiento debe realizar todos los trabajos necesarios para efectuar el vaporizado, acatando las medidas de seguridad estipuladas.

Para Inspección Interna únicamente verificar los siguientes puntos:

- Que las líneas de entrada-salida de producto se encuentren aisladas.
- Que el tanque se encuentre vacío, desenergizados y abierto.
- Libre de sedimentos en el fondo.
- Que exista una ventilación y atmósfera apropiada.
- Que haya sido vaporizado.
- Pruebas de explosividad y toxicidad.
- Limpieza interior adecuada al tipo de inspección a realizar.
- Tener en el interior una visibilidad eficiente.
- Contar con instalación eléctrica adecuada en el interior (contactos, reflectores y lámparas a prueba de explosión).

Para Inspección Externa verificar principalmente los siguientes puntos:

- Anillo de cimentación (signos de asentamiento, grietas)
- Fondo y cimentación (fugas)
- Envolvente (corrosión, fugas, deformaciones, soldaduras, boquillas)

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Cúpula (corrosión, perforaciones, picaduras, fugas de vapores, deformaciones, soldaduras, boquillas, sellos perimetrales en techos flotantes)
- Accesorios operativos (fugas en válvulas y tuberías)
- Dispositivos de seguridad (estado físico de cámara de espuma, fugas en el sistema de espuma y de contraincendio, anillos de enfriamiento)
- Válvulas de presión vacío (estado físico)
- Recubrimiento anticorrosivo envolvente y cúpula
- Accesorios operativos (Membrana flotante interna, tuberías de proceso, instrumentación)
- Sistema de protección catódica.

La revisión periódica de estos equipos es necesaria para determinar sus condiciones físicas externas e internas, grado de deterioro y causas que originaron el mismo, ya que con el conocimiento de ellas se determinarán las acciones adecuadas para reducir la posibilidad de falla, prevenir daños posteriores y mantener condiciones seguras de operación.

Orden y limpieza en Tanques Atmosféricos Verticales de Almacenamiento.

El orden y limpieza en las instalaciones es primordial, por lo que la limpieza de óxido en la superficie de los tanques, la pintura en sus accesorios y el retiro del polvo en las instalaciones se verificará diariamente.

La limpieza y el orden estarán particularmente enfocado a las áreas y aspectos como la parte inferior de los tanques (base), el escurrimiento que se da en las escotillas para muestreo y aforo de tanques, la poda continua de los diques de contención o en su defecto el empleo de herbicidas para el control de la maleza. Se debe asegurar la limpieza en el drenaje de los diques.

(1) Accesos viales dentro de las terminales

Se deben reparar todos los baches en los accesos y mantener la grava dentro de los mismos.

(2) Barda perimetral

Las acciones de poda o de empleo de herbicidas también se extenderán al mantenimiento para el buen aspecto de la barda perimetral.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

OPERACIÓN CONVENCIONAL DE ISLAS DE LLENADO (AUTOTANQUES)

Seguridad. Los conductores y el equipo de la terminal deben estar debidamente capacitados en aspectos de seguridad y sobre todo en el uso de las propias instalaciones, a fin de evitar el uso inapropiado de estas. Debe prevalecer el orden y la operación adecuada del equipo.

Para una operación segura se debe instruir a los operadores de autotanques en sus responsabilidades, enseñándoles cómo usar la isla y proporcionándoles la reglamentación de manera escrita como una guía para ellos.

Dado que la colaboración del operador de autotanques es importante este debe recibir una inducción adecuada y si es el caso entregársele un gafete de identificación o tarjeta electrónica para el registro de sus actividades.

Un operador de autotanque nuevo deberá llenar el autotanque bajo la supervisión de un operador totalmente calificado de la compañía transportista y bajo la supervisión de un miembro calificado de la terminal.

Procedimientos de Carga

Las tareas que se realizan durante la carga de autotanques entre otras, brindar seguridad en la operación, asegurar la máxima eficiencia, reducir los errores de facturación, reducir errores, eliminar derrames, controlar la calidad del producto, controlar la cantidad del producto por lo que cada terminal deberá publicar el procedimiento de carga en el área islas de llenado.

En la terminal habrá operaciones especiales tales como devolución de producto, retención de producto en camiones, derrames y sobrecargas, errores involuntarios en la carga, revisión de la calidad del producto, o bien fallas en el medidor; todas estas eventualidades serán resueltas de conformidad con lo establecido en el procedimiento de carga de la terminal.

Medidas de seguridad. Puesta a tierra y requisitos de velocidad

Entre los requerimientos de seguridad se dará especial atención a la velocidad de carga la cual no deberá exceder una relación VD de 0.5 o una velocidad de flujo dentro de la tubería de 22.96 ft/s (7.0 m/s), de acuerdo a lo que establece la práctica recomendada en API RP 2003 o equivalente.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Además, se debe realizar el apropiado aterrizado de los vehículos a fin de liberar cualquier carga estática acumulada en su traslado por carretera, a fin de evitar la generación de una chispa. Otras medidas de seguridad se llevan a cabo para minimizar este riesgo.

Tipos de Carga

Carga sin asistencia

Se pueden realizar cargas de los autotanques sin supervisión una vez que se ha establecido un acuerdo con la empresa transportista y se firmado una póliza de seguro.

De esta forma los operadores aprobados se les entregan una tarjeta electrónica con la que tienen la posibilidad de despacharse ellos mismos.

Carga con asistencia

Por el contrario, la carga de forma asistida se lleva a cabo con supervisión de personal de la terminal. El procedimiento de carga de autotanques en la terminal debe incluir instrucciones específicas para los operadores, programas de carga de la terminal, identificación de las instalaciones (códigos de equipos y códigos de colores en tuberías), control de calidad y cantidad del producto, procedimiento específico de llenado, procedimiento después del llenado, registro de medidores, remoción del autotanque del área de llenado y salida de la terminal.

Procedimiento de Carga en la Terminal

Todos los procedimientos de carga en la terminal se publican a fin de que sean accesibles al personal involucrado y además deberán delinearse a nivel de Instrucciones de trabajo donde se consideren aspectos como cuándo hay disponibilidad de llenado, como acceder a las instalaciones, la identificación de las instalaciones para ayuda de los operadores, equipo y material disponible y los procedimientos necesarios para asegurar el control en la cantidad y la calidad del producto entregado.

Los procedimientos paso a paso se elaborarán considerando las etapas previas, durante y después del llenado.

En tales procedimientos se establecerán las precauciones de seguridad además de las actividades a realizar en el caso de una emergencia. Además, se establecerán las condiciones generales, la responsabilidad de las partes involucradas (transportista y almacenador).

Se hará especial énfasis en la responsabilidad en cuanto al daño en las instalaciones, perdida de producto, robo de producto y otras características.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Plan de Carga en la Terminal. A fin de definir privilegios de Acceso a la Terminal, y proporcionando un Control de Expedición de Llaves y Tarjetas para quienes tengan o soliciten una acreditación para cargar sin supervisión, se establecerá un procedimiento particular para el acceso de conductores acreditados.

Identificación de las instalaciones. Todas las válvulas, medidores y líneas de carga se definirán por los códigos de letras y colores de acuerdo al producto.

Control de cantidad y calidad de producto.

Calidad: Se debe considerar la calidad del producto cada día por la muestra diaria de la terminal.

Cantidad: El registro de la medición deberá realizarse antes y después del llenado, toda eventualidad quedará consignada en tales registros y en el caso que aplique las acciones correctivas que derivaron de la eventualidad.

Procedimientos de llenado.

A continuación, un procedimiento típico de llenado de autotanques:

- Entrada a la terminal
- En las horas que no está atendida la terminal deberá cerrarse el portón después de acceder a la terminal.
- Proceda a lo largo de los autotanques de la terminal y pare por completo en la línea amarilla o en la señal de ALTO.
- Permanezca en la línea amarilla hasta que el área de carga esté libre.
- Coloque el autotanque en el área de llenaderas
- Mientras está detenido en la línea amarilla o la señal de ALTO, antes de que el autotanque entre al área de llenado, apague las luces del camión y todos los instrumentos eléctricos como calefacción, limpiadores y/o radio. Solamente debe operar el motor del autotanque al entrar en el área de llenado. Ningún tipo de radio deberá estar encendido durante el llenado. Las antenas no deben tocar el emparrillado de carga.
- Conduzca debajo del área de llenado. Deténgase en la posición que de mejor acceso a las instalaciones. Conducir de reversa en la isla de llenado queda estrictamente prohibido.

Procedimiento general de Carga en la Terminal cuando el sistema automático este fuera de operación.

- Inserte la tarjeta del conductor o tarjeta de transportista en el lector si lo solicita.
- Si se le solicita registre su hora de llegada.
- Si la carga debe ir sellada solicite los sellos de cantidad apropiados y registre los números.
- Válvulas cerradas – El conductor deberá abrir las válvulas correspondientes, si fuese necesario, para permitir el flujo del producto al transporte.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Programación del Equipo para Cargar

- Inserte la Factura de embarque los medidores adecuados y registre la apertura de los sellos de los medidores si es requerido.
- Ingrese las lecturas de apertura de los medidores y si se le solicita coteje las lecturas de apertura de los medidores con el último registro de medidor publicado en el registro de Calidad. Si estos números no concuerdan, no cargue hasta que se obtenga la aprobación del representante de la terminal.
- Después de ingresar al programa, inserte su tarjeta en el lector adecuado de la isla donde se disponga a cargar.

Isla de llenado (llenado por el fondo)

- Coloque las llaves de encendido del autotanque en el lugar correspondiente en la isla de llenado.
- Conecte el brazo recuperador de vapor al tráiler donde es necesario.
- Conecte el cable de protección de sobrellenado y el de tierra segura.
- Conecte el brazo de carga de la conexión inferior al cople del autotanque. Si ocurriera algún derrame o escurrimiento durante el llenado, debe suspenderse la carga hasta que el escurrimiento sea corregido.
- No se puede permitir ningún derrame en el área de circulación cuando el cople está desconectado.

Cerrando las Operaciones de llenado

- Línea de carga y boquillas
- Cierre la válvula en el brazo de carga. Asegúrese de no acercar la válvula contra los elementos de la isla de llenado.
- Retire la boquilla de carga y colóquela en el soporte de la boquilla.
- Mueva el brazo de carga nuevamente al dispositivo de drenado.
- Retire la línea de recuperación de vapor.
- Retire los cables de protección de sobrellenado y de tierra segura.
- Verifique visualmente la calidad del producto por el color adecuado y su pureza.
- Revise el nivel del producto para determinar si el producto está razonablemente cerca de los marcadores en el compartimento.
- Si se requiere selle la caja de válvulas del autotanque.

Procedimientos después de la carga

- Asegúrese de que las válvulas de los medidores están cerradas.
- Registro de Medidor
- Cierre el medidor y séllelo en la Factura de embarque o reinicie el registro visible de galones a cero.
- Presione el botón de inicio - paro para cerciorarse que la palanca de inicio - paro esté totalmente levantada y el interruptor de la bomba está apagado.
- Vaya a la Oficina del Área de Carga
- Complete la Carta de Porte

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Donde sea solicitado retire la tarjeta del conductor del lector de tarjetas. Las tarjetas olvidadas en la terminal se retendrán una semana como castigo la primera vez que esto suceda. Si se manejan descuidadamente de manera continua, los privilegios de carga serán suspendidos o terminados.
- Revise los galones netos en cada medidor y el total neto de galones por cada producto ingresado automáticamente en la Carta de Porte.
- Asegúrese de escribir la hora de salida en la Factura de embarque si esta no se ingresó de manera automática.
- Firme la Factura de embarque como cargador y conductor Centro de Control de Motor.

En los procedimientos específicos de cada terminal se definirán aspectos como:

Remoción de camiones de Islas de carga. A fin de realizar estas operaciones de manera segura garantizando la integridad de las instalaciones y del personal en turno.

Salida de la terminal. Cumpliendo los requisitos del sistema de aseguramiento de calidad además de los requerimientos legales en la materia de transporte.

Además, se considerarán aspectos como eventualidades en la carga, escurrimientos y/o perdida de producto, procedimientos de prevención y atención a conatos de fuego o explosiones, y especialmente a las instrucciones de seguridad y particularmente haciendo énfasis en evitar los cambios de carga y en el límite de velocidad de los camiones en el interior de las instalaciones, siendo este de 10 Km/h.

Pérdida de equipo. Toda perdida o daño en el equipo será adjudicada a la compañía transportista y esto será consignado en el reglamento de la Terminal.

Requerimiento de Seguro. El transportista (fletero) deberá entregar las formas del Seguro que una vez llenas serán entregadas al Supervisor de Sitio (o quienquiera que sea responsable de mantener la cobertura del seguro actualizada de todos los fleteros) antes de que al fletero se le permita cargar.

Privilegios de Acceso a la Terminal. Los privilegios de acceso a la terminal se concederán solamente a los fleteros que han acatado todos los requisitos del plan de acceso a la terminal. La calificación de un individuo para auto cargar será determinada por el Supervisor de Sitio.

Este instrumento será utilizado por el Supervisor local para mantener el control de los procedimientos de carga en la Isla.

Control de Emisión de Llaves y/o Tarjetas. El Supervisor de la terminal deberá mantener un control estricto de las llaves y/o tarjetas emitidas a los choferes. La falta de control invita al robo de producto. La alta

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

rotación de choferes es común para algunos fleteros, por lo tanto, para evitar que choferes no calificados utilicen las tarjetas el supervisor deberá mantener el control en el sitio.

Centro de Control de Motor. Los arrancadores eléctricos de las bombas y otras unidades de bombas auxiliares normalmente se encuentran en el centro de control de motores.

Este es el punto central donde la energía eléctrica se distribuye a través de diversos instrumentos a lo largo de las instalaciones de la terminal y es el punto de control para inicio o paro, desconectar el equipo de la electricidad.

En la lista a continuación se nombran los instrumentos más comunes que se encuentran en el centro de control de motores:

- Interruptor Central para Desconectar Todo (Interruptor General)
- Las pastillas de los circuitos que protegen a cada motor del circuito (*)
- Interruptores de Sobrecarga los cuales son reiniciables (Son 2 o 3 en cada circuito de motores) (*)
- Los interruptores de luz, usualmente se encuentran aquí.

Aviso y documentación de robo de producto

En años recientes, el robo de producto de las islas de carga ha aumentado. Este procedimiento de carga de la terminal, donde las llaves y/o tarjetas no detendrán los intentos de superar al sistema. El descubrimiento temprano del robo dará lugar a varios pasos con la posibilidad de aprender al ladrón.

La detección temprana se logra al completar la conciliación de los reportes de los medidores; esto es, comparar los sellos de los medidores en un medidor individual con base en las 24 horas previas con las Cartas de Porte que se tienen en posesión.

Procedimientos Antes de Recibir Producto (si es necesario)

- El operador de la terminal antes e inmediatamente después de descargar medirá y tomará la temperatura del producto almacenado en el tanque que se ha de descargar. Deje suficiente tiempo después de descargar para que la superficie del líquido se asiente.
- El conductor del carrotanque deberá detener el tren en o cerca del área del nivel donde va a descargar.
- El conductor deberá notificar al personal de la terminal de su arribo y entregar la Carta de Porte.
- El operador de la Terminal deberá verificar la descarga de cada carrotanque como sigue:
- Abrir el domo superior si se requiere, haga la siguiente verificación y luego asegure la misma.
- Usando la cinta medidora o la vara medidora en pulgadas y fracciones, mida la altura exacta del líquido y agua y convierta a galones para conciliar las tarjetas de medidas.
- Tome las lecturas de temperatura.
- Anote la fecha en el libro de mediciones.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Observe el color del líquido a verificar y que la mercancía es como la que se cobrara (ej., gasolina, diésel, etc.).
- Si hubiera una diferencia, ya sea de más o de menos, de 1% entre galones descritos en la Carta de Porte, y que los galones actuales en el camión coinciden con la medición, el operador de la terminal no descargará el carrotanque hasta que se haya verificado las medidas y hayan declarado y firmado todas las copias escritas de la Carta de Porte.
- Si hubiera daño aparente al equipo o evidencia de derrame connotaciones de este tipo deben ser incluidas en el en la declaración del chofer.
- El operador de la terminal deberá conectar el cable de conexión a tierra del carrotanque.
- El operador de la terminal deberá conectar la manguera a la línea de descarga. Se debe manejar con cuidado la manguera para evitar la entrada de tierra y otras materias extrañas.
- El operador deberá abrir las ventilas del carrotanque a vaciar y deberán estar abiertos hasta que el compartimento quede vacío.
- El operador de la terminal deberá cuidadosamente ajustar las válvulas del distribuidor de la terminal, válvulas de tanque y válvulas de línea de descarga. Las válvulas de todos los otros tanques menos al que se bombeará la mercancía, deberán estar cerradas y permanecer así durante la descarga.
- El operador de la terminal deberá sacar el aire de la bomba de la línea de succión.

Durante los procedimientos de Recepción de Producto:

- El operador de la terminal encenderá la bomba de la terminal (o estar presente cuando la bomba se usa) y observe que el líquido en el camión está bajando. (Esto es necesario, puesto que, si las válvulas no se han fijado adecuadamente o la bomba no ha sido purgada por aire completamente, puede no transferir la mercancía.)
- Se deberán hacer anotaciones precisas sobre el retiro del tanque de almacenamiento mientras se llena. Esto es necesario para conciliar el inventario recibido, de acuerdo a las medias del tanque con la Carta de Porte.

Medición (Transferencia de Custodia)

En operaciones de carga, el factor de la medición se debe mantener a casi uno para que el medidor registre la verdadera cantidad entregada. Para hacer esto, los medidores mecánicos están equipados con un calibrador el cual periódicamente transmite un estímulo de corrección la aguja superior la cual momentáneamente acelera el registro del medidor.

El calibrador puede incrementar la velocidad del registro con respecto a la velocidad del rotor del medidor.

Medidores electrónicos equipados con programas que tienen transmisores de pulso electrónico. Cuando se prueba el factor de medición se corrige por el modo de programa más que hacer ajustes al calibrador mecánico bruto.

El vaso de prueba es calibrado para entregar un volumen a 20°C (68°F).

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

A cualquier otra temperatura el volumen es diferente. Para determinar la cantidad entregada por el medidor, se debe tomar en cuenta el cambio en la capacidad del tanque de prueba debido a la temperatura.

Esto frecuentemente se conoce como "El Factor de Temperatura del Acero"

Es difícil probar los medidores acertadamente cuando hay una gran diferencia de temperatura ambiente y la del líquido a probar.

También será difícil obtener resultados acertados si el equipo se expone a la luz del sol caliente o al viento frío. Cuando sea posible, los medidores deberán probarse cuando las condiciones climáticas sean favorables.

El líquido a probar debe pasarse por el sistema de prueba (medidor, tubería o probador) hasta que las temperaturas se han estabilizado antes de realizar la prueba.

Instalaciones de Pruebas de Medidor.

Todos los recipientes de prueba deberán calibrarse por las compañías de servicio certificadas usando pruebas de medidas certificadas.

La persona que calibra el vaso de prueba deberá expedir un certificado de Calibración rastreable y una copia del certificado deberá llenarse en el lugar donde se localiza el vaso de prueba.

Todas las válvulas en la prueba de sistemas los cuales afectan la precisión de la prueba serán de "doble bloqueo y candado" u otros medios disponibles para observar si hubiera algún escurrimiento a través de la válvula, tales como mirillas con terminales abiertas a la atmósfera.

Verificado de Medidores de Islas de Carga - Requerimientos Generales

Frecuencia de Prueba de los Medidores

Los factores de medición pueden variar con cambios en la velocidad de flujo, viscosidad del producto, uso del medidor y temperatura del cuerpo del medidor.

Las ganancias y pérdidas de la Terminal deberán vigilarse constantemente y cualquier indicación de mal funcionamiento de un medidor requerirá probar el verificar el medidor.

Los medidores se verificarán cuando menos una vez cada tres meses o cuando hayan pasado diez millones de galones, lo que ocurra primero.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Adicionalmente, los medidores deberán ser probados después del mantenimiento o servicio, enseguida de cualquier servicio de cambio producto de más de ± 5° API o después de cualquier periodo extendido de actividad.

Factor de Tolerancia de los Verificadores

Calibradores y valores preestablecidos serán ajustados para que el factor de medidor esté cerca de la unidad como el ajuste de mecanismos lo permita. El factor de las dos corridas consecutivas en cualquier verificación no deberá diferir por más de 0.0002.

El promedio de las dos corridas se usará como el nuevo factor medidor.

Los transmisores (en el caso que aplique) deberán calibrarse cada cuatro meses o cuando se necesite.

Todos los trasmisores de temperatura deberán ser calibrados con equipo certificado electrónico y termómetros donde el equipo es disponible.

Compensación de Temperatura

La temperatura estándar aceptada para la medida de productos de petróleo ha sido fijada a 15.55°C (60°F). Cuando los productos son medidos a cualquier otra temperatura, es necesario corregir el volumen a lo que sería a 15.55 (60°F).

La mayoría de las islas de carga de camiones, están equipadas con medidores electrónicos que automáticamente corrigen los volúmenes medidos a 15.55°C (60°F).

También, el equipo de medición da un doble registro, una muestra los galones brutos medidos y la otra mostrando el "neto" o los galones con la temperatura corregida. Ocasionalmente la compensación de presión también será incluida en el registro neto, pero raramente es necesario un estándar en las islas de carga.

Para sistemas de medición mecánicos, el registro neto se carga a través de un calibrador y mecanismo compensador de temperatura, para el registro bruto debe conducir sobre el calibrador bruto. Asimismo, la precisión puede ser determinada por observar el registro neto y bruto y la temperatura medida de flujo.

El registro neto dividido por el registro bruto es el factor de corrección de temperatura siendo aplicado por la compensación del equipo.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Esto se revisa contra el factor correcto como se determina de la temperatura observada y la densidad del flujo medido. Si se necesita el ajuste, se logra al ajustar el calibrador neto.

Algunos equipos de compensación de temperatura permiten la selección de densidad API. Sin embargo, muchos de los compensadores están equipados con calibradores diseñados para funcionar adecuadamente solo para cierta densidad API.

En cada terminal y de acuerdo al tipo y característica del medidor, se establecerán Instrucciones detalladas para:

- Procedimientos de Verificación de Medidores
- Registro de Verificación del Medidor
- Registro y Sellado de Medidores
- Controles Aleatorios Semanales en Medidores

Control de Pérdida de Producto

Las causas primarias de pérdida del producto son la evaporación, derrames, escurrimientos, drenado de agua o robo. Otras pérdidas son los resultados inadecuados en los procesos de medición. Sin importar por qué o cómo ocurre la pérdida, el resultado en el estado de cuenta de ganancias es el mismo, pérdidas de dinero. Por política de la compañía todas las pérdidas se investigan y documentan, así como las recuperaciones.

Fugas y Derrames

Las fugas y derrames son muy costosos, en su mayoría estas representan pérdida de producto. Además, las fugas y derrames crean riesgo de incendio que comprometen en gran medida las operaciones de la terminal.

No existe ninguna fuga que sea tan pequeña como para ignorarse. Es imperativo, que todas las fugas, filtraciones, escurrimientos se reparen inmediatamente y que la inspección visual de todas las cargas, almacenamiento y estaciones de bombeo se realicen durante cada día operativo.

Además, las filtraciones causan manchas en las áreas de las tuberías y del distribuidor las cuales requieren mano de obra para limpiarlas. Esto también implica costo que es una salida de dinero que se puede suprimir si se practica el control de fugas y filtraciones.

Los derrames ocurridos mientras se carga son causados por error humano o por falla mecánica del equipo. El error humano puede ser por el entrenamiento inadecuado o falta de atención. Es la responsabilidad del Supervisor asegurarse que los empleados y los choferes con llave de paro sean adecuadamente entrenados.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Es responsabilidad de cada empleado aprender todos los aspectos de su operación y seguir las instrucciones.

La falta de atención puede resultar en un derrame clasificado como error humano, o puede resultar en la deficiencia para minimizar la pérdida causada por la falla mecánica. Los derrames durante la operación de carga no tienen excusa alguna.

Extracción de Agua.

El procedimiento para extraer el agua está cubierto en la Sección "Operación de Tanques" de este manual.

El propósito de introducir información adicional en esta sección es para enfatizar la importancia de la operación y llamar la atención de todos de que el producto se puede perder si se extrae agua de manera inapropiada de los tanques.

El agua se acumulará en el tanque de almacenamiento como resultado de la condensación originada durante el suministro del producto.

Los vapores de agua se introducen al tanque como resultado normal de la respiración del tanque. Una caída significativa de temperatura causará que los vapores de agua se condensen, y la humedad se alojará en la coraza interna del techo del tanque.

El agua se asentará en el fondo del tanque y puede ser causa de congelamiento de los techos flotantes al piso en clima más frío.

En destilados, el agua puede mantenerse en suspensión por un periodo de tiempo, sin embargo, como las características de los destilados cambian, el agua puede liberarse y finalmente, por su propio peso acumularse en el fondo del tanque.

Periódicamente el agua se retira de los tanques. Esto se hace para evitar que el agua sea cargada en los camiones con los productos.

En las áreas donde el clima frío prevalece, aún las más diminutas cantidades de agua en los productos del petróleo podrían tapar las rejillas y coladeras y congelar las válvulas de salida de los tanques.

Al iniciar cada operación de extracción de agua; una cierta cantidad de producto se perderá. La línea de llenado de extracción de agua se ha modificado. La turbulencia y el flujo de agua en el sumidero de agua durante el proceso de extracción pueden resultar en una mezcla de agua y producto fluyendo de la salida.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La velocidad de extracción debe disminuirse para eliminar la pérdida de producto. Frecuentemente detener la extracción de agua por un breve periodo de tiempo y después reiniciarlo en una velocidad más baja eliminará la mezcla turbulenta de agua y producto.

Robo Hormiga

Se ejercerán todas las precauciones razonables para evitar el robo de producto. Esto no solamente incluirá las medidas tomadas por control de robo por las cargas de transporte, pero en lo que se refiere al robo hormiga por personal de la terminal y ajeno.

El robo hormiga se define como tomar pequeñas cantidades de producto (5 a 10 galones) de los contenedores de terminal. Todos los productos, sin importar su tamaño, deberán salir de la terminal solamente en transportes autorizados, camiones, o embarcaciones.

Todo el combustible para vehículos, de compañía o del personal, será comprado a través de estaciones de carga. Cualquier otra situación puede ser causa de despido.

Purgadores y Válvulas

Los purgadores y válvulas por las cuales el producto se puede retirar y debe mantenerse a un número mínimo y cada uno a un diámetro mínimo el cual será consistente con la eficiencia de las operaciones.

Las válvulas de los purgadores deben equiparse con instrumentos de cierre seguro y sellado, y solo el personal autorizado tendrá acceso a las llaves y sellos y aplicadores de sellos.

Si las válvulas están selladas, se utilizarán los sellos numerados y se deben mantener los registros de los sellos numerados custodiados por el Supervisor de la Terminal.

Gabinete de Relevo de Bypass (Sellado y/o Seguro)

Cualquier sistema con capacidad de colocar un sistema automático en anulación debe tener alguna forma de seguridad que incluye sellado selectivo de bobinas, calibradores de medidores, etc.

Sellado de Medidores

Los medidores deben sellarse para que la extracción a través de las boquillas de carga no pueda realizarse sin ser registrada por el medidor. Habrán de usarse sellos de alambre de plomo foliados y los registros de los números sellados deben guardarse.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Estos registros serán revisados por el Director de Inspección y Aseguramiento de Calidad/ Control de Calidad en sus visitas.

Inspección

La terminal será inspeccionada diariamente por evidencia de entradas no autorizadas o alteraciones. Los portones serán cerrados cuando haya personal autorizado en el sitio.

Se ha de prestar particular atención a las manchas en el piso marcas recientes de llave inglesa en los ductos o en las válvulas como evidencia de alteración o acceso no autorizado.

Registros de Ganancia y Pérdida

Los registros de inventarios deben conservarse para reflejar alguna perdida más allá de la variación de inventario, y en caso de tal perdida, deberá hacerse una investigación lo más pronto posible.

Cualquier variación anormal en el inventario deberá explicarse por escrito, incluyendo las medidas correctivas tomadas, y esas explicaciones deben tenerse en archivo en la terminal y /o en las oficinas corporativas.

Pérdidas Por Errores en la Medición

Las pérdidas de esta naturaleza no son una pérdida física de producto, pero son igual de costosas para el Operador de la Terminal como lo son las pérdidas físicas.

Pérdidas debidas a Recibos de Medidas Erróneos

Es responsabilidad del Supervisor del Sitio cerciorarse que los "Procedimientos de Recibo y Entrega" se siguen. Las pérdidas no contabilizadas atribuibles al suministro de producto por la terminal deberán ser investigadas y explicarse las medidas tomadas.

Pérdidas Por Mediciones Erróneas en Entregas

Cuando las entregas se hacen por medidor, el único error en mediciones es en galones brutos y compensación por temperaturas. La temperatura de carga debe ser cuidadosamente observada y registrada.

Es responsabilidad del Supervisor de Sitio definir procedimientos para mantener revisiones adecuadas en la pérdida de producto.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Control de Calidad

Responsabilidad de Prueba.

Mantener la calidad del producto es responsabilidad de todo el personal que la maneja. Las pruebas que se pueden realizar al producto se enlistan a continuación en orden de importancia:

Prueba de Apariencia

Familiarícese con la apariencia de un producto de Buena calidad. Un ejemplo sería la presencia de materia extraña como tierra, escamas, etc., en todos los productos que los harían inadecuados para venderse.

Revisión de Densidad API

El rango de los límites de densidad API para cada producto está listo y disponible. En muchos casos, un hidrómetro puede indicar una mezcla no aceptable de productos.

Revisión del Exposímetro

El uso correcto de un Exposímetro y una tabla de conversión son una forma rápida para determinar el punto de ignición de los combustóleos, pero esto es una aproximación.

La calidad cuestionable del producto es causa para dejar de cargar hasta que se hagan más revisiones para confirmar o eliminar la inspección visual. Todos los problemas de especificación deberán ser reportados inmediatamente a su supervisor

Métodos de Muestreo de Tanque

Las muestras de productos derivados de petróleo se usan en varios métodos de prueba ASTM para determinar las especificaciones características de todos los productos. Estas muestras deben ser realmente representativas de los productos en los tanques.

Los métodos aceptados para muestras se definen abajo:

Muestras de Todos los Niveles (Muestra Compuesta)

En muestras de producto de los tanques, el más representativo del contenido entero es el "todo nivel". Se obtiene al bajar una botella con tapón al nivel de la salida del fondo del tanque, se abre el tapón y subiendo la botella de muestra hasta la parte más alta del producto a una velocidad uniforme de manera que la botella se llene hasta un 85% aproximadamente cuando se retira del producto.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

¿Si la botella se llena, se vacía el contenido en el tanque? Una cubeta de metal haciendo tierra se usará para tomar muestras adicionales hasta que una muestra se obtiene como se ha definido.

La razón para rehusarse a usar la botella es que no se sabe en qué nivel se llenó, y no es una muestra verdadera de "todo nivel".

Muestras Puntual

Las muestras puntuales se toman en varios niveles como se considere necesario. Estas muestras se obtienen al bajar la botella con tapón al nivel deseado, se abre y se deja la botella en ese nivel hasta que cesen las burbujas. Entonces se cierra la botella de muestra.

Pruebas

Los requisitos para la prueba de producto dependen de las necesidades de las operaciones y los transportistas.

La Gerencia adelantará por escrito que pruebas habrán de usarse para los métodos de prueba de cada terminal.

En esta Sección no se presenta la designación ASTM para cada prueba de cada muestra. Solo se señalan algunas pruebas que pueden usarse en las terminales si fuera necesario. Se recomienda obtener, leer y mantener una copia de la publicación del método de prueba ASTM en cada terminal.

ASTM - D1298-99 Designación Densidad

La prueba se aplica a todos los productos que entren o salgan de los contenedores de la terminal. La densidad observada se obtiene por el uso de un hidrómetro. Luego se convierte la densidad observada en densidad corregida al obtener la temperatura del producto.

Punto de ignición (Flash point)

No. 1 Combustóleo - ASTM D-56 (Copa cerrada etiquetada)

No.2 combustóleo - ASTM D-93 (Pesky-Martin)

Los puntos de ignición de combustóleos son muy sensibles a la contaminación de gasolina. La tubería de la terminal debe construirse de tal manera que excluya la posibilidad de que el producto se fugue por válvulas o conexiones.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Los procedimientos de carga deben incluir provisiones para la inspección cuidadosa para eliminar la contaminación durante la carga.

Los puntos de prueba de ignición se deben aplicar a todos los destilados en los contenedores de la terminal a cualquier frecuencia requerida para asegurar que el punto de ignición de los productos cargados es el aceptable.

Las pruebas de punto de ignición deben aplicarse antes e inmediatamente después de cada recibo.

Las pruebas de Exposímetro dan unos indicios de un producto bajo en ignición, pero esta prueba solamente es una aproximación. Si el Exposímetro indica un punto bajo de ignición, se deberá aplicar una prueba real de ignición.

Destilación ASTM

Esta prueba se aplica a gasolinas y debe realizarse antes y después de mezclar producto Trans-mix a las gasolinas o después de recibir la línea que lava el destilado a la gasolina y la gasolina del destilado, ya que da una indicación confiable de la extensión de la contaminación.

Color

ASTM Designación D156

ASTM Designación 1500

Algunos sitios tienen el equipo para correr pruebas de color. Sin embargo, en la mayoría de los casos, las muestras deberán enviarse a un laboratorio certificado para analizarse.

Pruebas de Presión de Vapor

El muestreo de la prueba de vapor de presión es crítico y requiere experiencia al obtener correctamente la muestra. El personal de la terminal debe utilizar los adaptadores correctos, ensamblables, y el ensamble de la tapa de la línea o el tanque. Proceda con precaución al transferir muestras de gasolina de un contenedor a otro.

Los mezcladores de Etanol en los sitios donde se agrega Etanol a la gasolina en una proporción de no menos de 9 por ciento y no más de 10 porciento por volumen permitido a 1.0 psi incremento de presión de vapor de gasolina mezclada con Etanol.

El Etanol no puede mezclarse a la gasolina que contenga más de 2 por ciento por volumen de MTBE.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Si se desconoce el contenido oxigenado de la base de la gasolina, será necesario probar la base de la gasolina para el contenido del porcentaje de MTBE.

Prueba para Niveles de Azufre- ASTM Denominación D 2622 o Denominación D 4294

Estas pruebas se realizarán para cumplir con las especificaciones en cuanto a medio ambiente se refiere.

Identificación y envió de muestras.

Cuando se necesita que una muestra sea probada y analizada por laboratorios externos, la muestra propiamente identificada debe enviarse al laboratorio.

Una carta y/o etiqueta debe acompañar a todas las muestras enviadas al laboratorio reportando la naturaleza del producto, explicando porque se tomó la muestra, que pruebas han de realizarse y cualquier otra información que pueda ser de ayuda al analizar la muestra.

Preparación de Muestras

Las muestras deben entregarse en botellas o latas nuevas. Los contenedores deben estar limpios y secos antes de llenarse. Los contenedores deben estar sellados al vapor y deberán enjuagarse dos veces o más con el mismo producto a probarse.

Colóquelo en el contenedor adecuadamente etiquetado y envíelo en embalaje apropiado.

Información Confidencial

Los resultados laboratorio de productos de petróleo deben considerarse confidenciales. No se difundirá información alguna relacionada con la calidad del producto sin permisos o autorización de la administración general quien asignará quien ha autorizado a recibir esa información, si hubiera alguien designado.

Registro de Pruebas

Se deben registrar los resultados del producto en cada tanque. El método de registro y la fecha a registrar se harán conforme a los requerimientos locales.

Almacenamiento y Retención de Muestras

Las muestras de producto deben almacenarse en una casa de muestras o en armarios para almacenar líquidos inflamables / combustibles.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Estos armarios deben ser del tipo aprobado por OSHA y tener paredes dobles en alto para contener los escurrimientos. Proteja las muestras de la luz del sol directa.

Etiquete e identifique todas las muestras tomadas inmediatamente. Las botellas de muestras deben identificarse permanentemente para prevenir la contaminación. Se debe dejar espacio por encima de las botellas de muestras para permitir expansión.

No se deben utilizar las tapas de rosca en botellas de vidrio para las muestras.

Muestras de Ductos de Suministro

Las muestras de los tanques habrán de retenerse conforme a los requerimientos locales o hasta que el siguiente cargamento o producto similar se reciba en el mismo contenedor.

Muestras Diarias del Islas de carga de Camiones

Conserve las muestras del Islas por un mínimo de 7 días. Aunque, las muestras no se deben conservar más de 7 días.

Muestras Mensuales y/o Especiales del Tanque

Las condiciones locales determinarán la frecuencia, distribución, pruebas requeridas, ubicación y distribución de los resultados de las pruebas.

Muestras de Autotanque y Carrotanque

Si las condiciones lo permiten conserve las muestras por un mínimo de 30 días.

Todas las muestras extraídas deben estar etiquetadas. Las etiquetas deben contener la siguiente información:

- Fecha y hora de la toma de muestra.
- Número de lote o Transportista si aplica.
- Tipo de producto.
- Nombre del empleado que obtuvo la muestra.
- Si se trata de la muestra diaria del emparrillado para cada producto cargado, se necesita la misma información a excepción de la hora en que fue tomada la muestra. (Nota: estas se deben tomar diariamente y deben revisarse a la misma hora todos los días, preferentemente antes de que comience la hora pico de carga.)

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Las muestras de embarcación, deben incluir la fecha de la toma de la muestra, nombre del empleado que extrajo el producto, de qué tanque se extrajo, nombre del remolque de la carga.

Eliminación de Muestras

Todas las muestras deben ser eliminadas de acuerdo a los requisitos regulatorios federales, estatales o locales. La mayoría de esas muestras regresan al inventario apropiado. Estos procedimientos pueden incluir que regresen al almacén o se viertan en un sistema de "derrames" entre otros.

Unidad de Combustión de Vapor

Se pueden emplear dos tipos de unidades de combustión de vapor, las cuales son la unidad de fuego abierto y la unidad de fuego cerrado. La unidad de fuego abierto es más económica e inherentemente más segura puesto que la punta de la flama está alrededor de 8m sobre el nivel del suelo.

Sin embargo, la unidad de flama abierta tiene la dificultad para medir las emisiones de chimeneas o escapes, y en lugares donde se requiere medir emisiones, se utiliza la unidad de fuego cerrado.

Descripción del Proceso

Ambas unidades, la de fuego abierto y la de fuego cerrado básicamente operan de la misma forma. El sistema típico consiste en una pila de combustión con boquillas quemadoras, supresores de flama con apagado de alta temperatura, válvulas operadas por motor para controlar la velocidad del vapor, un soplador de aire, un sellador líquido o supresor de detonaciones para evitar fogonazos, un piloto de encendido automático con monitor continuo.

Todo el sistema está controlado por la instrumentación y un panel del control maestro montado en la unidad.

Hasta que la carga ocurre en la isla de carga de transportes, el sistema de combustión de vapor está en modo espera sin flama en el piloto, la válvula de la velocidad del quemador está cerrada y el soplador de aire apagado.

El encendido automático del sistema de combustión de vapor se prende por una señal eléctrica proveniente de la Isla de carga (Llenadora) que indica que la carga de producto ocurrirá en breve.

La secuencia de inicio consiste en una breve purga de aire usando una sopladora de aire para purgar la cámara de combustión de cualquier combustible previo al encendido del piloto. A esta corta purga de aire sigue el encendido automático del piloto.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Después del encendido del piloto comienza la carga de producto en el emparrillado de carga y una mezcla de vapor de aire empieza a fluir de los transportes siendo cargados al sistema de combustión de vapor.

El flujo a través del sistema de combustión consiste primero en una mezcla de vapor del emparrillado de carga burbujeando a través del sello líquido (normalmente agua o agua/anticongelante).

Tan pronto como el flujo suficiente está disponible, será detectado por los controles de monitores de presión los cuales automáticamente abrirán la válvula de velocidad del quemador, permitiendo que la mezcla de aire y vapor para fluir por el supresor de flama al quemador, donde los vapores de combustible se encienden por el piloto y se queman.

El soplador de aire provee una combustión parcial de aire y mezclando energía a las boquillas del quemador para asegurar la combustión sin humo.

Cuando se ha completado la operación de carga de autotanques, disminuye el flujo de vapor al sistema de combustión de vapor.

El sistema de monitoreo de presión en sistema de fases múltiples Cierra la válvula de velocidad del quemador cuando el flujo de vapor es insuficiente para mantener una velocidad de quemado mínimo. El piloto y el soplador de aire permanecen encendidos por un corto periodo de tiempo después de que la carga ha sido completada.

Si no se efectúan más cargamentos, la unidad de combustión se apagará y el modo en espera para esperar un reencendido como se ha descrito.

Muchas terminales tienen sensores de hidrocarburos colocados en lugares estratégicos alrededor de la Unidad de Combustión de Vapor.

Estos instrumentos de seguridad se apagarán si se detectan vapores. Todo el personal de la terminal debe familiarizarse con el manual operativo del fabricante. Todos los sensores de hidrocarburos deben ser calibrados cuatrimestralmente.

Lista de Comprobación Operativa del Sistema de Combustión de Vapor

Se deberá llenar una lista de verificación que incluye las lecturas de indicadores registrados varias veces al día, así como cualquier reparación, mantenimiento y tiempo muerto.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Mantenimiento General

En la Terminal se cuenta con un programa de mantenimiento específico que debe incluir revisiones periódicas a bombas, medidores, tanques, indicadores de nivel, alarmas, disparos, coples, conexiones rápidas, sistemas de paro de emergencia o ESD, sobrellenado y sistema de puesta a tierra, luz general, instrumentación, luces de salidas y sistemas de vigilancia, mangueras, brazos de carga y descarga y sistemas de control de recuperación de vapores, etc.

Inspección Diaria

Revise diariamente para ver si hay fugas de aditivo o producto de cualquier tipo en o alrededor de las islas de carga de producto. El equipo de inyección de aditivos, fugas alrededor del medidor, el sello de fuga alrededor del medidor en la bomba de transferencia, fugas en los brazos de carga, etc., puede convertirse en problemas graves si no se atienden inmediatamente.

Esto debe ser parte de una inspección total de las instalaciones de la terminal.

Cedazos de Medidores

Se necesita retirar las cubiertas de los cedazos, removerlo y revisar si tiene hoyos, si está sucio limpiarlo, reinstalarlo, volver a taparlo y resellarlo. Elabore un registro de los sellos nuevos instalados y los sellos viejos que se retiraron. Revise los residuos en los cedazos. Esto puede ser el primer indicio de un problema en el funcionamiento de los sellos de los techos internos flotantes, fallas mecánicas por corrosión, etc.

Información para la Reparación de Medidores y Accesorios

Es imperativo que el equipo cuente con un kit de refacciones de suficientes partes de repuesto que estén a la mano para las reparaciones como vayan sucediendo.

Si se espera hasta que el medidor se dañe, podría tener medidores fuera de uso, lo cual es inaceptable.

El tiempo de entrega de las refacciones puede ser largo y se verá obligado a fabricar las partes lo que resultará en un gran gasto para mantener en servicio la isla de llenado o en el sistema de medición de la descarga.

Es responsabilidad del Supervisor mantener los medidores de las islas de carga de autotanques y los accesorios trabajando en orden.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Extractores de Aire

El mantenimiento de los eliminadores de aire es simple, requiriendo solamente cambiar las juntas en los bordes de la cabeza del extractor.

Si el extractor ha estado fuera de servicio por largo tiempo, se requiere enjuagarlo para eliminar el óxido y la corrosión alrededor de las placas depuradoras. Esto permitirá el flujo apropiado sin restricciones.

Equipo para puesta a Tierra

Las pinzas de tierra, deben checarse diariamente por conexiones de cable rasgado o conectores sueltos.

También debe hacerse una prueba de resistencia de tierra con un medidor de impedancia cuando menos una vez cada mes para asegurar la continuidad y contar con una tierra adecuada.

Sistema Electrónico Básico de Tierra

Estos sistemas requieren revisiones adicionales para mantenimiento cuando el sistema no activa la válvula iniciar-paro.

La primera revisión debe ser un chequeo diario de cable y abrazadera. Si la unidad falla al operar después de revisar el cable y las abrazaderas, posiblemente, el problema radica en la unidad de tierra.

La reparación puede consistir en la reparación de una tarjeta de unidad en sistemas transistorizados y un transmisor en modelos más viejos.

Terminales de Conexión a Tierra /Conexiones

Las terminales de conexión a tierra son obligatorias para todos los autotanques/carrotanques que se introducen a la terminal; son básicamente libres de mantenimiento.

Los autotanques deben inspeccionarse periódicamente para determinar si las conexiones se ubican en los autotanques para que el cable de tierra esté fuera del camino mientras se carga.

Sistema de protección de Sobrellenado y Sistema de Tierra

Las islas de llenado de autotanques están equipados con una protección de sobrellenado electrónico y protección de tierra segura. Estos sistemas de estado sólido tienen una unidad de auto revisión y son robustos y confiables.

Están diseñados para apagarse inmediatamente durante una operación de llenado si el autotanque se desconectan de la tierra o si ocurriera una condición de sobrellenado. La parte de prevención de derrame del

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

sistema electrónico consiste en un termistor o detectores ópticos, instalados en cada compartimento de transporte.

Si existiera una situación de sobrellenado, la carga se detiene. Para trabajar correctamente, tanto el equipo electrónico en ambos el emparrillado de camiones y el transporte deben funcionar apropiadamente.

En una base diaria, debe efectuarse una revisión visual para buscar cables rotos o conexiones sueltas en el cableado en el área de carga de camiones y sus accesorios. Cada autotanque debe revisarse minuciosamente con el probador a la entrada de la terminal.

Activación de Drenaje del Área de carga y descarga, tanques y bombas

Los drenajes requieren limpieza periódica debido al lodo y a otros materiales ajenos traídos por los transportes y cayéndose y tapando los drenajes.

Las cubiertas de los drenajes (o rejillas) deben retirarse y el sedimento y otros materiales ajenos habrán de retirarse del área de drenaje. Se debe planear el trabajo y programarlo para que durante los meses cálidos para evitar realizar este trabajo durante los meses en que el drenaje se congela, haciéndolo más difícil.

El lodo, sedimento y otros materiales que se han acumulado en el drenaje deben considerarse como basura peligrosa, requiriendo manejo especial y su deposición. La política puede variar en cuanto a procedimiento de disposición del lodo y sedimento retirados del drenaje del área de carga de autotanques.

Independientemente de cómo el sistema separador de agua y aceite se une en la terminal, es imperativo que el drenaje de las islas de carga no se vuelva un colector de agua de lluvia. La disposición de agua considerada residual es muy costosa.

Agua residual y Sistema Separador de Producto, Fosa API

El sistema separador de producto fosa separadora de aceites API. Los procedimientos de mantenimiento específico y programas deben ser parte de la guía de procedimientos operativos del sitio.

Generalmente, el único mantenimiento requerido es la limpieza. La caja de drenaje y otros compartimentos separadores serán revisados en busca de tierra y desperdicios.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Si existiera acumulación de material extraño en el fondo, debe ser bombeado para sacarlo. El colador de la caja de drenaje y otros compartimentos separadores deberán revisarse por tuvieran tierra y residuos.

El manual de instalación y mantenimiento del fabricante deben ser consultados y seguidos al pie de la letra.

Bomba de Transferencia

Las bombas y motores deberán revisarse diariamente en busca de fugas de sellos, calor excesivo, vibración o ruidos Fuertes y anormales. Se debe revisar el acoplamiento por desgaste cuando la unidad no esté operando.

Deberán tenerse a la mano coples extras en el sitio. Verifique que no haya aceite, grasa y sustituya cuando se necesite. Si estas condiciones existen, contacte al personal apropiado para las reparaciones que se necesiten.

Juntas de giratorias and Acopladores del brazo de carga y descarga.

Brazos y Juntas Giratorias

El mantenimiento primario requerido en los brazos (líneas) de carga, ya sea en carga o descarga inferior, es la junta giratoria. Las juntas deben estar lubricadas dos veces al año y más frecuentemente, posiblemente semanalmente, por el alto volumen de uso.

Todos los fabricantes de juntas giratorias recomiendan Buna-N (no compatible con MTBE), Viton-A o neopreno, un hidroxiestearato de litio, grasa conteniendo disulfido de polietileno, molibdeno y oxido e inhibidores de oxidación. Si la junta continúa fugándose después de la lubricación, las empaquetaduras tipo 0- ring deberá reemplazarse.

Esto requiere la remoción de rodamientos, guardapolvos y recambio de O-rings. Lubrique los anillos y coloque en las cámaras, reemplace el guarda polvo, inserte la parte trasera en el cuerpo y sostenga hasta que el sello contra polvo esté ajustado. Alinee las ranuras y reemplace los sellos de rodamiento.

Gire levemente a los soportes y lubrique. No sobre lubrique porque puede causar daño a los sellos.

Acopladores en conexiones rápidas

El mantenimiento básico debe realizarse en los asientos y sellos laterales.

Deberá tenerse disponible una buena cantidad de sellos extra para permitir el mantenimiento y control de fugas. Juegos extra de obturadores, de la conexión del obturador y de la varilla del obturador y los soportes de

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

nylon deben tener el segundo lugar en importancia de mantenimiento. Para reemplazar estas partes se requiere desarmar el acoplamiento.

Asegúrese de cambiar los soportes de nylon cada vez que se realice esta operación.

Sustitución de Cartuchos de Filtro

Deben tomarse las lecturas de presión diferencial diariamente. Los filtros deberán reemplazarse cuando la lectura de presión diferencial exceda las especificaciones del fabricante o de Ingeniería.

Los pasos para el procedimiento del cambio de cartuchos es el siguiente: cierre las válvulas de entrada y salida, abra la válvula de drenaje y la válvula de desahogo; cerciórese que la presión ha salido, entonces afloje los tornillos; levante la tapa con una palanca o gato hidráulico lo que esté disponible en la tapa y coloque un lado atendiendo que esté asegurada y que no se va a regresar; retire el la empaquetadura; afloje y retire las tuercas de capucha y las arandelas, quite y cambie los cartuchos.

Cuando los cartuchos están apilados es imperativo que el adaptador entre los cartuchos tenga una buena junta de sello para evitar que el producto se filtre.

Después de reemplazar los cartuchos, inspeccione y sustituya el anillo o empaque y aplique una ligera capa de lubricante. Coloque nuevamente los tornillos de la cubierta uniformemente con un ajuste leve y luego apretando uniformemente.

Cierre la válvula de drenaje y gradualmente abra la válvula de entrada. Después de que se ha llenado el recipiente, encienda la válvula del tanque contra la válvula del recipiente de salida de manera tal que se presione el filtro y asegúrese que no hay escurrimientos alrededor del anillo.

La bomba se detendrá y la válvula de salida se abrirá. Despacio llene nuevamente el recipiente.

Se debe mantener un registro para los cambios filtros y cartuchos realizados. Los cartuchos de filtros usados deberán ser depuestos de una forma segura para el medio ambiente y de acuerdo la normatividad aplicable.

Filtros Usados

Los filtros usados deberán drenarse en un contenedor (preferentemente a un recipiente de acero) que a su vez se drene al drenaje aceitoso para ser contenidos en la fosa separadora de aceites API, se retiraran y se confinaran para su tratamiento final cumpliendo con las regulaciones ambientales correspondientes.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Sustitución de Luces Fundidas

Inspeccione periódicamente encase de luces fundidas y de ser necesario sustituya.

Equipo contra Incendio

Se cuenta con registros de mantenimiento del equipo contra incendio y verifique que las recomendaciones del fabricante sean aplicadas.

Mantenimiento y Limpieza de las Instalaciones de Laboratorio

Lista de verificación de mantenimiento y limpieza de las instalaciones de laboratorio:

- Equipo de prueba
- Equipo a prueba de explosiones extractores de aire
- Extinguidores de fuego
- Botellas y latas limpias
- Manuales ASTM
- Suministros de prueba usables

Generador de Emergencia y Alimentación de Respaldo

- Se cuenta con un programa planeado para el mantenimiento de motor y generador de emergencia.
- El Generador debe encenderse periódicamente de acuerdo con el programa PM y ser cargado y probado.
- Revise las cabinas por óxido y acumulación de nidos de animales/ y avifauna nociva (Si se encuentra lejos del edificio), y limpiar según sea necesario.
- Revise las baterías y ajuste la configuración en batería CD, para verificar el uso correcto del ciclo y use las baterías semestralmente.
- Revise semestralmente el respaldo y la vida útil de las baterías en los sistemas UPS o de suministro de energía ininterrumpido.
- Revise las baterías de respaldo en otros controladores (PLC, registro de cartas, flujo de computadoras, contadores, etc.) de acuerdo a las recomendaciones del fabricante o
- semestralmente.

Instrumentación General

- Se realizarán calibraciones de acurdo al programa PM y las guías regulatorias. Las calibraciones deben registrarse, documentares y ejecutarse con equipo certificado.
- Revise que no haya fugas en las tuberías, los puntos de presión, manómetros defectuosos, tubos flexibles, uniones, y equipo suelto.
- Las válvulas deben permanecer abiertas y selladas. Si se ha de romper el sello, documente la fecha y el motivo por el cual se rompió el sello, después anote cuando el instrumento volvió
- a estar en servicio.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Orden y Limpieza

Área de Islas de llenado de autotanques y Descarga de carrotanques.

El área de carga y descarga exige atención diaria debido al constante tráfico de autotanques. Objetos remanentes esparcidos pueden incluir sellos rotos o usados, botellas rotas, trapos aceitosos, papel carbón de las Cartas de Porte, basura arrojada por los operadores de los autotanques y carrotanques, como tapas de botellas o corchos, etc.

Se aplica diariamente y en toda la jornada el estricto cumplimiento de orden y limpieza.

Nada demerita más la apariencia de la terminal la no aplicación de las disposiciones de orden y limpieza al tener la basura esparcida.

La apariencia de tales artículos es una señal positiva de que el Supervisor no está atendiendo como corresponde a sus tareas de orden y limpieza.

Techumbre y rack de Tubería

Se tendrá atención continua a los medidores, válvulas, tubería, etc., para asegurarse que no hay fugas de producto. Las fugas no solamente llevan a la pérdida de producto y a una condición insegura que puede ocasionar un incidente, sino que crea apariencia desagradable.

Las revisiones diarias y las reparaciones oportunas aseguran una confiabilidad operacional segura y una apariencia profesional y no demandarán tanto tiempo del Supervisor de Sitio.

Área de maniobras

Los derrames en el área de carga y descarga se confinan en una fosa separadora de aceite API y se limpian inmediatamente para razones de seguridad, salud ocupacional y protección al medio ambiente cumpliendo con las disposiciones de orden y limpieza.

Se cuenta con un sistema de drenaje aceitoso para eliminar este problema comunicándose a la fosa API.

Las líneas amarillas de advertencia en el área de carga deben revisarse periódicamente para asegurar la visibilidad para los operadores de autotanques.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Oficinas

Las oficinas siempre deben estar limpia y ordenada cumpliendo con las disposiciones de orden y limpieza. Las papelerías diversas, etc., siempre habrán de mantenerse en cestos de basura y estos vaciarlos frecuentemente. A los operadores de autotanques, a través de anuncios, se les recordará que depositen la basura en el lugar adecuado.

Las publicaciones en el pizarrón deben estar al día. Toda la información de los operadores de autotanques y órdenes remitidas al Supervisor de Sitio debe retirarse una vez que todos los operadores de autotanques tuvieron oportunidad de revisarlos.

Los posters de seguridad y la literatura deben reemplazarse con información periódica y al corriente. Los procedimientos de carga de la Terminal deben publicarse en un lugar donde todos los operadores de los autotanques puedan revisarlos si es necesario.

La máquina selladora de las facturas, siempre estará en condiciones de trabajo, en caso de usarse. La selladora foliadora se usa para registrar las facturas consecutivamente y esto es mejor que los operadores de autotanques escriban a mano el número.

Se contará con oficinas para el encargado o jefe de la terminal, jefes de áreas y personal de oficina

4.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

Condiciones climáticas

De acuerdo a la clasificación de Köppen modificado por Enriqueta García para la República Mexicana, el predio, así como su área de influencia presentan un tipo de clima **BS1hw** perteneciente a Climas Secos, Subtipo Seco Cálido con lluvias en verano, con un porcentaje de precipitación invernal entre 5 y 10.2 e invierno fresco. 0(h')hw Presenta además, la condición de canícula llamada también sequía de medio verano, que es una

Temporada menos lluviosa, dentro de la estación de lluvias.

La temperatura media anual es de 22°C. En los meses de noviembre a abril la máxima promedio que se presenta es de 21 °C y la mínima es de 9 °C; mientras que de mayo a octubre la temperatura máxima llega a los 33 °C y la mínima a los 18 °C La precipitación media anual es de 500 a 600 mm, distribuidos de la

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Un: Descarga: 20 a 25 min

Cai **Unidades de 30,000 a 33,000 Lts**

siguiente manera: en los meses de noviembre a abril con un promedio de 75 a 100 mm; y de mayo a octubre se registran de 400 a 475 mm, con un total de 0 a 29 días de lluvia apreciables (lluvia mayor a 0.1 mm).

a) Precipitación UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Un día *mojado* es un día con por lo menos*1 milímetro* de líquido o precipitación equivalente a líquido. La probabilidad de días mojados en Gral. Escobedo varía considerablemente durante el año.

La *temporada más mojado* dura *4,7 meses*, de *16 de mayo* a *6 de octubre*, con una probabilidad de más del *21 %* de que cierto día será un día mojado. La probabilidad máxima de un día mojado es del *38 %* el *9 de septiembre*.

La *temporada más seca* dura *7.3 meses*, del *6 de octubre* al *16 de mayo*. La probabilidad mínima de un día mojado es del *4%* el *10 de diciembre*.

Entre los días mojados, distinguimos entre los que tienen *solamente lluvia*, *solamente nieve* o una *combinación* de las dos. En base a esta categorización, el tipo más común de precipitación durante el año es *solo lluvia*, con una probabilidad máxima del 38% el *9 de septiembre*.

b) **Intemperismos Severos.**

Los principales intemperismos severos que se presentan en el municipio de General Escobedo, N.L.. son de origen hidrometeorológico, tales como: sequías, heladas y granizadas.

c) **Huracanes**

En el sitio del Proyecto no se han presentado huracanes, solo han recibido algunos impactos del huracán Alex, ocurrido en el 2010, el cual con las fuertes precipitaciones ocasiono que se desbordara el arroyo Topochico.

d) **Sequía**

La sequía se caracteriza en función de la extensión, duración, frecuencia e intensidad y se define como una situación climatológica anormal que se da por la falta de precipitación en una zona durante un periodo de tiempo prolonga.

e) **Heladas**

Las temperaturas mínimas diarias *disminuyen 2 °C* de *23 °C* a *21 °C* y rara vez bajan a menos de *19 °C* o exceden *25 °C*.

f) **Granizadas**

Las granizadas no guardan un patrón de comportamiento definido, pero generalmente suceden en la época en que las precipitaciones son de tipo tempestuoso (verano).

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Geomorfología y Geología Regional.

La entidad estatal presenta tres zonas fisiográficas bien definidas, que comprende diferentes provincias y Subprovincias. Estas unidades son:

- Planicie Costera del Golfo
- Sierra Madre oriental
- Altiplano Mexicano

Provincia de la Llanura Costera del Golfo Norte

Dentro del territorio nacional, ésta provincia fisiográfica se extiende sobre la costa del Golfo, desde el río Bravo en el tramo que va de Reynosa, Tamaulipas a su desembocadura, y hasta la zona de Náutla, Veracruz; limita al Noroeste con la provincia de la Gran Llanura de Norteamérica, al Oeste con la Sierra Madre Oriental, al Este con el Golfo de México y al Sur con la provincia del Eje Neovolcánico. Abarca partes de los estados de Tamaulipas, Nuevo León, San Luis Potosí, Hidalgo y Veracruz.

Entre los materiales aflorantes dominan los sedimentos marinos no consolidados (arcillas, arenas y conglomerados), cuya edad aumenta conforme su distancia respecto de la costa (los hay desde cuaternarios, pasando por pliocénicos, oligocénicos y eocénicos del Terciario; hasta cretácicos superiores en las proximidades de la Sierra Madre Oriental).

Los sedimentos marinos antiguos (oligocénicos y miocénicos) de la porción sur de la provincia, se aproximan a la costa al oeste de Tamiahua y se extienden al norte hasta la Ciudad de Victoria. Abundan depósitos arcillosos del Cretácico Superior en las regiones de Ciudad Mante y Monterrey. En esta última zona se presentan numerosos islotes de aluviones recientes.

Fisiográficamente, el terreno estudiado se encuentra situado en la provincia de la Llanura Costera del Golfo Norte y de la Subprovincia de Llanuras y Lomeríos (INEGI, 2015)

Subprovincia de Llanuras y Lomeríos

La parte de esta subprovincia que penetra en el estado de Nuevo León, que está incluida en la región conocida como Llanura Costera o Plano inclinado, ocupa partes del área de Monterrey, Montemorelos y Linares. En ella quedan englobados los municipios de General Escobedo, Cadereyta Jiménez, El Carmen, Ciénega de Flores,

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Zuazua, Hualahuises, Marín, Pesquería y San Nicolás de los Garza; y partes de Allende, Terán, Juárez, Linares, Montemorelos, Monterrey, Los Ramones y Salinas Victoria.

En términos generales, la subprovincia está constituida por una pequeña sierra baja, la sierra de las Mitras; lomeríos suaves con bajadas y llanuras de extensión considerable

Geología Regional

Como se mencionó anteriormente, la zona de proyecto pertenece a la Llanura Costera del Golfo Norte; en esta región, el Cretácico Inferior está representado por rocas calcáreas localizadas en el norte de la ciudad de Monterrey. La mayor parte de los afloramientos rocosos de esta provincia, pertenecen al Cretácico Superior y están constituidos por lutitas.

La sección estratigráfica del área de Monterrey, comienza con el principio del Jurásico Superior, y continúa prácticamente sin interrupción, hasta fines del Cretácico Superior; los estratos alcanzan un máximo espesor de 6,000 m en las áreas geosinclinales, y están constituidos principalmente por clásticos finos marinos y rocas carbonatadas; aunque algunos materiales de medio ambiente restringido, no son raros, sobre todo a fines del Jurásico, y están representados por yeso, anhidrita y materiales bituminosos. Al este de Monterrey, hay secuencias de sedimentos marinos terciarios que alinean suavemente hacia el este, y constituyen la mayor parte de la planicie Costera del Golfo Norte.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Edafología.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Suelos

Los suelos son paralelos a la costa y alcanzan su mayor extensión en la parte noreste de la entidad, donde tienen grandes espesores. Esta subprovincia presenta suelos tipo Vertisol crómico asociado a un Vertisol pélico y textura gruesa. El Vertisol es un suelo que presenta grietas anchas y profundas en la época de sequía, son suelos muy duros, arcillosos y masivos, frecuentemente negros, grises y rojizos. Son de climas templados y cálidos con una marcada estación seca y otra lluviosa. Su vegetación natural es muy variada. Su susceptibilidad a la erosión es baja.

Los suelos de la provincia del noreste de México, son paralelos a la costa y alcanzan su mayor extensión en la parte noroeste de la entidad, donde alcanzan grandes espesores.

Vertisoles.

Son suelos que se caracterizan por las grietas anchas y profundas que aparecen en ellos en la época de sequía.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Son suelos de textura arcillosa y pesada que agrietan notablemente cuando se secan, frecuentemente negros o grises.

Son pegajosos cuando están húmedos y muy duros cuando están secos, y a veces son salinos (depende del agua que los sature).

Tienen dificultades en su labranza, pero son fértiles para una gran variedad de cultivos siempre y cuando se controle la cantidad de agua, ya que con frecuencia presentan problemas de inundación y drenaje. Tienen por lo general una baja susceptibilidad a la erosión.

Castañozem. Son suelos con horizonte A melánico de color pardo oscuro y acumulación calcárea u horizontes cálcico o gypsico. En el área de estudio el subsuelo presenta conglomerados, grava arcillosa de color café.Son suelos moderadamente susceptibles a la erosión

Rendzina

Los suelos rendzina se forman sobre una roca madre carbonatada, como la caliza, y suelen ser fruto de la erosión. El humus típico es el mull y su pH suele ser básico

Xerosol

Estos suelos se localizan en las zonas áridas y semiáridas del Centro y Norte de México. Su vegetación natural es de matorrales y pastizales. Se caracterizan por tener una capa superficial de color claro y muy pobre en humus. Debajo de ella puede haber un subsuelo rico en arcillas, o bien muy semejante a la capa superficial.

Muchas veces presentan a cierta profundidad manchas, polvo o aglomeraciones de cal, y cristales de yeso, o caliche, de mayor o menor dureza. A veces son salinos.

Geohidrología.

El municipio pertenece a las regiones hidrológicas denominadas Bravo-Conchos, la cual es identificada con la clave RH24 ocupando una superficie del 87% del municipio, y San Fernando-soto La Marina con la clave RH25 con el 13% restante.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El municipio es cubierto por sistemas de irrigación del Río San Juan y del Río Bravo. La principal fuente de abastecimiento la representa el Río San Juan que proporciona agua y riego a la parte sur del municipio.

Las principales corrientes de agua son el Río Bravo y los canales anzaldúas y Rhode. Al Oriente de la cabecera municipal está situada la laguna La escondida, importante barrera natural al crecimiento urbano hacia esa dirección y en la parte sur se encuentra un cuerpo de agua denominada Presa La Llorona.

A continuación se describen las unidades Edáficas que caracterizan a la zona de estudio como resultado de la acción conjunta de los materiales de origen y los procesos de formación de suelos. Acorde a la unidad de clasificación FAO UNESCO 1970, modificada por Dirección General de Geografía del Territorio Nacional (DGGTNAL). Esta zona de estudio se distinguen dos tipos de unidades edáficas constituidas por la siguiente asociación: *VRccso+KSlv+CHlvcc/3, la nomenclatura anterior se refiere al Vertisol* como suelo predominante, que se caracteriza por su alto contenido en arcilla la cual se expande con la humedad formando sobre la superficie pequeños montículos conocidos como microrelieve gilgai; en el subsuelo por desplazamiento de bloques se forman superficies pulidas conocidas como facetas, *Castañozem* este suelo ha formado un horizonte A mólico, B argílico y C cálcico, se ubica en las Sierras y Llanuras del Norte y en la Mesa Central pertenecientes a los sistemas : 14, 16 (41), 54, 53 y 57 (14), 1, 7, 20 (44), 7, 16 (41) . Las características no descritas son muy semejantes a la de los Chernozem; Chernozem (CHI) Este suelo presenta un horizonte B argílico, se localiza en los lomeríos ubicados en las Sierras y Llanuras del Norte que corresponde a los sistemas Está constituido por un horizonte A mólico de color muy negro y ún B argílico de color beige con concreciones de carbonato de calcio blancas, la estructura del primero en bloques subangulares de tamaño pequeño y del segundo prismática o columnar, la clase textural para el A es franca y para el B arcilla, por lo tanto es moderamente permeable, porco poroso, el pH es ligeramente alcalino y su saturación de bases es mayor de 50%, son suelos con aptitud moderada a la agricultura por algunos factores de demérito que presenta. Y por último "/3", corresponde a suelos con clase textura fina., en la Figura No. IV-6, se puede observar el tipo de suelo presente en el sitio.

En Reynosa el aprovechamiento subterráneo es escaso y tienen gastos muy bajos, por lo que se utilizan para uso doméstico o abrevaderos y no para la agricultura, Ver Figura 4.3-4 Carta Edafológica.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

06

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

De acuerdo al proyecto a nivel prefactibilidad, acciones y programas para el suministro de agua, elaborado por el Gobierno de Tamaulipas, Reynosa tendrá una menor disponibilidad de agua debido al crecimiento demográfico y económico que se ha presentado en la región.

Las Corrientes acuíferas que descienden de las serranías tamaulipecas y corren a lo largo del Estado, tienen su origen en las altas cuencas nutridas fundamentalmente por las lluvias; las aguas describen un curso moderado al bajar entre valles y montañas, al atravesar por la llanura costera del Golfo de México, el flujo de su curso inferior es lento y tranquilo. El crecimiento de los caudales en estos afluentes se debe a la influencia de los ciclones que eventualmente transitan por el Golfo dando lugar a intensos aguaceros (la entidad se ubica en una región ciclónica). La hidrografía estatal cuenta con aspectos sobresalientes tanto por el considerable caudal y número de sus ríos y arroyos como por la riqueza de sus cuencas.

Sismicidad.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

De acuerdo con la Regionalización Sísmica de la República Mexicana, la Ciudad de Reynosa, Tam., queda comprendida dentro de la Zona A, la que se caracteriza por la poca ocurrencia de sismos.

Carta sísmica de la república mexicana

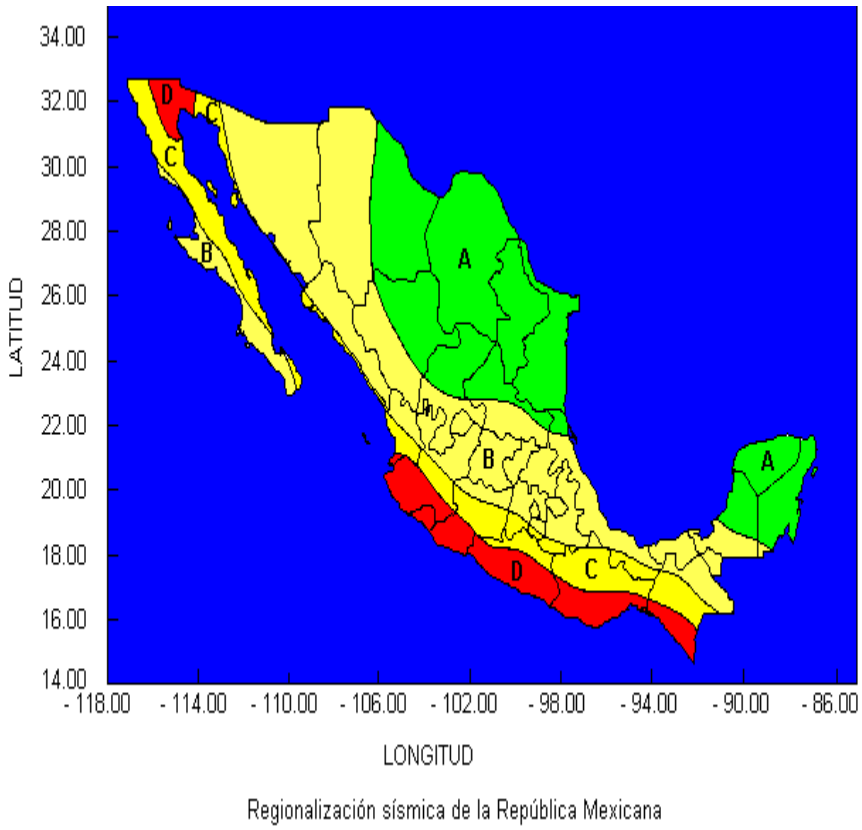


Figura 4.3-5 Regionalización Sísmica de la República Mexicana

Hidrología superficial en un radio de 5 Km.

El área de estudio se encuentra inmersa en la región hidrológica Bravo-Conchos, región hidrológica perteneciente a la vertiente del Golfo de México. Dentro de la cuenca Río Bravo - San Juan (24B), en la subcuenca Rio Pesquería y Rio Salinas donde una de sus corrientes principales, es el Río Pesquería y Rio San Miguel.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El colector principal, dentro de la cuenca, es el río Marabasco también conocido como Minatitlán o Cihuatlán. Este río tiene origen en la sierra de Manantlán a 2,400 msnm; en su longitud es de 123 Km. Desde su nacimiento hasta su desembocadura en el Océano Pacífico. Presenta dirección preferente sur-suroeste y pendiente del 12% en promedio. Sus afluentes principales dentro del estado por la margen izquierda y de norte a sur son: el arroyo Las Truchas, el arroyo Los Chicos y el río San José, y por la margen derecha (en el estado de Jalisco) se encuentran: el arroyo Chanquehahuil, el río Cuzalapa y el arroyo las Compuertas.

El régimen que presenta es perenne y su volumen medio anual de escurrimiento aforado en la estación hidrométrica "Cihuatlán", fue de 18.46 mm3 (1962-1969).

El agua de la región tiene la tendencia natural de fluir hacia el Golfo de México, el drenaje en las sierras es de tipo rectangular, mientras que en los valles es paralelo y subparalelo.

En la zona existen cañadas para escurrimientos torrenciales, los cuales drenarán hacia el Río Pesquería localizado al sur del predio, que es la corriente superficial de importancia para la zona de estudio, al sur del predio y considerada como de régimen intermitente.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Hidrología Subterránea

Dentro de la Región Hidrológica "Río Bravo - Conchos"; está localizada la Zona de Monterrey; y en ella, se efectúa la explotación de agua subterránea más importante; Los campos de Mina, Monterrey, Buenos Aires y Topo Chico, son los que aportan mayor volumen.

La permeabilidad de las calizas de la región, se debe a la presencia de una franja arrecifal, que se desarrolló en las formaciones del Cretásico Inferior, y que se ha cortado en los pozos de los campos

situados en la porción oeste del área. En la oriental, en cambio, las calizas presentan poca permeabilidad, por lo que la producción de los campos Higueras, Papagayos y Picachos es escasa.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El notable desarrollo industrial y la creciente explosión demográfica del área metropolitana de Monterrey, implican mayores demandas de agua; sin embargo, la escasa disponibilidad de este recurso y su irregular distribución en la temporada de lluvias, redundan en una recarga reducida de los acuíferos.

En la zona del proyecto, las principales obras de captación de agua subterránea son norias y pozos. Las norias son generalmente antiguas y sus profundidades llegan a ser de 20 m. Los pozos son más numerosos y sus profundidades llegan hasta los 200m en la zona de influencia.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Aspectos Bióticos

Vegetación

Vegetación

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

En el territorio es predominante el matorral submontano y matorral espinoso con abundancia de árboles de mezquite y ébano, árboles de menor tamaño como la anacahuita, el palo verde, la tenaza, la coma y la anacua y arbustivos como el chaparro prieto, el chaparro amargoso, granjeno cenizo, tasajillo, nopal y palma. En el cerro del Topo se puede encontrar encino. Además del matorral sub-montano, matorral espinoso y mezquital, existen superficies de pastizal inducido, pequeñas áreas de agricultura de riego y de temporal que tienden a desaparecer ante la demanda de suelo urbano. El matorral ocupa un 32%, el pastizal el 11 % y el bosque el 2%. El suelo disponible para agricultura es el 16% y la zona urbana un 38.66 %.

El clima para este tipo de vegetación es Semicálido subhúmedo y se distribuye entre la cota 440 a los 2100 m, Valdez, T. V. (1981), dentro del mismo se concentran variaciones o manchas conformada por vegetación identificada como: Matorral Subinerme, Matorral Espinoso y Matrorral de Mezquital, ya que corresponde a un área que presenta signos de erosión natural, la vegetación se encuentra conformada por áreas de transición entre estas vegetaciones, principalmente matorral submontano.

La vegetación para la zona de estudio corresponde al tipo de Vegetación Secundaria , formada por arbustos o árboles bajos inermes o espinosos, que se desarrolla en una amplia zona de transición ecológica entre la selva baja caducifolia y el matorral de zonas áridas y semiáridas.

a) Flora.

Por lo anterior, en el área de influencia del proyecto no existen especies de flora y fauna silvestres terrestres o acuáticas en peligro de extinción, amenazadas, raras o sujetas a protección especial, de acuerdo a las Normas Oficiales Mexicanas emitidas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) o de aquellas sujetas a protección especial por decreto del titular del Ejecutivo Federal.

b) Fauna.

No se registra la presencia de fauna en la zona de estudio, Cabe mencionar que el sitio del proyecto se encuentra dentro de una zona urbanizada, solo existen algunas parcelas, por lo anterior no se observaron ejemplares en algún estatus de proyteccion, considerando la escasa vegetación existente, se asocia con las siguientes especies: lagartija, pájaro carpintero, rata de campo, mapache y animales domésticos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Especies de interés comercial, endémicas y/o en peligro de extinción. Deberán incluirse aquellas con valor comercial, interés cinegético, o en algún estatus de protección de acuerdo a las normas vigentes.

No aplica, el predio donde se pretende establecer el proyecto no presenta especies de interés comercial, endémicas y/o en peligro de extinción.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Especies de interés comercial, endémicas y/o en peligro de extinción. Deberán incluirse aquellas con valor comercial, interés cinegético, o en algún estatus de protección de acuerdo a las normas vigentes.

No aplica, el predio donde se pretende establecer el proyecto no presenta especies de interés comercial, endémicas y/o en peligro de extinción, en el **Anexo 9** se puede consultar la cartografía del sitio.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

4.4. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

El objetivo principal de un Análisis Preliminar de Peligros, es identificar los riesgos de las etapas iniciales del diseño de la planta e incluso es útil para determinar la eficiencia del proceso. Por lo tanto pude ser útil para el ahorro de costos y tiempos si se identifican en este momento los riesgos importantes.

El Análisis Preliminar de Peligros se centra en los materiales peligrosos y en los elementos importantes desde que se dispone de pocos o insuficientes elementos del diseño de la planta, a grandes rasgos es una revisión de donde se puede liberar energía de manera controlada.

Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V., como se ha mencionado en varios párrafos del presente estudio, será una Terminal de Almacenamiento y Reparto de Diesel y Gasolina.

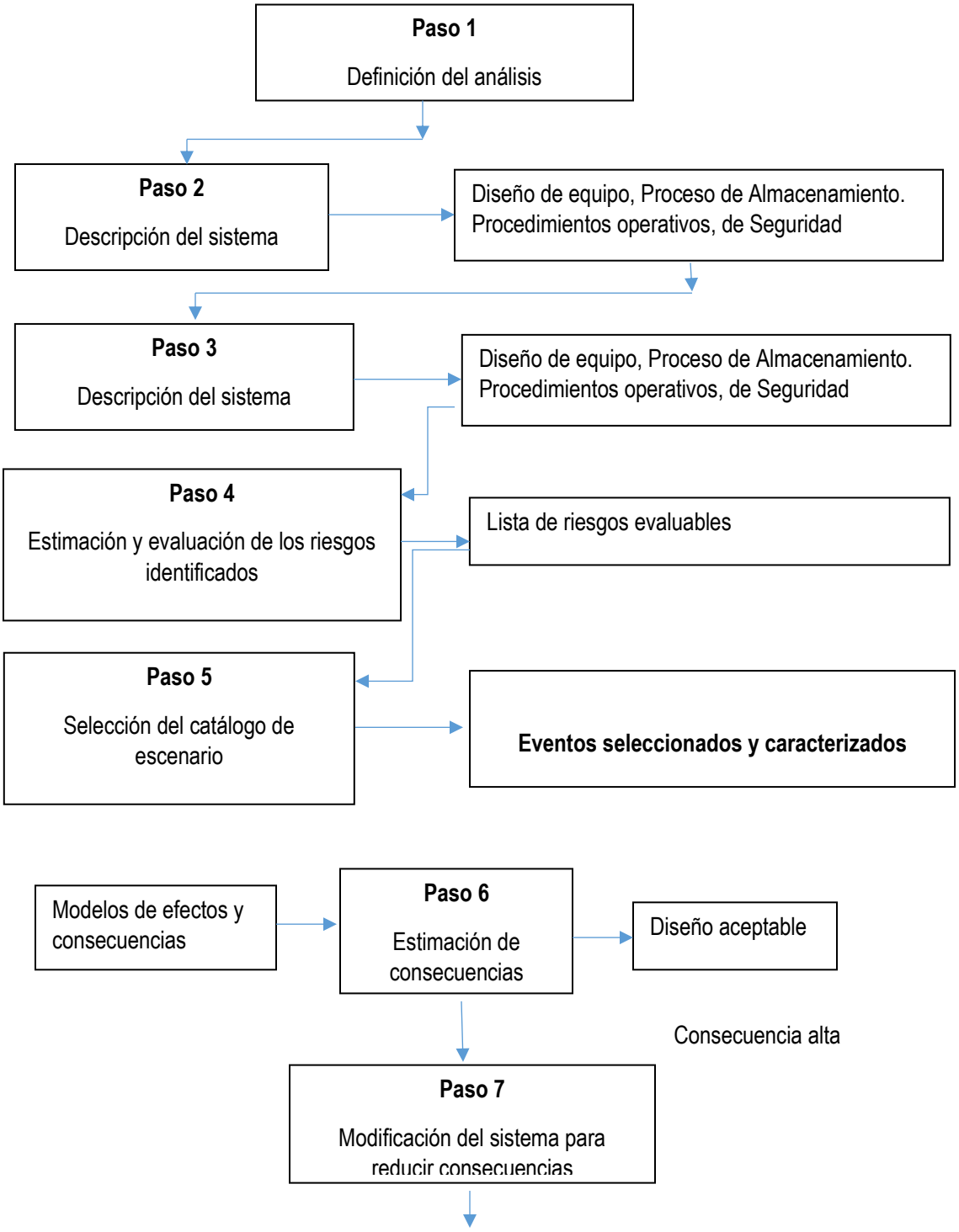
Nuestro Proyecto consistirá en la construcción y operación de una Terminal de Almacenamiento y Reparto que recibirá Gasolina Regular y combustible Diesel proveniente de del territorio nacional o importados, el desarrollo de estas etapas se llevará acabo de la siguiente manera:

La Información requerida de la Distribuidora de Petrolíferos es la siguiente:

- Diagramas de Flujo
- Memorias de Calculo
- Hojas de Seguridad de las Sustancias que serán almacenadas
- Sistemas de relevo y venteo
- Diagramas de Tubería e Instrumentos (DTI´s)
- Diseño del Sistema Contraincendio
- Procedimientos de operacion

A continuación se muestra un diagrama del desarrollo del análisis de Riesgos, ver Figura 4.4-1

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP



DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

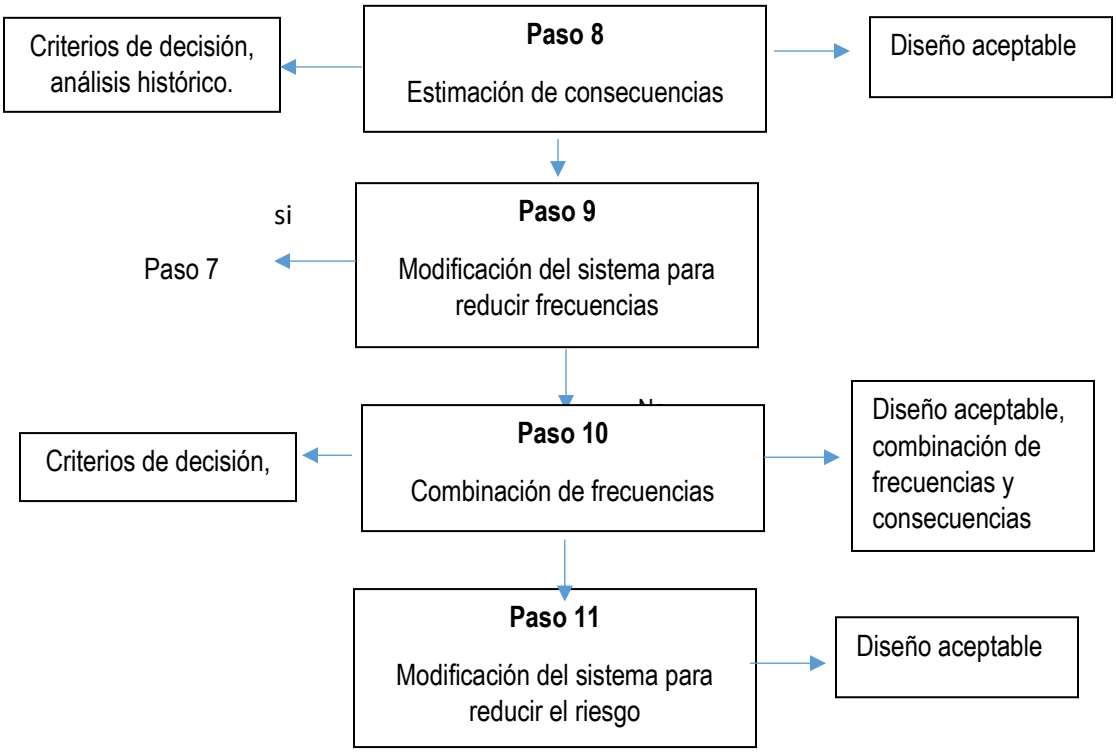


Figura 4.4.-1. Diagrama de Análisis Preliminar de Peligros

A continuación, se detalla la aplicación del Diagrama de Análisis Preliminar de Riesgos

A. **Definición del análisis.**- Realizar el Análisis de Riesgos en los Procesos de los diversos componentes concernientes a los procesos llevados a cabo en la **"Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V."** para el proyecto de dicho Centro de Trabajo, con la finalidad de identificar y evaluar escenarios potenciales de riesgo, hacia el personal, población, medio ambiente, instalación y producción; y diseñar estrategias para prevenir y/o minimizar las consecuencias de un evento no deseado.

B. **Descripción del Sistema. -** La empresa **Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V."**, objeto de este estudio, se localiza en General Escobedo, N.L. en la siguiente dirección: Carretera Federal Saltillo-Laredo Km. 20.9 Col. Centro, en Escobedo, N.L., en un terreno arrendado Colinda con una compañía de que realiza productos de acero al carbón, además se encuentra localizada Carretera Federal Saltillo-Laredo, el uso de suelo tipificado por autoridad Municipal como Mixto (Anexo 3), se dedicara al almacenamiento de Combustible Diésel y Gasolina Regular con una capacidad de 2,849,000 Litros distribuidos en siete Tanques Verticales y tres Tanques de Gasolina Regular con una capacidad de 7,679,000 litros, en la siguiente Figura se muestra el Layout general.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

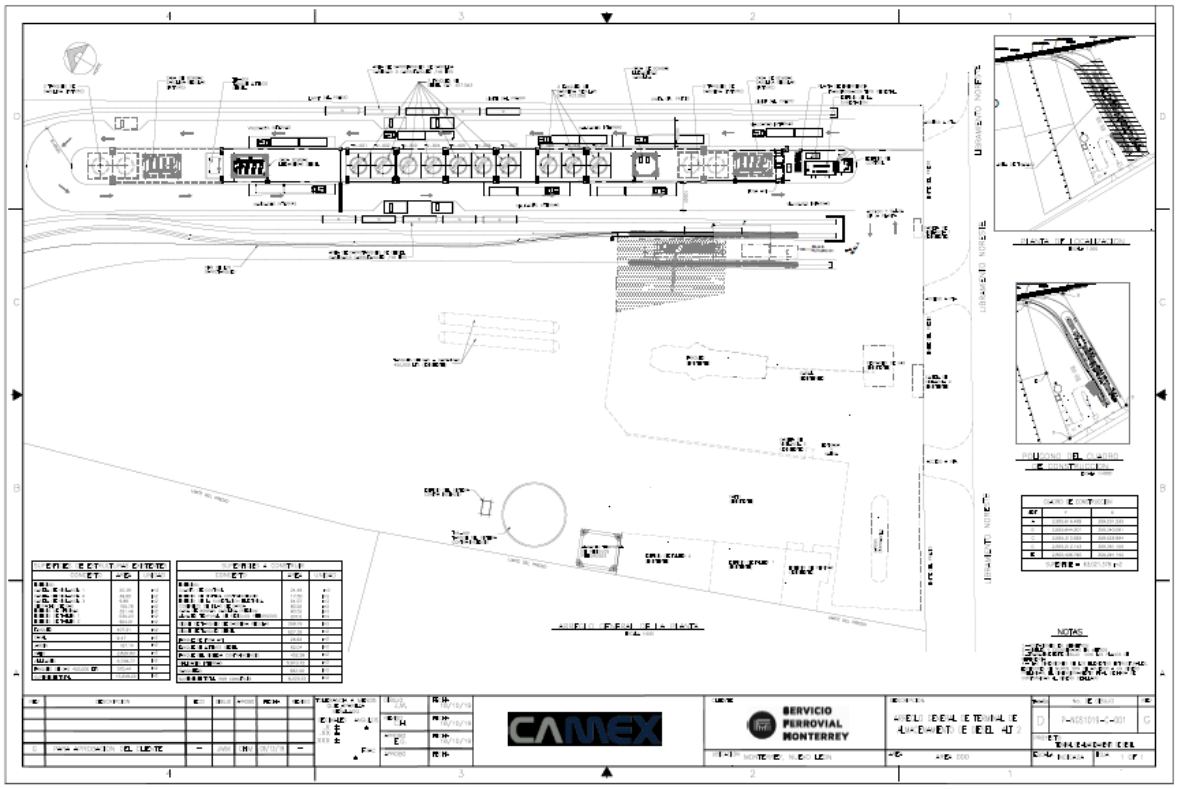


Figura 4.4.-1. Esquema del Layout General de Combustibles y Refinados Burgos, S.A. de C.V.

Para su operación la Distribuidora contra con las siguientes áreas:

- Oficinas
- Estacionamiento
- Vigilancia
- Almacén de Residuos Peligrosos
- Fosa API
- circulación vehicular
- Planta Proceso
- Tanques de almacenamiento de Combustible Diésel y de Gasolina Magna.
- Cuarto de control
- Carga/Descarga Diésel
- Carga/Descarga Gasolina Magna

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

De acuerdo a la clasificación de Köppen modificado por Enriqueta García para la República Mexicana, el predio, así como su área de influencia presentan un tipo de clima **BS1hw** perteneciente a Climas Secos, Subtipo Seco Cálido con lluvias en verano, con un porcentaje de precipitación invernal entre 5 y 10.2 e invierno fresco. 0(h')hw

Presenta además, la condición de canícula llamada también sequía de medio verano, que es una

Temporada menos lluviosa, dentro de la estación de lluvias.

Respecto a la Geología, el área de estudio se localiza en un amplio valle, donde litológicamente el área está formada por rocas sedimentarias mayormente correspondientes a calizas y lutitas, seguidas de conglomerados situados en las dos pequeñas elevaciones del lugar, el suelo correspondiente a aluvión y conglomerado de gran espesor, con afloramientos de material calcáreo, se presentan suelos transportados y conglomerados en las Formaciones Aluviales. De acuerdo con la Carta Geológica G14C16 (INEGI), geológicamente el área se encuentra en zona intermedia con Suelo de tipo Aluvión (Al), y áreas clasificadas como rocas sedimentarias de tipo conglomerado

De acuerdo con la Regionalización Sísmica de la República Mexicana, El municipio de General Escobedo, N.L.., queda comprendida dentro de la Zona A, la que se caracteriza por la poca ocurrencia de sismos.

En área del proyecto se encuentra en zona industrial y de servicios, por lo que no se detectó presencia de especies de interés comercial, endémicas y/o en peligro de extinción, en el sitio del proyecto ni en sus colindancias, la vegetación que se identifica es de tipo secundaria, la mayoría de las especies presentes son del tipo herbáceas (pastizales secos en desuso), las especies predominantes en el sitio son gramíneas lo cual es algo característico en la mayoría de los predios que son desprovistos de vegetación.

No se registra la presencia de fauna en la zona de estudio, Cabe mencionar que el sitio del proyecto se encuentra dentro de una zona urbana de la ciudad, considerando el tipo de vegetación se asocia con las siguientes especies: lagartija, pájaro carpintero, rata de campo, mapache y animales domésticos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La ingeniería de diseño utilizada en Nuestra Distribuidora se realizó con apego a las normas, códigos, estándares y especificaciones que se enlistan a continuación:

- NRF-113-PEMEX-2007 Diseño de Tanques Atmosféricos.
- NRF-015-PEMEX-2003 Protección de áreas y tanques de almacenamiento de productos
- NRF-028-PEMEX-2004 Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.
- NRF-138-PEMEX-2006 Diseño de estructuras de Concreto.
- NRF-140-PEMEX-2011 Sistemas de Drenaje.
- Instituto Americano del Concreto, (ACI-318)
- Manual de Construcción de Acero del Instituto Americano de Construcciones de Acero (AISC),
- Estándares de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales, (ASTM).
- Código APPI 650 y 653
- NOM.006-ASEA.2017

Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V., cuenta con Programa de mantenimiento de mantenimiento, ver **Anexo 8**. Por tratarse de un establecimiento dedicado a la actividad de Almacenamiento de Petrolíferos, en la que no se manufactura, ni se lleva a cabo un proceso productivo, ni ocurren reacciones químicas por lo tanto el funcionamiento de la Terminal se resume de la siguiente manera:

Las actividades y aspectos generales en la operación de una Terminal de distribución se presentan a continuación.

Operación de Tanques:

- Requerimiento especial para llenado de tanques de almacenamiento.
- Mantenimiento de tanques de almacenamiento.

Tanques de almacenamiento:

- Orden y Limpieza.
- Operaciones en Islas de llenado (Llenaderas) para autotanques.
- Medición para transferencia de custodia.
- Control de pérdidas de producto.
- Control de Calidad.
- Mantenimiento.

Operaciones de descarga

- Operaciones de Transferencias de Autotanques.
- Mantenimiento en transferencias.
- Protección catódica.
- Requerimientos Legales.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Las variables del proceso que fueron consideradas para este estudio, son las que a continuación se mencionan:

- Presión.
- Temperatura.
- Flujo.
- Nivel

La Presión Mínima es de 2 kg/cm^2 y la Máxima es de 5 kg/cm^2, la temperatura mínima es de 25° C y la Máxima de 35° C, el nivel lo estaremos monitoreando a través de un software

C. Identificación de Peligros

Los efectos de los riesgos potenciales asociados a una emergencia, son función directa de las condiciones físicas en que se verifica una situación anormal, de las condiciones ambientales, de los materiales y/o equipos involucrados, de la infraestructura de alarma y control de emergencias mayores y de la velocidad de respuesta de la organización.

El estudio de riesgo y la capacidad de funcionamiento examinan la totalidad del proceso, o por lo menos las partes del proceso que se han clasificado como "pertinentes" en un análisis preliminar basado en la experiencia. La evaluación de riesgo cuestiona sistemáticamente cada parte del proceso para descubrir como se pueden producir desviaciones de la intención del diseño y decide si esas desviaciones podrían dar origen a situaciones de riesgo de accidentes mayores.

Es posible que algunas de las causas sean poco realistas y en ese caso las consecuencias derivadas se rechazarán por carecer de interés. Algunas de las consecuencias pueden ser triviales y su examen no se proseguirá. Sin embargo, puede haber algunas desviaciones cuyas causas sean potencialmente graves y factibles. De éstas se ha de tomar nota para adoptar las medidas correctivas.

Casi todos los problemas de manejo de salud ambiental involucran algún grado de incertidumbre. La estimación de emisiones; el destino y transporte de los contaminantes; la exposición humana y los efectos a la salud y ecológicos son algunos de los componentes del análisis ambiental cargados frecuentemente de incertidumbre. Ésta se origina por diversas razones: información incompleta, desacuerdo entre los especialistas o fuentes de información, lenguaje impreciso o por la variabilidad que resulta de los errores de muestreo o por la estructura de un modelo determinado de riesgo.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Anteriormente, las evaluaciones de riesgo proporcionaban un valor simple como una estimación conservadora del riesgo, mientras que hoy se acepta por lo general que en la caracterización del riesgo se requiere proporcionar un mayor entendimiento de los métodos de estimación y de la incertidumbre involucrada en la estimación (Morgan y Henrion 1990).

La evaluación de riesgo permite llegar a descubrir varias deficiencias potenciales del equipo físico y de las prácticas dentro y en el entorno a la Planta. Dentro de las deficiencias potenciales típicas podemos encontrar las siguientes:

- Fallos de componentes
- Desviaciones de las condiciones normales de funcionamiento
- Errores humanos y organizativos
- Inferencias externas accidentales
- Fuerzas naturales
- Actos de sabotaje u otros actos que puedan causar daños

Para poder determinar los efectos de un accidente, con miras a jerarquizarlo en orden de importancia, es necesario hacer uso de una serie de metodologías de uso comercial, las cuales son definidas en función de la naturaleza de los materiales y equipos involucrados.

Los riesgos industriales graves suelen estar relacionados con la posibilidad de incendios, explosiones o dispersión de sustancias químicas tóxicas, y por lo general entrañan el escape de un recipiente, seguido, en el caso de sustancias volátiles de su evaporación y dispersión.

En la fuga de materiales inflamables, el mayor peligro radica del repentino escape de gases o líquidos volátiles, que producen una gran nube de vapor, que posiblemente pudiera ser explosiva. Si esta nube se llegara a inflamar, los efectos que produciría la combustión dependería de varios factores, entre de los que cabe mencionar la velocidad del viento y la medida en que la nube esta diluida en el seno del aire. La fuga de materiales inflamables o tóxicos a la atmósfera puede, por tanto, provocar explosiones, un incendio o la formación de una nube tóxica.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Las explosiones se caracterizan por una onda de choque que puede producir un estallido causando daños a las instalaciones adyacentes. Los efectos de la onda de choque varían según las características del material, su cantidad y el grado de restricción de la nube de vapor.

Considerando la fase en la que se encuentra el proyecto, al tipo de información disponible y al conocimiento de las metodologías de análisis de riesgos, se seleccionó la metodología **HazOp** (HAZard OPerability) para el desarrollo de este análisis.

El análisis aplicado para cada uno de los nodos de estudio, fue considerando la presencia de los elementos mínimos de seguridad recomendados en normatividad y practicas recomendadas de seguridad en los procesos para cada componente en particular, considerando su interacción con el sistema analizado. Se considera diversas equivalencias y/o supuestos en los cuales un elemento de seguridad debe de ser instalado o puede ser excluido.

Análisis HazOp.

El estudio de Análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp) es una metodología para la identificación de peligros, que de forma sistemática permite analizar posibles desviaciones en el proceso, sus consecuencias, causas y de esta forma poder determinar en función de las protecciones existentes, si el peligro es aceptable o si es necesario tomar acciones que permitan disminuir la probabilidad de un evento no deseado, o medidas que disminuyan los efectos de dichas consecuencias.

El análisis HazOp es una herramienta de identificación de peligros durante las diferentes etapas de vida de una instalación. En el presente estudio, se justificó plenamente el uso de esta herramienta para identificar posibles Desviaciones o Peligros en los sistemas de proceso y servicios auxiliares, con la finalidad de identificar los elementos de seguridad necesarios como protección para cada componente de proceso de la instalación, en cumplimiento con prácticas recomendadas de seguridad y bajo la normatividad vigente.

El resultado del análisis HazOp consiste en la emisión de un listado de recomendaciones que un Grupo Multidisciplinario emite, apegándose a la normatividad y prácticas recomendadas de seguridad.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La metodología de análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp), se fundamenta en la búsqueda sistemática de Peligros a través del uso de Palabras Guía aplicadas a parámetros de proceso, realizando su análisis de consecuencias y determinando las acciones necesarias para disminuir su probabilidad de ocurrencia y sus efectos. La metodología aplicada para este estudio fue el HazOp Desviación por Desviación (DBD), la cual permite identificar durante su desarrollo, problemas asociados a los sistemas mencionados. Su forma de ejecución se muestra a continuación:

1) Seleccione un sistema.
2) Identifique los nodos de estudio.
3) Seleccione un nodo de estudio.
4) Describa la intención de diseño del nodo en particular.
5) Identifique las variables o parámetros de proceso.
6) Aplique las palabras guía a las variables de proceso para generar desviaciones.
7) Identifique las consecuencias que provoca la desviación, suponiendo que todas las protecciones fallan. Para este punto en particular, se listarán las consecuencias exclusivamente que resulten al presentarse la desviación y no se listarán aquellas afectaciones que no se desencadenen, es decir un escenario de riesgo puede tener afectaciones al personal y no a la instalación, por lo tanto solo se listarán las afectaciones existentes.
8) Identifique las causas para cada desviación.
9) Identifique las protecciones para la desviación. Para este punto se deberán incluir las capas independientes de protección que mitiguen o prevengan la ocurrencia de cada causa en particular.
10) Evalué si el peligro es aceptado como es.
11) Si el peligro es aceptado como es continué en 14.
12) Realice recomendaciones que disminuyan la probabilidad de ocurrencia.
13) Realice acciones que disminuyan la magnitud de sus efectos.
14) Continúe con otra desviación.
15) Continúe con otro nodo de estudio.
16) Realice reporte en hojas de trabajo HazOp.
17) Realice listado de recomendaciones.

A continuación, se presenta el listado de los nodos de estudio y la identificación de los nodos en los planos utilizados, en el **Anexo 10,** se puede consultar el listado de Nodos analizados durante las reuniones Multidisciplinarias.

Las áreas de la Planta a considerar para la identificación de peligros y para la aplicación del Hazop son las siguientes:

- Líneas de Recepción de Diésel por ferrotanques

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

- Lineas de Recepción de Gasolina Regular por ferrotanques
- Tanques de almacenamiento de Diésel.
- Tanques de Almacenamiento de Gasolina Regular
- Líneas de entrega de Diésel a auto-tanques
- Líneas de entrega de Gasolina Magna a auto-tanques.

D. Estimación y Evaluación de los Riesgos Identificados

En la identificación de riesgos para este proyecto se empleó la metodología HAZOP (Hazard And Operability) "Análisis Funcional de Operatividad"; la cual es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada.

Por tanto, ya se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

La realización de un análisis HAZOP consta de las etapas que se describen a continuación.

1. Definición del área de estudio:

Consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica la técnica. En una determinada instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias.

2. Definición de los nodos:

En cada uno de estos subsistemas o líneas se deberán identificar una serie de nodos o puntos claramente localizados en el proceso.

Cada nodo deberá ser identificado y numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido del proceso para mejor comprensión y comodidad. La técnica HAZOP se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nodo vendrá caracterizado por variables de proceso: presión, temperatura, nivel, composición, etc.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

La facilidad de utilización de esta técnica requiere reflejar en esquemas simplificados de diagramas de flujo todos los subsistemas considerados y su posición exacta.

3. Aplicación de las palabras guía:

Las "palabras guía" se utilizan para indicar el concepto que representan a cada uno de los nudos definidos anteriormente que entran o salen de un elemento determinado. Se aplican tanto a acciones (reacciones, transferencias, etc.) como a parámetros específicos (presión, caudal, temperatura, etc.).

Las variables del proceso que fueron consideradas para este estudio, son las que a continuación se mencionan:

- Presión.
- Temperatura.
- Flujo.
- Nivel

Las desviaciones posibles que se contemplan en un análisis HazOp son las siguientes:

Componentes de Proceso					
Desviación	Columna	Recipiente	Línea	Intercambiador de calor	bombas
Mayor Flujo			X		
Menor/no flujo			X		
Mayor nivel	X	X			
Menor nivel	X	X			
Mayor presión	X	X	X		
Menor presión	X	X	X		
Mayor Temperatura	X	X	X		
Menor Temperatura	X	X	X		
Alta Concentración	X	X	X		
Baja concentración	X	X	X		
Flujo inverso			X		
Fuga	X	X	X	X	X
Ruptura	X	X	X	X	X

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Incendio	X	X	X	X	X

Tabla 4.4-1. Desviaciones de las desviaciones analizadas

Es importante mencionar que no todas las desviaciones fueron aplicadas para todos los nodos analizados, la selección de las mismas dependió del nodo en cuestión.

E. Selección del Catálogo de Escenarios

Para la selección de escenarios se debe tomar en cuenta las áreas que comprende la instalación, como en este caso las áreas de almacenamiento, recepción de los Petrolíferos, entrega de los mismos, etc., a continuación, se presenta el listado que se consideró.

- Líneas de Recepción de Diésel
- Tanques de Diésel.
- Líneas de entrega de Diésel a auto-tanques
- Líneas de recepción de gasolina magna
- Tanque de gasolina Magna
- Líneas de entrega de Gasolina Magna a auto-tanques.
- Líneas de recepción de gasolina Premium.
- Tanques de gasolina Premium
- Líneas de entrega de Gasolina Premium a auto-tanques.

Tomando en cuenta dichas a reas se procedió a realizar el listado de Nodos, aplicando las siguientes palabras guías, ver tale siguiente.

Palabra guía	Significado	Ejemplo de desviación	Ejemplo de causas originadoras
NO	Ausencia de la variable a la cual se aplica	No hay flujo en una línea	Bloqueo; fallo de bombeo; válvula cerrada o atascada; fuga; válvula abierta; fallo de control
MÁS	Aumento cuantitativo de una variable	Más flujo (más caudal)	Presión de descarga reducida; succión presurizada; controlador saturado; fuga; lectura errónea de instrumentos
		Más temperatura	Fuegos exteriores; bloqueo; puntos calientes; explosión en reactor; reacción descontrolada
MENOS	Disminución cuantitativa de una variable	Menos caudal	Fallo de bombeo; fuga; bloqueo parcial; sedimentos en línea; falta de carga; bloqueo de válvulas

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

		Menos temperatura	Pérdidas de calor; vaporización; venteo bloqueado; fallo de sellado
INVERSO	Analiza la inversión en el sentido de la variable. Se obtiene el efecto contrario al que se pretende	Flujo inverso	Fallo de bomba; sifón hacia atrás; inversión de bombeo; válvula anti retorno que falla o está insertada en la tubería de forma incorrecta
ADEMÁS DE	Aumento cualitativo. Se obtiene algo más que las intenciones del diseño	Impurezas o una fase extraordinaria	Entrada de contaminantes del exterior como aire, agua o aceites; productos de corrosión; fallo de aislamiento; presencia de materiales por fugas interiores; fallos de la puesta en marcha

Tabla. 4.4-2. Palabras guía y su significado.

Para cada nodo se plantea de forma sistemática todas las desviaciones que implican la aplicación de cada palabra guía a una determinada variable o actividad. Para realizar un análisis exhaustivo, se deben aplicar todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado.

Paralelamente a las desviaciones se deben indicar las causas posibles de estas desviaciones y posteriormente las consecuencias de estas desviaciones.

Para la evaluación de los riesgos de la metodología anterior con respecto a la severidad y frecuencia, se utilizaron los criterios de las tablas siguientes, obteniéndose el índice de riesgo de cada evento y por consecuencia los escenarios críticos y puntos de mayor riesgo.

La severidad se evalúa tomando en cuenta el carácter del riesgo en particular y los objetos que pudieran resultar afectados como se muestra en la siguiente tabla. El alcance del daño producido dependerá de las características físico-químicas de la sustancia, de la energía almacenada y/o del tipo de accidente causado

F. Estimación de la Consecuencia

Para la estimación de las consecuencias se utilizan modelos matemáticos especializados, reconocidos y validados para Simulación de consecuencias, considerando los casos más probables y los Peores Casos, y posibles casos alternos.

En nuestro caso se utilizó el software PHAST, desarrollado por DNV

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

G. Modificación del sistema Para reducir la consecuencia

En cuanto a las instalaciones de almacenamiento de combustibles, existen varias regulaciones en nuestro país que permiten proteger al establecimiento, al personal y al entorno.

Entre las Nomas más importantes se encuentran las siguientes:

- NOM-006-ASEA-2017
- NOM-005-STPS-1998
- NOM-002-STPS-2010
- NOM-009-STPS-2011
- NOM-010-STPS-2014
- NOM-027-STPS-2008
- NOM-052-SEMARNAT-2005

Algunas medidas de la Reducción del riesgo, enfocadas a medidas de protección y seguridad pueden ser las siguientes:

- Los recipientes o depósitos con diques capaces de contener el producto en el momento de una fuga o ruptura.
- Deben existir distancias suficientes, basadas en los escenarios de riesgos, con el objetivo de minimizar la posibilidad de que si se llegase a producir algún accidente en uno de ellos, no afecte al otro equipo o Tanque de Almacenamiento.
- Las instalaciones deben contar con sistemas de seguridad para evitar los riesgos de la electricidad estática o de los propios equipos eléctricos existentes en las mismas.

H. Estimación de la frecuencia

Las actividades petroleras, como cualquier actividad industrial, se desarrollan en escenarios los cuales involucran diversidades de peligros y riesgos. Estos riesgos radican en el peso de los materiales y equipos que se utilicen, así como en su complejidad para manejar y operar los mismos, y el grado de instrucción que tengan sus operadores para la adecuada manipulación de los mismos. Cabe destacar que estos riesgos y eventos peligrosos pueden generar grandes pérdidas materiales como humanas, afectando de esta manera la eficiencia y seguridad con que se lleva a cabo cualquier actividad industrial.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

De aquí la importancia de la utilización de métodos que estimen la frecuencia de ocurrencia de estos eventos, mediante los cuales se pueden realizar estudios más complejos con la finalidad de poder predecir, minimizar y evitar la ocurrencia de los mismos; logrando de esta manera un mejor desempeño en las actividades que se realicen y permitiendo disminuir pérdidas (materiales y humanas) importantes en cualquier industria o empresa generadas por diversos accidentes.

Para elaborar los estudios cuantitativos de análisis de riesgos, se requiere la estimación de las frecuencias en que ocurren las fallas en los equipos relacionados con las instalaciones o actividades del análisis. De la misma manera, la estimación de probabilidad de errores del hombre, muchas veces debe ser cuantificada en el cálculo de riesgo. Esos datos normalmente son difíciles de estimarse, debido a la no disponibilidad de estudios de ese tipo.

Para el cálculo de las frecuencias de los escenarios de accidentes, se pueden utilizar, entre otras, las siguientes técnicas:

- Análisis histórico de los accidentes, a través de la investigación bibliográfica o en los bancos de datos de accidentes (Tabla 2);
- Análisis del árbol de fallas (AAF);
- Análisis de árboles de eventos (AAE).

En determinados estudios, los factores externos de la empresa pueden contribuir al riesgo de una instalación. En esos casos, se debe considerar también la probabilidad o frecuencia de que ocurran eventos no deseables causados por terceros o por agentes externos al sistema en estudio, como terremotos, inundaciones, deslizamientos de suelos y caída de aeronaves, entre otros.

Con relación al ser humano, los datos de confiabilidad o de probabilidades de fallas, deben utilizarse con mucha cautela porque existen muchos factores que influyen en este proceso, tales como:

- Tipos de fallas;
- Condiciones ambientales;
- Características de los sistemas involucrados;
- Tipos de actividades u operaciones realizadas;
- Capacitación de las personas involucradas;
- Motivación;
- Disponibilidad de normas de calidad y procedimientos operacionales;
- Tiempo disponible para la ejecución de tareas.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Un factor que se debe considerar en el análisis es el error humano durante la realización de una determinada operación, sobre todo los errores de mantenimiento, a causa de los cuales ocurre casi el 60 a 80% de los accidentes mayores que involucran al error humano.

I. Modificación del sistema para disminuir la frecuencia

Tomando en cuenta lo descrito el inciso G, es importante realizar un diagnóstico de cumplimiento en materia de Seguridad operativa, Saludo ocupacional, así como Protección Ambiental que permitan identificar hallazgos e implementar mejoras que coadyuven en la reducción de la frecuencia.

J. Combinación de la Frecuencia y las consecuencias de Riesgos.

Con base en la determinación de eventos que pudieran ocasionar incendio, Fuga o Explosión y una vez simulados, se debe realizar un análisis de los peores casos y establecer medidas de seguridad que permitan administrar el Peligro.

K. Modificación del Sistema para Reducir el Riesgo

Es la etapa finar del Análisis Preliminar de Riesgos en el cual se deben implementar y establecer todas las recomendaciones en materia de seguridad y protección ambiental, con base en los radios de afectación.

4.4.1. Antecedentes de Accidentes e Incidentes de Proyectos e Instalaciones similares

De los accidentes ocurridos en Terminales de Almacenamiento y Reparto (T.A.R.) se encontraron los registros, siendo en su mayoría por motivos de fallas humanas y no por fallas en el proceso o equipos.

- Incendio (bola de fuego) en las llenaderas de autotanques, generada por chispa en una masa de vapores de gasolina.
- Choque de autotanque contra algún elemento de la zona de llenaderas sin generar derrame de combustible.
- Desprendimiento de conexiones por avance del autotanque sin desconectar, produciendo un derrame de combustible de algunos litros que quedan en la tubería.
- Caídas y atropellamientos en las zonas operativas y de maniobras vehiculares.
- Choques entre vehículos de consecuencias leves.
- Accidentes laborales por motivos de remodelación o mantenimiento de las instalaciones (caídas, machucones, descargas eléctricas).
- Eventos registrados de carácter catastrófico:

- ACCIDENTE DE BUNCEFIELD, REINO UNIDO, 2005.

Sobre las 6 de la mañana del día 11 de Diciembre de 2005 tuvo lugar una explosión de nube de vapor no confinada en el "Buncefield Oil Storage Depot" (terminal de almacenamiento de Buncefield). Como resultado de la explosión que se produjo a partir de la pérdida de contenido de unos de los depósitos de almacenamiento, se sucedieron otras explosiones y un importante incendio, en el que estuvieron involucrados varios depósitos de la instalación.

Características de las instalaciones

La terminal de almacenamiento de combustible conocida como "Buncefield Oil Storage Depot", se encuentra en Hemel Hempstead, en el condado de Hertfordshire (Inglaterra), al norte de la ciudad de Londres. En diciembre de 2005, dentro de la terminal se encontraban tres establecimientos distintos, todos ellos afectados por la legislación de accidentes graves en su nivel superior y dedicados al almacenamiento de combustibles:

• Hertfordshire Oil Storage Ltd (HOSL), cuyas instalaciones se encontraban divididas en dos partes, una al este y otra al oeste de la terminal.

• British Pipeline Agency (BPA), cuyas instalaciones se encontraban igualmente divididas en dos partes, una ubicada en la zona norte de la terminal y otra situada en el centro de la misma, entre la HOSL este y la HOSL oeste.

• BP Oil UK Ltd, en la zona sur de la terminal.

En total, la terminal de Buncefield almacenaba unas 194.000 toneladas de combustibles.

Los hidrocarburos se recibían en la terminal a través de tres tuberías y se expedían fuera mediante camiones cisterna, excepto en el caso del jet de aviación, para el que existía un sistema de tuberías que lo distribuía a los aeropuertos de Gatwick y Heathrow.

La terminal se encontraba en una zona industrial, en cuyos alrededores había edificios de negocios y residencias.

Descripción del accidente

El sábado 10 de diciembre de 2005, sobre las 18:50 horas comenzó el llenado del tanque 912 de la HOSL, con gasolina sin plomo. El tanque, que tenía una capacidad de 6 millones de litros, estaba dotado de un sistema automático de medida del nivel del depósito. A las 03:05 horas del sábado 11 de diciembre, el display asociado

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

al sistema de control del nivel dejó de registrar la medida de nivel del tanque, aunque éste continuó llenándose. Por tanto, las alarmas de alto nivel y muy alto nivel no se activaron puesto que la lectura de nivel siempre se encontraba en valores inferiores. El depósito también estaba dotado de un sistema independiente de control de alto nivel, cuya finalidad era parar el sistema de llenado automáticamente, cerrando las válvulas de entrada de producto y poniendo en marcha una alarma. Este sistema también falló y, por tanto, no se tuvo registro del nivel alcanzado en el depósito. Sobre las 5:37 horas el tanque se llenó por completo y el combustible comenzó a derramarse. El circuito cerrado de televisión de la terminal mostró que, al poco tiempo de comenzar el derrame de combustible, una nube de vapor comenzó a ser visible en el cubeto en el que estaba situado el depósito.

Esta nube de vapor también fue vista por algunos de los camioneros que esperaban para llenar sus vehículos, así como por personal ajeno al establecimiento, alertando a los empleados de la instalación. La alarma de incendios se pulsó a las 6:01 horas, poniéndose en marcha la bomba de incendios. Casi inmediatamente, se produjo la explosión de la nube de vapor, cuya ignición se produjo, probablemente, por una chispa debida a la puesta en marcha de la bomba. Cuando ocurrió la explosión, se calcula que del depósito se habían derramado aproximadamente unos 250,000 litros de combustible.

La devastación producida por la explosión fue enorme. Afortunadamente, no hubo pérdidas humanas, puesto que el accidente ocurrió en la madrugada del domingo y, al tratarse de una zona industrial, se encontraba relativamente tranquila en esos momentos. Aun así, unas 40 personas resultaron heridas. El fuego que se produjo tras la explosión afectó a unos 20 tanques ubicados en la zona y ardió durante varios días. El agua y las espumas utilizadas para apagar el fuego, junto con parte del combustible derramado, llegaron al subsuelo a través de desagües y pozos de drenaje, produciendo daños importantes al medioambiente de la zona.

Análisis de las causas del accidente.

Los fallos en el diseño y mantenimiento de los sistemas de protección para evitar el sobrellenado de tanques deben considerarse como las causas técnicas de la explosión inicial y de la dispersión de contaminantes posterior. Sin embargo, debajo de estas causas inmediatas deben buscarse otras, que afectan al sistema organizativo y al planteamiento de trabajo, y que son realmente las culpables del accidente:

1. El mantenimiento y la gestión de los sistemas ubicados en las instalaciones de HOSL en relación con el sobrellenado de tanques eran deficientes y no tenían un seguimiento continuo, a pesar del hecho

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

de que ambos sistemas eran auditados de forma independiente. En concreto, el sistema de bloqueo por alto nivel se encontraba inoperativo por falta de conocimiento sobre su funcionamiento.

2. La plantilla no disponía de suficiente información para manejar de forma apropiada la entrada de combustible en los almacenamientos, sobre todo datos relacionados con la velocidad de entrada y tiempos de recepción de los hidrocarburos.
3. La producción del establecimiento había aumentado, lo que imponía más presión sobre la plantilla y rebajaba el control de ésta sobre el proceso de almacenamiento de combustible y su monitorización.

Todas estas presiones habían creado en el establecimiento una cultura donde el proceso de operación era prioritario, sin prestar demasiada atención a los procesos de seguridad, para poder cumplir los objetivos de productividad.

Lecciones aprendidas:

El accidente de Buncefield no identifica ni presenta novedades sobre las que investigar o trabajar, sino que este suceso viene a reforzar los principios básicos de la gestión de la seguridad:

a) Debe existir un claro conocimiento de los riesgos de accidente grave en los establecimientos así como del equipamiento crítico y los sistemas diseñados para el control de los mismos.
   Esta comprensión y conocimiento debe existir a todos los niveles de la organización y es necesario que se establezca entre todas las secciones y grupos involucrados en el aprovisionamiento, instalación, mantenimiento y operación.
b) Deben existir sistemas y cultura en el establecimiento para detectar las señales de fallo en los sistemas de seguridad críticos y responder ante ellos de forma rápida y efectiva.
   En este caso, hay claros signos de que el equipo no se estaba utilizando correctamente para el propósito para el que había sido diseñado y nadie cuestionaba por qué, o qué debía hacerse para cambiarlo.
c) El tiempo y los recursos para los procesos de seguridad deben estar disponibles.
   La presión sobre la plantilla y los mandos debe ser entendida y gestionada de forma que éstos tengan capacidad para aplicar procedimientos y sistemas básicos para las operaciones de seguridad.
d) Cuando todo lo anterior esté implantado, deben implantarse sistemas de auditoría efectivos que pongan a prueba los sistemas de gestión y aseguren que estos sistemas están siendo usados y son efectivos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Accidente en la Terminal de Almacenamiento y Despacho (Tad) De Salamanca, Guanajuato.

Petróleos Mexicanos (Pemex) lamentó el fallecimiento este lunes del trabajador de la empresa que permanecía internado en el Hospital Central Sur de Alta Especialidad de Picacho, en la Ciudad de México, como consecuencia del accidente ocurrido el pasado día 15 de marzo en su Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) de Salamanca, Guanajuato.

En un comunicado, la empresa productiva del Estado expresó sus condolencias a familiares y amigos, y reiteró que brindará todo el apoyo necesario a sus deudos. Señala que desafortunadamente los ocho trabajadores, tres de Pemex y cinco de las compañías externas que fueron hospitalizados tras la explosión en el área de llenaderas de dicha terminal, han fallecido.

Pemex aclara que continúa la investigación del accidente para determinar las causas que lo provocaron.

4.5. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

4.5.1. Análisis cualitativo de Riesgo

A continuación, se presenta el listado de los nodos de estudio y la identificación de los nodos en los planos utilizados, en el **Anexo 10,** se puede consultar el listado de Nodos analizados durante las reuniones Multidisciplinarias Personal de Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V. del área de Almacenamiento, personal de Diseño de la Terminal, Ambientalistas CALE, S.A. de C.V., y Coordinación de Proyecto realizan una presentación con los alcances del proyecto objeto de estudios.

- Ambientalistas CALE, S.A. de C.V., presentó las metodologías para el desarrollo del análisis de riesgos en los procesos ARP:
- la identificación de peligros mediante la metodología HazOp, jerarquización de riesgos (Matrices
- de riesgo), análisis costo beneficio y análisis de consecuencias.
- Objetivo del análisis de riegos.
- Alcance del análisis de riesgos.
- Para el desarrollo del análisis de riesgos se utilizó información generada en el proyecto, consistente en Filosofía de Operación, Ingeniería del Proyecto, Especificaciones de Materiales y Equipos, Diagramas de Tubería e Instrumentación, Diagrama de Flujo de Proceso y Planos de Localización General de Equipos, planos para la obra civil, planos de la red de agua contra incendio, entre otros documentos.
- Se identificaron los nodos de estudio en los Diagramas de Tubería e Instrumentación.
- Alcance del análisis de riesgos.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Considerando la fase en la que se encuentra el proyecto, al tipo de información disponible y al conocimiento de las metodologías de análisis de riesgos, se seleccionó la metodología **HazOp** (HAZard OPerability) para el desarrollo de este análisis.

El análisis aplicado para cada uno de los nodos de estudio, fue considerando la presencia de los elementos mínimos de seguridad recomendados en normatividad y practicas recomendadas de seguridad en los procesos para cada componente en particular, considerando su interacción con el sistema analizado. Se considera diversas equivalencias y/o supuestos en los cuales un elemento de seguridad debe de ser instalado o puede ser excluido.

Análisis HazOp.

El estudio de Análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp) es una metodología para la identificación de peligros, que de forma sistemática permite analizar posibles desviaciones en el proceso, sus consecuencias, causas y de esta forma poder determinar en función de las protecciones existentes, si el peligro es aceptable o si es necesario tomar acciones que permitan disminuir la probabilidad de un evento no deseado, o medidas que disminuyan los efectos de dichas consecuencias.

El análisis HazOp es una herramienta de identificación de peligros durante las diferentes etapas de vida de una instalación. En el presente estudio, se justificó plenamente el uso de esta herramienta para identificar posibles Desviaciones o Peligros en los sistemas de proceso y servicios auxiliares, con la finalidad de identificar los elementos de seguridad necesarios como protección para cada componente de proceso de la instalación, en cumplimiento con prácticas recomendadas de seguridad y bajo la normatividad vigente.

El resultado del análisis HazOp consiste en la emisión de un listado de recomendaciones que un Grupo Multidisciplinario emite, apegándose a la normatividad y prácticas recomendadas de seguridad.

La metodología de análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp), se fundamenta en la búsqueda sistemática de Peligros a través del uso de Palabras Guía aplicadas a parámetros de proceso, realizando su análisis de consecuencias y determinando las acciones necesarias para disminuir su probabilidad de ocurrencia y sus efectos. La metodología aplicada para este estudio fue el HazOp Desviación por Desviación (DBD), la cual

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

permite identificar durante su desarrollo, problemas asociados a los sistemas mencionados. Su forma de ejecución se muestra a continuación:

18) Seleccione un sistema.
19) Identifique los nodos de estudio.
20) Seleccione un nodo de estudio.
21) Describa la intención de diseño del nodo en particular.
22) Identifique las variables o parámetros de proceso.
23) Aplique las palabras guía a las variables de proceso para generar desviaciones.
24) Identifique las consecuencias que provoca la desviación, suponiendo que todas las protecciones fallan. Para este punto en particular, se listarán las consecuencias exclusivamente que resulten al presentarse la desviación y no se listarán aquellas afectaciones que no se desencadenen, es decir un escenario de riesgo puede tener afectaciones al personal y no a la instalación, por lo tanto solo se listarán las afectaciones existentes.
25) Identifique las causas para cada desviación.
26) Identifique las protecciones para la desviación. Para este punto se deberán incluir las capas independientes de protección que mitiguen o prevengan la ocurrencia de cada causa en particular.
27) Evalué si el peligro es aceptado como es.
28) Si el peligro es aceptado como es continué en 14.
29) Realice recomendaciones que disminuyan la probabilidad de ocurrencia.
30) Realice acciones que disminuyan la magnitud de sus efectos.
31) Continúe con otra desviación.
32) Continúe con otro nodo de estudio.
33) Realice reporte en hojas de trabajo HazOp.
34) Realice listado de recomendaciones.

Las variables del proceso que fueron consideradas para este estudio, son las que a continuación se mencionan:

- Presión.
- Temperatura.
- Flujo.
- Nivel

Las desviaciones posibles que se contemplan en un análisis HazOp son las siguientes:

Componentes de Proceso					
Desviación	Columna	Recipiente	Línea	Intercambiador de calor	bombas
Mayor Flujo			X		
Menor/no flujo			X		

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Mayor nivel	X	X			
Menor nivel	X	X			
Mayor presión	X	X	X		
Menor presión	X	X	X		
Mayor Temperatura	X	X	X		
Menor Temperatura	X	X	X		
Alta Concentración	X	X	X		
Baja concentración	X	X	X		
Flujo inverso			X		
Fuga	X	X	X	X	X
Ruptura	X	X	X	X	X
Incendio	X	X	X	X	X

Tabla 4.3-1. Desviaciones de las desviaciones analizadas

Es importante mencionar que no todas las desviaciones fueron aplicadas para todos los nodos analizados, la selección de las mismas dependió del nodo en cuestión.

El Hazop de los nodos de estudio y la identificación de los nodos en los planos utilizados, en el **Anexo 11,** se puede consultar el listado de Nodos analizados durante las reuniones Multidisciplinarias.

4.5.1.1. Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

De acuerdo a los requerimientos para el Estudio de Riesgo Ambiental, el proyecto será evaluado bajo uno o más métodos especiales para identificar, analizar, evaluar, jerarquizar y generar alternativas de mitigación y control de riesgos significativos asociados con equipos y procedimientos críticos, empleando metodologías aceptadas tanto nacional como internacionalmente para el cumplimiento de la normatividad vigente.

Este análisis considera el volumen total del petrolífero a almacenar, cantidad y tipo de tanques de almacenamiento y su ubicación con respecto a otras instalaciones dentro de la planta y límite de propiedad, cantidad, tipo de instalaciones y equipo para operaciones de recepción y entrega de producto, así como su frecuencia, ubicación y capacidad de la red de agua y espuma contra incendio, así como los diversos sistemas de prevención, alarma y supresión.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Considera también la proximidad y densidad de asentamientos humanos, así como de instalaciones especiales que contribuyan a incrementar el riesgo o en su defecto que sean susceptibles al riesgo de la instalación.

Por la naturaleza del proyecto se estableció como zona buffer los límites del terreno; con el fin de salvaguardar la seguridad de la zona. Además de lo anterior también se establecerá un muro de protección en el perímetro del predio con un mínimo de 2.5 metros de altura a base de concreto armado o material similar resistente al fuego y sobrepresión por explosión; de tal manera de funcione como muro de abatimiento en caso de que ocurra un evento (incendio o explosión catastrófico en toda el área de almacenamiento) y que por sus características éste llegue a rebasar la superficie de la nuestra Distribuidora.

En forma más específica se determinaron los riesgos más probables mediante recorrido de las instalaciones, analizando la Filosofía de Operación, Ingeniería del Proyecto, Especificaciones de Materiales y Equipos, Diagramas de Tubería e Instrumentación, Diagrama de Flujo de Proceso y Planos de Localización General de Equipos, planos para la obra civil, planos de la red de agua contra incendio, entre otros documentos resultando los siguientes Nodos identificados por la empresa Instituto Nacional de Capacitación en Protección Civil, S.C.:

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Lista de Nodos

Instalación		Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V.	
Planta		Sistema de Almacenamiento	
No.	**Nodo**	**Intención de Diseño**	**Dibujo de referencia**
001	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR	Almacenar Gasolina Regular para su posterior entrega.	DB-NGS1019-E-003, B-NGS1019-C2-000-001
002	TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL	Almacenar Diesel para su posterior entrega.	DB-NGS1019-E-003, B-NGS1019-C2-000-001
003	LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 y 2 DE GASOLINA REGULAR	Recepción de gasolina regular de carrotanque a través de las garzas de llenado hacia tanques.	DB-NGS1019-E-003
004	LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 Y 2 DE DIESEL	Recepción de Diesel de carrotanque a través de las garzas de llenado hacia tanques.	DB-NGS1019-E-003
005	LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE GASOLINA REGULAR	Entrega de Gasolina Regular de los tanques de almacenamiento a los autotanques por medio de las garzas de llenado.	DB-NGS1019-E-003

006	LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE DIESEL	Entrega de Diesel de los tanques de almacenamiento a los autotanques por medio de las garzas de llenado.	DB-NGS1019-E-003

Tabla 4.5.1-1. Lista de Nodos identificados para el Proyecto Terminal de Almacenamiento y Reparto Monterrey, Nuevo León de Servicio]Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V.

A continuación, se procedió a identificar los Nodos de Estudio en el DTI correspondiente, como se observa en las siguientes figuras.

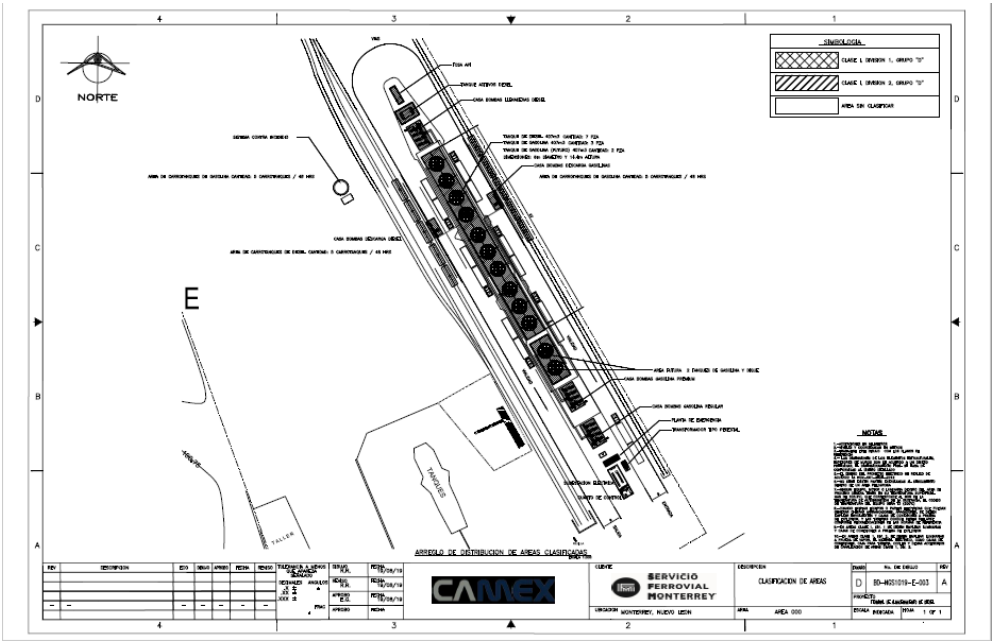


Figura 4.5.1-1 Clasificación de Áreas Servicio Ferrovial Monterrey, S.A. de C.V.

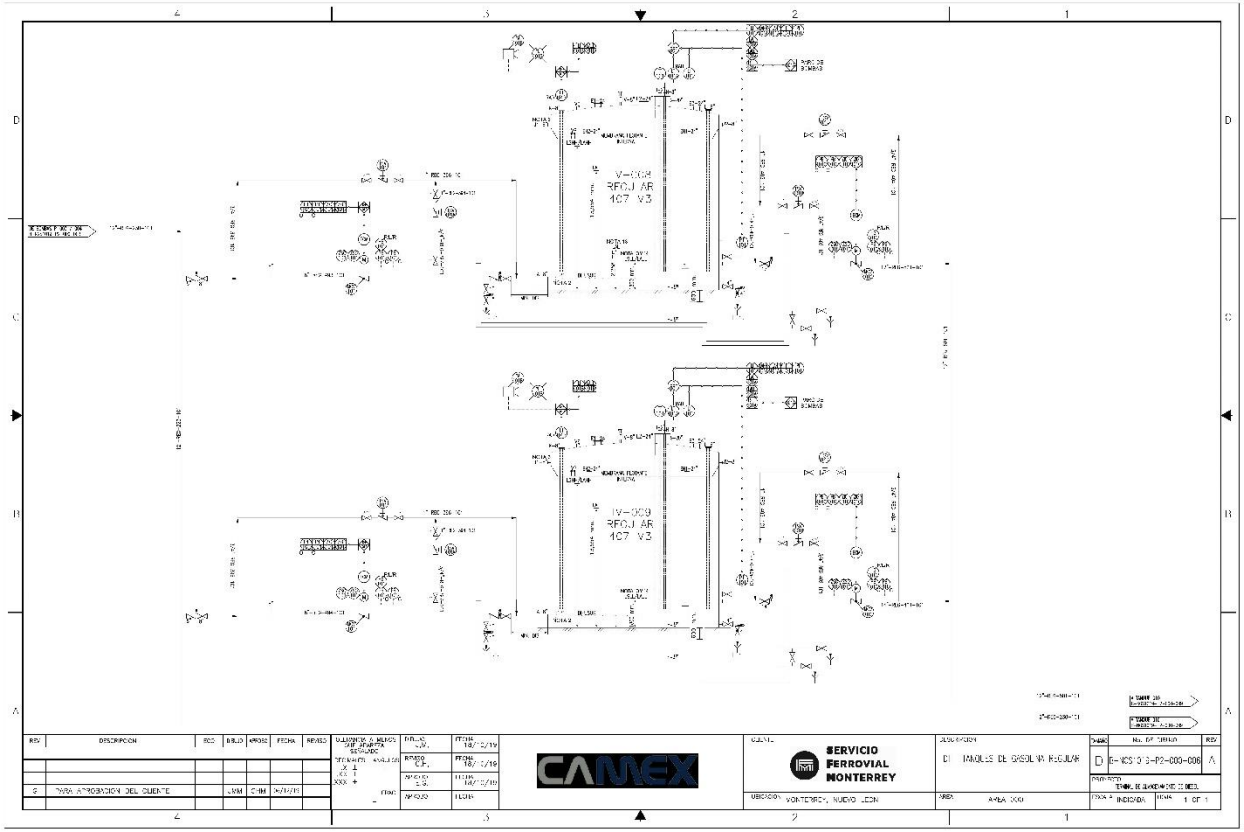


Figura 4.5. 1-2. Nodo 1

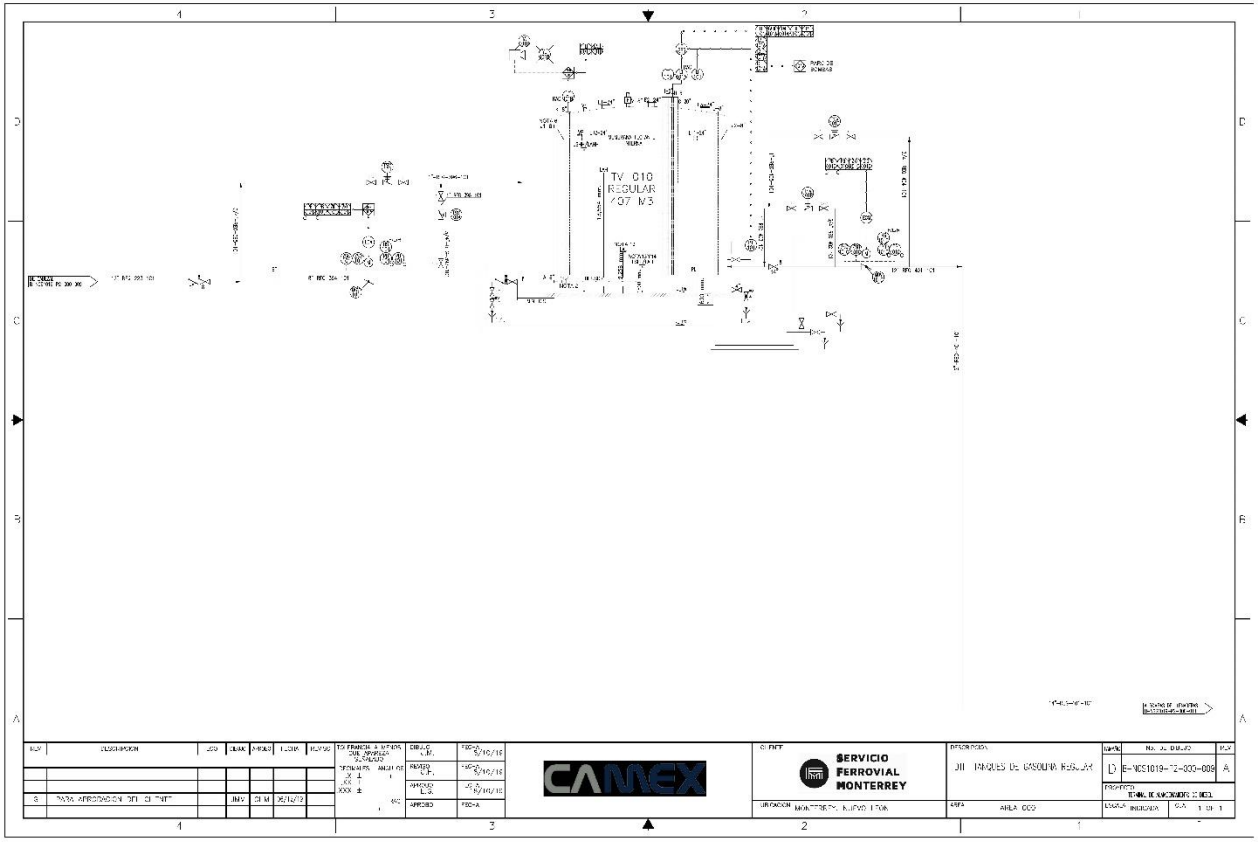


Figura 4.5.1-3. Nodo 1

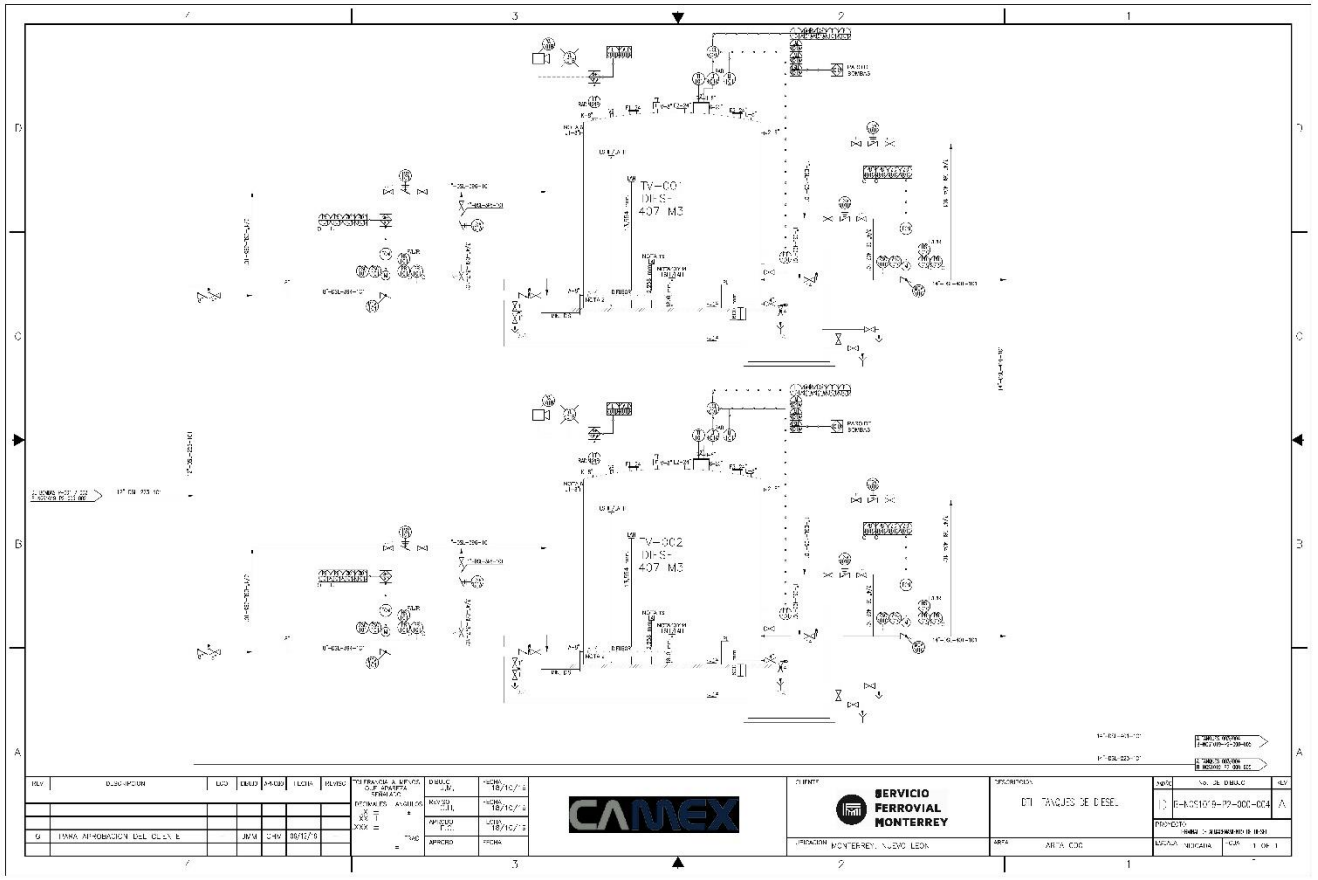


Figura 4.5.1-4. Nodo 2

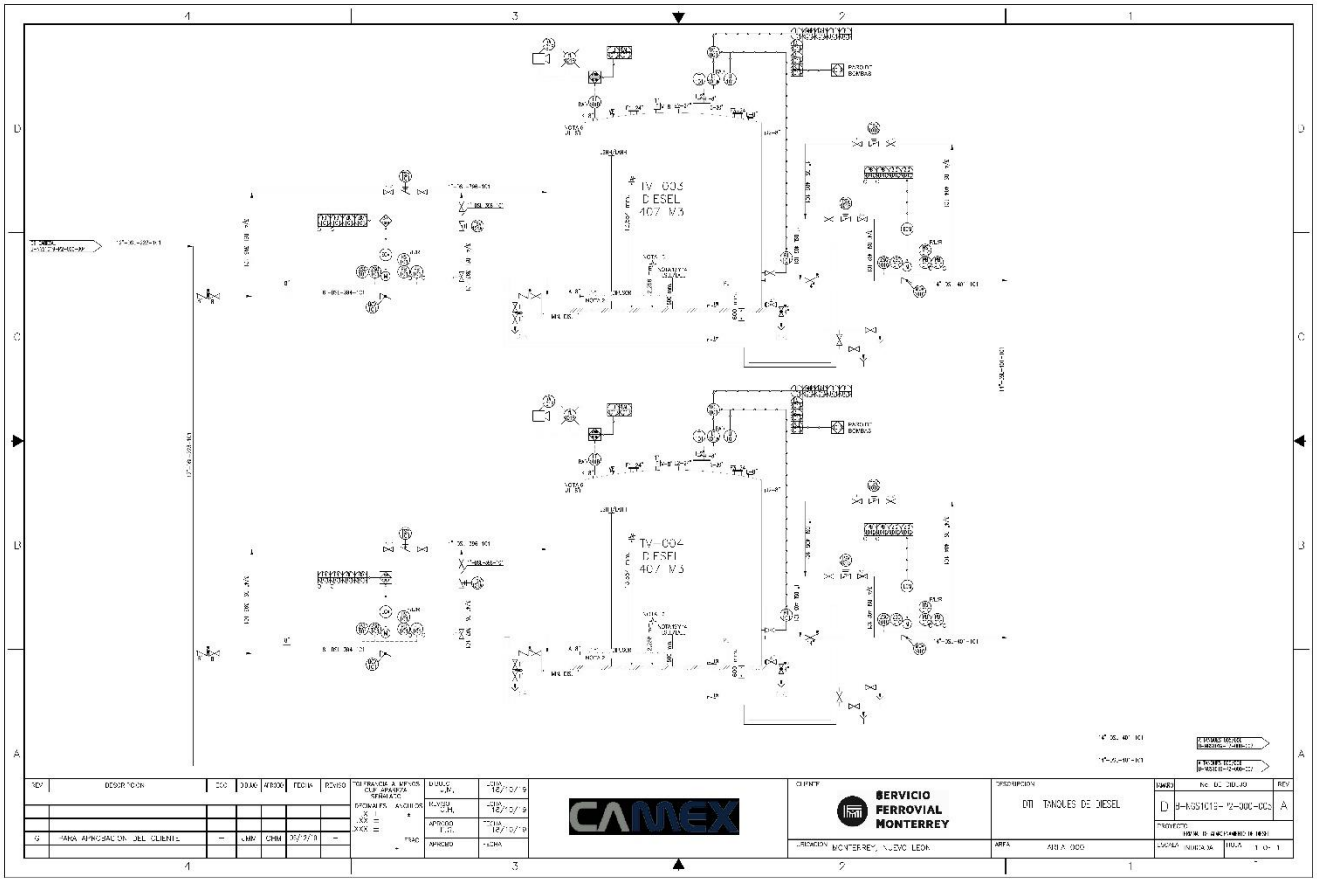


Figura 4.5.1-5. Nodo 2

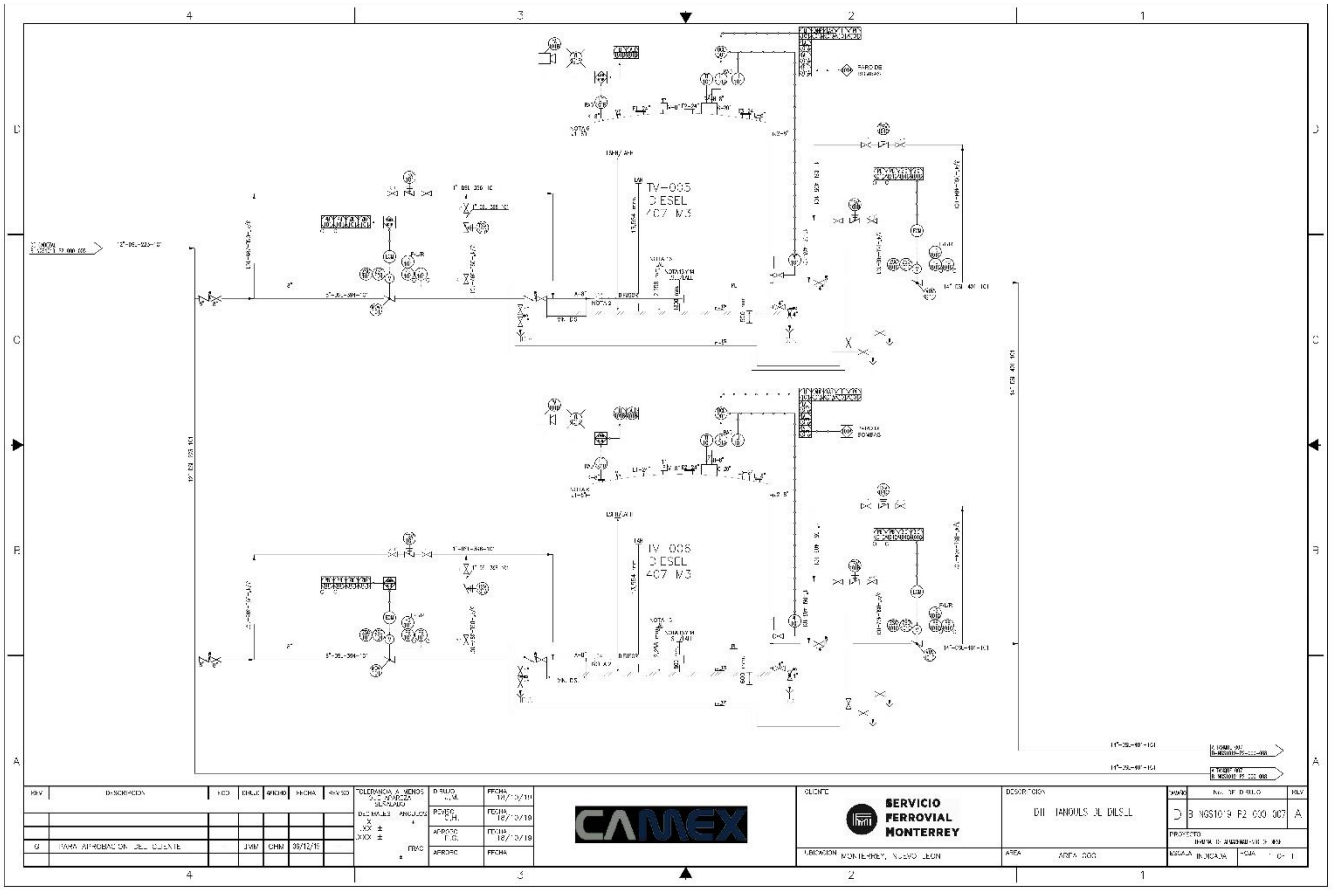


Figura 4.5.1-6. Nodo 2

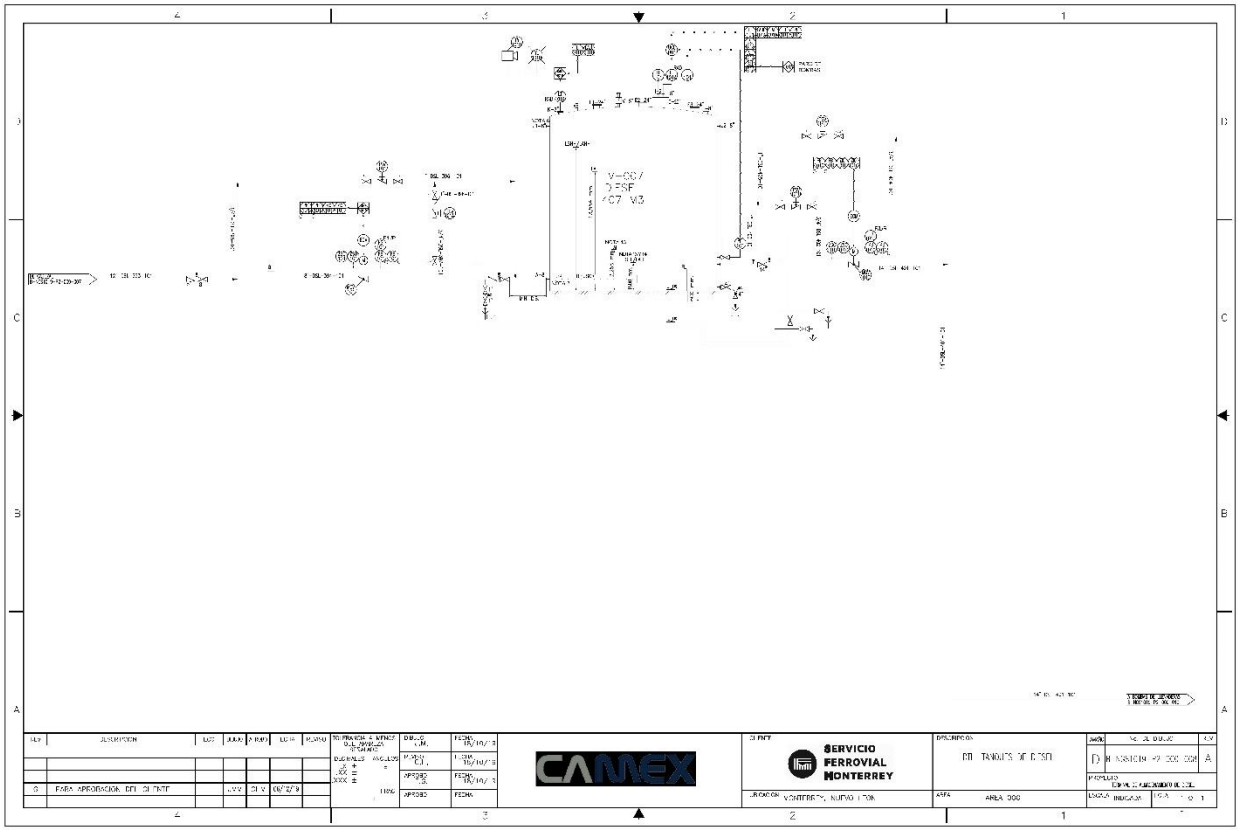


Figura 4.5.1-7. Nodo 2

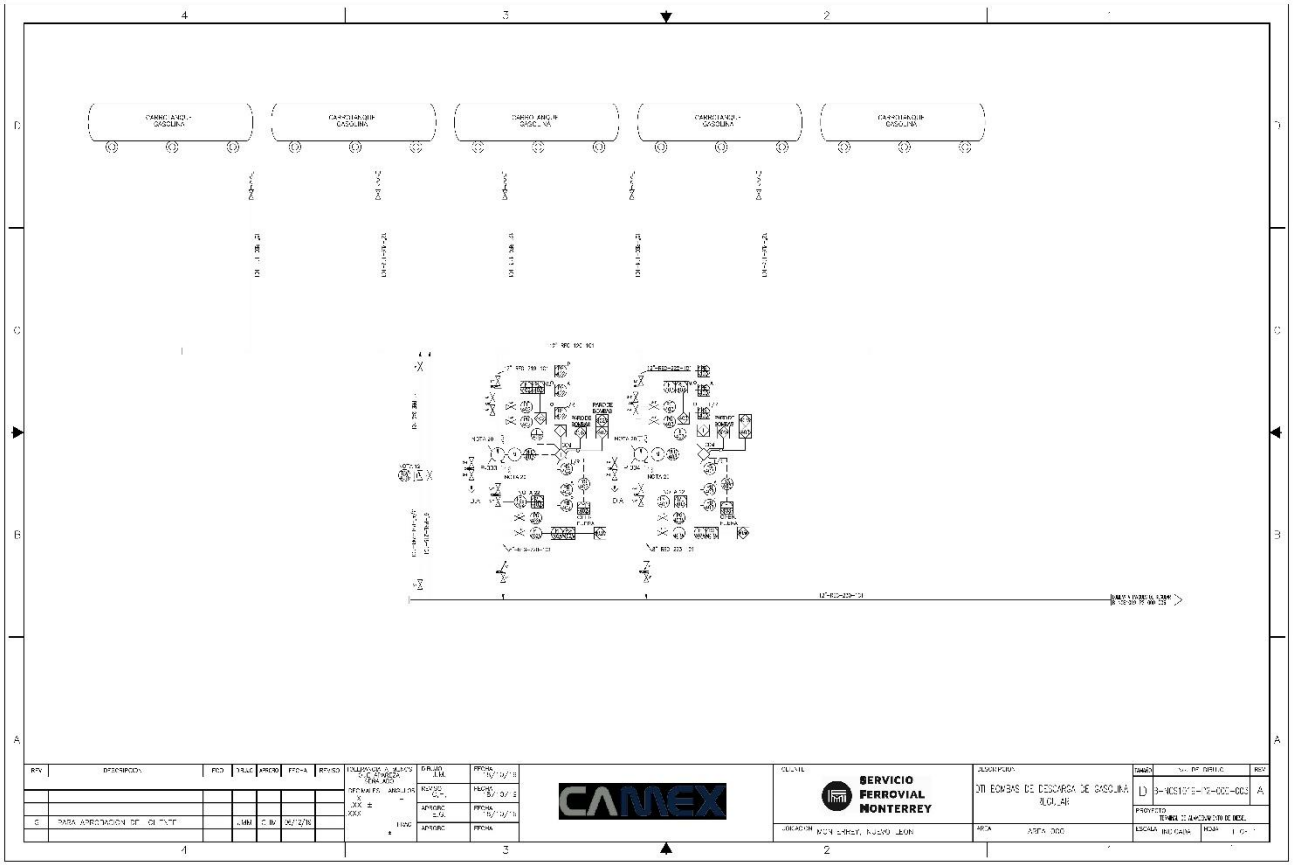


Figura 4.5.1-8. Nodo 3

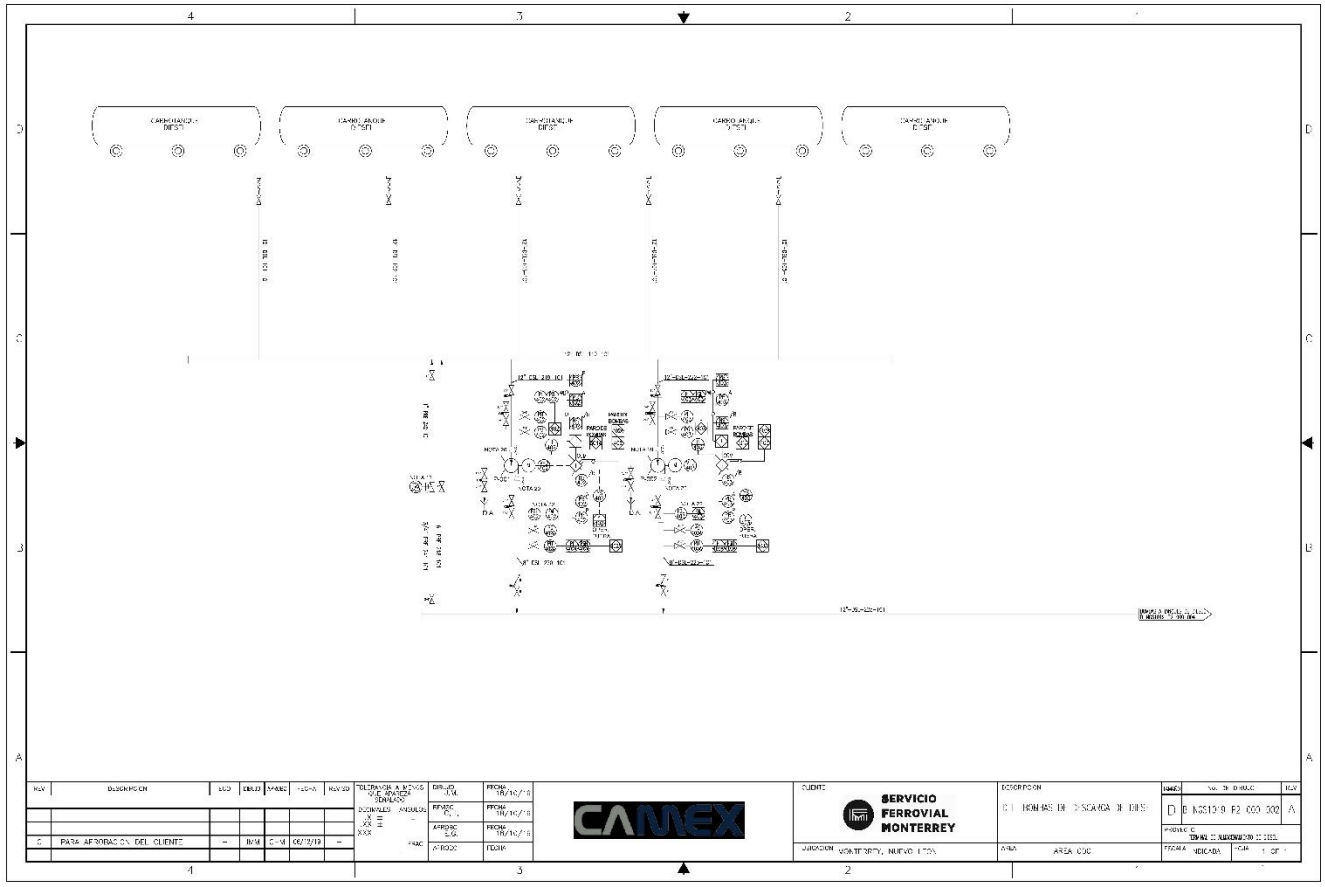


Figura 4.5.1-9. Nodo 4

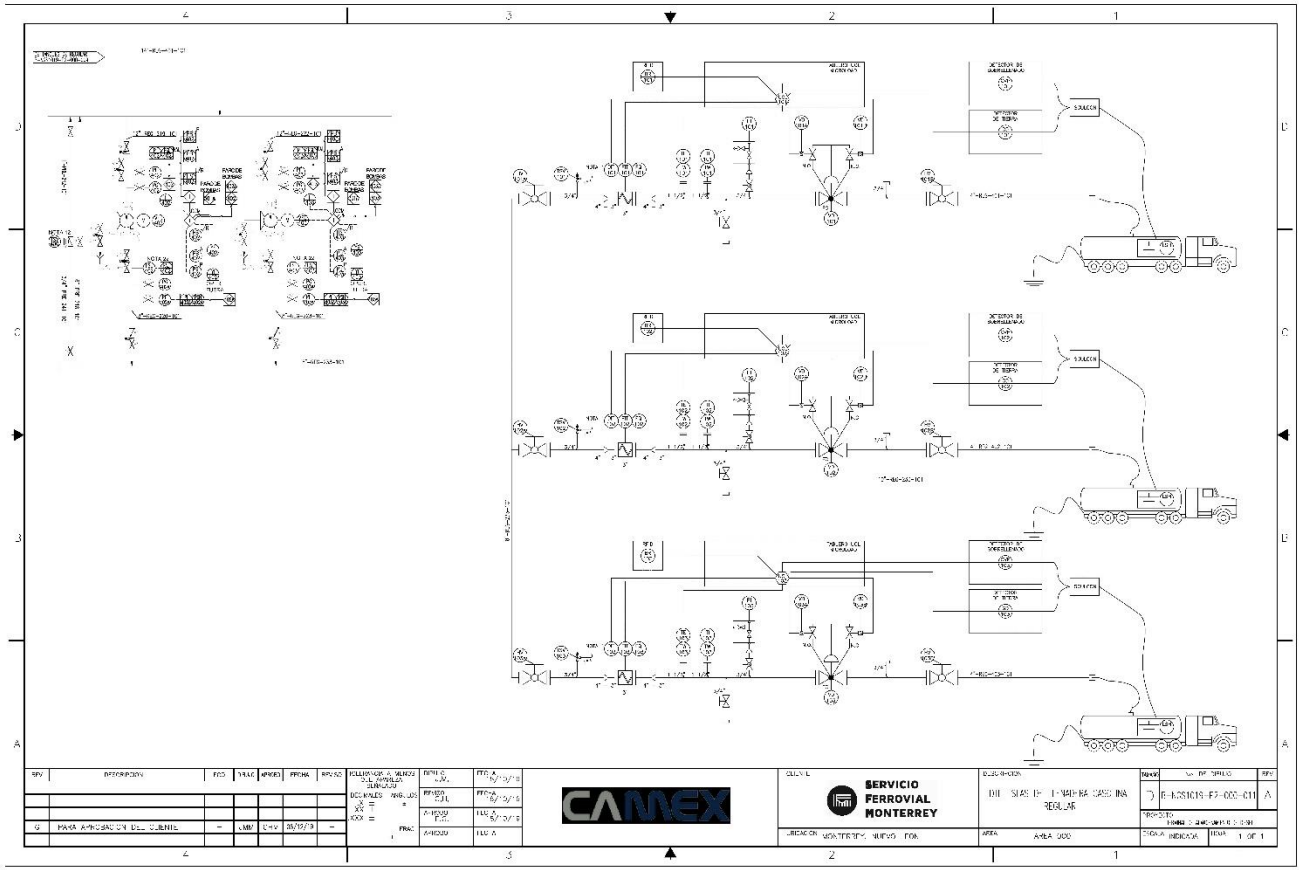


Figura 4.5.1-10. Nodo 5

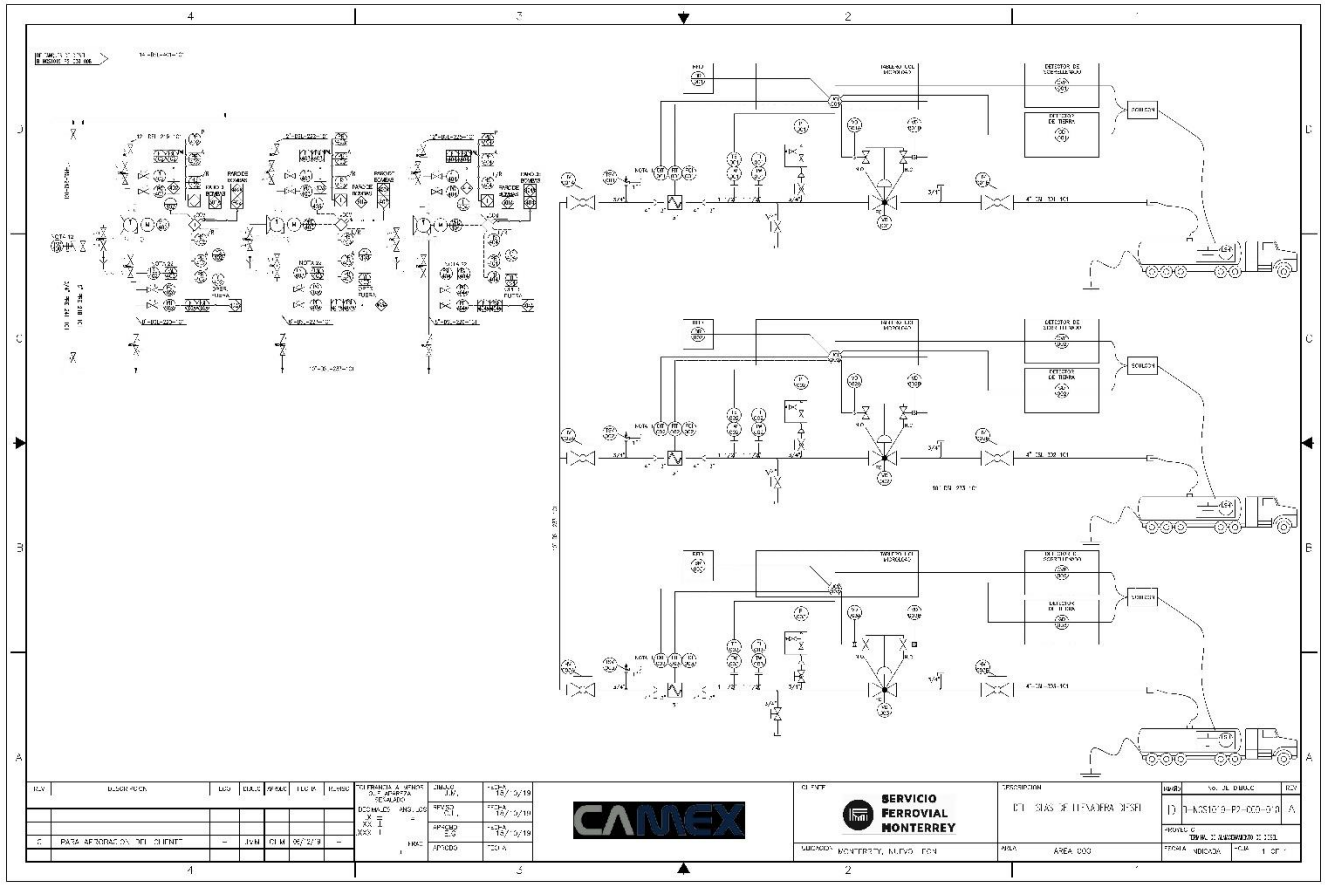


Figura 4.5.1-10. Nodo 6

Criterios de ponderación de Frecuencias

Para el estudio que nos ocupa, la empresa OSFO, utilizo la siguiente Tabla de Categorización de frecuencias

Clasificación	**Categoría**	**Descripción de la Ocurrencia**	**Frecuencia/año**
F6	Muy frecuente	Ocurre una o más veces en un año.	> 1.0 (> 1x10E+00)
F5	Frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 1 y hasta 5 años	> 0.2 a < 1.0 (> 2x10E-01 a < 1x10E+00)
F4	Poco frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	> 0.1 a < 0.2 (> 1x10E-01 a < 2x10E-01)
F3	Raro	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 10 años	0.01 a < 0.1 (> 1x10E-02 a < 1x10E-01)
F2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	> 0.001 a < 0.01 (> 1x10E-03 a < 1x10E-02)
F1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	> 0.0001 a < 0.0001 (> 1x10E-04 a < 1x10E-03)

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al Personal	Efecto en la población	Impacto Ambiental	[redacted]
6 (Catastrófico)	**Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.**	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	

INFORMACIÓN PATRIMONIAL DE LA PERSONA MORAL, CUENTA BANCARIA, ART. 116 PÁRRAFO CUARTO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN III DE LA LFTAIP

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.

[redacted]

Tabla 4.5.1-2 Tabla de Categorización de consecuencias

INFORMACIÓN PATRIMONIAL DE LA PERSONA MORAL, CUENTA BANCARIA, ART. 116 PÁRRAFO CUARTO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN III DE LA LFTAIP

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

[redacted]

Región de riesgo	Descripción
No tolerable "A"	Riesgo No Tolerable (Tipo A): El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "B".
ALARP "B"	Región de Riesgo ALARP (As Low As Reasonably Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico), (región "amarilla"): Los riesgos que se ubiquen en esta región deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.
Tolerable "C"	Región de Riesgo Tolerable (región "verde"): El riesgo es de bajo impacto y es tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo. Se debe continuar con las medidas preventivas que permiten mantener estos niveles de riesgo en valores tolerables.

4.5.1.2. Jerarquización de Escenarios de Riesgos

El **software SCRI** ha sido utilizado ampliamente para elaborar análisis de consecuencias por emisiones tóxicas y/o contaminantes, sin embargo, no incluía modelos de radiación térmica o aspectos relevantes para consecuencias por fuego y/o explosiones. Este objetivo se cumple con esta primera versión del software denominada **SCRI - FUEGO Modelos de Simulación para Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones Versión 2.3**, mismo que se utilizará para la modelación de los eventos máximos probables de riesgo identificados.

Los modelos del SCRI-fuego se basan en metodologías de la Agencia de Protección Ambiental de EUA (EPA), del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AICHE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA).

Los fuegos en derrames tienden a ser bien localizados y la preocupación principal es definir el potencial de efectos dominó y las zonas de seguridad para los empleados, más que por riesgos a la comunidad. Los efectos primarios de tales fuegos son debido a la radiación térmica de la fuente de la flama. Los temas de espaciamiento entre tanques y entre plantas, aislantes térmicos y especificaciones de paredes contra fuego se pueden dirigir

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

sobre la base de análisis de consecuencias específicas para un rango de escenarios posibles de fuego en derrames.

Hay diferentes escenarios para un fuego en derrame. Se inicia típicamente con la emisión de un material inflamable de equipo de proceso. Si el material es líquido, almacenado a una temperatura por debajo de su punto de ebullición normal, el líquido se colectará en una pileta. La geometría del derrame está determinada por su alrededor (i.e. contención en diques), pero es posible un derrame no confinado en un área plana y abierta, particularmente si la cantidad derramada es superior a la capacidad del dique. Si el líquido se almacena bajo presión arriba de su punto de ebullición normal, entonces una fracción del líquido se convertirá inmediatamente en vapor, con el líquido no vaporizado permaneciendo para formar un charco en la vecindad del derrame.

El análisis debe considerar también la posibilidad del recorrido del derrame. Donde puede ir el líquido y que tan lejos puede desplazarse.

Una vez que se ha formado el charco con el líquido se requiere una fuente de ignición. Cada derrame tiene una probabilidad finita de ignición y ésta debe ser evaluada. La ignición puede ocurrir vía la nube de vapor (para líquidos volátiles), con la flama viajando viento arriba vía el vapor para incendiar el líquido en el derrame. Para líquidos almacenados por debajo de su punto de ebullición normal sin vaporización rápida, la ignición puede también ocurrir mediante los vapores inflamables del líquido evaporándose. Ambos casos pueden resultar en un fuego inicial por llamarada debido a los vapores quemándose – esto puede causar peligros térmicos iniciales. Una vez que ha ocurrido la ignición, resulta el fuego en el derrame y el mecanismo de daño dominante es vía los efectos térmicos, principalmente por efecto de transferencia de calor radiante de la flama resultante. Si continua la emisión del material inflamable del equipo de proceso es probable que ocurra también un fuego de chorro ("jet fire"). Si la ignición ocurre muy pronto, habrá poco tiempo para que se forme un fuego en derrame y solo resultará un fuego de chorro.

EL Software SCRI 2.3 puede realizar análisis de consecuencias en la parte de fuego siguientes:

- Bola de fuego / Ball fire
- Flamazo / Flas fire
- Fuego en charco / Pool fire
- Dardo de fuego / Jet fire

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

También calcula análisis de consecuencias en escenarios de sobrepresión provocados por explosión de:

- Masa de una nube de sustancia inflamable
- Masa de TNT / Explosivo condensado
- Gases comprimidos / Polvos

1) Efectúe la descripción del proceso: es la descripción del flujo de proceso.
2) Identifique los materiales de proceso: todos los componentes o productos que se manejan dentro del proceso, con sus respectivas propiedades físico-químicas.
3) Identifique las condiciones climatológicas: como son temperaturas atmosféricas, dirección y velocidad del viento, etc., del sitio donde se encuentra la instalación en estudio.
4) Identifique los parámetros de proceso: en sus condiciones normales, máximas y mínimas de operación.
5) Establezca los escenarios de peligro a modelar: ya sea fuego, liberación de productos, explosión o dispersión de gases
6) Ejecute la modelación, para un escenario de peligro en particular: mediante la aplicación del procedimiento que se encuentra en la guía del usuario del simulador de consecuencias PHAST.
7) Efectúe un análisis de los resultados arrojados por el simulador de consecuencias: en donde se debe identificar cuáles son los radios de afectación, los radios de amortiguamiento y los radios de las que serían zonas seguras.
8) Emita recomendaciones y conclusiones: éstas se harán en base a los resultados obtenidos su análisis.
9) Documente la memoria de cálculo arrojada por el simulador PHAST.

4.5.2. Análisis cuantitativo de Riesgo

Relación de los Riesgos Analizados, Evaluados y Jerarquizados por Tipo.

En el siguiente informe se presentan las Matrices de Riesgo y la Relación de los Escenarios de Riesgo por Tipo, de acuerdo a su clasificación de riesgo.

Región de riesgo	Descripción
No tolerable "A"	Riesgo No Tolerable (Tipo A): El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "B".
ALARP "B"	Región de Riesgo ALARP (As Low As Reasonably Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico), (región "amarilla"): Los riesgos que se ubiquen en esta región

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

	deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.
Tolerable "C"	Región de Riesgo Tolerable (región "verde"): El riesgo es de bajo impacto y es tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo. Se debe continuar con las medidas preventivas que permiten mantener estos niveles de riesgo en valores tolerables.

Tabla 4.5.2-1Tabla de Calificación de Riesgos

En el **Anexo 12** se pueden consultar las Jerarquizaciones con sus Matrices de Riesgo correspondientes del presente Proyecto, así como la clasificación de Escenario por rubro a afectar

4.5.2.2. Análisis detallado de consecuencias

Considerando los resultados de la jerarquización efectuada, no se presentan escenarios ubicados en los niveles de riesgo NO TOLERABLE y/o INDESEABLE.

En base a lo anterior y debido a las condiciones de la Distribuidora de Combustibles y Refinados Burgos, se presentan los siguientes Escenarios de Riesgo para su evaluación mediante el Análisis de Consecuencias, los escenarios de riesgos se catalogarán como Escenarios del Caso Alterno (ECA) y Escenarios del Peor Caso (EPC):

Clave del escenario	Tipo	Nombre del escenario	Nombre de la Sustancia peligrosa	Inventario
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	Caso Alterno	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.	Gasolina Regular	60 m^3
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.004	Caso Alterno	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por fractura de pared.	Gasolina Regular	60 m^3

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.006	**Peor Caso**	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Derrame por alto Nivel	Gasolina Regular	1600 m^3
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007	Caso Alterno	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por bajo nivel	Gasolina Regular	60 m^3
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.001	Caso Alterno	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.	Diesel	60 m^3
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.004	Caso Alterno	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por fractura de pared.	Diesel	2,500 m^3
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.006	**Peor Caso**	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Derrame por alto Nivel	Diesel	60 m^3
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.007	Caso Alterno	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por bajo nivel	Diesel	60 m^3
LIN.RECEPCION.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.002	**Peor Caso**	NODO 3: LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 y 2 DE GASOLINA REGULAR: Paro en la alimentación por fuga en manguera de Gasolina Regular del carrotanque al Tanque de Almacenamiento.	Gasolina Regular	500 m^3
LIN.RECEPCION.DIESEL.SFM.2019.002	**Peor Caso**	NODO 4: LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 Y 2 DE DIESEL: Paro en la alimentación por fuga en manguera de Diesel del Carrotanque al Tanque de Almacenamiento.	Diesel	
LIN.ENTREGA.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	**Peor Caso**	NODO 5: LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE GASOLINA REGULAR: Fuga en línea de entrega del tanque al autotanque.	Gasolina Regular	
LIN.ENTREGA.DIESEL.SFM.2019.001	**Peor Caso**	NODO 6: LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE DIESEL: Fuga en línea de entrega del tanque al autotanque.	Diesel	

Tabla 4.5.2.2-1. Lista de escenarios del Proyecto de Expansión de la Terminal de almacenamiento de Petrolíferos

[redacted] DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Una vez alimentados los datos de la sustancia y características del equipo al modelo matemático este arrojo los siguientes resultados:

			Efectos por toxicidad		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
Clave del Escenario De riesgo	**Nombre del escenario de riesgo**	**Clave de evento***	**Riesgo IDLH (m)**	**Zona A** TLV 15 (m)**	**Riesgo 5 kW/m2 (m)**	**Zona A** 1.4 kW/m2 (m)**	**Riesgo 1.0 psi (m)**	**Zona A** 0.5 psi (m)**
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.	PF	NA	NA	42.28	79.28	---	---
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.004	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por fractura de pared.	PF	NA	NA	11.5	22.03	---	---
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.006	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR:	PF	NA	NA	53.29	99.69	---	---

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

	Derrame por alto Nivel							
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007	TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por bajo nivel	PF	NA	NA	4.77	9.38	---	---
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.001	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.	PF	NA	NA	44.66	83.44	---	---
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.004	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por fractura de pared.	PF	NA	NA	13.67	25.93	---	---
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.006	NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Derrame por alto Nivel	PF	NA	NA	61.98	115.49	---	---
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.007	NODO 2: TANQUES	PF	NA	NA	4.16	8.14	---	---

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

	TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por bajo nivel							
LIN.RECEPCION.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.002	NODO 3: LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 y 2 DE GASOLINA REGULAR: Paro en la alimentación por fuga en manguera de Gasolina Regular del carrotanque al Tanque de Almacenamiento.	PF	NA	NA	4.35	8.59	---	---

Tabla 4.5.2.2-1. Resultados de la Simulación de Escenarios de Riesgo (Zonas de amortiguamiento y de riesgo).

4.5.2.3. Representación en planos de los resultados de la Simulación de consecuencia (radios potenciales de afectación)

En el **Anexo 13,** se muestran los radios potenciales de riesgo arrojados por el simulador SCRI así como las Zonas de Amortiguamiento, así como la memoria de cálculo de la simulación de Escenarios.

4.5.3. Análisis de Riesgo

4.5.3.1. Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo

Dentro de la etapa de Diseño y Construcción se recomienda instalar funciones protectoras instrumentadas para mejorar el control operacional y la seguridad de las instalaciones para las variables de temperatura, presión, densidad y flujo recordando que se deben instalar los tres elementos que son el Sensor, el Control lógico y el actuador.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

4.5.3.2. Análisis de Vulnerabilidad

El objetivo de la evaluación de los riesgos vulnerables es estudiarlos a fin de considerar todas aquellas situaciones que representen un riesgo potencial tanto para la Terminal de almacenamiento de Petrolíferos como para la población, y para el caso que nos ocupa nuestra

El riesgo vulnerable será aquel que cree una condición emergente con potencial de provocar daño de los propios procesos transformadores de la ciudad según sus particularidades físicas, ambientales, económicas, demográficas, culturales y políticas.

Con el fin de establecer las bases técnicas y científicas que presentan los diversos fenómenos destructivos, así como para identificar las medidas para su reducción, conforme al marco conceptual que establece el Sistema Nacional de Protección Civil (SINAPROC), por lo que para esta área de estudio en función del Sistema de Protección Civil se clasifican en cinco diferentes ámbitos para la generación de los sistemas perturbadores, los cuales son:

a) RIESGOS GEOLÓGICOS. Estos son fenómenos que se producen por la propia actividad de las placas tectónicas, que tienen fallas continentales y/o regionales, debiendo señalar que dentro de este tipo de fenómenos se derivan en:

- Sismos.
- Erupciones y emisiones volcánicas.
- Inestabilidad de laderas.
- Hundimientos locales, regionales y agrietamientos.

b) RIESGOS Y VULNERABILIDAD HIDROMETEOROLÓGICA. Estos son eventos derivados de la acción violenta de la propia naturaleza, a partir de los agentes atmosféricos.

- Ciclones tropicales (Huracanes).
- Inundaciones.
- Tormentas de granizo.
- Heladas y nevadas.
- Tornados.
- Viento.
- Sequías.
- Frente frío.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

c) RIESGOS Y VULNERABILIDAD SANITARIOS – ECOLÓGICOS. Estos, se vinculan estrechamente con el mismo crecimiento de la población, sus fuentes se ubican en las grandes concentraciones humanas y derivan de condiciones insalubres.

- Epidemias o Plagas.
- Erosión.
- Contaminación de aire, agua suelo y alimentos.
- Residuos peligrosos.

d) RIESGOS Y VULNERABILIDAD QUÍMICO – TECNOLÓGICOS. Están íntimamente ligados a la compleja vida de la sociedad, al desarrollo industrial y tecnológico de las actividades humanas y al uso de diversas formas de energía, las cuales generalmente afectan en mayor medida a las grandes concentraciones humanas e industriales.

- Fugas y derrames
- Almacenamiento de sustancias peligrosas.
- Incendios y explosiones
- Transporte de sustancias peligrosas

e) RIESGOS SOCIO - ORGANIZATIVOS. Estos tienen su origen en las actividades de las concentraciones humanas y/o el mal funcionamiento de algún sistema de subsistencia, lo cual afecta los servicios básicos.

- Accidentes terrestres y aéreos,
- Interrupción de servicios,
- Actos de sabotaje y terrorismo,
- Concentraciones masivas de población y
- Enfrentamientos.

Para que el análisis a realizar se anexara un punto más el cual nos permitirá saber el grado de riesgo y vulnerabilidad encontrado en el área de influencia del proyecto y zonas cercanas al mismo, por lo tanto se tiene el siguiente punto:

f) RIESGOS Y VULNERABILIDAD DETECTADOS EN LA ZONA DE ESTUDIO. Una vez conceptualizados los términos de análisis se procederá a analizar y detectar los riesgos y vulnerabilidades presentes en la zona de estudio.

A continuación, se analizan cada uno de los incisos antes mencionados a más detalle:

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

i. **RIESGOS GEOLÓGICOS.**

Topografía.

El punto para establecer los porcentajes relativos de inclinación o pendiente es para ayudar a entender las funciones ambientales y limitaciones del sitio, incluyendo la susceptibilidad a la erosión, la accesibilidad al potencial de construcción y otros factores. En general, entre más empinada la inclinación, es mayor el potencial para la erosión, deslizamiento y la fuga rápida de aguas lluvias. Generalmente, una edificación o desarrollo urbanístico debería estar localizado en un área plana y nunca en inclinaciones.

El proyecto se localiza sobre la unidad fisiográfica del tipo **LLANURA** la cual suele ser un territorio extenso y, tal como lo dice su nombre, llano, es decir, sin relieves, depresiones o altitudes que lo desnivelen. Es por esta razón que es utilizada principalmente para actividades económicas como la agricultura y el pastoreo o ganadería ya que es mucho más accesible que otras regiones o terrenos en los que hay mayor presencia de rocas, desniveles, etc. En la siguiente Figura se observa la Topografia del terreno.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

En cuanto a estabilidad del suelo relacionado con el factor pendiente o inclinación este se considera seguro.

Inestabilidad de laderas.

La inestabilidad de laderas, también conocida como proceso de remoción en masa, se puede definir como la pérdida de la capacidad del terreno natural para autosustentarse, lo que deriva en reacomodos y colapsos. Se

presenta en zonas montañosas donde la superficie del terreno adquiere diversos grados de inclinación. Los principales tipos de inestabilidad de laderas son: caídos, deslizamientos y flujos.

El grado de estabilidad de una ladera depende de diversas variables (factores condicionantes) tales como la geología, la geomorfología, el grado de intemperismo, la deformación y la actividad humana, entre otros. Los sismos, las lluvias y la actividad volcánica son considerados como factores detonantes o desencadenantes de los deslizamientos (factores externos).

De entre los fenómenos geológicos, los deslizamientos de laderas son los más frecuentes en el país y su tasa de mayor ocurrencia es en la temporada de lluvias. Aunque también pueden ocurrir durante sismos intensos, erupciones volcánicas y por actividades humanas como cortes, colocación de sobrecargas (viviendas, edificios, materiales de construcción, etc.), escurrimientos, filtraciones de agua, excavaciones, etc. Debido a que el agua juega el papel más importante en la inestabilidad de una ladera, las medidas de prevención y mitigación deben ser orientadas a reducir al mínimo su ingreso al interior de las laderas.

Siendo así y una vez considerados los anteriores argumentos correlacionados con el diagnóstico geológico de la zona de estudio, se determinarán riesgos por inestabilidad de laderas.

- La composición geológica del suelo está conformada principalmente por roca sedimentaria, como son las areniscas, conglomerados y suelos, perteneciente al periodo cuaternario y de origen aluvial.

Recomendaciones Generales

Al momento de realizar la excavación de la cimentación esta deberá ser inspeccionada por el Ingeniero Geotécnico o su representante, para verificar el adecuado desplante de la misma.

El espesor del recubrimiento de concreto sobre el acero de refuerzo, será de 3" incluyendo el fondo por lo que se requiere colocar calzas.

Para la Preparación del sitio

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Se recomienda retirar 0.80 m del material existente, escarificar los siguientes 15 cm. homogenizar y acondicionar en humedad y compactar al 90 % de su Peso Volumétrico Seco Máximo determinado mediante el Procedimiento ASTM D 698.

Después colocar el relleno necesario, que debe ser de material importado, preferentemente granular y homogenizar, acondicionar en humedad y compactarlo en capas no mayores de 20 cms., a un grado de compactación mínimo del 95 % de su Peso Volumétrico Seco Máximo. El Peso Volumétrico Seco Máximo, sé determinara mediante la prueba PROCTOR de acuerdo a la Norma ASTM D 698.

Las losas de fondo deberán de desplantarse en al menos 20 cm de espesor de relleno selecto Se recomienda que los materiales que se utilicen como relleno, en caso de ser granulares,

El suelo de Relleno deberán de reunir las siguientes características: con menos del 40 % de partículas menores a 0.074 m Li. Liquido menor de 40% por ciento y un Índice Plástico de entre 5 y 20 por ciento.

Deberán de ser compactados en capas no mayores a 20 cms. y presentar un contenido de humedad de +/- 2% de la humedad optima.

Se recomienda dotar el área de un buen drenaje superficial, así como un eficiente sistema hidrosanitario, para evitar las acumulaciones e infiltraciones de agua.

- En la zona no existen flujos naturales y artificiales superficiales de escurrimientos pluviales de importancia, así como subterráneos cercanos al proyecto que pudieran desestabilizar el suelo.
- La capacidad de carga del suelo en las partes con estructuras construidas es la suficiente para soportar éstas, aun así, en la etapa de construcción el terreno al actual material se le añadirá material para mejoramiento o se sustituirá por tepetate lo cual modificará su capacidad de carga y por lo tanto será apto para la construcción del proyecto.
- En la zona donde se desarrollará el proyecto la probabilidad de riesgo por deslizamiento, hundimiento o colapso del suelo es muy baja, debido a que se ubica sobre un suelo aluvial.

Sismicidad.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

De la revisión del Atlas Nacional de Riesgos de las ciudades de Reynosa y rio Bravo, Tamaulipas, se tiene que la zona en estudio se ubica dentro de la zona A, donde los registros históricos indican que no se han reportado sismos de gran intensidad en los últimos 80 años, por lo que se considera zona de baja aceleración sísmica

ii. Riesgos y Vulnerabilidad Hidrometeorológica.

Sequia

Una sequía se caracteriza por un prolongado período de tiempo anormalmente seco. Se presume que en la actualidad hay mayores sequías que antaño, muestra de los efectos del cambio climático.

Este problema, traducido en desastre natural, implica un desequilibrio hidrológico y los suministros de agua presentan niveles inferiores a los normales. Su impacto puede ser aún más fuerte que el de las tormentas, puesto que son más difíciles de definir y de prever. Además, la tarea de evaluar su gravedad en términos objetivos suele ser complicada ya que se desarrollan gradualmente y de formas distintas en cada región.

Las sequías son producidas principalmente por la escasez crónica de lluvias en una región, lo que conduce a un desequilibrio hidrológico. Para entender esto mejor: el hundimiento del aire lo conduce a las zonas de alta presión, por lo que la humedad disminuye, se forman menos nubes y por ende, disminuyen las precipitaciones. La gravedad de una sequía está relacionada con su duración, la ubicación y el tamaño de la zona perturbada y el grado de deficiencia de humedad. Si la población en una región aumenta, el suministro de agua puede ser problemático y aumentan las probabilidades de sequías.

De acuerdo con el Atlas del municipio de Escobedo, N.L., El municipio de Gral. Escobedo, presenta una temperatura media anual que fluctúa entre los 22 y 24ºC, y una precipitación anual que oscila entre los 400 y 600 mm presentando sequía de medio verano, debido a la condición de canícula que es la temporada menos lluviosa. Debido a estos factores y la influencia de vientos secos en la zona, la humedad que presenta es bastante baja; por tal motivo, los tornados es un fenómeno bastante distante a presentarte aunado a que no se tiene registro de formación e impacto de un tornado, ello debido a los distintos lomeríos del municipio que juegan un papel importante en la formación o próxima disipación del fenómeno.

Ciclones tropicales.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Dentro de los ciclones tropicales o huracanes más importantes presentados en los últimos años se encuentras: ciclón Tropical, 1988, ciclón Tropical, 2010, ciclón Tropical, 2013. Ver siguiente Figura .

Interacciones de Riesgo

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Clave del escenario de Riesgo	Equipo / sitio de la planta / km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia Peligrosa involucrada en el escenario de Riesgo	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancias de los sitios o equipos al punto de fuga mts.
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	Tanque vertical de almacenamiento	Gasolina Regular	Casa de bombas **De gasolina**	20.75
			Tanques de Diesel	24.3
			Llenadera de gasolina	33.0
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.004	Tanque vertical de almacenamiento	Gasolina Regular	Casa de bombas **De gasolina**	20.75
			Tanques de Diesel	24.3
			Llenadera de gasolina	33.0
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.006	Tanque vertical de almacenamiento	Gasolina Regular	Casa de bombas **De gasolina**	20.75
			Tanques de Diesel	24.3
			Llenadera de gasolina	33.0
		Gasolina Regular	Casa de bombas **De gasolina**	20.75

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007	Tanque vertical de almacenamiento		Tanques de Diesel	24.3
			Llenadera de gasolina	33.0
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.001	Tanque vertical de almacenamiento	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	34.6
			Área de carrotanques	16
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.004	Tanque vertical de almacenamiento	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	34.6
			Área de carrotanques	16
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.006	Tanque vertical de almacenamiento	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	34.6
			Área de carrotanques	16
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.007	Tanque vertical de almacenamiento	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	34.6
			Área de carrotanques	16
LIN.RECEPCION.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.002	Área de las garzas de llenado y recepción de carrotanque	Diesel:.	Casa de bombas Tanques de Diesel	8
			Llenadera de gasolina	36.7
LIN.RECEPCION.DIESEL.SFM.2019.002	Área de las garzas de llenado y recepción de carrotanque	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	15
			Área de carrotanques	36.7
LIN.ENTREGA.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	Área de las garzas de llenado y entrega a autotanque	Gasolina Regular	Casa de bombas Tanques de Diesel	10

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

			Llenadera de gasolina	52
LIN.ENTREGA.DIESEL.SFM.2019.001	Área de las garzas de llenado y entrega a autotanque	Diesel:	Casa de bombas llenaderas de diesel	18
			Área de carrotanques	55

Tabla 4.5.3.2-1. Interacciones de Riesgo

Se aprecian algunas zonas vulnerables como: instalaciones industriales, asentamientos humanos,. Alrededor del sitio del Proyecto existen instalaciones industriales, escuelas, parcelas de propietarios particulares, al oeste de la instalación-

Clave y descripción del escenario de Riesgo	Receptores de Riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas (identificadas en sesiones de trabajo)
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	El personal que labora en el Área de oficinas y Área de comedor, ubicados dentro de las Zonas de Alto riesgo.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08 al TV-10, extintores, se contara con Plan de contingencias.
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.004	El personal que labora en el Área de oficinas y Área de comedor, ubicados dentro de las Zonas de Alto riesgo.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-01, extintores, Plan de contingencias.
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.006	Podría ser afectado el personal operativo, en caso de encontrarse en la zona de Tanques de almacenamiento de Diésel, en la Zona de Alto Riesgo.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08 al TV-10, extintores, Plan de contingencias.
TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007	Área de estacionamiento y personal operativo que se encuentre laborando en Zonas de Alto riesgo y Amortiguamiento.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08 al TV-10, Plan de contingencias.
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.001	Personal operativo que se encuentre laborando en área	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

	de Tanques en Zona de Alto Riesgo.	tanque TV-06 y TV-07, Plan de Contingencias.
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.004	Toda la instalación y terrenos aledaños.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contará Plan de Contingencias.
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.006.	Personal operativo que se encuentre circulando en el Área del Tanque de Almacenamiento de Diesel y a instalación de Serviacero Comerccial Monterrey, S.A. de C.V.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contará con Plan de Contingencias.
TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.007	Personal operativo que se encuentre circulando en el Área del Tanque de Almacenamiento de Diesel.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contara con Plan de Contingencias.
LIN.RECEPCION.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.002	Personal operativo que se encuentre circulando en el Área del recepción de Gasolina.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contará con Plan de Contingencias.
LIN.RECEPCION.DIESEL.SFM.2019.002	Personal operativo que se encuentre circulando en el Área de recepción de Diesel.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contara con Plan de Contingencias.
LIN.ENTREGA.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001	Personal operativo que se encuentre circulando en el Area de entrega de Gasolina.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contará con Plan de Contingencias.
LIN.ENTREGA.DIESEL.SFM.2019.001	Personal operativo que se encuentre circulando en el Area de entrega de Diesel.	Anillos de enfriamiento, Cámara de espuma de tanque TV-08, se contará con Plan de Contingencias.

Tabla 4.5.3.2-1. Descripción de los posibles receptores de Riesgo

4.5.4. Determinación de medidas de reducción de Riesgo adicionales para Escenarios de Riesgo no tolerables y/o ALARP, (*As Low As Reasonably Practicable*, Tan bajo como sea razonablemente factible)

4.5.4.1. Nivel Integral de Seguridad (SIL, por sus siglas en inglés) del Proyecto y/o Instalación

Como se mencionó en el punto anterior, este punto No aplica debido a que apenas esta en Proyecto nuestra instalación.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

4.6. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

Nuestra Terminal contara con el siguiente inventario de Equipos de Seguridad para atender situaciones de riesgo.

LISTADO DE EQUIPOS E INTRUMENTOS CONTRA INCENDIO			
TAG	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	CAPACIDAD
BA-01	Bomba Principal 1 con Motor de Combustión Interna	Cobertizo C.I.	Bomba 2500 GPM. Motor Comb. Int. 275HP
BA-02	Bomba Principal 2 con Motor de Combustión Interna	Cobertizo C.I.	Bomba 2500 GPM. Motor Comb. Int. 275HP
BA-03	Bomba de Relevo con Motor de Combustión Interna	Cobertizo C.I.	Bomba 2500 GPM. Motor Comb. Int. 275HP
BJ-01	Bomba Jockey para mtto. De presión con motor eléctrico.	Cobertizo C.I.	Bomba 40 GPM Motor eléctrico 7.5 HP
PPB-01	Paquete de presión balanceada con motor de comb. Int. y eléctrico.	Cobertizo C.I.	Bomba 25 GPM Motor eléctrico 10 HP Motor de comb. Int. 39 HP
LIT-01	Transmisor indicador de nivel	Tanque de agua C.I.	0 a 100%
PIT-01	Trasmisor indicador de presión de red de agua C.I.	Cobertizo C.I.	0 a 200 PSI
LSH	Interruptor de alto nivel del tanque de agua C.I.	Tanque de agua C.I.	N/A
VEH-01	Alimentación a cabezal de agua espuma.	Cobertizo C.I.	8" Diam.
VEH-02	Aspersores descargaderas 1 y 2 auto tanques diésel.	Descargaderas A/T diésel 1 y 2.	3" Diam.
VEH-03	Aspersores descargaderas 3 auto tanques diésel.	Descargaderas A/T diésel 3.	2 1/2" Diam.
VEH-04	Aspersores llenaderas 3 auto tanques diésel.	Llenaderas A/T diésel 3.	2 1/2" Diam.
VEH-05	Aspersores llenaderas 1 y 2 auto tanques diésel.	Llenaderas A/T diésel 1 y 2.	3" Diam.
VEH-06	Aspersores TH-01 y TH-02 diésel.	Pie de dique TH-01 y TH-02.	4" Diam.
VEH-07	Aspersores TH-03 y TH-04 diésel.	Pie de dique TH-03 y TH-04.	4" Diam.
VEH-08	Aspersores islas auto tanques 1, 2 y 3 de gasolina.	Frente rack tuberías llenaderas gasolina.	6" Diam.
VEH-09	Aspersores islas auto tanques 4 y 5 de gasolina.	Frente rack tuberías llenaderas gasolina.	4" Diam.
VEH-10	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-02	Pie de dique TV-01.	6" Diam.
VEH-11	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-02	Pie de dique TV-01.	4" Diam.
VEH-12	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-01	Pie de dique TV-01.	6" Diam.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

VEH-13	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-01	Pie de dique TV-01.	4" Diam.
VEH-14	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-04	Pie de dique TV-03.	6" Diam.
VEH-15	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-04	Pie de dique TV-03.	4" Diam.
VEH-16	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-03	Pie de dique TV-03.	6" Diam.
VEH-17	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-03	Pie de dique TV-03.	4" Diam.
VEH-18	Aspersores bombas de llenaderas diésel	Bombas llenaderas A/T diésel.	2 1/2"
VEH-19	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-10	Pie de dique TV-10.	6" Diam.
VEH-20	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-10	Pie de dique TV-10.	4" Diam.
VEH-21	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-09	Pie de dique TV-09.	6" Diam.
VEH-22	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-09	Pie de dique TV-09.	4" Diam.
VEH-23	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-05	Pie de dique TV-08.	6" Diam.
VEH-24	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-05	Pie de dique TV-08.	4" Diam.
VEH-25	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-08	Pie de dique TV-08.	6" Diam.
VEH-26	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-08	Pie de dique TV-08.	4" Diam.
VEH-27	Aspersores bombas de llenaderas gasolina TV-08	Pie de dique TV-08.	2 1/2" Diam.
VEH-28	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-06	Pie de dique TV-07.	6" Diam.
VEH-29	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-06	Pie de dique TV-07.	4" Diam.
VEH-30	Agua espuma para cámara de espuma e inyección subsuperficial TV-07	Pie de dique TV-07.	6" Diam.
VEH-31	Agua contra incendio anillos de enfriamiento TV-07	Pie de dique TV-07.	4" Diam.
VEH-32	Aspersores bombas de llenaderas gasolina TV-06 y TV-07	Pie de dique TV-07.	2 1/2" Diam.
VEH-33	Aspersores cortina de agua de oficinas administrativas	Oficinas administrativas.	2 1/2" Diam.
CE-01	Cámara de espuma de tanque TV-01	TV-01	2 1/2" x 3"
CE-02	Cámara de espuma de tanque TV-02	2 1/2" x 3"	2 1/2" x 3"
CE-03	Cámara de espuma de tanque TV-03	TV-03	2 1/2" x 3"
CE-04	Cámara de espuma de tanque TV-04	TV-04	2 1/2" x 3"
CE-05	Cámara de espuma de tanque TV-05	TV-05	3" x 6"
CE-06	Cámara de espuma de tanque TV-06	TV-06	3" x 6"

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

CE-07	Cámara de espuma de tanque TV-06	TV-06	3" x 6"
CE-08	Cámara de espuma de tanque TV-07	TV-07	3" x 6"
CE-09	Cámara de espuma de tanque TV-07	TV-07	3" x 6"
CE-10	Cámara de espuma de tanque TV-08	TV-08	2 1/2" x 3"
CE-11	Cámara de espuma de tanque TV-09	TV-09	3" x 6"
CE-12	Cámara de espuma de tanque TV-10	TV-10	3" x 6"
FE-01	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-01	Pie de tanque de TV-01	4" X 6"
FE-02	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-02	Pie de tanque de TV-01	4" X 6"
FE-03	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-03	Pie de tanque de TV-03	4" X 6"
FE-04	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-04	Pie de tanque de TV-03	4" X 6"
FE-05	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-05	Pie de tanque de TV-08	4" X 6"
FE-06	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-06	Pie de tanque de TV-07	4" X 6"
FE-07	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-07	Pie de tanque de TV-07	4" X 6"
FE-08	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-08	Pie de tanque de TV-08	4" X 6"
FE-09	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-09	Pie de tanque de TV-09	4" X 6"
FE-10	Formador de espuma para inyección subsuperficial para TV-10	Pie de tanque de TV-10	4" X 6"
M/H-01	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Descargaderas de A/T de diésel.	2 1/2" Diam.
M/H-02	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Frente a tanques horizontales TH-01 a Th-04 y frente a llenaderas de auto tanques de diésel	2 1/2" Diam.
M/H-03	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique entre TV-07 y TV-08.	2 1/2" Diam.
M/H-04	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de tanque entre TV-03 y TV-01.	2 1/2" Diam.
M/H-05	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique frente a TV-06 y TV-07.	2 1/2" Diam.
M/H-06	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique frente a TV-05 y TV-06.	2 1/2" Diam.
M/H-07	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique entre TV-05 y TV-08.	2 1/2" Diam.
M/H-08	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique entre TV-02 y TV-03.	2 1/2" Diam.
M/H-09	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Pie de dique entre TV-09 y TV-10.	2 1/2" Diam.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

M/H-10	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Frente a islas de llenado de gasolinas lado suroeste.	2 1/2" Diam.
M/H-11	Monitor tipo corazón con boquilla autoeductutora.	Frente a islas de llenado lado noreste.	2 1/2" Diam.

Tabla 4.6-1. Interacciones de Riesgo

Dichos equipos están ubicados en diferentes áreas de la Distribuidora consultar el **Anexo 4** donde se muestra la ubicación de los citados equipos, aunado a la lista de equipos se realizó una lista de recomendaciones de cada nodo identificado para cada escenario, ver la siguiente Tabla.

4.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Nombre del escenario: TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico (Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.
De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos se limita al área de proceso, la zona de alto riesgo llega a la compañía SERVIACERO COMERCIAL MONTERREY S.A. de C.V. la zona de amortiguamiento llega también a esta compañía .Dentro de los radios potenciales de afectación no se tiene presencia de flora y fauna, hábitats que se vean afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.
Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

2.- Nombre del escenario: TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.004. TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por fractura de pared.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico (Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 3 TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.006 Peor Caso TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Derrame por alto Nivel

Sistema Ambiental.

Componente Biótico (Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos se limita al área de proceso, la zona de alto riesgo llega al interior de la compañía SERVIACERO COMERCIAL MONTERREY S.A. de C.V. la zona de amortiguamiento llega también a esta compañía .Dentro de los radios potenciales de afectación no se tiene presencia de flora y fauna, hábitats que se vean afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 4.- TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007.- TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por bajo nivel

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Escenario 5.- TV-8 al TV-10.ALM.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.007 TANQUES TV-8 al TV-10 DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR: Fuga por bajo nivel

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos se limita al área de proceso, la zona de alto riesgo llega medianamente al interior de la compañía SERVIACERO COMERCIAL MONTERREY S.A. de C.V. la zona de amortiguamiento llega también a esta compañía .Dentro de los radios potenciales de afectación no se tiene presencia de flora y fauna, hábitats que se vean afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 6 TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.001 NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga en poro por desgaste en pared del taque.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos se limita al área de proceso, la zona de alto riesgo llega medianamente al interior de la compañía SERVIACERO COMERCIAL MONTERREY S.A. de C.V. la zona de amortiguamiento llega también a esta compañía .Dentro de los radios potenciales de afectación no se tiene presencia de flora y fauna, hábitats que se vean afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 7.- TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.004 NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por fractura de pared.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

ESCENARIO 8.- TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.006 NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Derrame por alto Nivel

Sistema Ambiental.

Componente Biótico (Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos se limita al área de proceso, la zona de alto riesgo llega al interior casi hasta la mitad de la compañía SERVIACERO COMERCIAL MONTERREY S.A. de C.V. la zona de amortiguamiento llega también a esta compañía .Dentro de los radios potenciales de afectación no se tiene presencia de flora y fauna, hábitats que se vean afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 9 TV-1 al TV-7.ALM.DIESEL.SFM.2019.007 NODO 2: TANQUES TV-1 al TV-7 DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL: Fuga por bajo nivel

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 10.- LIN.RECEPCION.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.002 NODO 3: LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 y 2 DE GASOLINA REGULAR: Paro en la alimentación por fuga en manguera de Gasolina Regular del carrotanque al Tanque de Almacenamiento.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

LIN.RECEPCION.DIESEL.SFM.2019.002 NODO 4: LÍNEA DE RECEPCIÓN 1 Y 2 DE DIESEL:

Paro en la alimentación por fuga en manguera de Diesel del Carrotanque al Tanque de Almacenamiento.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 10.- LIN.ENTREGA.GASOLINA.REGULAR.SFM.2019.001 NODO 5: LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE GASOLINA REGULAR: Fuga en línea de entrega del tanque al autotanque.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

Escenario 12 LIN.ENTREGA.DIESEL.SFM.2019.001 NODO 6: LÍNEA DE ENTREGA 1 Y 2 DE DIESEL: Fuga en línea de entrega del tanque al autotanque.

Sistema Ambiental.

Componente Biótico(Flora y fauna)

El área donde se ubica el proyecto es de tipo industrial y existe zacate prácticamente no existe flora y fauna es decir es una vegetación secundarios son rata de campo, lagartijas y víbora.

Radios de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De acuerdo a los radios de afectación, los efectos por incendio y radiación térmica en la zona de alto riesgo por daño a equipos, zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento no se presenta daños ni a las instalaciones ni al ser humano ya que evento queda dentro de la instalación. Dentro de los radios potenciales de afectación al quedar dentro de la instalación podemos afirmar que la flora y fauna no se ven afectados por lo que **no se esperan afectaciones al componente biótico.**

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Salud Humana. Ninguna.

Dado que los radios de afectación por radiación térmica se suscriben al área de Recepción, Almacenamiento y Suministro, ninguna infraestructura urbana se verá afectada levemente, **no se estiman afectaciones a la salud humana siendo quizás algo de calor y radiación momentáneo ya que se tienen controles apropiados como el cierre de válvulas.**

4.8. RESUMEN EJECUTIVO

En el **Anexo 14**, se muestran los formatos requisitados en la Guía Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos del informe Técnico debidamente elaborados

4.9. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS).

A continuación, se enlistan los planos utilizados para el Desarrollo del presente análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos

Plano No.	Descripción	Participantes	Fecha de elaboración	Coordenadas	Escala
P-NGS1019-C-001-G	Plano Arreglo General de la Planta	[redacted]	Diciembre de 2019	Consultar Plano referido	1:1200
P-NGS1019-C-002	Arreglo General de Drenaje pluvial		24/10/18	Consultar Plano referido	1:1200
BD-NGS1019-E-002-LO1-	Diagrama Unifilar general		28/08/2018	Consultar Plano referido	1:1200
BD-NGS1019-E-002-LO2-A	Diagrama Unifilar general		26/08/2018	Consultar Plano referido	1:1200
BD-NGS1019-E-003-A (1)	Clasificación de Áreas		4/08/2018	Consultar Plano referido	1:1200
BD-NGS1019-E-004-A	Clasificación de Áreas Peligrosas elevaciones general		30/01/2018	Consultar Plano referido	1:1200

NOMBRE DE PERSONA FISICA INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTICULOS 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

B-NGS1019-C2-000-001	Arreglo general de Dique Planta y Cortes	[redacted]	18/01/2018	Consultar Plano referido	1:1200
B-NGS1019-C3-000-001	Arreglo General de -vialidades, planta y cortes		30/01/2018	Consultar Plano referido	1:1200
P-NGS1019-C-002	Arreglo general drenaje pluvial		18/09/2017	Consultar Plano referido	1:1200
P-NGS1019-C-003	Arreglo general drenaje aceitoso		18/09/2017	Consultar Plano referido	1:1200

NOMBRE DE PERSONA FISICA INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTICULOS 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

DOMICILIO DEL RESPONSABLE TÉCNICO, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP