

# ÍNDICE

I	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.....	1
I.1	Descripción del Proceso.....	3
I.1.1	Bases de diseño.....	4
I.1.2	Fenómenos naturales y datos meteorológicos.....	5
I.1.3	Condiciones climatológicas en el área de estudio.....	13
I.2	Códigos y normas aplicables.....	22
I.3	Uso actual de la zona en estudio.....	28
I.4	Diseño Civil.....	34
I.4.1	Diseño Mecánico.....	37
I.4.2	Obra Eléctrica.....	57
I.4.3	Proyecto Sistema Contra Incendio.....	63
I.5	DESCRIPCION DETALLADA DEL PROCESO.....	88
I.5.1	Recepción del Producto.....	90
I.5.2	Hojas de seguridad.....	108
I.5.3	Almacenamiento.....	109
I.5.4	Equipos de Proceso y Auxiliares.....	120
I.6	CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	125
I.6.1	SISTEMA DE CONTROL.....	126
I.6.2	SISTEMAS DE AISLAMIENTO.....	131
I.7	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	133
I.7.1	Antecedentes de accidentes e incidentes.....	133
I.7.2	Metodologías de identificación y jerarquización.....	139
I.7.3	Hazop.....	141
II	DESCRIPCION DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	171
II.1	RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	171
II.2	INTERACCIONES DE RIESGO.....	214
II.3	EFFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	217
III	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	219
III.1	RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	219
III.2	SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	223
III.3	MEDIDAS PREVENTIVAS.....	225
IV	RESUMEN.....	227
IV.1	SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	227
V	RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.....	228

V.1	PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.....	230
VI	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	231
VI.1	FORMATOS DE PRESENTACIÓN.....	231
VI.1.1	Planos de localización.....	231

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.-	Fallas y Fracturas del Municipio de Lazaro Cardenas.....	6
Tabla 2.	Caracterización de la zona Sísmica del Municipio de Lázaro Cárdenas.....	7
Tabla 3.	Caracterización del Fenómeno de Tsunami del Municipio de Lázaro Cárdenas.....	10
Tabla 4.	Población afectada en caso de tsunami del Municipio de Lázaro Cárdenas .....	11
Tabla 5.	Descripción mapa de clima .....	14
Tabla 6.	Tabla de distribución de Temperaturas del Municipio de Lázaro Cárdenas.....	14
Tabla 7.	Descripción del mapa de precipitación.....	16
Tabla 8.	Caracterización del Fenómeno de vientos Fuertes.....	18
Tabla 9.	Tabla de huracanes que afectaron Lázaro Cárdenas.....	19
Tabla 10.	Categoría de acuerdo a la Velocidad del Viento.....	19
Tabla 11.	Indicadores de vulnerabilidad para el fenómeno de ciclón tropical .....	21
Tabla 12.	Indicadores de vulnerabilidad para el fenómeno de Tormenta Eléctrica.....	21
Tabla 13.	Usos de suelo de acuerdo al programa SIGEIA (Sistema de Información Geográfica de Impacto Ambiental).....	30
Tabla 14.	Tanques Terminal Terrestre:.....	47
Tabla 15.	Capacidad de diseño total de despacho por producto.....	98
Tabla 16.	Tanques de almacenamiento Terminal terrestre .....	108
Tabla 17.	Tanques de almacenamiento Terminal Marítima.....	108
Tabla 18.	Asignación terminal marítima para tanques.....	123
Tabla 19.	Condiciones de operación de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos Lázaro Cárdenas .....	125
Tabla 20.	Sustancias de mayor índice de accidentes.....	135
Tabla 21.	Listado de sustancias a manejarse en la Terminal de Almacenamiento de petrolíferos Lázaro Cárdenas. ....	137
Tabla 22.	Propiedades fisicoquímicas, características de inflamabilidad y rombo de identificación de las sustancias peligrosas utilizadas en el sitio.....	137
Tabla 23.	Criterios de clasificación de riesgo según la NOM-018-STPS-2000.....	138
Tabla 24.	Análisis Preliminar de Peligros en el almacén de combustibles.....	139
Tabla 25.	Metodologías adecuadas en los Estudios de Riesgos.....	142
Tabla 26.	Aplicación de las palabras guía.....	145
Tabla 27.	Causas típicas de Pérdida de Contención.....	147
Tabla 28.	Salvaguardas genéricas e inherentes para proteger o para mitigar las consecuencias de descargas de material.....	148
Tabla 29.	Causas Típicas de Errores de Procedimiento.....	151
Tabla 30.	Causas típicas de fuga o ruptura .....	152

Tabla 31. Lista de planos e información empleada para la identificación de peligros de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos Lázaro Cárdenas .....	153
Tabla 32. Categorías de Frecuencia para aplicación en PEMEX. ....	157
Tabla 33. Categorías de Consecuencias para aplicación en PEMEX. ....	158
Tabla 34. Matriz de Riesgo para aplicación en PEMEX. ....	159
Tabla 35. Frecuencias de los sucesos iniciadores para el árbol de sucesos. ....	164
Tabla 36. Valores de probabilidad para los factores condicionantes. ....	165
Tabla 37. Resumen de ubicación de los escenarios de Riesgo en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación en las matrices de riesgo. ....	169
Tabla 38. Nodos analizados.....	170
Tabla 39. Tipo de estabilidad. ....	173
Tabla 40. Relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas. ....	174
Tabla 41. Diámetros equivalentes de la fuga (DEF). ....	176
Tabla 42. Tiempo de Fuga. ....	177
Tabla 43. Valores umbrales sobre personas. ....	178
Tabla 44. Efectos del flash fire. ....	181
Tabla 45. Efectos a diferentes niveles de radiación térmica. ....	182
Tabla 46. Vulnerabilidad de Materiales. ....	182
Tabla 47. Efectos de emisiones tóxicas. ....	183
Tabla 48. Efectos derivados de la sobre-presión. ....	183
Tabla 49. Definiciones de zonas de Seguridad. ....	186
Tabla 50. Datos suministrados al simulador RIESGO .....	187
Tabla 51. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 1 .....	196
Tabla 52. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 2 .....	198
Tabla 53. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 3 .....	200
Tabla 54. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 4 .....	202
Tabla 55. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 5 .....	204
Tabla 56. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 6 .....	206
Tabla 57. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 7 .....	207
Tabla 58. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 8 .....	209
Tabla 60. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 9 .....	211
Tabla 61. Interacciones de riesgo .....	214
Tabla 62 Síntesis del inventario ambiental del Sistema Ambiental.....	217

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Principales Zonas Sísmicas de la República Mexicana.....	7
Figura 2. Zona Sísmica del Municipio de Lázaro Cárdenas .....	7
Figura 3.- Sismos que han afectado el estado de Michoacán .....	8
Figura 4. Mapa de Peligrosidad sísmica .....	9
Figura 5. Área de inundación con respecto a la altura de ola en caso de presentarse un Tsunami. .....	12
Figura 6. Anillo de Fuego .....	12
Figura 7. Mapa de clima del Municipio de Lázaro Cárdenas .....	13
Figura 8. Superficie en Hectáreas que ocupa la temperatura dentro del municipio .....	14
Figura 9. Mapa de Temperatura del Municipio de Lázaro Cárdenas .....	15
Figura 10. Mapa de Precipitación del Municipio de Lázaro Cárdenas. ....	16
Figura 11. Superficie en Hectáreas que abarca la precipitación pluvial dentro del municipio ...	16
Figura 12. Diagrama de vientos del Municipio de Lázaro Cárdenas.....	17
Figura 13. Rosa de Vientos del Municipio de Lázaro Cárdenas .....	17
Figura 14. Grafica de Huracanes de acuerdo a la velocidad de Vientos .....	20
Figura 15. Mapa de ciclones .....	20
Figura 16. Uso de Suelo del sitio donde se pretende ubicar PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas.....	33
Figura 17. Esquema de protección catódica por ánodo de sacrificio de tanques verticales de almacenamiento. ....	50
Figura 18. Esquema de protección catódica por corriente impresa de tanques verticales de almacenamiento. ....	51
Figura 19. Secuencia de arranque bombas .....	68
Figura 20. Conexión de líneas de detección de presión.....	69
Figura 21. Diagrama típico de una red contraincendio .....	70
Figura 22. Toma para camión contraincendio en tanques.....	70
Figura 23. Toma de hidrante para camión contraincendios.....	71
Figura 24. Válvula de seccionamiento en registro.....	72
Figura 25. Hidrante monitor típico .....	72
Figura 26. Hidrante monitor en plataforma de concreto.....	73
Figura 27. Hidrante monitor torreta .....	74
Figura 28. Sistema de paquete de presión balanceada .....	75
Figura 29. Inyección superficial.....	76
Figura 30. Inyección superficial.....	76
Figura 31. Figura 15 Sistemas de anillos de enfriamiento en tanques de almacenamiento.....	78
Figura 32. Figura 14 Sistema de aspersion en bombas de proceso.....	78
Figura 33. Sistema de aspersion en llenaderas AT o CT .....	79
Figura 34. Sistema de aspersion para patines de medición .....	79
Figura 35. Arquitectura del sistema del sistema contraincendio.....	81
Figura 36. Arquitectura del sistema de detección de humo, detección de gas, detección de fuego y detección de fuego en tanques por medio de tapón fusible(opcional) .....	81
Figura 37. Arquitectura de las alarmas visuales, sonoras y botoneras .....	82

Figura 38. Arquitectura de las alarmas visuales, sonoras y botoneras.....	82
Figura 39 Esquema de una Unidad Recuperadora de Vapores .....	84
Figura 40. Sistema de control de acceso y salida de vehículos.....	96
Figura 41. Válvula de Compuerta de Doble Expansión de paso completo clase 300 #. ....	99
Figura 42. Principio ALARP (por sus siglas en inglés As Low As Reasonably Practicable) Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico. ....	156
Figura 44. Frecuencias para fugas y rupturas típicas en equipo de proceso.....	161
Figura 45. Frecuencias Típicas de Falla de Componentes Activos.....	161
Figura 46. Probabilidades Típicas de Errores Humanos .....	162
Figura 47. Frecuencias típicas de eventos externos. ....	163
Figura 48. Probabilidades típicas de falla durante la demanda .....	163
Figura 43. Resultados de la Jerarquización de los nodos evaluados en el HAZOP .....	169
Figura 49. Escenario 1. Radios de por explosión .....	196
Figura 50. Escenario 1. Radios de por incendio.....	197
Figura 51. Escenario 2. Radios de por explosión .....	198
Figura 52. Escenario 2. Radios de por incendio.....	199
Figura 53. Escenario 3. Radios de por explosión .....	200
Figura 54. Escenario 3. Radios de por incendio.....	201
Figura 55. Escenario 4. Radios de por explosión .....	202
Figura 56. Escenario 4. Radios de por incendio.....	203
Figura 57. Escenario 5. Radios de por explosión.....	204
Figura 58. Escenario 5. Radios de por incendio.....	205
Figura 59. Escenario 6. Radios de por incendio.....	206
Figura 60. Escenario 7. Radios de por explosión.....	207
Figura 61. Escenario 7. Radios de por incendio.....	208
Figura 62. Escenario 8. Radios de por explosión .....	209
Figura 63. Escenario 8. Radios de por incendio.....	210
Figura 65. Escenario 10. Radios de por explosión .....	211
Figura 66. Escenario 9. Radios de por incendio.....	212

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

### **ANTECEDENTES**

La Reforma Energética aprobada por el H. Congreso de la Unión y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, así como las Leyes Secundarias, Reglamentos y Disposiciones aprobados durante 2014 y 2015, han redefinido el modelo energético de México y sentado las bases para impulsar la transformación de este importante sector en beneficio de la economía nacional.

Llevadas a cabo de manera eficiente, las actividades de refinación de petróleo y transporte, almacenamiento, comercialización, distribución y expendio al público de petrolíferos son indispensables para garantizar un abasto confiable, seguro y a precios competitivos de gasolinas, diésel, combustóleo, turbosina y otros petrolíferos en todo el territorio nacional.

Contar con combustibles de calidad de manera oportuna es fundamental para detonar el crecimiento de la economía y el desarrollo de múltiples actividades industriales. En las últimas décadas y ante un crecimiento económico sostenido, la demanda de combustibles líquidos y petrolíferos aumentó significativamente. No obstante, el país experimentó un retraso en el desarrollo de la infraestructura de transformación industrial y transporte de petrolíferos necesaria para atender la demanda doméstica, lo cual resultó a su vez en un incremento significativo de las importaciones de estos productos.

A medida que México avanza en el impulso de distintos sectores productivos y la expansión de polos de desarrollo, incrementar la capacidad para la provisión de servicios energéticos de calidad se hace apremiante. El país debe reforzar la capacidad doméstica para producir combustibles líquidos y otros productos refinados y trabajar también en la diversificación de las fuentes de suministro locales, regionales y nacionales. Esto con el propósito de fortalecer las redes de abasto y facilitar el acceso a combustibles de buena calidad y precio provenientes de múltiples regiones y mercados.

A partir de la Reforma Energética de 2013, México cuenta con herramientas diseñadas para alcanzar estos objetivos con mayor facilidad. El nuevo modelo energético permite la participación de empresas productivas del Estado y empresas privadas, en igualdad de circunstancias, bajo las mismas reglas y tarifas, y siguiendo los principios de acceso abierto y competencia efectiva, en actividades de refinación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos. El país cuenta hoy en día con un entorno institucional y reglas que definen claramente los procesos que los interesados deben seguir para aprovechar las nuevas oportunidades que plantea el sector hidrocarburos más allá de las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.

A partir de la reforma constitucional en materia energética aprobada en diciembre de 2013, la organización industrial del sector hidrocarburos en México ha cambiado de manera profunda. De un esquema fundamentalmente monopolístico se pasó a una arquitectura de mercado segmentada y abierta a la competencia y participación privada.

Entre las actividades que se abrieron a la competencia se encuentran el almacenamiento de productos petrolíferos y de productos petroquímicos como el Gas Nafta- (según se define en el Acuerdo A/053/2015 emitido por la Comisión Reguladora de Energía).

Es dicha Comisión la que a raíz de la reforma mencionada adquiere el carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, Dependencia del Ejecutivo Federal, que como mandato legal tiene, entre otros, el de regular y promover el desarrollo eficiente de la actividad de almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos así como el de fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

En adición a la autoridad mencionada en el párrafo anterior, se crean otras como la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos que junto con aquellas otras creadas robustecen el régimen regulatorio de la actividad de Almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos y de todas aquellas actividades que integran el Sector Hidrocarburos.

Derivado de los cambios generados por la reforma energética, y lo establecido en el nuevo marco jurídico en materia de comercialización de petrolíferos, se ha detectado la necesidad de contar con infraestructura de almacenamiento, para proporcionar una alternativa para el suministro, almacenamiento y distribución, y así satisfacer la creciente demanda y garantizar el abastecimiento a estaciones de servicio, clientes industriales y de gobierno. Considerando, además, que actualmente existen en el país 73 terminales terrestres de almacenamiento y reparto de petrolíferos (aproximadamente 583 tanques) con una capacidad operativa de 14.6 millones de barriles y una capacidad de almacenamiento nominal de 17, 341.5 mil barriles. no obstante, de acuerdo con la secretaria de energía, hacia el año 2027 la demanda de petrolíferos alcanzara los 1,913 miles de barriles diarios; que, de acuerdo con los análisis llevados a cabo por la secretaria de energía, se espera que en los próximos diez años la producción y demanda de petrolíferos aumentara, en particular se calcula una tasa media de crecimiento de 3.8 y de 5.2 para el caso de las gasolinas y el diésel, respectivamente. a ello se suma el hecho de que como resultado de las reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos publicadas en el diario oficial de la federación el 20 de diciembre de 2013, se espera un incremento en la demanda de empresas privadas nacionales y extranjeras que realicen actividades de producción, distribución y venta de petrolíferos, lo que en consecuencia implica necesariamente un crecimiento inmediato en la demanda de más instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos, se plantea en este proyecto construir una terminal de manejo de petrolíferos en el estado de Michoacán.

### **I.1 Descripción del Proceso.**

El objetivo de la Construcción de una nueva terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos es atender la demanda de productos petrolíferos en la zona de influencia y de clientes potenciales en los municipios aledaños, cumpliendo en todo momento con lo establecido en la NOM-EM-003-ASEA-2016

La terminal de almacenamiento y distribución de Petrolíferos tendrá una capacidad de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles.).

El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería con capacidad de 73,9355 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles).

Las instalaciones de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos de están constituidas por las siguientes zonas:

- 1) Zona de Recepción
- 2) Zona de Almacenamiento
- 3) Zona de Entrega

La nueva terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos cuenta con las siguientes características técnicas relevantes:

#### Terminal Terrestre

- Capacidad de Almacenamiento de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles). Consistente en 10 tanques de almacenamiento tipo vertical: 04 TV de 31,800 m<sup>3</sup> (200 miles de barriles) para gasolina regular, 02 TV de 15,900 m<sup>3</sup> (100 miles de barriles) para gasolina premium, 02 TV de 31,800 m<sup>3</sup> (200 miles de barriles) para diésel, 01 TV de 15,900 (100 miles de barriles) para diésel y 01 TV de 3,180 m<sup>3</sup> (20 miles de barriles) para Recuperados.
- 09 posiciones de llenado de autotanques, con capacidad de llenado de 91 m<sup>3</sup>/hr. (400 gpm) cada una, 04 para gasolina regular, 02 para gasolina premium, 03 para diésel.
- 33 posiciones de llenado de carrotanques, con capacidad de llenado de 136 m<sup>3</sup>/hr (600 gpm) cada una, 12 para gasolina regular, 09 para gasolina premium, 12 para diésel.
- 01 posición de descarga de autotanques, con capacidad de 91 m<sup>3</sup>/hr (400 gpm) para los productos gasolina regular, gasolina premium, diésel.
- 01 sistema de envío y medición por tubería de 8 pulgadas de diámetro y 7,000 metros de longitud. Dentro de su funcionalidad el sistema debe tener la capacidad de comunicarse en forma bidireccional con los sistemas para medición de: flujo, temperatura, presión y densidad, para la transferencia de custodia en instalaciones de la terminal de Almacenamiento y Distribución de Petrolíferos a través del Recepción por tubería. De acuerdo con lo establecido en el alcance de Diseño de la instalación de Almacenamiento, Entrega y Recepción, debe definirse el punto de ubicación del Sistema de Medición del proceso operativo de transferencia de custodia. La Recepción de Petrolíferos por medio de tubería debe estar conformada por trampas de diablos y un Sistema de Recepción y medición, los cuales en lo

aplicable deben apegarse a lo establecido por el ASME B31.3 Process Piping su equivalente.

#### Terminal Marítima

- Capacidad de almacenamiento de 73,935 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles). consistente en 05 tanques de almacenamiento tipo vertical: 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles), para gasolina regular, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina premium, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para diésel, haciendo una capacidad total de 26,235 m<sup>3</sup> (165 miles de barriles) en gasolinas y diésel además de , 02 tv de 23,859 (150 miles de barriles) cada uno para combustóleo pesado, cuya capacidad total será de 47,700 (300 miles de barriles) nominales.
- Recibo por Buquetanque para gasolinas y diésel a razón de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>).
- 30 posiciones de descarga por carrotanques para combustóleo pesado, con capacidad de llenado de 136 m<sup>3</sup>/hr a una presión de 294 Kpa. cada una.
- 01 posición de entrega de Combustóleo Pesado para Buquetanque en la plataforma de operación del muelle marginal a razón de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>).
- 02 equipos de bombeo para en vio de gasolinas y diésel desde la zona 2, hasta la zona 5 con capacidad de 1,835 m<sup>3</sup>/hr (11,540 bls/hr) y presión de descarga de 980 kPa. (10 kg/cm<sup>2</sup>)
- 01 sistema de envió y medición por tubería de 8 pulgadas de diámetro y 7,000 metros de longitud. Dentro de su funcionalidad el sistema debe tener la capacidad de comunicarse en forma bidireccional con los sistemas para medición de: flujo, temperatura, presión y densidad, para la transferencia de custodia en instalaciones de la Sistema de Recibo que incluye Tanques de Balance y envió por tubería. De acuerdo con lo establecido en el alcance de Diseño de la instalación de Almacenamiento, Entrega y Recepción, debe definirse el punto de ubicación del Sistema de Medición del proceso operativo de transferencia de custodia. El Sistema de Envío de Petrolíferos por medio de tubería debe estar conformada por trampas de diablos y un Sistema de Envío y medición, los cuales en lo aplicable deben apegarse a lo establecido por el ASME B31.3 Process Piping su equivalente.
- Capacidad suficiente de atención inicial para nuestros clientes con una autonomía de 15 días.
- Podrá realizar traspasos a los Estados de la Republica de acuerdo con los requerimientos de nuestros clientes.
- Salidas de combustóleo pesado a otros países.

#### I.1.1 Bases de diseño.

El equipo es diseñado para prevenir contacto accidenta con partes en movimiento, calientes o en tensión y minimizar el ingreso de polvo y suciedad

La estructura y el diseño de la planta de poder permite acceder a todas las partes para una inspección, mantenimiento y reparación

Los procesos de calidad y muestreo y los procesos de inspección son aplicados para asegurar la calidad del producto a través de los procesos de diseño y manufactura. Hay que tomar atención especial a la unidad auxiliar de testeo ingenieril, así como inspeccionar y comprobar el final de la instalación

Los sistemas de calidad y manejo del ambiente de la empresa cumplen y están certificados de acuerdo a la ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004.

Las partes principales y dispositivos como paneles, válvulas, bombas, etc. Son marcadas con gravados indicando su código de uso en los manuales y la documentación de la empresa

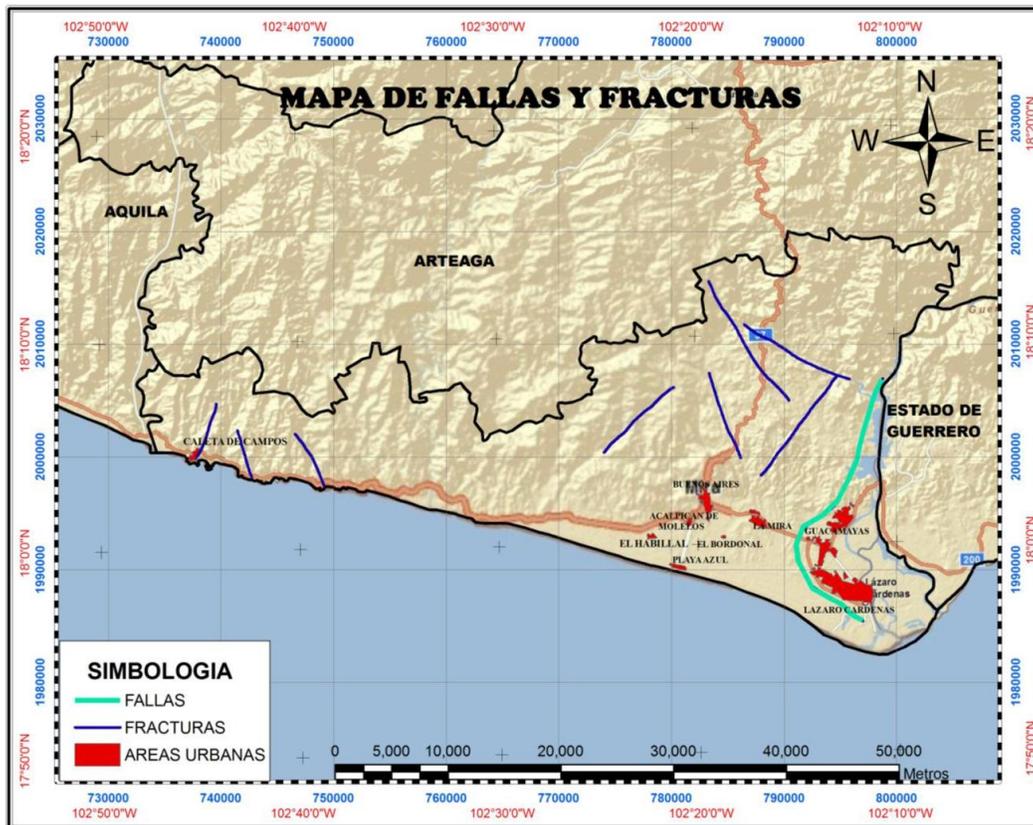
### I.1.2 Fenómenos naturales y datos meteorológicos

A continuación se lleva a cabo una descripción sobre los fenómenos naturales y condiciones meteorológicas en el área de estudio.

#### I.1.2.1 Fallas y fracturas

En el municipio de Lázaro Cárdenas existe una falla que se ubica al este del municipio, la trayectoria de la falla es de norte a sur, pasando por un costado de la localidad Guacamayas y la cabecera municipal.

**Figura 1. Sistemas de fallas principales en el Municipio de Lázaro Cárdenas**



En el municipio de Lázaro Cárdenas existe una falla que se ubica al este del municipio, la trayectoria de la falla es de norte a sur, pasando por un costado de la localidad Guacamayas y la cabecera municipal.

Las fracturas geológicas que existen en el municipio son ocho, las cuales afectan directamente a las siguientes comunidades:

- Caleta de Campos
- El Parejo
- El Morro Colorado
- Cacahuanache
- Pochotillos
- San Juan Bosco

No se cuenta con el nombre de las fracturas ni de la falla.

**Tabla 1.- Fallas y Fracturas del Municipio de Lazaro Cardenas**

<b>Fenomeno</b>	<b>Nivel de analisis</b>	<b>Escala de presentacion</b>
Fallas	Nivel 1	Municipal
Fracturas	Nivel 1	Localidad

### **I.1.2.2 Sismos**

#### Sismos

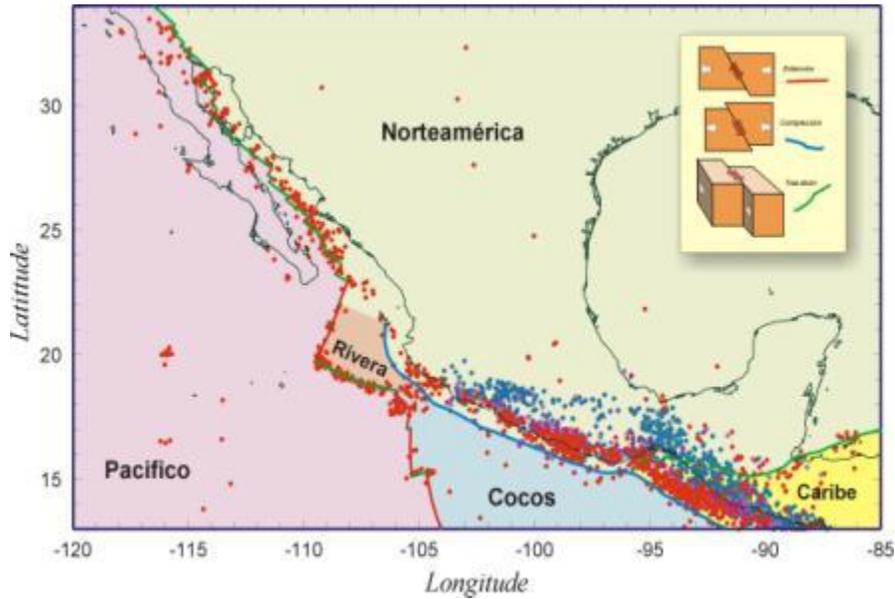
El último sismo con epicentro dentro del territorio del municipio fue un temblor de magnitud 7.9 en el año de 1911 desde entonces, sólo había tenido lugar en esta zona otro sismo de tamaño moderado cerca de Playa Azul en 1981. Sin embargo, la magnitud del sismo de Playa azul (Ms = 7.3) no fue lo suficientemente grande para liberar la energía acumulada en la brecha de Michoacán desde 1911.

El 19 de septiembre de 1985 se registró un sismo de 8.0 en la escala de Richter y por lo menos 9,500 personas murieron, por lo menos 30,000 heridos, y más de 100,000 quedaron sin techo en la Ciudad de México y en poblaciones de los estados de Michoacán y Guerrero como Lázaro Cárdenas.

Lázaro Cárdenas se considera como una de las ciudades de mayor riesgo sísmico, esto debido a que el municipio se encuentra en las costas del pacifico y cercano a la placa de cocos, la cual se considera como la más activa en el territorio mexicano.

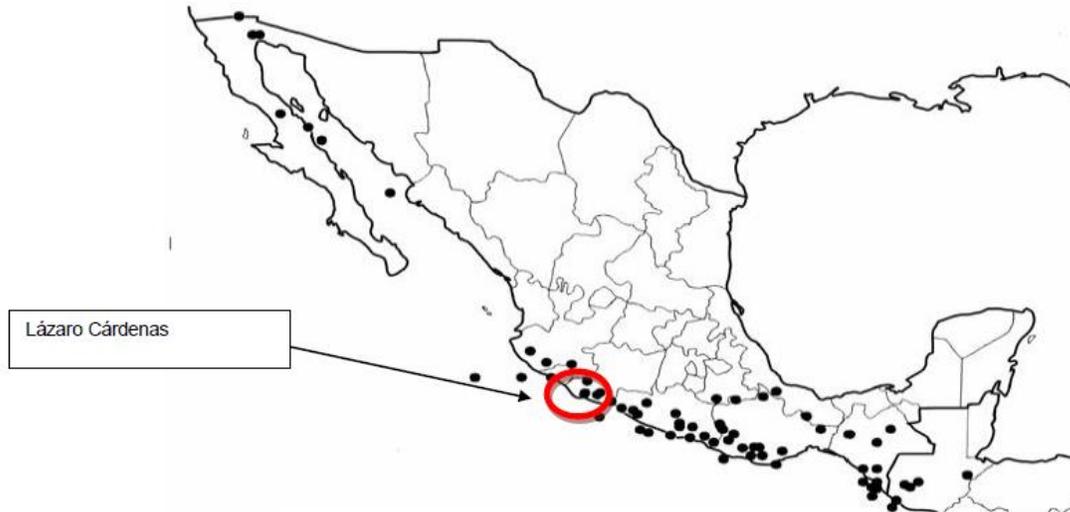
En la siguiente imagen se muestran las placas tectónicas dentro del territorio mexicano y sus velocidades relativas correspondientes.

**Figura 1.- Principales Zonas Sísmicas de la República Mexicana**



Otro de los motivos por el cual el municipio se considera de alto riesgo sísmico, es porque se encuentra dentro de la zona en la cual se han registrado los epicentros sísmicos con magnitudes mayores a 7°, como se muestra en la siguiente figura:

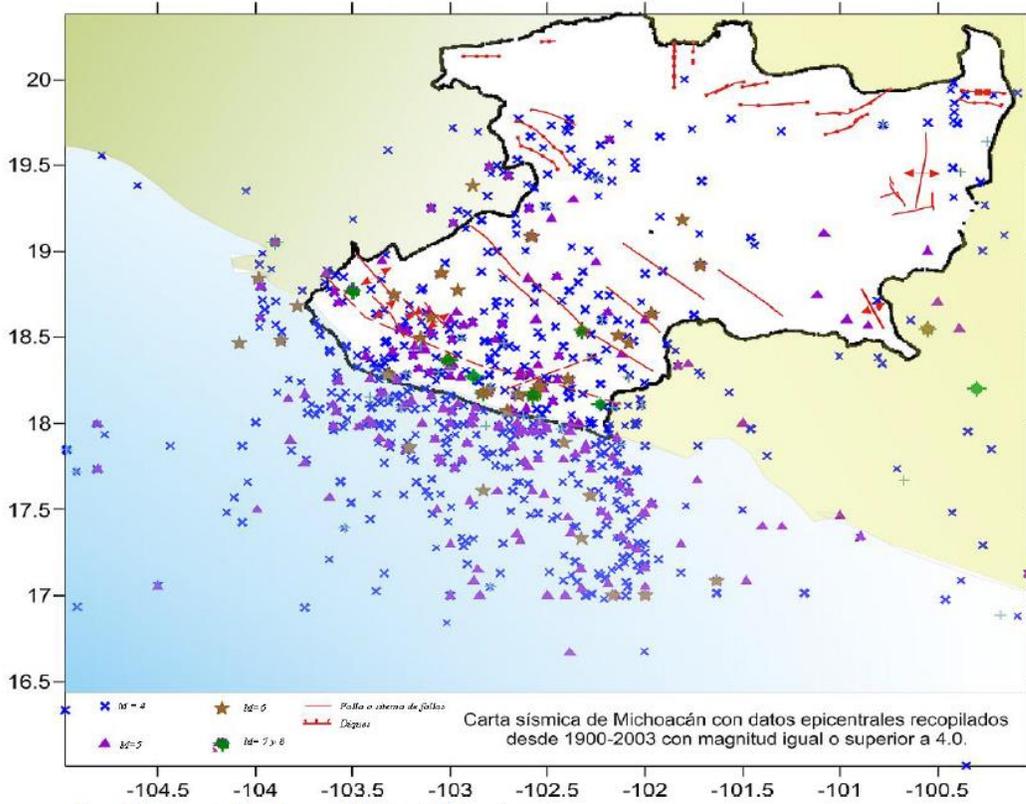
**Figura 2. Zona Sísmica del Municipio de Lázaro Cárdenas**



**Tabla 2. Caracterización de la zona Sísmica del Municipio de Lázaro Cárdenas**

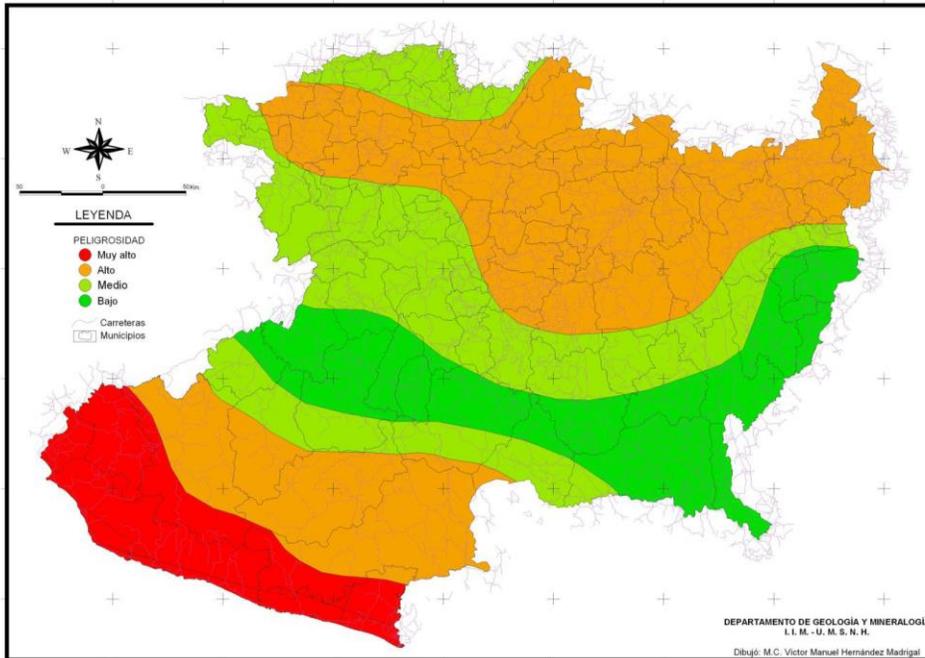
Fenómeno	Nivel De Análisis	Escala De Presentación
Sismo	Nivel 1	Calle
Se considera de alto riesgo		

**Figura 3.- Sismos que han afectado el estado de Michoacán**



En esta se presentan datos recopilados desde 1900 hasta 2003 sobre temblores de magnitud igual o superior a 4 que han afectado de alguna manera la región la información se obtuvo de catálogos nacionales de información sísmica SSN, del instituto de Ingeniería, y del catálogo del IRIS. Esta imagen se realizó en surfer las cotas están dadas en grados tanto latitud y longitud (Vázquez Rosas Ricardo. IINGEN 2004).

**Figura 4. Mapa de Peligrosidad sísmica**



### **Tsunamis o maremotos**

El tsunami generado por el sismo de septiembre de 1985 ocasionó algunos daños en las costas del municipio. Por ejemplo, se inundó la zona portuaria debido a las aguas que se propagaron arriba por el Río Balsas; sin embargo el daño fue mayor por el terremoto y no se registraron muertes ni heridos debido al tsunami.

En marzo de 2011 un tsunami de mínimas proporciones provocado por un terremoto de 8.9 en las costas orientales de Japón alcanzó las costas de Lázaro Cárdenas con un olaje menor a 1 metro de altura. No se registraron muertes, heridos ni daños materiales por el suceso.

La construcción de asentamientos cercanos a infraestructura de peligrosidad como ductos: por asentamientos irregulares se han incrementado en el municipio de Lázaro Cárdenas, por invadir la línea de conducción de Pemex son: Girasol tenencia Buenos Aires, Cayacal y Puesta del sol.

En el municipio existen colonias susceptibles a deslizamientos, como son: las Villitas I, II Y III. Por ello se procede a valorar en conjunto con protección civil, el riesgo, después verificamos las estadísticas de sucesos catastróficos anteriores que han afectado estas zonas, así como la estabilidad del talud. Identificando los problemas asociados a la inestabilidad de laderas, se darán los criterios para evaluar la amenaza.

Los tsunamis, son consecuencia de sismos tectónicos de gran magnitud cuyo origen se encuentra bajo el fondo del océano. Debido al movimiento vertical del piso oceánico, la perturbación generada en el agua llega a desplazarse con velocidades de hasta 900 km/h en mar abierto, sin que sea posible percibir cambios de nivel. Sin embargo, al llegar a la costa su velocidad disminuye notablemente pero su altura puede aumentar hasta alcanzar unos 30 metros.

Los tsunamis se producen por tres motivos: sismos en zona costera, derrumbes en el fondo del mar y erupción de volcanes marinos.

En el municipio de Lázaro Cárdenas la probabilidad de que se presente un tsunami son muy altas, esto por ubicarse en las costas del Pacífico. Existen tsunamis locales, como los que se producen en el Pacífico mexicano o remotos, que pueden llegar de otros continentes.

Ya existen los mapas de riesgo de tsunamis para el Puerto de Lázaro Cárdenas, sin embargo, faltan programas de protección civil para enfrentar este tipo de fenómenos.

En el municipio de Lázaro Cárdenas las comunidades afectadas en caso de presentarse un tsunami son:

Playa Azul

Caleta de Campos

Las Calabazas

Las peñas

**Tabla 3. Caracterización del Fenómeno de Tsunami del Municipio de Lázaro Cárdenas**

Fenómeno	Nivel De Análisis	Escala de Representación
Tsunami	Nivel 2	Municipal
SE CONSIDERA UN RIESGO ALTO		

#### **INDICADORES DE VULNERABILIDAD.**

En México la mayoría de los maremotos locales son de origen sísmico y se generan en la zona de subsidencia de la Fosa Mesoamericana, situada en el océano y adyacente a menos de 80 kilómetros de la costa occidental de los estados de Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero, Oaxaca y Chiapas.

Aparentemente, una minoría de estos maremotos, muy destructivos, podrían eventualmente ser provocados por deslizamientos submarinos de sedimentos en las plataformas marinas costeras de los deltas estuarinos (por ejemplo de los ríos Colorado, Tecmán, Balsas, etc.).

Las zonas costeras de los estados de Jalisco, Colima, Michoacán, Guerrero, Oaxaca y Chiapas son también las más vulnerables a estos fenómenos, por ser asiento de áreas urbanas densamente pobladas, incluyendo desarrollos turísticos y comunidades pesqueras, e importantes instalaciones portuarias, navales, industriales y de almacenamiento de combustible, como es el caso de la ciudad y puerto de Lázaro Cárdenas.

La estadística de 55 maremotos que arribaron a México en 250 años (Sánchez y Farreras, 1993) muestra las siguientes cuatro categorías de acuerdo con el rango de alturas de ola máxima registradas y con sus tiempos de recurrencia aproximados:

La repetición de un maremoto similar al del 19 de septiembre de 1985 (tipo A promedio), produciría sólo daños muy leves: destrucción de vías férreas y vialidades en la zona cercana a la playa, y arena erosionada, transportada o depositada. No se espera que ocasione víctimas directas o indirectas.

La ocurrencia de un maremoto del tipo A extremo causaría inundaciones de 20 a 70 centímetros por sobre el nivel de tierra, en la franja costera. En la zona portuaria e industrial, los daños en las siderúrgicas y en las instalaciones de PEMEX, NKS y CARBONSER en la isla del Cayacal, serían de menor cuantía y estarían muy localizados en la zona adyacente

a la costa. Sin embargo, las terminales de contenedores y de usos múltiples, y la planta de FERTINAL ubicadas en la isla de en medio, pueden esperar daños de mayor consideración. La banda transportadora de carbón y cenizas que atraviesan el brazo izquierdo del río sería gravemente dañada o muy probablemente destruida. En Petacalco la inundación cubriría solamente la zona de playas. Puede esperarse que se produzcan algunas víctimas y lesionados si no se cuenta con los lugares de refugio adecuados o si no se evacúan con prontitud las zonas de riesgo.

La ocurrencia de un maremoto del tipo B extremo causaría inundaciones de 70 centímetros a 1.90 metros por sobre el nivel de tierra, en la franja costera, y de 10 centímetros a 1 metro en la zona inmediata tierra adentro.

Aproximadamente un tercio del área ocupada por las siderúrgicas puede ser afectada, con daños de mayores a menores según la cercanía de sus instalaciones a la costa en esa zona. Algo semejante puede ocurrir en los muelles de metales y minerales y en las instalaciones de PEMEX, NKS y de carbón en la costa de la isla del Cayacal, con posible riesgo de derrame y dispersión de combustibles y/o incendios. En los silos de granos de ABSA y en las zonas aledañas, la capa de agua de la inundación no será mayor de 10 centímetros, ocasionando daños insignificantes. La isla de en medio sería cubierta totalmente por el agua, pudiendo ocasionarse un desastre con daño extenso y grave a las instalaciones portuarias de las terminales de usos múltiples y de contenedores, y especialmente a la planta de FERTINAL. Es altamente probable que en ese lugar ocurran derrames y contaminación por sustancias tóxicas y reactivos químicos que se dispersen en el agua y en el aire. La banda transportadora de carbón de la CFE sería destruida. El área urbana de Petacalco comprendida entre la carretera y la playa se inundaría con una capa de agua de 10 a 50 centímetros, y la playa sería cubierta con aproximadamente 1 metro de altura de agua. Puede esperarse que se produzca un mayor número de víctimas y lesionados que en los casos anteriores, en especial en la isla de En medio, si no se cuenta con los lugares de refugio adecuados o si no se desalojan con prontitud las zonas de riesgo.

El área urbana de la Ciudad Lázaro Cárdenas, la base naval de la Secretaría de Marina, el Centro de Estudios Tecnológicos del Mar, la fábrica de tubería PMT, la central termoeléctrica de Petacalco y otros lugares más tierra adentro, se encuentran fuera de las zonas de riesgo de inundación por maremotos del tipo estudiado en esta investigación.

**Tabla 4. Población afectada en caso de tsunami del Municipio de Lázaro Cárdenas**

<b>Población afectación en caso de tsunami</b>	
COLONIA	HAB.
LAS CALABAZAS	231
LAS PEÑAS	206
PLAYA AZUL	3139
CALETA	2580

En los siguientes mapas se muestra el área de inundación con respecto a la altura de ola en caso de presentarse un Tsunami.

**Figura 5. Área de inundación con respecto a la altura de ola en caso de presentarse un Tsunami.**

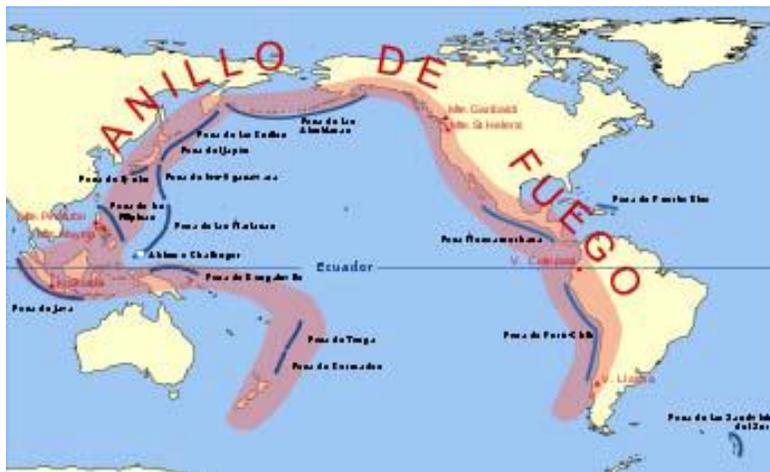


### Vulcanismo

El Cinturón de Fuego es el resultado directo de la tectónica de placas, el movimiento y la colisión de las placas de la corteza terrestre. La sección oriental del Cinturón es el resultado de la subducción de la placa de Nazca y la placa de Cocos debajo de la placa Sudamericana que se desplaza hacia el oeste.

El municipio de Lázaro Cárdenas se encuentra en el cinturón de fuego, más sin embargo no cuenta con volcanes que puedan afectar al municipio.

**Figura 6. Anillo de Fuego**



### I.1.3 Condiciones climatológicas en el área de estudio

#### I.1.3.1 Clima

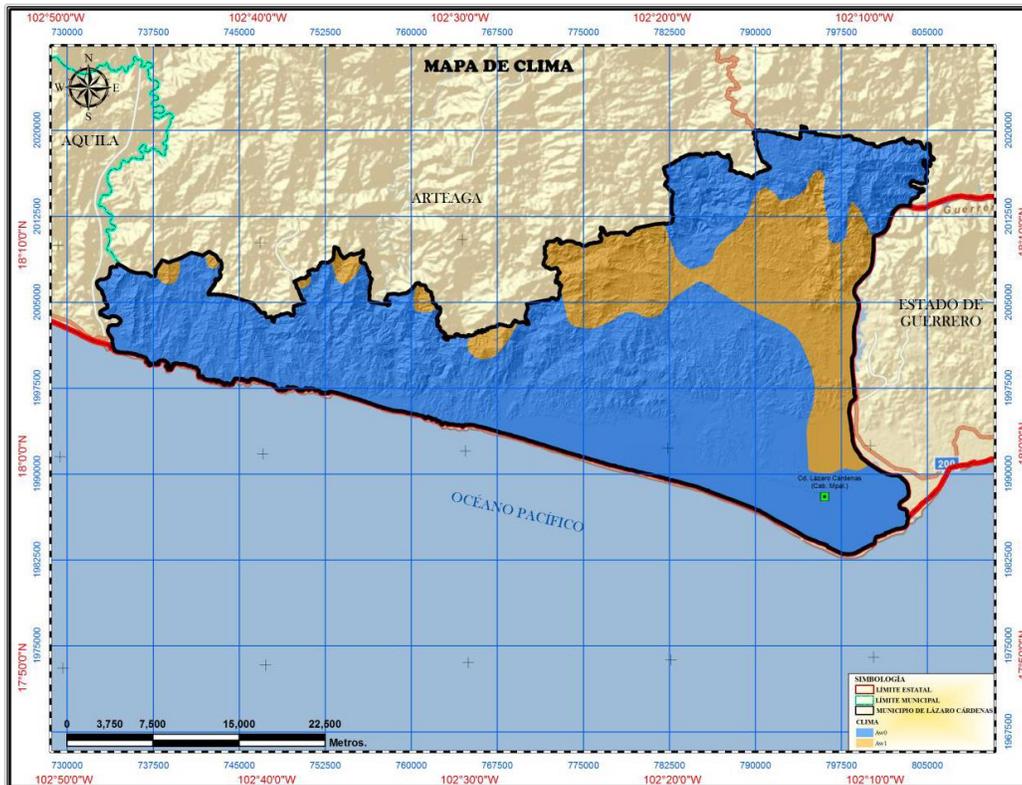
Específicamente, en el área de estudio de Lázaro Cárdenas encontramos un clima cálido sub-húmedo con lluvias en verano. La temperatura media anual es de 26° C, su mínima es de 12°C; y su máximo es de 39° C. Su grado de insolación es muy alto, pues su promedio anual es de 207 días despejados.

Con vientos dominantes de sureste.

El máximo de precipitación se presenta durante el mes de septiembre. Se inicia a mediados de junio con unos 31.1 mm. Y asciende rápidamente hasta alcanzar su máximo de 227.1mm. A mediados de septiembre. A partir del inicio de otoño las lluvias empiezan a escasear y el mínimo presente en el mes de mayo. El promedio de humedad relativa es de 69.6% siendo sus máximos niveles de junio a octubre. La evaporación es de 1779 mm anuales. Las lluvias aumentan si está asociada alguna perturbación tropical. La región del puerto y su entorno presentan un promedio de lluvia acumulada anual de 1200 mm, en condiciones normales.

El clima AW0 se encuentra al nor-este del municipio y cuenta con una menor cantidad de precipitación en el rango de 43.2 y abarca un 75.60% de la superficie del municipio, mientras que el clima aw1 tiene una precipitación en el rango de 43.2 al 55.3 y abarca un 24.4% de la superficie del municipio.

**Figura 7. Mapa de clima del Municipio de Lázaro Cárdenas**



**Tabla 5. Descripción mapa de clima**

clave	descripción clima	descripción precipitación	Superficie ha	% mpio.
Awo	Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C.	Precipitación del mes más seco entre 0 y 60 mm; lluvias de verano con índice P/T menor de 43.2 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.	871.761	75.60%
Aw1	Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C.	Precipitación del mes más seco menor de 60 mm; lluvias de verano con índice P/T entre 43.2 y 55.3 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.	281.344	24.40%
			1.153.105	100.00%

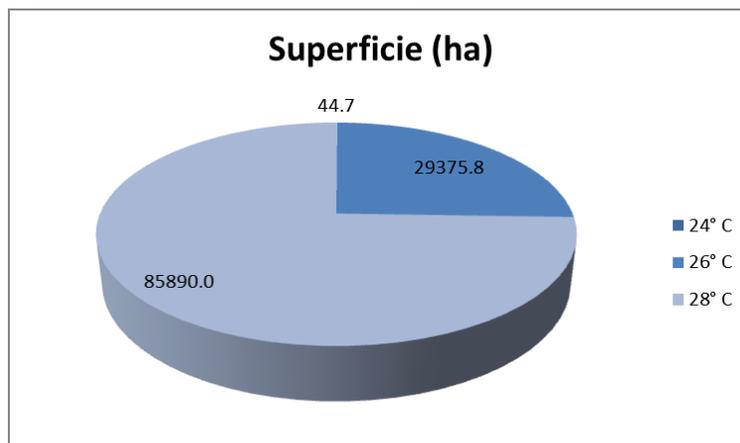
### I.1.3.2 Temperatura

Al norte del municipio se encuentran temperaturas de 26° C cubriendo una superficie de 29375.8 Ha., la cual es equivalente a un 25.48% del municipio. En el resto del municipio se encuentra una temperatura de 28°C, cubriendo una superficie de 85890.0 Ha., la cual equivale a un 74.49% del municipio.

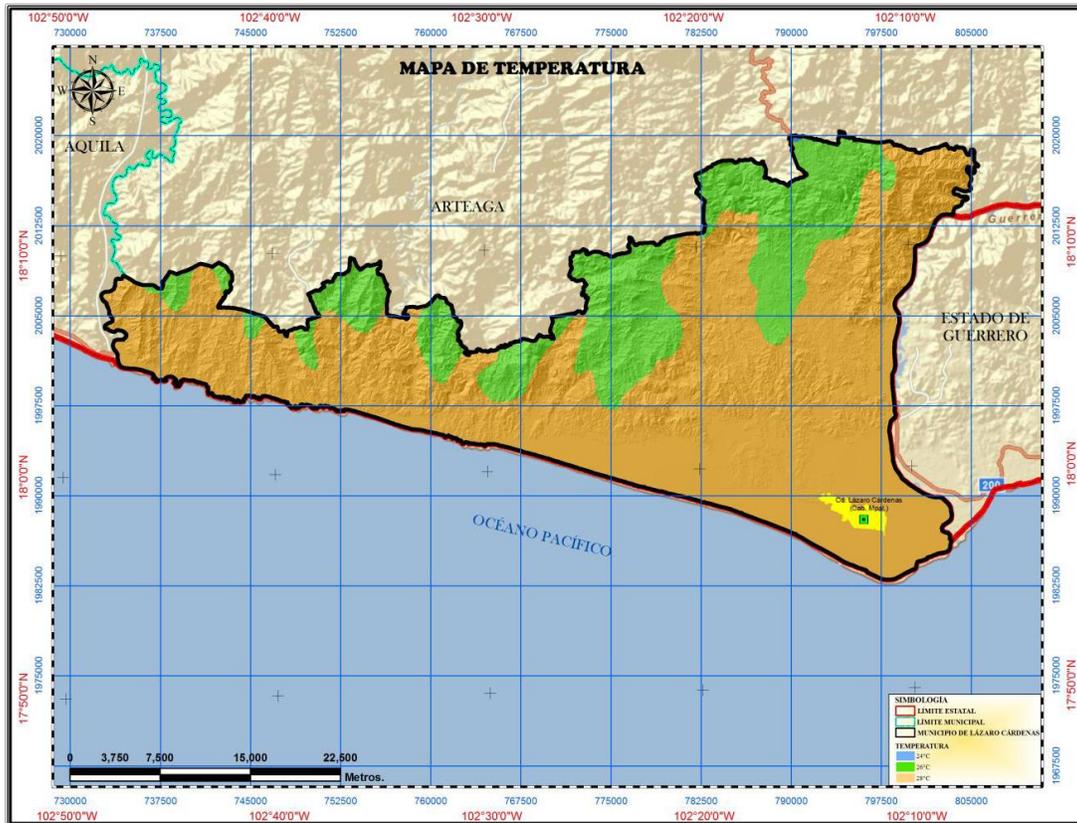
**Tabla 6. Tabla de distribución de Temperaturas del Municipio de Lázaro Cárdenas**

Rangos de Temperatura Media Anual	Sup ha	% mpio
24° C	44.7	0.04%
26° C	29375.8	25.48%
28° C	85890.0	74.49%
	115310.5	4472.95%

**Figura 8. Superficie en Hectáreas que ocupa la temperatura dentro del municipio**



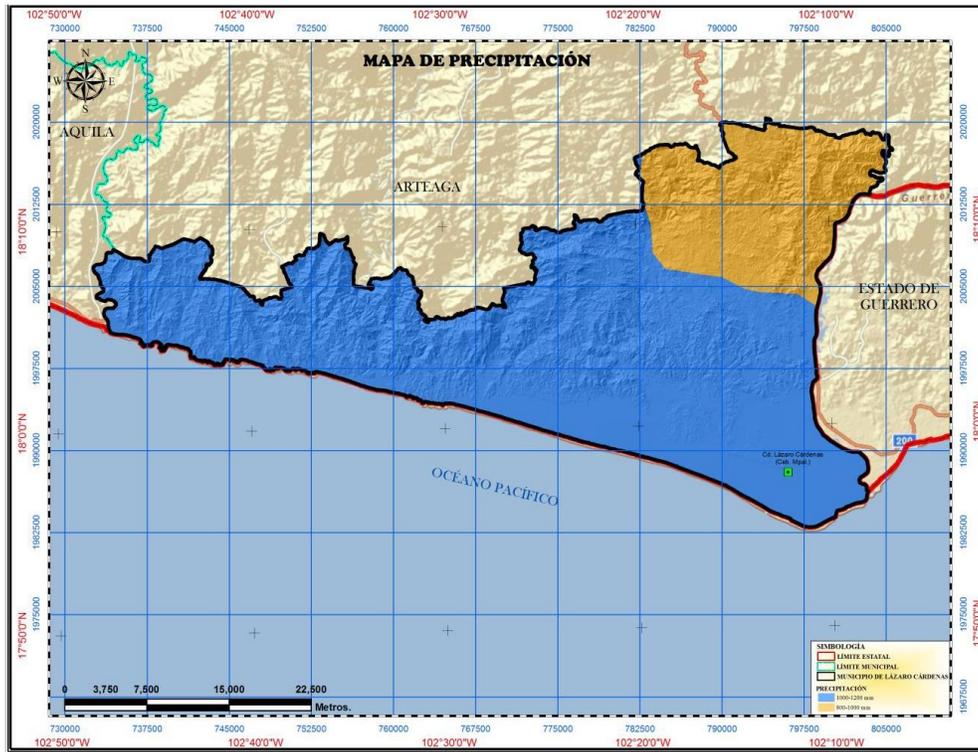
**Figura 9. Mapa de Temperatura del Municipio de Lázaro Cárdenas .**



### I.1.3.3 Precipitación

En el municipio de Lázaro Cárdenas existen 2 tipos de precipitación. En el 21.83% hay una precipitación de 800 a 1000 mm principalmente al Nor-Este del municipio, mientras que en el 78.17% hay una precipitación de 1000 a 1200 mm en el resto del municipio.

**Figura 10. Mapa de Precipitación del Municipio de Lázaro Cárdenas.**

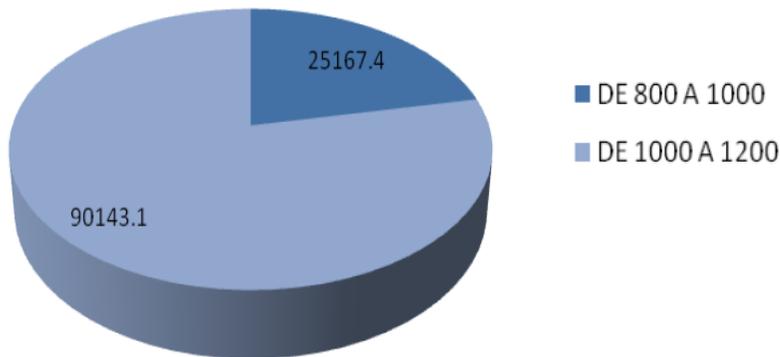


**Tabla 7. Descripción del mapa de precipitación**

Rango de precipitación total anual	Sup. Ha	% mpio
DE 800 a 1200	115310.5	100%

**Figura 11. Superficie en Hectáreas que abarca la precipitación pluvial dentro del municipio**

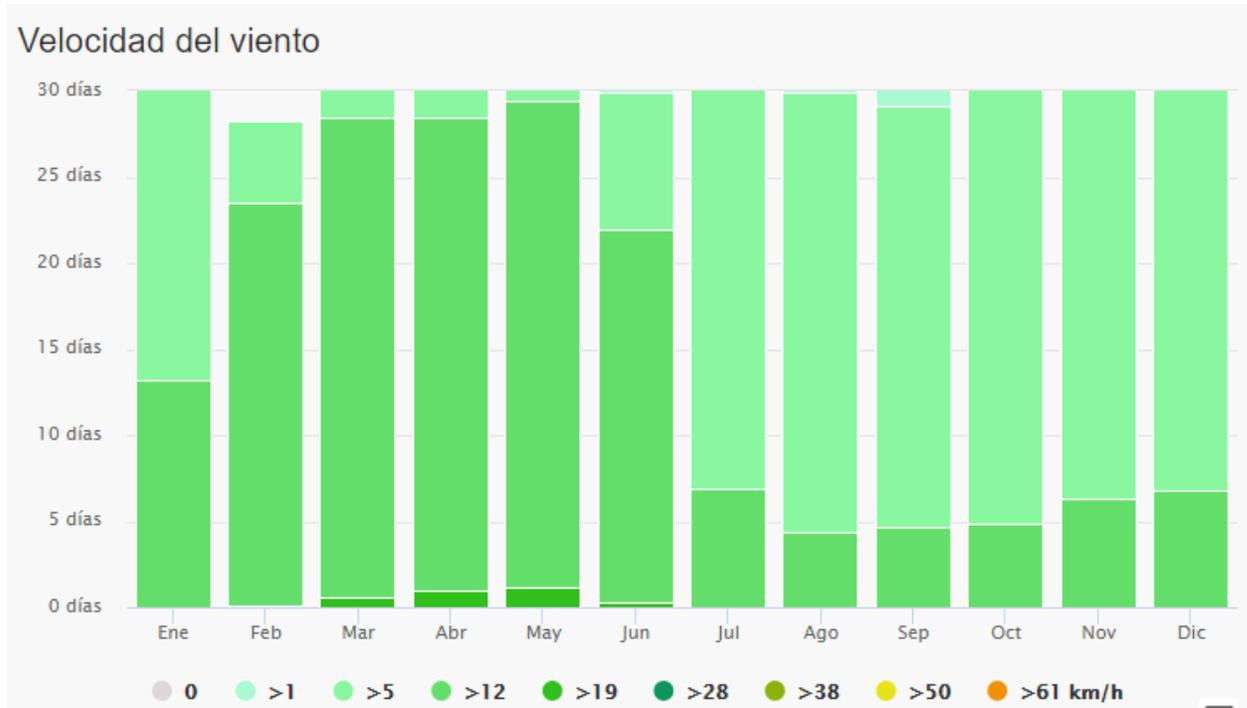
**Superficie (Ha)**



**Vientos**

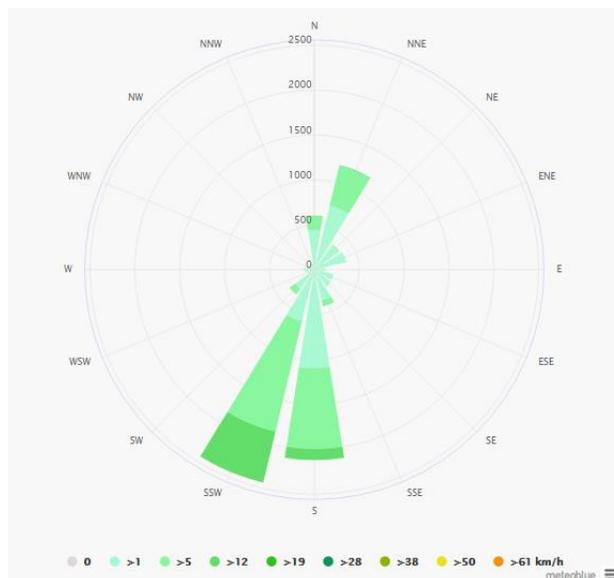
Las condiciones de vientos dominantes, será considerado para el desarrollo del diseño de las estructuras del Proyecto, de acuerdo con el manual de diseño de obras

**Figura 12. Diagrama de vientos del Municipio de Lázaro Cárdenas**



El diagrama de Lázaro Cárdenas muestra los días por mes, durante los cuales el viento alcanza una cierta velocidad.

**Figura 13. Rosa de Vientos del Municipio de Lázaro Cárdenas**



La Rosa de los Vientos para Lázaro Cárdenas muestra el número de horas al año que el viento sopla en la dirección indicada. Ejemplo SO: El viento está soplando desde el

Suroeste (SO) para el Noreste (NE). [Cabo de Hornos](#), el punto de la Tierra más meridional de América del Sur tiene un fuerte viento característico del Oeste, lo cual hace los cruces de Este a Oeste muy difícil, especialmente para los barcos de vela.

### **VIENTOS FUERTES. INDICADORES DE VULNERABILIDAD.**

Este fenómeno, se considera de alto riesgo solo cuando las velocidades del viento superan los 10 m/s que es equivalente a 36 km/h.

En los últimos años no se han registrado vientos fuertes en Lázaro Cárdenas. El año más reciente en el cual se registraron velocidades de viento mayores a 36 km/h, fue en el 2010, los datos registrados son:

14-julio-2010-37.8 km/h.

5-agosto-2010-37.9 y 39.1 km/h.

25-agosto-2010-39.9 km/h.

20-septiembre-2010-37.1 km/h.

**Tabla 8. Caracterización del Fenómeno de vientos Fuertes**

<b>FENOMENO</b>	<b>NIVEL DE ANALISIS</b>	<b>ESCALA DE REPRESENTACION</b>
VIENTOS FUERTES	NIVEL 1	Municipal
Se considera riesgo Alto		

Se consideró un riesgo alto ya que los ciclones, huracanes, tormentas tropicales, etc., se pueden presentar en el municipio, y es entonces cuando se presentan vientos que llegan a revesar los 10 m/s.

### **Riesgos, peligros y/o vulnerabilidad ante fenómenos de origen Hidrometeorológico.**

#### **Ciclón**

Ciclón tropical es un término meteorológico usado para referirse a un sistema de tormentas caracterizado por una circulación cerrada alrededor de un centro de baja presión y que produce fuertes vientos y abundante lluvia. Los ciclones tropicales extraen su energía de la condensación de aire húmedo, produciendo fuertes vientos. Se distinguen de otras tormentas ciclónicas, como las bajas polares, por el mecanismo de calor que las alimenta, que las convierte en sistemas tormentosos de "núcleo cálido". Dependiendo de su fuerza y localización, un ciclón tropical puede llamarse depresión tropical, tormenta tropical, huracán, tifón o simplemente ciclón

En la siguiente tabla se da un listado de los principales huracanes que han afectado el municipio de Lázaro Cárdenas desde el año de 1996 hasta la fecha, y describiendo las categorías en las cuales tocaron las costas del municipio y una descripción de las velocidades del viento en cada categoría de huracán y tormenta tropical.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL****PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas****Tabla 9. Tabla de huracanes que afectaron Lázaro Cárdenas**

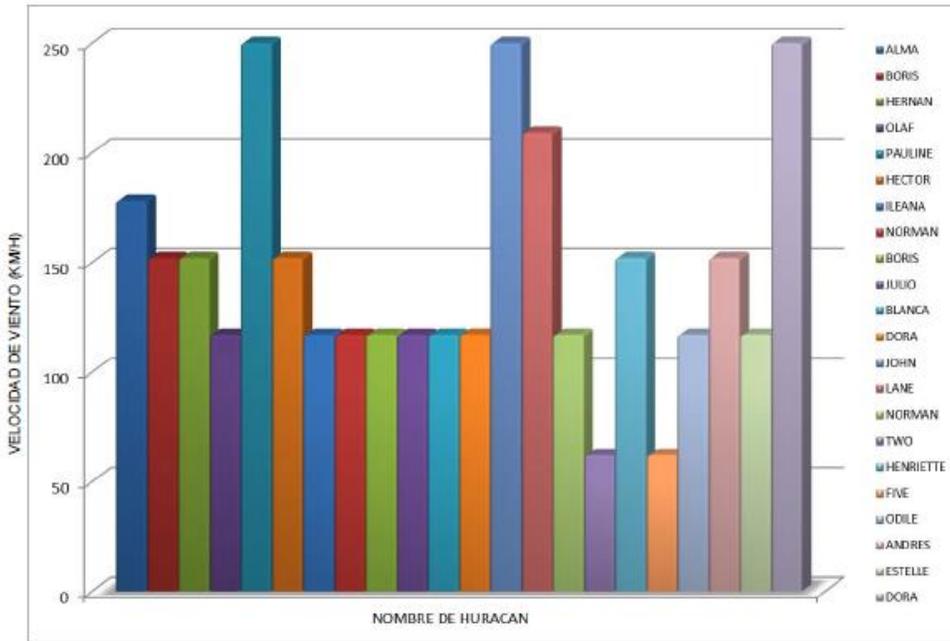
Nombre	Fecha	Categoría
ALMA	20-jun-96	H2
BORIS	1996	H1
HERNAN	1996	H1
OLAF	26 Sep -12 Oct (1997)	TT
PAULINE	5-10 Oct (1997)	H4
HECTOR ILEANA	10 - 16 Ago. (2000) 13 - 16 Ago (2000)	H1 TT
NORMAN	19 - 22 Sep. (2000)	TT
BORIS JULIO BLANCA	8-11 Jun. (2002) 8-11 Jul. (2002) 16-22 Jun. (2003)	TT TT TT
DORA	3-6 Jul. (2005)	TT
JOHN LANE	28 AGO-4 SEP (2006) 13-17 SEP (2006)	H4 H3
NORMAN	8-15 SEP (2006)	TT
TWO HENRIETTE	6-4 JUN (2006) 30 AGO - 06 SEP	DT H1
FIVE	5-7 JUL. (2008)	DT
ODILE ANDRES	8-12 OCT. (2008) 21-24 JUN. (2009)	TT H1
ESTELLE	5-10 AGO. (2010)	TT
DORA	18-24 JUL. (2011)	H4

**Tabla 10. Categoría de acuerdo a la Velocidad del Viento**

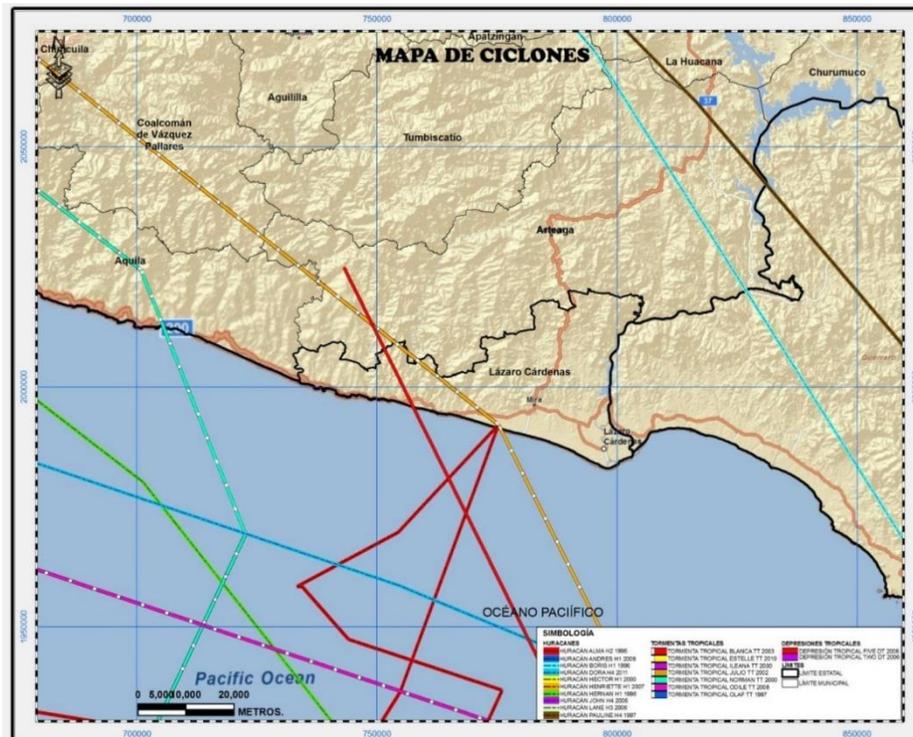
Categoría	Nomenclatura	Vel. Del viento
DEPRESION	DT	0 A 62 KM/H
TORMENTA	TT	63 A 117 KM/H
HURACAN 1	H1	118 A 152 KM/H
HURACAN 2	H2	153 A 178 KM/H
HURACAN 3	H3	179 A 209 KM/H
HURACAN 4	H4	210 A 250 KM/H
HURACAN 5	H5	250 A MAYOR KM/H

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Figura 14. Grafica de Huracanes de acuerdo a la velocidad de Vientos**



**Figura 15. Mapa de ciclones**



## INDICADORES DE VULNERABILIDAD

Debido a la ubicación geográfica del municipio de Lázaro Cárdenas y a las características los ciclones tropicales representan un gran riesgo y son de gran importancia, dado que estos eventos afectan en su totalidad al municipio, trayendo consigo otros fenómenos antes mencionados como inundaciones, derrumbes deslaves, deslizamientos.

Aunque ante tal fenómeno todo el municipio se ve afectado, dependiendo de la intensidad del ciclón es la magnitud de daños. Las principales colonias vulnerables son:

Caleta de campos.

Las calabazas.

Las peñas.

Playa azul.

**Tabla 11. Indicadores de vulnerabilidad para el fenómeno de ciclón tropical**

Fenómeno.	Nivel de análisis.	Escala de representación.
<b>CICLON TROPICAL</b>	Nivel 1	Municipal.
SE CONSIDERA UN RIESGO ALTO.		

## TORMENTAS ELECTRICAS.

### INDICADORES DE VULNERABILIDAD.

Debido a la localización geográfica del municipio de Lázaro Cárdenas, Las tormentas eléctricas presentan un riesgo importante, dado que estos eventos afectan en su totalidad al municipio.

- Colonias afectadas por tormentas eléctricas:
- Caleta de campos.
- Las calabazas.
- Las peñas.
- Playa azul.

**Tabla 12. Indicadores de vulnerabilidad para el fenómeno de Tormenta Electrica.**

Fenómeno.	Nivel de análisis.	Escala de representación.
<b>TORMENTA ELECTRICA</b>	NIVEL 1	Municipal
Se considera riesgo bajo		

## **I.2 Códigos y normas aplicables**

### **ENERGÍA ELÉCTRICA**

El diseño eléctrico y la instalación de la terminal cumplirán con los códigos, normas y regulaciones más actualizadas, tal como se indica en la Sección 2.0.

El diseño eléctrico y la instalación de la terminal cumplirán con los actuales códigos, normas y regulaciones de las siguientes autoridades:

- Instituto Nacional Americano de Normas (ANSI)
- Instituto Americano del Petróleo (API)- incluyendo de manera enunciativa más no limitativa:
  - API-RP-505:
    - Práctica recomendada para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en terminales petrolíferas clasificadas como Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.
  - API-RP-540:
  - Instalaciones eléctricas en terminales de procesamiento del petróleo
    - API-RP-651:
  - Protección catódica de tanques superficiales de almacenamiento de petróleo
    - API-STD-547:
  - Motor de inducción de jaula de ardilla con devanado preformado de uso general con caballaje de 250 o superior
  - Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA), incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
    - NFPA 70:
    - Código Nacional Eléctrico (NEC)
    - NFPA 70E:
    - Requisitos de seguridad eléctrica para lugares de trabajo de empleados
    - NFPA 496:
    - Norma para gabinetes purgados y presurizados para equipo eléctrico
  - Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
    - IEEE Std 141:
    - Práctica recomendada para distribución de energía eléctrica para terminales industriales
    - IEEE Std 142:
    - Práctica recomendada para conexión a tierra de sistemas de potencia comercial e industrial
    - IEEE Std 519:
    - Práctica y requisitos recomendados para control de armónicas en sistemas de potencia
    - IEEE Std 841:

- Norma de la industria del petróleo y química -- motores de inducción con jaula de ardilla enfriado por ventilador totalmente encerrado de uso intensivo de hasta e inclusive 500 HP, incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
  - NACE-RP-0169:
  - Control estándar de práctica recomendada para corrosión externa en sistemas de tubería metálica subterránea o sumergida.
- Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
  - NEMA MG1:
  - Motores y generadores
- Normas de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA 1910)

#### Clasificación del área

- El diseño eléctrico y la selección del equipo y materiales incluyendo la instalación deberán cumplir con todas las normas aplicables; de manera enunciativa más no limitativa, la NOM-003-SCIFI-2000, NOM-063-SCFI-2001 y NOM-064-SCFI-2000; API RP 540; NOM-001-SEDE y NFPA 70 vigentes, en lo que resulten aplicables.
- Asimismo, el área se identificará de conformidad con la NOM-001-SEDE y NFPA-70, en lo que resulten aplicables.
- Práctica recomendada para clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en terminales petrolíferas clasificadas como Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona
- El interior de los edificios de proceso será designado como ubicaciones de Zona 2.
- El edificio eléctrico deberá ubicarse fuera de los límites de áreas peligrosas.

#### Cumplimiento y certificaciones

Todo el equipo suministrado deberá ser certificado por una Tercera Parte tal como: Underwriters Laboratory (UL), Factory Mutual (FM), Electrical Testing Laboratory (ETL) (Laboratorio de Pruebas Eléctricas), Canadian Standards Association (CSAUS) (Asociación Canadiense de Normatividad) o por cualquier otro laboratorio de prueba reconocido a nivel nacional (NRTL) autorizado por la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional.

## **Instrumentos**

La instrumentación de la terminal seguirá la resolución núm. Res/811/2015 por la que la comisión reguladora de energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos

La cual se basa en las siguientes normas de referencia:

- OIML R71: 2008, Fixed storage tanks. General Requirements, International Organization of Legal Metrology.
- OIML R117:2007, Dynamic measuring systems for liquids other than water.
- OIML R119:1996, Pipe provers for testing measuring systems for liquids other than water.
- OIML R120:2010, Standard capacity measures for testing measuring systems for liquids other than water
- API-MPMS Chapter 1. Vocabulary
- API-MPMS Chapter 3, Section 1A: 2013. Tank gauging –Standard practice for the manual gauging of petroleum and petroleum products.
- API-MPMS Chapter 7. Temperature determination
- API-MPMS Chapter 8. Sampling
- API-MPMS Chapter 11. Physical Properties Data (Volume Correction Factors).
- API-MPMS Chapter 12. Calculation of Petroleum Quantities
- API-MPMS Chapter 13. Statistical aspects of measuring and sampling.
- API-MPMS Chapter 19, Evaporation Loss Measurement
- API-MPMS Chapter 19.1, Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks
- API-MPMS Chapter 19.2, Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks
- EPA TANKS 4.09D, Emissions estimation software; October 2006
- IP 160, Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method, Energy Institute
- HM 31: 2004, Guide to hydrocarbon management in petroleum refinery operations
- HM 32:2007, Guide to product hydrocarbon management at petroleum product marketing and distribution terminals, Energy Institute, UK.
- NMX-Z-055-IMNC-2009. Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM)
- NMX-CH-140:2002, Guía para la expresión de incertidumbre en mediciones.
- ISO 1317:2012 Cathodic protection for harbor installations (protección catódica para las instalaciones portuarias).
- ISO 630 1995 Structural Steels-plates, wide flats, bars, sections and profiles (Acero Estructural- placas, barras, secciones y perfiles).
- ISO 9712:2012. Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel (Pruebas no destructivas-Calificación y certificación de personal).
- ISO 6708:1995 Pipework components – Definition and selection of DN (nominal size) [Componentes de tuberías – Definición y selección de DN (tamaño nominal)].

- ISO 3864-1: 2011, Graphical symbols - Safety colours and safety signs - Part 1: Design principles for safety signs and safety markings (Símbolos gráficos - Colores de seguridad y señales de seguridad - Parte 1: Principios de diseño para las señales y marcas de seguridad).
- ISO 3183:2012 - "Petroleum and natural gas industries —Steel pipe for pipeline transportation system", (Industrias del petróleo y gas natural –Tubo de acero para sistemas de transportación por Ductos).
- ISO 4200:1991 - "Plain end steel tubes, welded and seamless -- General tables of dimensions and masses per unit length", (Tubos de acero de extremos planos, con costura y sin costura – Tablas generales de dimensiones y masas por unidad de longitud).
- ASME B36.10M-2004 (R 2010)- Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (Tubos de acero conformados soldados y sin costura).
- ISO 13709:2009 Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries (Bombas centrífugas para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural).
- API SPEC.5L Especificación de Tuberías para líneas. (Specification for line pipe).
- API Std 2000 1998 Ventilación Atmosférica y de Baja Presión en tanques de almacenamiento no refrigerados y refrigerados (Venting Atmospheric and Low-Pressure Tanks nonrefrigerated and Refrigerated.)
- API Std 620 Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento de baja presión. (Design and Construction of Large, Welded, Lowpressure Storage Tanks).
- API Std 650 Tanques de acero soldados para almacenamiento de petróleo. (Welded Steel Tanks for Oil Storage).
- API Specification 12F Especificación de soldadura en taller, para tanques de almacenamiento de productos líquidos. (Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids).
- AWS A5.1/A5.1 M Especificación de electrodos de acero al carbono para soldadura de arco metálico protegido (Specification for Carbon Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding).

En relación a las Leyes, Reglamentos y Normas Oficiales Mexicanas, se observarán los siguientes:

**Leyes, Reglamentos y Normas Oficiales Mexicanas.**

- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (LGPGIR)
- Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (LGDFS).
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
- Ley Federal del Trabajo.
- Ley General de Salud.

- Ley de Protección Civil.
- Ley de Hidrocarburos
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Ordenamiento Ecológico.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Residuos Peligrosos.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Protección y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido
- Leyes y reglamentos del municipio o del estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas Especificaciones.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.
- Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicado el 31 de octubre del 2014

**Normas Oficiales Mexicanas.**

NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.

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

NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- colores, formas y símbolos a utilizar

NOM-004-SCT/2008 Sistemas de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida

NOM-010-STPS-1999, Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.

NOM-014-ENER-2004. Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kW a 1 500 kW. Límites, método de prueba y marcado.

NOM-016-ENER-2010, Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kw. Límites, método de prueba y marcado

NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e Identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

NOM-028-ENER-2010, Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba.

NOM-028-STPS-2012 Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.

PROY-NOM-030-ENER-2016, Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led), integradas para iluminación general. Límites y métodos de prueba

NOM-031-STPS-2011. Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.

NOM-034-SCT2-2011 Señalamiento Horizontal y Vertical de Carreteras y Vialidades Urbanas.

NOM-052-SEMARNAT-2005 Que Establece las Características, el Procedimiento de Identificación, Clasificación y los Listados de los Residuos Peligrosos.

NMX-B-253-CANACERO-2006 Industria Siderúrgica - Alambre de Acero Liso o Corrugado para Refuerzo de Concreto – Especificaciones y métodos de prueba

NMX-C-155-ONNCCE-2004 Industria de la Construcción – Concreto - Concreto Hidráulico Industrializado – Especificaciones.

NMX-C-403-ONNCCE-1999 Industria de la Construcción - Concreto Hidráulico para uso Estructural.

NMX-C-407-ONNCCE-2001 Industria de la Construcción - Varilla Corrugada de Acero Proveniente de Lingote y Palanquilla para Refuerzo de Concreto - Especificaciones y métodos de prueba.

### **Normas NFPA**

NFPA 10: Norma para extintores portátiles (2013).

NFPA 11: Norma para espumas de baja, media y alta expansión

NFPA 12: Sistemas extintores de dióxido de carbono (2011)

NFPA 13: Norma para la instalación de sistemas de rociadores

NFPA 16: Norma para la instalación de rociadores de agua-espuma y sistemas de pulverización de agua-espuma (2011).

NFPA 20: Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios (2013)

NFPA 24: Instalación de tuberías para servicio privado de incendios y sus accesorios (2013)

NFPA 25: Norma para la prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua 2014

NFPA 30: Código de Líquidos Inflamables y Combustibles (2015)

NFPA 37: Norma para la instalación y uso de motores de combustión estacionarios y turbinas a gas (2010)

NFPA 51B: Norma para prevención de incendios durante soldadura, corte y otros trabajos en caliente (2009)

NFPA 70E: Norma para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo (2012)

NFPA 70®: Código Eléctrico Nacional (2008)

- NFPA 72®: Código Nacional de Alarmas de Incendios y Señalización (2013)
- NFPA 75: Norma para la protección de equipos electrónicos procesadores de datos por computadora (2013)
- NFPA 77: Práctica recomendada sobre electricidad estática (2007)
- NFPA 170: Norma para símbolos de seguridad contra incendios y de emergencia (2009)
- NFPA 400: Código de Materiales Peligrosos (2010)
- NFPA 471: Prácticas recomendadas para responder a incidentes de materiales peligrosos (2002)
- NFPA 497: Práctica Recomendada para la clasificación de líquidos inflamables, gases o vapores inflamables y de áreas peligrosas (clasificadas) para instalaciones eléctricas en áreas de procesamiento químico (2012)
- NFPA 600: Norma para brigadas contra incendios industriales (2010)
- NFPA 730: Guía para seguridad física de establecimientos (2006).
- NFPA 780: Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos (2008)
- NFPA 2001: Norma sobre sistemas extintores de incendio mediante agentes limpios (2012)

### **I.3 Uso actual de la zona en estudio.**

Para este proyecto se tienen que diferenciar dos tipos de régimen de propiedad para el uso de suelo.

El primero corresponde a la propiedad privada y que se refiere a la terminal terrestre. Este predio se considera dentro del parque industrial de la pequeña y mediana industria, es decir no se encuentra dentro del recinto portuario de Lázaro Cárdenas. (ANEXO A)

El segundo corresponde a la cesión parcial de derechos de la Terminal de Usos Múltiples II (TUM II), la cual es una cesión parcial de derechos de API al usuario. (ANEXO A)

En ambos casos el uso de suelo se define por la vocación que se dio mediante Decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 mayo de 1974, cuando se habilitó entre otros el Puerto de Lázaro Cárdenas, Municipio del mismo nombre en el Estado de Michoacán en el litoral del Pacífico, para tráfico de altura, mixto, cabotaje y pesca.

También mediante acuerdo conjunto de las Secretarías de Comunicaciones y Transportes y la entonces competente de Desarrollo Social, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 17 de enero de 1994, se delimitó y determinó el Recinto Portuario del Puerto de Lázaro Cárdenas, con una superficie total de 1,850.725 hectáreas, constituidas por 1,317.318 hectáreas de terrenos de dominio público de la Federación y 533.407 hectáreas de área operacional de agua en la desembocadura del Río Balsas en el Estado de Michoacán.

Ese mismo año se obtiene el Título de Cesión parcial de derechos otorgado por el Gobierno Federal a la Administración Portuaria Integral de Lázaro Cárdenas, S.A. de C.V., el 6 de mayo de 1994 y publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 12 de septiembre del mismo año.

Posteriormente se modificó el polígono mediante acuerdo entre las Secretarías de Comunicaciones y Transportes y de Medio Ambiente y Recursos Naturales para la delimitación y determinación del Recinto Portuario correspondiente al Puerto de Lázaro Cárdenas, municipio del mismo nombre, ubicado en el estado de Michoacán, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 13 de febrero de 2006, para actualizar las áreas correspondientes a su delimitación y determinación, con motivo de algunas donaciones de

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

inmuebles que efectuó la Administración Portuaria Integral de Lázaro Cárdenas, S.A. de C.V. en favor de la Federación a fin de satisfacer las necesidades de la operación portuaria y del transporte marítimo, así como para cumplir con el Programa de Reestructuración y Modernización del Sistema Portuario Nacional, para quedar con una superficie total de 38,340,328.040 m<sup>2</sup> integrada por 18,571,885.120 m<sup>2</sup> de terrenos de dominio público de la Federación y 19,768,442.920 m<sup>2</sup> de agua de mar territorial.

Corresponde a la Secretaría de Comunicaciones y Transportes administrar los puertos y otorgar concesiones y permisos para la ocupación de las zonas federales dentro de los recintos portuarios, con excepción de los concesionados bajo el régimen de Administración Portuaria Integral, en los términos de los artículos 20 Fracción I y 38 de la Ley de Puertos.

Las responsabilidades de la Administración Portuaria Integral consisten primeramente en: El uso, aprovechamiento y explotación de los bienes del dominio público de la Federación que integran el Recinto Portuario de Lázaro Cárdenas y su jurisdicción, cuya superficie se encuentra delimitada y determinada en el Título de Cesión parcial de derechos; El uso, aprovechamiento y explotación de las obras e instalaciones del Gobierno Federal ubicadas en el Recinto Portuario de Lázaro Cárdenas; La construcción de obras, terminales, marinas e instalaciones portuarias en los recintos de que se trata, y La prestación de los servicios portuarios.

En los dos primeros términos se determina la capacidad de la API Lázaro Cárdenas para hacer uso de las áreas de reserva del puerto, modificando las áreas de tierra y agua a discreción previa autorización de la SCT cuando las obras son mayores, con la finalidad de incrementar la capacidad del puerto.

En la siguiente tabla se muestran los usos de suelo de acuerdo al programa SIGEIA (Sistema de Información Geográfica de Impacto Ambiental)

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 13. Usos de suelo de acuerdo al programa SIGEIA (Sistema de Información Geográfica de Impacto Ambiental)**

Ordenamiento	Tipo	UGA	UGA/ Usos/ Etc.	Política	Política(Mapa)	Uso Predominante	Superficie de la UGA (Ha)	Proyecto	Componente	Descripción	Superficie de la geometría (m2)	Sup. de incidencia del proyecto en el polígono del tema (m2)
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	<a href="#">Regional</a>	<a href="#">22</a>	<a href="#">In2 22</a>	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Industria	33,29620564	Proyecto	PREDIO	TUM1	177884,3659	118546,6761
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	<a href="#">Regional</a>	<a href="#">29</a>	<a href="#">If2 29</a>	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Infraestructura	14,4624855	Proyecto	PREDIO	TUM1	177884,3659	2287,29338

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Ordenamiento	Tipo	UGA	UGA/ Usos/ Etc.	Política	Política(Mapa)	Uso Predominante	Superficie de la UGA (Ha)	Proyecto	Componente	Descripción	Superficie de la geometría (m2)	Sup. de incidencia del proyecto en el polígono del tema (m2)
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	Regional	22	In2 22	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Industria	22,1013608	Proyecto	OBRA	TUBO	6568,896111	1009,082733
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	Regional	29	lf2 29	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Infraestructura	14,4624855	Proyecto	OBRA	TUBO	6568,896111	60,33709943

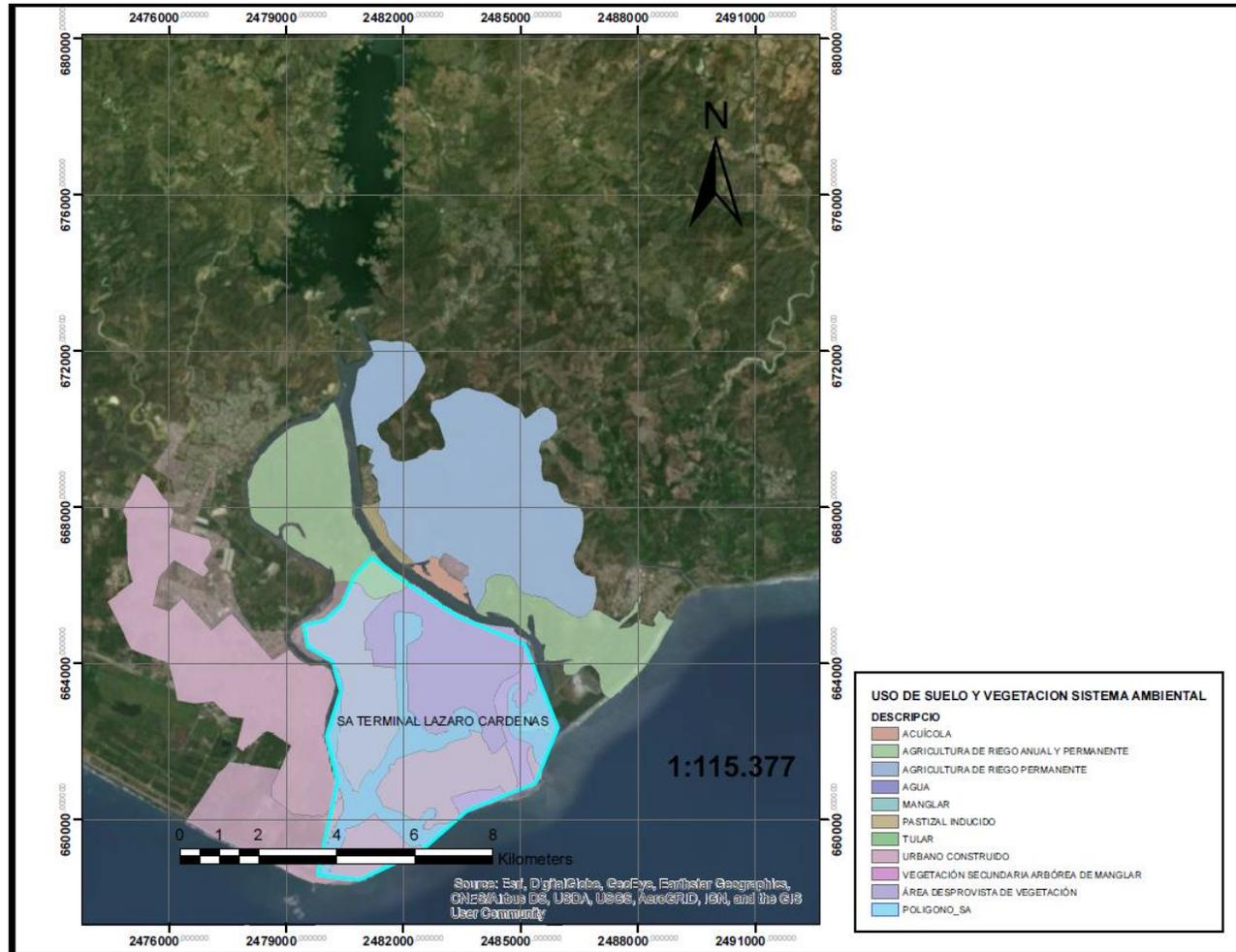
**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Ordenamiento	Tipo	UGA	UGA/ Usos/ Etc.	Política	Política(Mapa)	Uso Predominante	Superficie de la UGA (Ha)	Proyecto	Componente	Descripción	Superficie de la geometría (m2)	Sup. de incidencia del proyecto en el polígono del tema (m2)
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	<a href="#">Regional</a>	<a href="#">22</a>	<a href="#">In2 22</a>	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Industria	22,1013608	Proyecto	PREDIO	TUBO	13140,06182	2018,301723
<a href="#">Ordenamiento Ecológico Regional de la Zona Industrial y Portuaria de Lázaro Cárdenas, Michoacán de Ocampo</a>	<a href="#">Regional</a>	<a href="#">29</a>	<a href="#">If2 29</a>	Aprovechamiento	Aprovechamiento	Infraestructura	14,4624855	Proyecto	PREDIO	TUBO	13140,06182	120,6953969

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Figura 16. Uso de Suelo del sitio donde se pretende ubicar PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas



#### **I.4 Diseño Civil.**

El diseño civil considerará entre otros los aspectos meteorológicos, la presencia y frecuencia de fenómenos naturales en el sitio del proyecto, el tipo de suelo, la orografía, la aplicación de normas, reglamentos y códigos de construcción vigentes, las medidas de seguridad y los estudios de mecánica de suelos que actualmente se llevan a cabo, por citar algunos ejemplos.

El diseño civil incluye los efectos de los siguientes fenómenos naturales los cuales fueron analizados en el inciso I.1.1.1:

- Sismo
- Vientos
- Temperatura ambiente
- Presión barométrica
- Precipitación pluvial
- Tipo de suelo
- Orografía

#### **Mecánica de suelos.**

Con el estudio de mecánica de suelos se obtienen las propiedades, comportamiento y utilización del suelo como material estructural, de tal modo que las deformaciones y resistencia de este elemento ofrezcan seguridad, durabilidad y estabilidad a las estructuras. La estructura del suelo puede ser natural como un talud, canal en tierra o artificial como un terraplén o un relleno. Se realizó el estudio de mecánica de suelos para verificar la capacidad de carga para el soporte de las estructuras y edificaciones contempladas en el proyecto.

El estudio de mecánica de suelos tiene el siguiente contenido:

- Identificación del Terreno.
- Motivo del Trabajo.
- Objetivo.
- Plan de Trabajo.
- Descripción y Localización del sitio del trabajo.
- Metodología y Trabajos de Campo.
- Imagen de Localización de SONDEOS y PCA.
- Geología y Sismicidad.
- Perfil Estratigráfico.
- Pruebas de Laboratorio.
- Propiedad de los Suelos.
- Capacidad de Carga y Gráficas.
- Conclusiones y Recomendaciones.
- Fotografías.
- Identificación del Perito.
- Fecha de Elaboración del Reporte.

En el Anexo J se incluye la mecánica de suelos de la Terminal Terrestre (Zona 5) y la Terminal Marítima (TUM II).

### **Topografía.**

El estudio Topográfico del lote, ubicado en el boulevard de las Islas, Isla del Cayacal s/n, Interior del Recinto Portuario, C.P. 60950 del Municipio de Lázaro, Cárdenas, Michoacán, determinará el área real del terreno, así como sus coordenadas y niveles, con la finalidad de contemplarlos en el diseño del proyecto.

### **Obra Civil**

#### **Exploración del subsuelo**

La exploración del subsuelo consistirá de una combinación de núcleos para determinar el perfil del suelo en el sitio, se obtendrán muestras para análisis de laboratorio y se ofrecerá la información para el análisis de ingeniería.

#### **Prueba de laboratorio**

La prueba de laboratorio consistirá en una inspección visual de las muestras recuperadas y determinaciones de contenido de humedad de las muestras de suelo cohesivo. Se seleccionarán las muestras en cuanto a las determinaciones de límites plásticos y líquidos, densidad in situ y prueba de resistencia. La prueba se realizará bajo la supervisión de un ingeniero geotécnico y en general en cumplimiento de las normas actuales de ASTM o de publicación equivalente.

#### **Cimientos y losas de concreto a nivel del suelo**

Todos los cimientos y estructuras de concreto reforzado estarán designadas para soportar la carga muerta y sobrepuesta anticipada. El diseño de los miembros de concreto reforzado será conforme a la API 650 vigente, en lo que resulte aplicable.

La información geotécnica y económica impulsarán el diseño para el uso de cimientos “flotantes”, cimientos anulares de concreto reforzado, cimentación Geo-Piers, o pilotes de concreto colado in situ o cualquier otra tecnología.

Ingeniería determinará el pavimento identificando la profundidad, reforzamiento y base agregada del pavimento en base a los diseños de mezcla de pavimentos según las especificaciones locales de DOT (Departamento de Transporte).

#### **Acero estructural y diverso**

El diseño del soporte de tuberías, acero diverso, plataformas, etc., será desarrollado para cumplir con los requisitos más estrictos de los códigos y normas. Las cargas climáticas locales serán tomadas en cuenta y el diseño será conforme a buenas prácticas de ingeniería. Todo el acero estructural y diverso deberá estar diseñado para soportar las cargas muertas y sobrepuestas anticipadas.

### **Material, fabricación y recubrimiento**

Se requerirán las certificaciones de todo el material comprado. Todo material fabricado, acero diverso y material relacionado deberá tener una aplicación de recubrimiento antes de enviarse al sitio, todo el material suelto por cuestiones de envío y de fabricación deberá conservar su rastreabilidad durante la fabricación y proceso de instalación.

Se anticipa que se galvanice o recubra con epóxico el acero embebido en concreto excepto el acero reforzado.

### **Plataformas y escaleras**

La extensión y tamaño de las plataformas y escaleras será determinado durante la fase de ingeniería de detalle. Es obligatorio galvanizar todas las plataformas y escaleras metálicas.

### **Soporte de la charola de cables y tubería**

Los soportes de la charola de cables y tubería deberán ser de acero estructural del suficiente tamaño y espacio para soportar cargas anticipadas. El tamaño y ubicación exacta de los soportes será determinado durante la fase de ingeniería de detalle. Se deben aislar los soportes de tubería de toda la tubería mediante placas deslizantes no metálicas o abrazaderas para tubería revestida.

### **Camino de acceso**

Trazo y nivelación de terreno natural a reventón de hilo estableciendo ejes y referencias necesarias. Se considera concreto hidráulico para las vialidades por el alto flujo de auto tanques. Banqueta de concreto, acabado escobillado y aristas terminadas con volteador, coladas, en tableros alternados, curado, cimbra perimetral, cimbrado y descimbrado. Las vialidades deberán de cumplir, entre otras, con la NOM-026-STPS y con la NOM-001-STPS, en lo que resulten aplicables.

### **Estudios hidrológicos e hidráulicos.**

Se llevarán a cabo estudios hidrológicos conforme sea necesario para un evento de tormenta de 24 horas con un periodo de retorno de 25 años. Se realizará el análisis utilizando el método racional en conjunto con la metodología de diseño de drenaje de la jurisdicción local.

### **Vía férrea**

Los diseños de las vías propuestas acatarán las normas más recientes de AREMA.

### **Cruceros**

Los cruceros deben ser de madera o material similar. Se incluye la señalización pasiva en cada cruce conforme las directrices de AREMA

El diseño de las vialidades de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos estará orientado a que las operaciones de entrada y salida de los Autotanques a la zona 5 de recepción y de entrega se realicen en forma secuencial, eficiente y segura.

### **Vialidades, accesos y estacionamientos.**

Las vialidades de circulación dentro de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos estarán diseñadas con materiales resistentes a la carga de los vehículos pesados (Auto tanques dobles capacidad máxima 63,000 litros.) y semipesado (Auto tanques 20,000 litros.) y resistentes a los Petrolíferos. Para las vialidades de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se usará concreto hidráulico, será calculado con la memorias de cálculo y diseño estructural elaborado y aprobado por el proyectista, en base al resultado del estudio de mecánica de suelos, sismicidad de la zona y los factores de seguridad correspondientes, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Construcción del municipio de Lázaro Cárdenas, Michoacán, y además dando cumplimiento a la NOM-EM-003-ASEA 2016.

En el área de: estacionamiento interior y exterior de auto tanques, área de maniobras de bodega y taller de mantenimiento, en su diseño se considera el uso de concreto hidráulico.

Se tendrán pavimentos con carpeta de concreto asfáltico para tránsito pesado, en la avenida principal, desde el entronque de la carretera, hasta el límite del predio de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, así como la zona de estacionamiento para los trabajadores. Su diseño, será calculado con la Memorias de cálculo y diseño estructural elaborado y aprobado por el Proyectista, en base al resultado del estudio de mecánica de suelos, sismicidad de la zona y los factores de seguridad correspondientes, así como las especificaciones del Parque Industrial. Considerando un carril de entrada y un carril de salida, con alumbrado tipo industrial, estará a nivel a partir de la carretera que se encuentre más cerca del predio y hasta el límite de terreno.

Para el diseño del acceso, para las operaciones de entrada y salida de los Autotankers a la zona 5 de recepción y de entrega, se dará cumplimiento con la NOM-EM-003-ASEA 2016, y el API 2610

#### **I.4.1 Diseño Mecánico.**

Tubería y ductos

##### **Recibo de productos por poliducto**

Con las instalaciones de la Terminal de Almacenamiento y Distribución de Petrolíferos se pretende la recepción de los tres productos por medio de Sistema de Recepción y medición por tubería de 8 pulgadas de diámetro y 7,000 metros de longitud. Dentro de su funcionalidad el sistema debe tener la capacidad de comunicarse en forma bidireccional con los sistemas para medición de: flujo, temperatura, presión y densidad, para la transferencia de custodia en instalaciones de la terminal de Almacenamiento y Distribución de Petrolíferos a través del Recepción por tubería. De acuerdo con lo establecido en el alcance de Diseño de la instalación de Almacenamiento, Entrega y Recepción, debe definirse el punto de ubicación del Sistema de Medición del proceso operativo de transferencia de custodia. La Recepción de Petrolíferos por medio de tubería debe estar conformada por trampas de diablos y un Sistema de Recepción y medición, los cuales en lo aplicable deben apegarse a lo establecido por el ASME B31.3 Process Piping su equivalente.

La trayectoria será desde la instalación del Sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería ubicada en la Terminal Marítima hasta Terminal de Almacenamiento y

Distribución Terminal Terrestre, con una presión máxima de 196 Kpascal a un régimen de bombeo de 1,835 m<sup>3</sup>/hr en el área de recibo de tanques.

El Sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería ubicada en la Terminal Marítima para su recibo, almacenamiento y distribución, debe contar con almacenamiento suficiente para el recibo de gasolinas y diésel que arribe a través de buquetanques previamente contratados.

Por otro lado, se cumplirá con los estándares internacionales y convenios vigentes, así como también, se dispondrá de mejores condiciones de seguridad para las operaciones terrestres, ofreciendo mejores oportunidades para el desarrollo de la región.

La coordinación de los trabajos y el diseño de la tubería descrito, se definirán en la ingeniería básica extendida.

Derivado a que este proyecto esté relacionado con una tubería, la información siguiente, deberá incluirse como parte del alcance de estudios e ingeniería durante el desarrollo del proyecto:

- Condiciones del derecho de vía (DDV) y sugerencia de trazo.
- Indicar si el derecho de vía (DDV) se compartirá con otros tubos
- Especificaciones de tuberías para instalaciones superficiales y subterráneas, equivalente a la específica de tubería instalada
- Preferencia de tubería con o sin costura.
- Tipo de protección temporal con recubrimiento a los tramos de tubería posterior a la fabricación (cuando aplique).
- De acuerdo con la topografía, longitud y la clasificación por población humana y construcciones en la trayectoria del ducto, definir el requerimiento de:
  - Trampa de envío de diablos
  - Trampa de recibo de diablos
- Requerimiento de válvulas de seccionamiento conforme a la topografía del terreno, márgenes de ríos y/o cuerpos de agua.
- Tipo de tubería equivalente a la tubería instalada (si existe)
- Determinar si requiere estampado de tubería que certifique la especificación solicitada
- Determinar el requerimiento para el estudio de análisis de esfuerzos y flexibilidad de la tubería.
- Condiciones de mantenimiento. – de la tubería a conectarse
- Integración de información al SCADA.

Tuberías Terminal Terrestre.

Para el dimensionamiento de las líneas de alimentación a la tubería del ducto se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1.- El material de la tubería se considera Acero al Carbón ASTM A-106 Gr. B acorde al Código ASME B36.10
- 2.- El procedimiento de Cálculo de las líneas se realizará mediante el uso de la Ec. de Churchill.
- 3.- Para los flujos se consideró un sobrediseño del 10%.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

4.- Los Criterios de Velocidad y caída de Presión recomendados utilizados están acorde los Criterios para Selección y Dimensionamiento de Diámetros de Tubería del IMP.

5.- Las propiedades de los Destilados utilizadas para esta memoria de cálculo son propiedades típicas para los hidrocarburos, se deberán corroborar los cálculos con las propiedades entregadas por el proveedor de destilados

**Cabezal de Succión y Descarga a Llenadera de Auto-Tanques**

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Llenadera de Auto-Tanques a la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =2200 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	Dnominal (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
2200.000	18	17.250	3.017	570997.3	9.5449E+2	1.2E-19	0.014309	0.0444
	16	15.250	3.860	645882.2	9.6155E+2	1.69E-20	0.014296	0.0822
	14	13.250	5.113	743373.8	9.4315E+2	1.78E-21	0.014330	0.1664
	12	12.000	6.233	820808.6	9.1407E+2	3.65E-22	0.014386	0.2741

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Llenadera de Auto-Tanques a la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =1320 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
1320.000	14	13.250	3.068	354955.88	5.1749E+21	2.44E-16	0.0154473	0.0652
	12	12.000	3.740	391930.45	5.285E+21	5E-17	0.0154067	0.1068
	10	10.020	5.364	469377.79	5.2831E+21	2.79E-18	0.0154074	0.263
	8	7.981	8.455	589295.26	4.915E+21	7.32E-20	0.0155471	0.8279

Diesel

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Llenadera de Auto-Tanques a la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =1760 GPM, 10% de sobrediseño

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
1760.000	14	13.250	4.090	63616.128	5.7932E+20	0.000215	0.02031	0.1706
	12	12.000	4.987	70242.808	6.5859E+20	4.41E-05	0.01998	0.2755
	10	10.020	7.152	84123.123	8.1152E+20	2.46E-06	0.01947	0.6612
	8	7.981	11.273	105615.05	1.0015E+21	6.46E-08	0.01896	2.0088

Cabezal de Succión y Descarga a Carro-Tanques

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Carro-Tanques a la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =9240 GPM, 10% de sobrediseño.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Flujo (gpm)	Dnominal (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
9240.000	24	23.250	6.974	1779301.3	2.7133E+22	1.5E-27	0.0125575	0.1546
	22	21.250	8.349	1946765	2.6061E+22	3.64E-28	0.0126209	0.2436
	20	19.250	10.174	2149026.3	2.463E+22	7.48E-29	0.0127103	0.4021
	18	17.250	12.669	2398188.8	2.2808E+22	1.29E-29	0.012833	0.7026

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Carro-Tanques a la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =7260 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
7260.000	24	23.250	5.480	1112576.8	2.0165E+22	2.81E-24	0.0130321	0.1001
	22	21.250	6.560	1217289.9	1.9902E+22	6.66E-25	0.0130535	0.1571
	20	19.250	7.993	1343761.6	1.9358E+22	1.37E-25	0.0130988	0.2585
	18	17.250	9.954	1499560	1.8475E+22	2.37E-26	0.0131755	0.4499

Diesel

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Carro-Tanques a la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =9240 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
7260.000	24	23.250	5.480	1112576.8	2.0165E+22	2.81E-24	0.0130321	0.1001
	22	21.250	6.560	1217289.9	1.9902E+22	6.66E-25	0.0130535	0.1571
	20	19.250	7.993	1343761.6	1.9358E+22	1.37E-25	0.0130988	0.2585
	18	17.250	9.954	1499560	1.8475E+22	2.37E-26	0.0131755	0.4499

**Descarga Eventual por AT's**

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea de Descarga Eventual por AT's a la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
7260.000	24	23.250	5.480	1112576.8	2.0165E+22	2.81E-24	0.0130321	0.1001
	22	21.250	6.560	1217289.9	1.9902E+22	6.66E-25	0.0130535	0.1571
	20	19.250	7.993	1343761.6	1.9358E+22	1.37E-25	0.0130988	0.2585
	18	17.250	9.954	1499560	1.8475E+22	2.37E-26	0.0131755	0.4499

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea de Descarga Eventual por AT's a la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
7260.000	24	23.250	5.480	1112576.8	2.0165E+22	2.81E-24	0.0130321	0.1001
	22	21.250	6.560	1217289.9	1.9902E+22	6.66E-25	0.0130535	0.1571
	20	19.250	7.993	1343761.6	1.9358E+22	1.37E-25	0.0130988	0.2585
	18	17.250	9.954	1499560	1.8475E+22	2.37E-26	0.0131755	0.4499

Diesel

Dimensionamiento de la línea de Descarga Eventual por AT's a la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
7260.000	24	23.250	5.480	1112576.8	2.0165E+22	2.81E-24	0.0130321	0.1001
	22	21.250	6.560	1217289.9	1.9902E+22	6.66E-25	0.0130535	0.1571
	20	19.250	7.993	1343761.6	1.9358E+22	1.37E-25	0.0130988	0.2585
	18	17.250	9.954	1499560	1.8475E+22	2.37E-26	0.0131755	0.4499

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 400 gpm en la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
440.000	10	10.020	1.788	19660	2.3681E+21	3.1E-12	0.0170329	0.032
	8	7.981	2.818	24682	2.5518E+21	8.16E-14	0.0168747	0.0988
	6	6.065	4.880	32480	2.5022E+21	1.01E-15	0.0169161	0.3909
	4	4.026	11.076	48930	1.9476E+21	1.43E-18	0.0174543	3.1292

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 400 gpm en la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
	10	10.020	1.788	156459.26	1.8246E+21	1.2E-10	0.0175972	0.0334
	8	7.981	2.818	196431.75	2.0429E+21	3.15E-12	0.0173504	0.1027
	6	6.065	4.880	258486.7	2.1023E+21	3.9E-14	0.0172883	0.4036

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

440.000	4	4.026	11.076	389399.36	1.7476E+21	5.54E-17	0.0176924	3.2046
---------	---	-------	--------	-----------	------------	----------	-----------	--------

Diesel

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 400 gpm en la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =440 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad(ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
440.000	10	10.020	1.788	21030.781	8.1139E+19	10577.2	0.0259679	10698
	8	7.981	2.818	26403.762	1.1875E+20	277.5902	0.0247605	0.1639
	6	6.065	4.880	34745	1.7756E+20	3.43384	0.0235463	0.615
	4	4.026	11.076	52341.884	2.7668E+20	0.004881	0.0222763	4.5141

Succión y Descarga de Bombas de 600 gpm

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 600 gpm en la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =660 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
660.000	10	10.020	2.682	294901.31	3.5738E+21	4.7E-15	0.0161789	0.0683
	8	7.981	4.228	370243.22	3.5931E+21	1.24E-16	0.016168	0.213
	6	6.065	7.321	487207.12	3.2434E+21	1.54E-18	0.0163763	0.8514
	4	4.026	16.613	733957.07	2.2736E+21	2.18E-21	0.0171199	6.9058

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 600 gpm en la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =660 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
660.000	10	10.020	2.682	234688.89	2.8576E+21	1.83E-13	0.0166376	0.071
	8	7.981	4.228	294647.63	2.9875E+21	4.8E-15	0.0165454	0.2203
	6	6.065	7.321	387730.04	2.8236E+21	5.94E-17	0.0166625	0.8752
	4	4.026	16.613	584099.04	2.0954E+21	8.44E-20	0.0172955	7.0486

Diesel

Dimensionamiento de la línea de Succión y Descarga de Bombas de 600 gpm en la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =660 GPM, 10% de sobrediseño.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
660.000	10	10.020	2.682	31546.171	1.7009E+20	16.10314	0.0236731	0.113
	8	7.981	4.228	39605.643	2.3825E+20	0.422614	0.0226966	0.338
	6	6.065	7.321	52117.5	3.3452E+20	0.005228	0.0217539	1.2784
	4	4.026	16.613	78512.826	4.6329E+20	7.43E-06	0.0208862	9.5229

Zona 2

Gasolina Regular

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Descarga de Buque-Tanque a la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =8888 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
8888.000	20	19.250	9.786	2067158.6	2.421E+22	1.4E-28	0.012738	0.3729
	18	17.250	12.187	2306829.2	2.247E+22	2.41E-29	0.0128573	0.6513
	16	15.250	15.593	2609364.2	2.032E+22	3.35E-30	0.0130199	1.2214
	14	13.250	20.655	3003230.5	1.776E+22	3.54E-31	0.0132406	2.5086

Gasolina Premium

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Descarga de Buque-Tanque a la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =8888 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
8888.000	20	19.250	9.786	1645089.9	2.166E+22	5.38E-27	0.0129164	0.382
	18	17.250	12.187	1835825	2.039E+22	9.31E-28	0.0130141	0.6661
	16	15.250	15.593	2076588.9	1.871E+22	1.3E-28	0.0131546	1.2468
	14	13.250	20.655	2390036.3	1.66E+22	1.37E-29	0.0133528	2.556

Diesel

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Descarga de Buque-Tanque a la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =8888 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
8888.000	20	19.250	9.786	221128.01	3.735E+21	4.74E-13	0.01609	0.5324
	18	17.250	12.187	246766.04	4.07E+21	8.19E-14	0.0159181	0.9115
	16	15.250	15.593	279128.8	4.403E+21	1.14E-14	0.0157624	1.6714
	14	13.250	20.655	321261.45	4.696E+21	1.2E-15	0.0156359	3.3484

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**

PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas

**Cabezal de Succión y Descarga a Poliducto****Gasolina Regular**

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Poliducto a la TAR con Gasolina Regular. Flujo de Diseño =7700 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	$\Delta P/100$ ft
7700.000	24	23.250	5.812	1482751.1	2.439E+22	2.8E-26	0.0127256	0.1088
	22	21.250	6.957	1622304.2	2.367E+22	6.73E-27	0.0127736	0.1712
	20	19.250	8.478	1790855.2	2.261E+22	1.38E-27	0.0128468	0.2822
	18	17.250	10.558	1998490.6	2.117E+22	2.39E-28	0.0129528	0.4925

**Gasolina Premium**

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Poliducto a la TAR con Gasolina Premium. Flujo de Diseño =7700 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	$\Delta P/100$ ft
7700.000	24	23.250	5.812	1180005.7	2.102E+22	1.1E-24	0.012965	0.112
	22	21.250	6.957	1291065	2.067E+22	2.6E-25	0.012992	0.1759
	20	19.250	8.478	1425201.6	2.003E+22	5.35E-26	0.0130433	0.2895
	18	17.250	10.558	1590442.4	1.904E+22	9.24E-27	0.0131263	0.5042

**Diesel**

Dimensionamiento de la línea del Cabezal de Succión y Descarga a Poliducto a la TAR con Diesel. Flujo de Diseño =2200 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	$\Delta P/100$ ft
2200.000	24	23.250	1.660	45317.941	3.618E+20	0.048948	0.0215421	0.017
	22	21.250	1.988	49583.159	4.179E+20	0.011607	0.0211569	0.0262
	20	19.250	2.422	54734.656	4.871E+20	0.002387	0.0207557	0.0421
	18	17.250	3.017	61080.703	5.731E+20	0.000413	0.0203382	0.0714

**COPE****Recibo de Carrotanques**

Dimensionamiento de la línea de COPE a la TAR con Recibo de Carrotanques. Flujo de Diseño =660 GPM, 10% de sobrediseño.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
660.000	16	15.250	1.158	115.01101	4.63E+12	1.7E+40	0.5564684	0.3961
	14	13.250	1.534	132.37117	1.014E+13	1.74E+39	0.483489	0.6951
	12	12.000	1.870	146.15983	1.722E+13	3.57E+38	0.4378768	1.0332
	10	10.020	2.682	175.04171	4.326E+13	1.99E+37	0.3656271	2.1253

### Envío a Buquetanques

Dimensionamiento de la línea de COPE a la TAR con Envío a Buquetanques. Flujo de Diseño =3300 GPM, 10% de sobrediseño.

Flujo (gpm)	DN (in)	Dinterior (In)	Velocidad (ft/s)	Re	A	B	f	ΔP/100 ft
3300 000	22	21.250	2.982	412.68658	1.896E+15	2.19E+31	0.1550814	0.5253
	20	19.250	3.633	455.56311	2.779E+15	4.5E+30	0.1404855	0.7801
	18	17.250	4.525	508.38202	4.204E+15	7.78E+29	0.1258896	1.2098
	16	15.250	5.789	575.05507	6.609E+15	1.08E+29	0.1112937	1.9806

### Tanques

El petrolífero será almacenado en tanques cilíndricos verticales atmosféricos con domo geodésico, membrana interna flotante, tipo pontón fabricada en aluminio con sello perimetral tipo zapata, diseñados y construidos de acuerdo con el código API 650 y los distanciamientos derivados de las recomendaciones del Análisis de Riesgos y Análisis de Consecuencias y cumpliendo con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Adicionalmente se considerarán dentro del diseño de los tanques de almacenamiento de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, anillos de enfriamiento, sistema de inyección de espuma y toda la instrumentación necesaria para su monitoreo y control.

El Proyecto considera en la Terminal Terrestre almacenamiento con capacidad nominal proyectada de almacenamiento de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles). Consistente en 10 tanques de almacenamiento tipo vertical: 04 TV de 200 miles de barriles para gasolina regular, 02 TV de 100 miles de barriles para gasolina premium, 02 TV de 200 miles de barriles para diésel, 01 TV de 100 miles de barriles para diésel y 01 TV de 20 miles de barriles para Recuperados.

En la Terminal Marítima, Almacenamiento de 73,935 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles). consistente en 05 tanques de almacenamiento tipo vertical: 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina regular, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina premium, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para diésel, haciendo una capacidad total de 26,235 m<sup>3</sup> (165 miles de barriles) en gasolinas y diésel además de , 02 tv de 23,859 (150 miles de barriles) cada uno para combustóleo pesado, cuya capacidad total será de 47,700 (300 miles de barriles) nominales:

tanques de almacenamiento

Como requerimiento del equipo estático se debe definir:

- I. Los tanques de almacenamiento de gasolinas y diésel serán del tipo cilíndricos verticales atmosféricos de acuerdo con la normatividad vigente.
- II. Para los tanques de almacenamiento se debe de aplicar protección anticorrosiva en el interior y exterior a base de recubrimientos de acuerdo con la norma vigente.
- III. Los tanques de almacenamiento de gasolinas y diésel serán entregados y calibrados volumétricamente, de acuerdo con el procedimiento indicado en la normatividad vigente., la calibración volumétrica deberá ser realizada por un laboratorio debidamente acreditado por EMA.

**Generales:**

- IV. La temperatura máxima de la pared exterior de los equipos para la cual debe suministrarse aislamiento térmico para protección de personal (no mayor a 60 ° C).
- V. Contemplar las preferencias para la definición de espacio suficiente y las factibilidades (plataformas, polipastos, etc.) para poder efectuar las maniobras de mantenimiento con seguridad en los equipos.
- VI. Incluir en los tanques de almacenamiento los sistemas indicados como “medidas adicionales de seguridad (MAS, se debe incluir como sistema de seguridad en los tanques, una red de espuma a partir del equipo paquete de presión balanceada y de agua contra incendio, cámaras de espuma tipo II como elemento principal, inyección sub superficial como protección complementaria, anillos de enfriamiento a base de agua contra incendio (incluyendo filtros de protección en las líneas de alimentación) y sistema de hidrantes contra incendio con tomas de 2 1/2” de diámetro y 1 1/2” de diámetro para conexión a manguera, hidrantes monitores elevados, e instalación de detectores de mezclas explosivas.
- VII. La nueva instalación deberá dimensionarse de acuerdo con los lineamientos de espaciamientos y distribución de instalaciones industriales contemplados en las normas vigentes.
- VIII. Los tanques deberán incluir un tubo guía para instalar el transmisor de nivel y de temperatura, además se deberá evaluar la necesidad de instalar un sistema de protección catódica para incrementar la vida de los fondos conforme a la normatividad vigente.
- IX. Se deberá incluir una preparación en el cabezal de descargaderas hacia tanques para el abastecimiento por ducto, el cual considera válvula y brida ciega. Además, debe incluir la instalación del arreglo para expansión térmica en las líneas de entrada y salida de producto de cada tanque con su correspondiente PSV.
- X. Cada tanque de almacenamiento estará instrumentado con un transmisor de nivel y temperatura tipo servo operado, capaz de medir nivel de producto, nivel de agua y densidad de producto de acuerdo con las especificaciones técnicas del SISTEMA AUTOMATICO de operación vigente.
- XI. Se debe incluir como sistema de seguridad en los tanques, una red de espuma a partir del equipo paquete de presión balanceada y de agua contra incendio, cámaras de espuma tipo II como elemento principal, inyección sub superficial como protección complementaria, anillos de enfriamiento a base de agua contra incendio (incluyendo filtros de protección en las líneas de alimentación) y sistema de hidrantes contra incendio con tomas de 2 1/2” de diámetro y 1 1/2” de diámetro para conexión a manguera, hidrantes monitores elevados, e instalación de detectores de mezclas explosivas, y sistema de tapones fusibles (trim) en cada

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

uno de los Tanques, considerando las condiciones climatológicas prevalecientes en el sitio de la obra.

XII. Además de las alarmas mencionadas, se debe incluir un sistema de alarmas sonoro/luminosas, que consideren eventos por simulacro, incidentes personales, presencia de mezclas explosivas y necesariamente por fuego.

XIII. Los tanques de almacenamiento de producto con espesor de pared y de techo de 4.6 mm. (3/16 pulg.) o mayores, se consideran auto protegidos contra descargas atmosféricas y no se requiere incluir el sistema contra descargas atmosféricas de acuerdo con la normatividad vigente.

Los espesores de los tanques serán determinados por la memoria de cálculo elaborada en la Ingeniería de Detalle, los tanques de gasolinas contarán techos fijos con membrana interna flotantes con sello tipo zapata (mecánico) con resistencia a las gasolinas oxigenadas, MTBE y TAME.

**Tabla 14. Tanques Terminal Terrestre:**

Producto	Capacidad nominal miles de barriles				Capacidad útil Miles de barriles
	Capacidad nominal m3				
	200 Mb 31,800 m3	100 Mb 15,900 m3	20 Mb 3,180 m3	TOTAL Mb m3	
Gasolina regular	4			800 Mb 127,200 m3	680 Mb 108,120 m3
Gasolina premium		2		200 Mb 31,800 m3	170 Mb 27,030 m3
Diésel	2	1		500 Mb 79,500 m3	425 Mb 67,575 m3
Capacidad Total	1,200 Mb 190,800 m3	300 Mb 47,700 m3		1,500 Mb 238,500 m3	1,275 Mb 202,725 m3
Recuperados			1	20 Mb 3,180 m3	17 Mb 2,703 m3

**Terminal Marítima:**

Producto	Capacidad nominal miles de barriles			Capacidad útil Mb M3
	Capacidad nominal m3			
	150 Mb 23,859 m3	55 Mb 8,745 m3	TOTAL Mb m3	
Gasolina regular		1	55 Mb 8,745 m3	46,75 Mb 7,433 m3
Gasolina premium		1	55 Mb 8,745 m3	46,75 Mb 7,433 m3
Diésel		1	55 Mb 8,745 m3	46,75 Mb 7,433 m3
Combustóleo Pesado	2		300 Mb 47,700 m3	255 Mb 40,545 m3
<b>Capacidad Total</b>	<b>300 Mb 47,700 m3</b>	<b>165 Mb 26,235 m3</b>	<b>465 Mb 73,935 m3</b>	<b>395 Mb 62,845 m3</b>

**Cimentación.**

El diseño de la cimentación de los tanques de almacenamiento de la La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, serán calculados acorde con la memorias de cálculo y diseño estructural elaborado y aprobado por el proyectista, en base al resultado del estudio de mecánica de suelos, sismicidad de la zona, vientos dominantes y el peso del tanque y del producto a almacenar y los factores de seguridad correspondientes, dando cumplimiento a la NOM-EM-003-ASEA 2016.

**Diques de contención.**

La zona de almacenamiento de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos contará con diques de contención contra derrames. El diseño de los diques de contención será tal que, si en su interior alberga varios tanques de almacenamiento, su capacidad sea como mínimo 1.2 veces la capacidad nominal del tanque de mayor capacidad, más el volumen que los otros tanques ocupen hasta la altura del muro de contención, por la parte interior del dique, incluyendo mochetas, tuberías, válvulas y escaleras.

Se diseñarán y construirán para contener y resistir la presión lateral que les pueda transmitir la altura hidrostática, considerando el líquido almacenado como agua.

Para el diseño de los diques de contención serán calculados acorde con la memoria de cálculo y diseño estructural, elaborado y aprobado por el proyectista, en base al resultado del estudio

de mecánica de suelos, sismicidad de la zona, vientos dominantes y los factores de seguridad correspondientes, con juntas de expansión de acero inoxidable para absorber las contracciones y expansiones térmicas, conservando la hermeticidad en estas. En los cruces de tubería a través del muro de contención se realizará sellando el claro alrededor de las tuberías por medio de emboquillado, con materiales resistentes a los hidrocarburos y al fuego.

Los patios internos de los diques de contención serán de concreto armado con una pendiente mínima de 1 % que permita el libre escurrimiento de líquidos hacia registros de drenaje industrial. En el patio interior de los diques que contengan varios tanques de almacenamiento, se construirán muros intermedios de concreto armado de 0.45 m de altura con el fin de prevenir que un pequeño derrame ponga en peligro la integridad de los otros tanques dentro del dique. Cada una de las subdivisiones señaladas debe tener un sistema de drenaje pluvial y aceitoso independientes, dando cumplimiento a la NOM-EM-003-ASEA 2016.

### **Espacio del tanque**

Se realizarán Estudios de Riesgo para la Identificación, Selección y Evaluación de riesgos, por medio del Método HAZOP así como un análisis de consecuencias por medio de un Software específico, cumpliendo con la norma NOM-028-STPS vigente.

Con los resultados de estos estudios y con la NFPA 30, se podrán definir las distancias entre las instalaciones por construir, así como las instalaciones existentes.

Para alguna aplicación particular de peligro de radiación en caso de incendio en la que no se encuentre listado el equipo o instalación de que se trate o resulte imposible ubicar dicho equipo a la distancia establecida en norma internacional, se debe incluir medidas compensatorias para atenuar ese peligro asociado a niveles tolerables, tales medidas compensatorias, se las debe determinar mediante modelos de simulación. Los efectos de radiación en tales modelos no son lineales.

El documento entregable del estudio de análisis de consecuencias debe establecer:

- a) Los escenarios postulados.
- b) Los niveles de sobrepresión y de radiación en el punto donde se propone ubicar el equipo o instalación.
- c) Proponer las medidas compensatorias para prevención o mitigación que puedan reducir de forma efectiva las consecuencias por fuego y explosión.
- d) El efecto de reducir peligros por radiación y sobrepresión que las medidas compensatorias logren en el punto donde se propone ubicar el equipo o instalación, lo debe informar el análisis de riesgo y que como resultado de dichas medidas, los valores límite de radiación y sobrepresión en dicho punto, son menores a los establecidos a la Norma Internacional.

Este estudio lo debe realizar personal capacitado y con experiencia en modelaciones de consecuencias y el entregable "Análisis de consecuencias" debe tener la aprobación escrita de quien tiene la facultad de designar a una tercería para revisar dicho estudio.

Cuando se presenten condiciones de proceso o condiciones desfavorables como pendiente de terreno y drenaje inadecuado, así como operaciones críticas, entre otras; los espacios pueden ser incrementados, estimando el impacto económico del incremento del área, el cual se debe representar un beneficio sustentable de las operaciones del proceso.

Los tanques de almacenamiento de líquido estables clase I, Clase II, o Clase IIIA, cuya presión interna no se permitirá exceder una presión manométrica de 17kPa, debe localizarse de acuerdo con la tabla A, tabla B, donde el espaciamiento de los tanques está basado en un

diseño de soldadura débil en la unión de techo a cuerpo, el usuario debe presentar evidencia certificando tal construcción a la autoridad competente cuando se requiera.

Se mantendrá una distancia mínima entre tanques para trabajo futuro de mantenimiento (acceso al equipo) y posible ruta del rack de tuberías.

Las dimensiones finales de distancias entre equipos, instalaciones, vialidades serán confirmadas una vez teniendo el análisis de riesgo, este se realizará con la ingeniería de detalle.

### **Sistema de protección catódica (SPC) en tanques atmosféricos.**

El Sistema de protección catódica (SPC) por corriente impresa para la protección externa del fondo de los tanques atmosféricos para almacenar 1,500 Mb, en 10 tanques de almacenamiento tipo vertical: 04 TV de 200 Mb para Gasolina regular, 02 TV de 100 Mb para Gasolina premium, 02 TV de 200 Mb para diésel, 01 TV de 100 Mb para diésel y 01 TV de 20 Mb para Recuperados, Además del tanque para agua contra incendio, este último debe tener la protección catódica por ánodos de sacrificio o por corriente impresa interna y externa (fondo externo).

**Figura 17. Esquema de protección catódica por ánodo de sacrificio de tanques verticales de almacenamiento.**

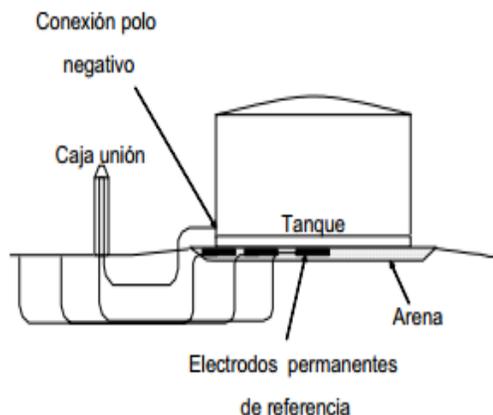
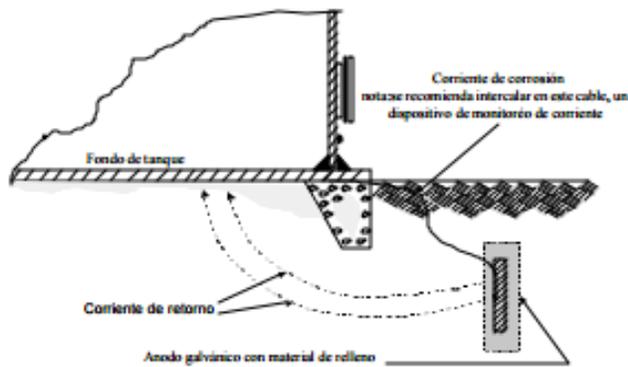
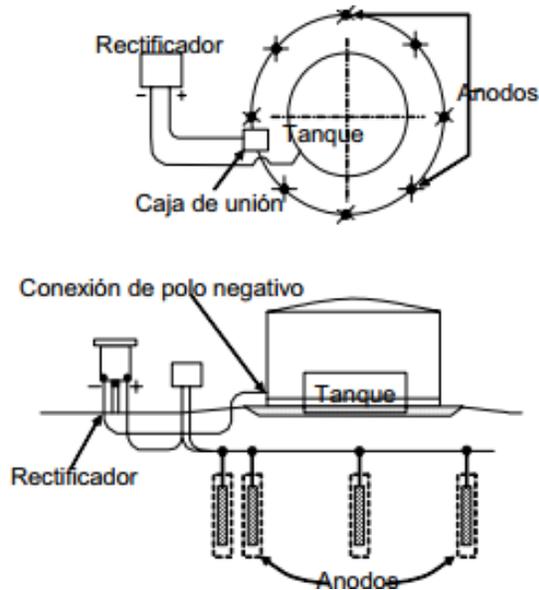
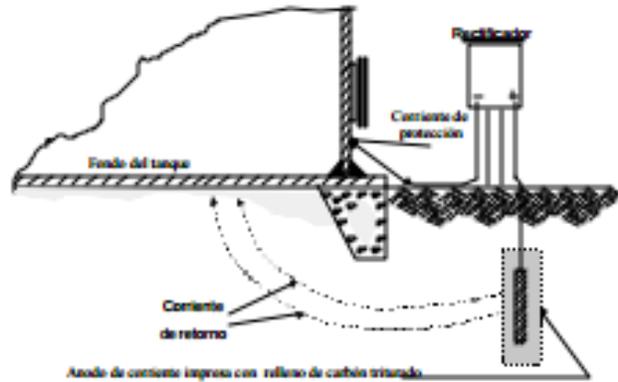


Figura 18. Esquema de protección catódica por corriente impresa de tanques verticales de almacenamiento.



### Medición del nivel del tanque

Se realizará la medición del tanque utilizando medidores tipo servo-operados con compensación de temperatura, densidad y medición de fondo de agua. Se contará con un interruptor de muy alto nivel y muy bajo nivel de punto sencillo para salvaguarda redundante.

### Escaleras de acceso

Cada tanque contará con escaleras de acceso. En la medida que sea posible, las escaleras de tanques adyacentes comenzarán desde un punto cercano a una ruta de acceso común.

### Recubrimientos

Se realizará primero una limpieza con chorro de arena a metal blanco exterior en tanques cilíndricos verticales. Se aplicará recubrimientos primarios en superficies metálicas en interior

y exterior y recubrimientos de acabado de superficies metálicas con pintura para finalmente realizar la rotulación y el franjeo de cada tanque de acuerdo a las especificaciones.

Todos los tanques de almacenamiento deben estar pintados de color blanco debido al bajo grado de absorción de calor y al alto grado de difusión en la superficie de los tanques minimizando de esta manera las pérdidas por evaporación.

Todos los tanques deberán estar identificados por número consecutivo, capacidad en litros (barriles) y producto almacena. Las letras serán del tipo helvéticas color negro, guardando una proporción con el tamaño del tanque.

Los tanques tendrán pisos con recubrimiento interno a nivel externo, los tanques contarán con dos sistemas de revestimiento que cumplan con los requisitos de la norma internacional ISO-12944, ISO-4628/2, ISO-4628/3, ISO-2409, ISO-8504/1, ISO-8501/1, ISO-6270/1 y ISO-11507 vigentes, en lo que resulten aplicables.

Sellos de membrana interna flotante

El plan del concepto es usar sellos primarios y secundarios. Los sellos primarios serán del tipo zapata de acero inoxidable y los secundarios de tipo limpiador.

### **Detección de fugas en tuberías**

Los operadores realizarán la detección visual para identificar fugas en todas las bridas, válvulas, bombas y mangueras arriba del nivel del suelo. Se usarán los sumideros para detección de fugas y la inspección visual para detectar fugas en tanques.

Sensores de Mezclas explosivas. Estos sensores detectarán la presencia de vapores explosivos derivados de fugas o derrames en el área de válvulas (1), en el área de recepción de combustible (2 tipos canal abierto), en el área de bombas (1) y en el área de llenaderas (3). Estos sensores están pensados para proteger tanto las instalaciones como al personal. El monitoreo mencionado se llevará a cabo de conformidad con la NOM-002-STPS, IEC60079-29-1:2007, ISO7240-7-2011 y NFPA 72, vigentes, en lo que resulten aplicables.

Sensores de Fuego para áreas de Tanques, Recepción y llenado. Estos sensores detectarán presencia de flama en alguna de las áreas clasificadas de la terminal. Estas detectan la presencia de fuego antes de propagarse o volverse un incendio de grandes proporciones y son punto de acción para las válvulas de diluvio y alarma en el sistema de Gas y Fuego.

### **Alivio de presión**

Todas las líneas de succión y transferencia deberán aliviar el tanque correspondiente cuando no esté en uso para evitar la sobrepresión debido a expansión térmica.

El alivio de presión en los tanques se realiza mediante una Válvula de Presión y Vacío.

Las válvulas de presión/vacío se utilizan para evitar que el tanque se dañe tras el exceso de presión interna o de vacío, y para reducir la evaporación del contenido del tanque hacia la atmosfera evitando el venteo libre. Los tanques de almacenamiento se presurizan cuando el líquido es bombeado al interior del tanque debido a que el vapor interno se comprime mientras sube el nivel, o también con temperaturas elevadas ya que los gases existentes se expanden. Así mismo, las condiciones de vacío se dan cuando se extrae líquido del contenedor o cuando la temperatura disminuye. Una buena calibración en los discos de presión vacío evitará que la estructura del tanque se dañe tras el exceso de presión interna o vacío. Estas válvulas se fabrican conforme lo indica la API 2000 e ISO 28300.

Transferencia de tanque a tanque

El diseño de la tubería del tanque incluirá la capacidad de que cualquier bomba de producto refinado pueda transferir producto entre dos tanques.

### **Bombas**

Como requerimiento del equipo dinámico se define:

- I. El diseño del equipo mecánico dinámico (bombas, compresores y auxiliares) debe ser en cumplimiento a la Normas Internacionales.
- II. El compresor para el servicio de aire de instrumentos preferentemente ser tipo tornillo libre de aceite(cuando aplique).
- III. El sistema de enfriamiento para el compresor de aire de instrumentos debe ser enfriado por aire.

Generales:

- IV. Las bombas centrífugas deben tener una capacidad nominal de 90.84 m<sup>3</sup>/hr por llenadera-producto y 136.26 m<sup>3</sup>/hr, por descargadera de autotanque.
- V. Para carcasas, bridas, cajas para baleros, tapas etc. del equipo mecánico dinámico no se aceptan materiales de fierro fundido.
- VI. La clase de las bridas de succión y descarga del equipo mecánico dinámico debe ser como mínimo 150.
- VII. El sistema de enfriamiento para el equipo de bombeo (si aplica) debe ser con chaquetas de enfriamiento de acuerdo con la Normatividad vigente.
- VIII. El tipo de lubricación para el equipo de bombeo debe ser por grasa o aceite, el sistema de lubricación con niebla no se acepta.
- IX. El diseño de los motores eléctricos debe cumplir con la normatividad vigente.
- X. Los motores eléctricos deben ser de eficiencia Gasolina premium y cumplir con la Normatividad vigente.

Se contará con cabezales colectores de succión y descarga para todo el flujo a manejar y ramales comunes de producto hacia cada una de las posiciones de llenado de auto tanques (garzas) que se distribuirán en cada posición de llenado. Las conexiones ramal-cabezal deberán ser con accesorios a 45°, con el fin de evitar taponamientos hidráulicos en los cabezales, determinar de acuerdo con la normatividad vigente y a los cálculos de flujo en los diferentes circuitos de productos. Las bombas en su operación normal estarán agrupadas por servicios comunes.

Los equipos de bombeo serán localizados cerca de los diques y atendiendo distanciamientos de la norma vigente, ubicado en el área de almacenamiento, agrupados por producto, considerando sardineles de concreto en cada grupo de bombas.

Se instalarán 01 descargaderas con bombas centrífugas de 136.26 m<sup>3</sup>/hr, conforme a normatividad vigente., con sus correspondientes trenes de medición.

Quedarán bajo un cobertizo de estructura de columnas y techumbre de lámina. Considerando sardineles de concreto reforzado y espacio a futuro, para una posición adicional de descarga, incluyendo la prolongación de los cabezales hasta este punto.

La posición de descarga que se construirán deben tener la flexibilidad de descargar los tres productos Gasolina premium, Gasolina regular y Diésel, mediante la instalación de arreglos de tuberías y de un cabezal de distribución, contando además con un sistema de control y

medición de producto que maneje el gasto señalado, además de un sistema de interruptores de apertura de válvulas de bloqueo para evitar contaminaciones en el cabezal de distribución. Las conexiones ramal-cabezal deberán ser con accesorios a 45°, con el fin de evitar taponamientos hidráulicos en los cabezales.

En el diseño debe incluir una plataforma para toma de muestras para autos tanque la cual estará ubicada en una bahía de espera construida para tal fin, a un costado del laboratorio de pruebas, esta plataforma es de estructura a base de perfiles metálicos de acero y escalones de rejilla tipo Irving.

Para los cobertizos en la elaboración de las bases de diseño se elaborará un estudio de costo beneficio para ver la factibilidad de que los cobertizos se construyan de estructura metálica o de concreto. El diseño de estas plataformas para toma de muestras debe considerar una altura que permita el acceso al domo del autotanque (aprox. 3.30 m) con escalinata y arreglo para uso de cable de vida. Adicionalmente, deberán estar provistas de una conexión a tierra, integrada a la red de tierras, para conectar auto tanques antes de efectuar el muestreo..

### **Sistema de drenaje**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos en su diseño, contará con drenajes en la zona de almacenamiento, zona de entrega, zona de recepción y servicios complementarios, los cuales serán diseñados en cumplimiento a lo estipulado en la NOM-EM-003ASEA-2016, incluyendo los siguientes tipos de drenajes:

- a) Drenaje pluvial
- b) Drenaje aceitoso
- c) Drenaje sanitario.

#### **Drenaje Pluvial:**

En la zona de Almacenamiento el diseño del drenaje pluvial, se calculara en función del mayor volumen que resulte de la cantidad de agua colectada en áreas clasificadas como pluviales o en áreas libres de contaminación con hidrocarburos y del volumen de agua durante la máxima precipitación pluvial anual registrada en la zona, por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, sobre la base de los datos estadísticos meteorológicos de históricos máximos registrados en los últimos 10 años y en la intensidad de una tormenta durante 24 horas con consideración a los volúmenes del agua contra incendio.

En la zona de almacenamiento, se tendrán arreglos con válvulas de seccionamiento fuera de diques conforme se indica en la norma, que permitan el control selectivo de la salida de afluentes. En cada uno de los diques de contención, el registro de drenaje pluvial anterior a la descarga de aguas en los ramales o tuberías troncales debe contar con sello hidráulico.

El agua pluvial recuperada libre de hidrocarburos se descargará, bajo previo análisis y control con válvulas de bloqueo con candados hacia un punto de descarga autorizado, dando cumplimiento con la normatividad.

#### **Drenaje Aceitoso:**

El diseño del drenaje aceitoso de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se

calculará con la capacidad adecuada para desalojar el hidrocarburo o agua aceitosa provenientes de la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona entrega y servicios complementarios. Los efluentes del drenaje aceitoso descargarán en el separador API.

En la zona de almacenamiento, cada dique contara con dos drenajes uno pluvial que capte el afluente pluvial y un drenaje aceitoso que capte y dirija el agua aceitosa proveniente de derrames accidentales, de la purga de los tanques de almacenamiento y del lavado del área. Su diseño será tal que evite que las aguas contaminadas con hidrocarburo penetren al suelo, subsuelo y manto acuífero y permitir la limpieza de los depósitos y sedimentos.

En el diseño de los registros de drenajes aceitosos se tendrán sellos hidráulicos en las tuberías de llegada a los mismos.

Fuera de cada dique se tendrá una válvula de bloqueo para cada tipo de drenaje, que permitan el control selectivo de afluentes, las cuales permanecerán normalmente cerradas, están contarán con señalamiento indicativo a que drenaje pertenece y a que tanque presta servicio.

Los pisos en cada una de las zonas de almacenamiento su diseño será de concreto con una pendiente del 1% para permitir el escurrimiento y recolección de derrames hacia el área de desalojo.

Se deben diseñar cárcamos reguladores para controlar el flujo hacia los separadores de aceite del área de tratamiento de efluentes.

El diseño del drenaje en la zona de recepción y entrega de productos petrolíferos deben contar con drenaje aceitoso y pluvial. Cada isla y el espacio entre ellas cuenta con registros de drenajes aceitosos provistos de sellos hidráulicos, que capten posibles derrames de hidrocarburos mediante pendientes diseñadas para este fin.

El diseño del drenaje en casa de bombas contara con piso impermeable de concreto y delimitado con un sardinel con una pendiente que direcciona cualquier escurrimiento hacia un drenaje aceitoso.

#### **Drenaje sanitario:**

Se contará con una red de drenaje sanitario en el área de oficinas, que operara independiente del resto de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, y que se compone de cisterna de 20 m<sup>3</sup>, sistema hidroneumático baños y regaderas, así como sanitarios para hombres y mujeres que deberán calcularse en base a una ocupación de 40 personas, con una proporción de 50% hombres y 50% mujeres, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de edificaciones para el Municipio de Lázaro Cárdenas, Michoacán. La alimentación de agua a la cisterna será a través de la red del parque industrial, aunque deberá preverse también una alimentación para rellenar mediante camión cisterna. La descarga de aguas negras y jabonosas se efectuará directamente a la red del parque industrial.

### **Separador de aceite:**

El diseño del separador de aceite tipo “API” de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, considera la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona de entrega y servicios complementarios, con base a las recomendaciones del Análisis de riesgos y en cumplimiento con la normatividad API 421 y la NOM-EM-003-ASEA-2016.

En el diseño considerara el volumen de afluente como el agua contra incendio del combate de la emergencia de mayor riesgo, derrames al interior de la terminal de un Carrotanque o Autotanque y de actividades operativas como el purgado de agua de los tanques de almacenamiento y del lavado de las áreas..

### **Válvulas**

Se utilizan válvulas automáticas en líneas de llenado y vaciado de tanques. Las válvulas a utilizar serán de tipo bola sobre muñón de acuerdo al diámetro de la tubería operadas por medio de un motor eléctrico. Estas válvulas serán operadas de forma automática por el PLC de acuerdo con la selección del operador. Todas las válvulas contarán con retro avisos para indicar si se encuentran abiertas o cerradas. El diseño de las válvulas será de conformidad con las ASTM B16.34; ANSI B.31.3; ANSI B.31.4; ISO 10434; API 600; ISO 14313; API 609; API 594; API 599; API Std 623; API 602; API 2000; NOM-093-SCFI; API RP 520; API Std 521 y API RP 1004, en lo que resulten aplicables.

### **Tubería**

El diseño de las tuberías de conducción, especificación de materiales, soldadura, construcción, pruebas no destructivas y las pruebas de hermeticidad de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, cumplirá con las especificaciones establecidas en las normas NOM-EM003-ASEA-2016, ANSI/ASME B31.3 y ANSI/ASME B36.10, aplicable en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona entrega.

Se proyecta utilizar tubería superficial y en trincheras, entre las estaciones de carga de autotanques, carrotanques y los tanques de almacenamiento, entre los tanques de almacenamiento y las plataformas de descarga de auto tanques y entre la plataforma de recibo y medición por tubería y los tanques de almacenamiento

Las estructuras de anclaje y soportes se diseñarán aplicando las especificaciones establecidas en las normas NOM-EM-003-ASEA-2016, ANSI/ASME B31.3 y ANSI/ASME B31.4.

El arreglo de tubería debe tener los soportes necesarios para asegurar que las conexiones no transmitan esfuerzos excesivos a los equipos y mantengan la alineación de la tubería. La tubería debe tener apoyos y soportes permanentes, solo se permiten soportes temporales para la prueba hidrostática. todos los apoyos se deben fabricar con material que resista las condiciones de servicio y ambientales.

Las conexiones, bridas y accesorios se consideran parte integral del sistema de Tuberías, y los criterios de diseño y selección, deberán basarse en ISO 15649:2001 Petroleum & Gas industry piping, y la ASME B31.3 – 2010 Process Piping, así como lo establecido en la NOM-003-ASEA-2016

## **Materiales**

Todos los materiales deberán cumplir estrictamente con el código API 650 vigentes y demás códigos, especificaciones y normatividad que resulte aplicable. Se deberán acatar estrictamente todos los requisitos de prueba de impacto.

El máximo nivel de esfuerzo por diseño de la terminal quedará limitado a 80% de SMYS (resistencia mínima a la cadencia especificada) sin margen de corrosión. Como mínimo, se usará un espesor estándar de pared en toda la tubería de presión de la estación. La tubería NPS 2 y de menor dimensión deberán tener como mínimo un espesor de pared de Cédula 40.

## **Pruebas de presión y pruebas no destructivas (NDE) para soldadura**

Se realizarán las pruebas de presión de la tubería en base a la especificación ASME B31.3, recipientes sujetos a presión al ASME Sección VIII Div. I y pruebas no destructivas como lo marca el API, ASME Sección V Edición 2015. La fabricación en taller, pruebas no destructivas y pruebas de presión serán maximizadas para limitar el alcance de trabajo en campo. Se realizarán pruebas no destructivas para un 10% de partes superficiales y 100% de partes subterráneas para el caso de las partes humedecidas por el proceso y las partes de retención de presión. Al terminar la instalación en campo, se realizarán las pruebas no destructivas en todas las soldaduras de conexión y se ejecutará una verificación de hermeticidad para fugas y de servicio neumático en los sistemas de tubería de drenaje y proceso.

## **Recubrimientos**

Se realizará primero una limpieza con chorro de arena a metal casi blanco exterior en tuberías, bombas, y estructuras. Se aplicará recubrimientos primarios en superficies metálicas exterior y recubrimientos de acabado de superficies metálicas con pintura para finalmente realizar la rotulación, dirección y el franjeo de cada tubería de acuerdo a las especificaciones.

Las partes metálicas contarán con dos sistemas de revestimiento que cumplan con los requisitos de la norma internacional ISO-12944, ISO-4628/2, ISO-4628/3, ISO-2409, ISO-8504/1, ISO-8501/1, ISO-2366, ISO-6270/1, ISO-11507 e ISO-1124 vigentes, en lo que resulten aplicables.

### **1.4.2 Obra Eléctrica**

El diseño de la Instalación eléctrica de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos cumplirá con las especificaciones y lineamientos técnicos establecidos en la norma NOM-EM-003ASEA-2016 y lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012 y NFPA 70.

La instalación eléctrica se diseñará considerando las características de la fuente de suministro. El suministro de energía eléctrica para la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos será proporcionado por la Comisión Federal de Electricidad.

El circuito alimentador de la acometida dentro de las instalaciones será llevado a través de un conductor eléctrico subterráneo y registros eléctricos, desde el punto de acometida hasta la subestación eléctrica designada para distribuir la energía a todas las zonas de las instalaciones.

Los registros eléctricos se diseñarán de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 y se consideran las tapas de los registros eléctricos serán de fibra de vidrio de alto impacto.

La determinación del tipo de materiales a utilizar en la instalación eléctrica, así como la selección de los motores de inducción será para áreas clasificadas, se debe realizar conforme a lo estipulado en la NOM-001-SEDE-2012, y la NFPA 70.

Para corregir y mantener el factor de potencia del sistema eléctrico a un valor mínimo de 0,9, se deben instalar bancos automáticos de capacitores. El diseño, fabricación y pruebas de estos bancos de capacitores deben cumplir con lo indicado en la NOM001-SEDE.

Los circuitos alimentadores de distribución dentro de las instalaciones serán llevados a través de conductores eléctricos subterráneos, registros eléctricos subterráneos (para áreas no clasificadas) o cajas de conexiones o de paso en áreas clasificadas, desde la subestación eléctrica o cuarto de control eléctrico designada para distribuir la energía hasta los límites de las instalaciones consideradas a alimentar.

Para asegurar la continuidad de servicios esenciales de las instalaciones del proyecto se utilizará Grupo Generador (planta de emergencia), para CCM, las válvulas operadas eléctricamente de productos y contraincendios, el 100% del alumbrado de edificios y exterior, SFI'S para instrumentación.

Todos los motores eléctricos deben ser de eficiencia Premium, el aislamiento del devanado de los motores debe ser clase F, los ventiladores deben ser metálicos, deben tener tratamiento anticorrosivo con lubricación.

Para el diseño de la Instalación Eléctrica, se contará con un proyecto eléctrico y dictamen por parte de la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas, acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización

### **Cuarto de control de motores (CCM)**

Se instalará un CCM tipo Inteligente con tecnología de punta con capacidad de control vía Ethernet, medición de parámetros de consumo, monitoreo de variables eléctricas en cada uno de sus módulos, arrancadores suaves de estado sólido para disminuir la corriente demandada durante el arranque de los motores y guarda motores con comunicación por red que permiten el monitoreo y control del status de cada motor. Este CCM es modular, lo cual nos permite poderlo crecer en línea o espalda con espalda para ser utilizado posteriormente en el proyecto mayor. Este CCM cuenta con un interruptor principal, un transformador para control y alumbrado y un tablero de distribución de alumbrado, lo cual centra todos los circuitos eléctricos en un solo lugar, reduciendo espacio, cableado e incrementando el factor de seguridad de los usuarios.

Este sistema se encarga de controlar el proceso principal de la terminal, o sea que se encarga del control de las Bombas de descarga, monitorear y asegurar las condiciones de cada válvula, monitorear el flujo en la recepción de producto (En caso de instalar patín de medición de flujo de entrada), monitorear las condiciones de cada tanque, monitoreo y control de las líneas para llenado de auto tanques, adquisición de datos históricos de proceso, y manejo de información proveniente de los instrumentos

Instalar extintores en las áreas del centro de trabajo, de acuerdo con lo siguiente:

Contar con extintores conforme a la clase de fuego que se pueda presentar (Véanse la Guía de Referencia VII, Extintores contra Incendio y la Guía de Referencia VIII Agentes Extintores) de la NOM-002-STPS vigente.

Fuego clase C: Es aquel que involucra aparatos, equipos e instalaciones eléctricas energizadas;

El sistema de contra incendio será determina en la ingeniería de detalle, el cual suministrará polvo químico o CO2 presurizado automatizado o manual.

### **Iluminación del área**

Se proporcionará luz tipo LED para iluminación del área y de la descarga. La iluminación de las vías de descarga será conforme se requiera para cumplir con los 4 pies-candelas de los lugares de trabajo. Se contará con iluminación adecuada para las operaciones de 24 horas en cada instalación.

Todas las luces y reflectores exteriores estarán controlados por una fotocelda. Se dispondrá de iluminación de emergencia para puertas de salida para una evacuación segura de los edificios de MCC y de oficinas durante apagones. Se usarán controladores y detectores de movimiento en lugares apropiados para apagar las luces cuando no haya actividad. La instalación de los sistemas de iluminación será conforme a la NOM-025-STPS-2008, NOM-001-SEDE, NFPA 30, NFPA 70, API RP 500, y 29 CFR 1910 subparte S vigentes, en lo que resulten aplicables.

### **Sistema de seguridad**

La terminal requerirá barda perimetral, control de acceso, y circuito cerrado de televisión (CCTV) al igual que estaciones con personal de seguridad en la entrada principal y puntos de salida de la terminal.

Esto se definirá durante la fase de diseño detallado. Monitores, detección de gas combustible, ventilación, ruido, oficina, cercado e identificación tipo HAZOP. En el sistema de potencia y control se contará con televisión de circuito cerrado para monitorear la descarga de auto tanques y áreas de descarga de carro tanques.

### **Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) y de emergencia**

Se contará con respaldo de batería para el sistema PLC. El sistema eléctrico está diseñado de tal forma que puedan ingresar al sitio los generadores de emergencia portátiles y conectarse para una operación temporal.

Instalar extintores en las áreas del centro de trabajo, de acuerdo con lo siguiente:

Contar con extintores conforme a la clase de fuego que se pueda presentar (Véanse la Guía de Referencia VII, Extintores contra Incendio y la Guía de Referencia VIII Agentes Extintores) de la NOM-002-STPS vigente.

Fuego clase C: Es aquel que involucra aparatos, equipos e instalaciones eléctricas energizadas;

El sistema de contra incendio será determina en la ingeniería de detalle, el cual suministrara polvo químico o CO2 presurizado.

### **SISTEMA ELÉCTRICO- CONTROLES E INSTRUMENTACIÓN**

Códigos y normas aplicables

Código Nacional Eléctrico  
NOM-001-SEDE-2012  
NFPA 72:2013  
Norma de control de instrumentos NEMA  
Permisos locales conforme aplique

### **Clasificación del área**

La más reciente edición de API RP 505 “Práctica recomendada para la clasificación de áreas para instalaciones eléctricas”.

La más reciente edición del Código Nacional Eléctrico.

### **Control del proceso**

Todavía no se desarrolla la lógica de control. Se enviarán las señales de los instrumentos de proceso al PLC y este a su vez comandará al CCM. De igual forma la recolección y monitoreo de datos del equipo y proceso se enviarán al cuarto de control.

### **Motores**

Los motores de las bombas son a prueba de explosión, del tipo jaula de Ardillas, que se usen en la terminal cumplirán con Nema Premium, construido en fierro vaciado. Los motores tipo LE a prueba de explosión están diseñados para ser utilizados en bombas en locaciones peligrosas, tales como en las que la atmósfera tenga gases, vapor o polvo que pueda causar una explosión. Estos motores están contruidos para contener explosiones dentro de la carcasa del motor y así prevenir que el motor se incendie por fuera reteniendo las chispas y explosiones. Los motores a prueba de explosión son clasificados de acuerdo al Código Eléctrico Nacional NEC® en clases y grupos según el tipo de agente explosivo que presente.

### **Instrumentación de los tanques**

Según se requiera se usarán actuadores motorizados para el accionamiento de válvulas de bloqueo de los tanques. Se medirán los niveles del tanque mediante transmisores de nivel servo-operados. Se contará con un sistema de detección de fugas por medio de un sistema de gas y fuego en el área de almacenamiento del tanque.

### **Comunicación de datos/Sistema SCADA/ Control Remoto**

Red SCADA e Interface Humano-Máquina para control de carga, descarga e inventarios. No se incluye torre de radio dado que la terminal petrolífera se comunicará por fibra óptica.

### **Medición del flujo**

Este se basa en medidores de flujo tipo coriolis, uno por descargadera y llenadera. La medición de flujo tendrá compensación temperatura, densidad y presión en cumplimiento disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos (DAGCs), resolución Núm. RES/811/2015. . Cuenta con un sistema de administración (UCL) capaz de realizar los cálculos de compensación por cambios de temperatura y densidad de acuerdo con lo indicado

por API, utilizando las tablas correspondientes a temperatura de 20°C (59B y 60B) para obtener el cálculo de volumen corregido. (Será el mismo sistema para las siguientes etapas.)

### **Control de flujo**

En cuanto a las operaciones de carga de auto tanques, en el control de flujo se usarán controladores de última generación y válvulas de control de dos etapas para permitir caudales iniciales y finales reducidos y el máximo caudal permisible de carga.

Sistema de Inventarios: Este se basa en medidores de nivel, uno por tanque. Medidores tipo servo-operados con compensación de temperatura y densidad y medición de fondo de agua en cumplimiento disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos (DAGCs), resolución Núm. RES/811/2015.

### **Válvulas**

Se utilizan válvulas automáticas en líneas de llenado y vaciado de tanques. Las válvulas a utilizar serán de tipo bola sobre muñón de acuerdo al diámetro de la tubería operadas por medio de un motor eléctrico. Estas válvulas serán operadas de forma automática por el PLC de acuerdo con la selección del operador. Todas las válvulas contarán con retro avisos para indicar si se encuentran abiertas o cerradas.

### **Monitoreo de bombas**

Bombeo. Se cuenta con un control de arranque y paro para las bombas de descarga de producto o recepción, así como de las bombas que alimentan las bahías de llenado de auto tanques. Estos sistemas de bombeo son controlados por el PLC de proceso mediante un CCM inteligente. La instalación de dichas bombas será en términos de lo establecido en los estándares API 610, API 2610 y API 674 en lo que resulten aplicables. Sellos Mecánicos de acuerdo a API-682 3a. Edición.

### **Sistema de tierras.**

La Terminal Terrestre de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y la Terminal Marítima del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos contará con un sistema de puesta a tierra y sistema de protección atmosférica (pararrayos), para las instalaciones y equipos de la zona de Almacenamiento, zona de Recepción, zona de Entrega y Servicios Complementarios, en cumplimiento con la NOM-001-SEDE-2012, NFPA 70, NFPA 77 y NFPA 780 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

Se debe efectuar el estudio de resistividad del terreno correspondiente, donde se ubicarán la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, una vez que el terreno esté debidamente compactado; para ser aplicado en el diseño del sistema de puesta a tierra.

Todos los accesorios para la instalación de los sistemas de puesta a tierra y protección atmosférica deben cumplir con los lineamientos establecidos en la NOM001-SEDE-2012, NFPA 70, NFPA 77 y NFPA 780 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

La malla de la red general del sistema de puesta a tierra integrara todas las instalaciones que conforman la Terminal con objeto de evitar gradientes de potencial que afecten las instalaciones o generen riesgos a las personas y dar cumplimiento con la norma NOM-001-SEDE-2012 y NOM-EM-003-ASEA-2016

La malla de la red general del sistema de puesta a tierra estará construida con conductor de cobre desnudo, temple semiduro, con un calibre de acuerdo con la memoria de cálculo correspondiente para dar cumplimiento con la NOM-001-SEDE2012 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

Para conexiones subterráneas de la red de puesta a tierra se deben utilizar conectores del tipo de soldadura exotérmica.

Todos los Tanques de almacenamiento de Productos, se deben poner a tierra cuando menos en cuatro puntos opuestos del tanque.

Para el diseño del Sistema de puesta de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, se contará con un proyecto eléctrico y dictamen por parte de la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas, acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

### **Sistema de pararrayos.**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos en su diseño, contara con un sistema de protección atmosférica (pararrayos) para los edificios mayores de 7.5 m, estructuras de más de 15.0 m y edificios con áreas clasificadas, tomando como base lo indicado en la NOM001-SEDE-2012, NFPA 780 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas debe ser independiente de la red general de tierras, sin embargo, las dos redes de tierras deben interconectarse entre ellas en un punto de la red con cable aislado de un tamaño (calibre) menor al de la red principal, para evitar diferencias de potenciales entre ellas, tal interconexión debe considerarse desde etapa de proyecto.

Los tanques de almacenamiento verticales con espesor de pared y de techo de 4,6 mm (3/16 in), o mayores, se consideran auto protegidos contra descargas atmosféricas y no se requiere incluir el sistema contra descargas atmosféricas, de acuerdo con la NFPA 780.

Todos los accesorios para la instalación de los sistemas de puesta a tierra y protección atmosférica deben cumplir con los lineamientos establecidos en la NOM001-SEDE-2012, NFPA 70 y NFPA 780.

Para el diseño del Sistema de Pararrayos, se contará con un Proyecto eléctrico y Dictamen por parte de la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas, acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

### **I.4.3 Proyecto Sistema Contra Incendio.**

#### **Operaciones de emergencia y paro de emergencia**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos han sido diseñadas de forma tal que a falla o contingencias se realice un paro ordenado.

El Subsistema de automatización de las operaciones de la terminal debe ejecutar el paro de emergencia operativo a solicitud del Subsistema de Seguridad y Contraincendio cuando se presente un evento de fuego seguro y ataque Contraincendio.

#### **El Paro de Emergencia Operativo deberá ejecutar las siguientes acciones:**

- Suspensión de las operaciones de carga y descarga de buquetanque/recibo por tubería/autotanques/ carrostanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de salida de brazos de carga marino en la plataforma de operación del muelle, recibo por tubería, descarga de autotanques/carrostanques, a llenaderas de autotanques/carrostanques y a pie de dique y pie de tanque de almacenamiento.
- Suspensión de las operaciones de descarga de autotanques y/o carrostanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de recibo de producto de descargaderas de autotanques, carrostanques o buquetanques en los tanques de almacenamiento.
- Paro de emergencia durante descarga de autotanques y/o carrostanques.

En caso de emergencia durante la operación de descarga de producto por autotanques, carrostanques o buquetanques el paro se llevará a cabo de acuerdo con el sistema de automatización

- Paro de emergencia durante carga de autotanques y/o carrostanques.

En caso de emergencia durante la operación carga de autotanques, el paro se llevará a cabo de acuerdo con la especificación del sistema de automatización.

- Las condiciones y disponibilidad de sistemas y servicios auxiliares.
- Agua de servicios y usos sanitarios.

Esta se suministrará de la red municipal en el recinto portuario; lo cual lo determinará en la etapa de diseño.

#### **Agua contra incendio.**

En el diseño de las redes de agua y de espuma contraincendio se deben considerar únicamente los requerimientos de agua y/o espuma exclusivos para este servicio de protección.

En el diseño de las redes de agua y de espuma contraincendio, los sistemas de aspersión y rociadores, se debe evitar el uso de accesorios y cambios de trayectorias de tuberías, que generen pérdidas de presión por fricción innecesarias, para optimizar el diseño y la inversión; así como su funcionamiento.

El agua que se utilice en la red de agua y de espuma contraincendio, debe provenir de cualquier fuente de abastecimiento que garantice el volumen de agua requerido, para dar atención al riesgo mayor, bajo cualquier circunstancia y estar libre de hidrocarburos.

Esta se suministrará del de la red municipal en el recinto portuario, de los tratamientos de efluentes, y de la recuperación de agua pluvial. Lo cual se determinará en la etapa de diseño.

### **Criterios de diseño.**

El almacenamiento de agua contraincendio, se debe diseñar con una capacidad mínima para satisfacer la demanda de la suma de los gastos siguientes:

a). - El requerido para la demanda de espuma a la instalación que genera el escenario de incendio del riesgo mayor, basados en su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger, la cual nunca debe ser menor a 4,1 lpm/m<sup>2</sup> (0,1 gpm/pie<sup>2</sup>).

b). - El requerido para el enfriamiento de la instalación que genera el escenario de incendio del riesgo mayor, basados en su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger, la cual nunca debe ser menor a 4,1 lpm/m<sup>2</sup> (0,1 gpm/pie<sup>2</sup>).

c). - Los adicionales de 3,785 m<sup>3</sup>/min (1000 gpm) +/- 5 por ciento en volumen para monitores fijos o portátiles, líneas suplementarias, agua para proteger al personal; entre otros.

d). - El requerido para el enfriamiento de las instalaciones que reciban radiación de calor del escenario que representa el riesgo mayor, basados en su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger, la cual nunca debe ser menor a 4,1 lpm/m<sup>2</sup> (0,1 gpm/pie<sup>2</sup>).

### **Almacenamiento y bombeo de agua contraincendio**

El sistema de almacenamiento, bombeo y distribución de agua contra incendio se instalará de conformidad a la normatividad vigente y constará de lo siguiente:

El diseño de los tanques de almacenamiento de agua contraincendio debe cumplir con los requerimientos establecidos en API 650 y NFPA 22 en su última edición, con una tolerancia a la corrosión en sus placas, mínimo de 1,6 mm (1/16 pulg).

Debe ser de tipo techo tipo cúpula fija soportado, con placa de acero al carbón ASTM- A-283-C, con recubrimiento anticorrosivo en el interior y exterior del tanque, registro de purga tipo API, boquilla de 24" de diámetro para entrada hombre en el techo, (se solicita realizar el

análisis correspondiente para determinar el gasto y capacidad de agua en el riesgo mayor de acuerdo a norma) El tanque de agua contra incendio será abastecido a través la red municipal del recinto portuario y deberá prever tomas al exterior de la terminal para el abastecimiento por camiones cisterna.

Deberá contar con una red de agua contra incendio cumpliendo con la normatividad vigente, con hidrantes, monitores y tomas de camión, mangueras, y recirculación de agua, sistema de bombeo principal.

### **Sistema de bombeo**

El diseño del sistema de bombeo debe cumplir con los requisitos indicados en esta Norma de Referencia adicionalmente se debe complementar con los requerimientos de NFPA-20 edición 2007, o equivalente en su última edición.

El sistema de bombeo debe diseñarse para proporcionar el agua en la cantidad y presión requerida, para el combate del riesgo mayor de la instalación.

El sistema de bombeo principal y redundante (relevo) para servicio contra incendio, debe proporcionar el gasto de agua que demanda la protección al riesgo mayor de la instalación con una presión residual mínima que proporcione 689 kPa (7 kg/cm<sup>2</sup>; 100 lb/pulg<sup>2</sup>), en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable, considerando esta medición de presión en el punto de salida.

Las bombas para servicio de agua contra incendio principales deben contar con bombas redundantes, según se describe en la tabla 1, que garanticen el mismo gasto y presión de descarga requeridos por el diseño que demanda la protección de la instalación que represente el riesgo mayor.

### **Diseño del cabezal de succión de las bombas.**

El cabezal de succión de la bomba se debe diseñar lo más cercano posible al tanque de almacenamiento, para reducir la caída de presión y como consecuencia el riesgo de cavitación de la bomba.

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

El diámetro del cabezal de succión que alimenta a varias bombas de agua contra incendio, instaladas para operar simultáneamente, debe estar diseñado para conducir el 150 por ciento de la suma del gasto nominal de todas las bombas principales en conjunto, a una velocidad de flujo que no exceda de 4,57 m/s (15 pies/s), en tanto que el diámetro de la tubería de succión de cada bomba en particular, debe permitir el manejo del 150 por ciento de la capacidad nominal de dicha bomba, también

a una velocidad que no exceda de 4,57 m/s (15 pies/s). Para agua salada, dicha velocidad debe ser como máximo de 3,28 m/s (10 pie/s). Esta velocidad debe ser calculada dentro de una longitud de 10 diámetros de la tubería antes de la brida de succión de la carcasa de la bomba.

Cada una de las bombas de agua contra incendio, debe tener instalada en su tubería de succión, una válvula de compuerta con vástago ascendente, así como otra de iguales características en el cabezal general de succión de todo el conjunto de bombas contra incendio, que se encuentre localizada junto al tanque de almacenamiento de agua para este servicio. No está permitido el uso de válvulas de mariposa en tuberías de succión de las bombas para el servicio contra incendio u otros accesorios entre la válvula y la brida de succión en la carcasa de la bomba, como aparatos o aditamentos que obstruyan o restrinjan el flujo en la succión.

### **Bomba de mantenimiento de presión "jockey".**

La bomba de mantenimiento de presión "jockey", debe ser accionada por motor eléctrico, de características de construcción semejantes a los motores de las bombas de agua contra incendio principales; con el gasto y presión nominal mínimos para reponer la pérdida por fugas no mayores a 3,85 lpm (1 gpm) y mantener una presión mínima en la red contra incendio de 689 KPa (7 kg/cm<sup>2</sup>; 100 lb/pulg<sup>2</sup>), en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable.

El sistema de bombeo de agua contra incendio deberá contar con tres bombas principal y otras dos bombas de relevo operadas con motor de combustión interna con capacidad total de 8,500 GPM (A verificar de acuerdo con el cálculo hidráulico), contando con su tablero de control cada una, con sistema automático en el arranque.

01 BOMBA DE 3,000 GPM PRINCIPAL

01 BOMBA DE 3,000 GPM PRINCIPAL

01 BOMBA DE 2,500 GPM PRINCIPAL

### **RELEVOS.**

01 BOMBA DE 3,000 GPM RELEVO

01 BOMBA DE 3,000 GPM RELEVO

Deberá contar con un paquete de presión balanceada que cuente con su tanque de almacenamiento con material resistente al líquido espumante tipo AR-AFFF con capacidad suficiente para 4 horas de operación continua para el riesgo mayor.

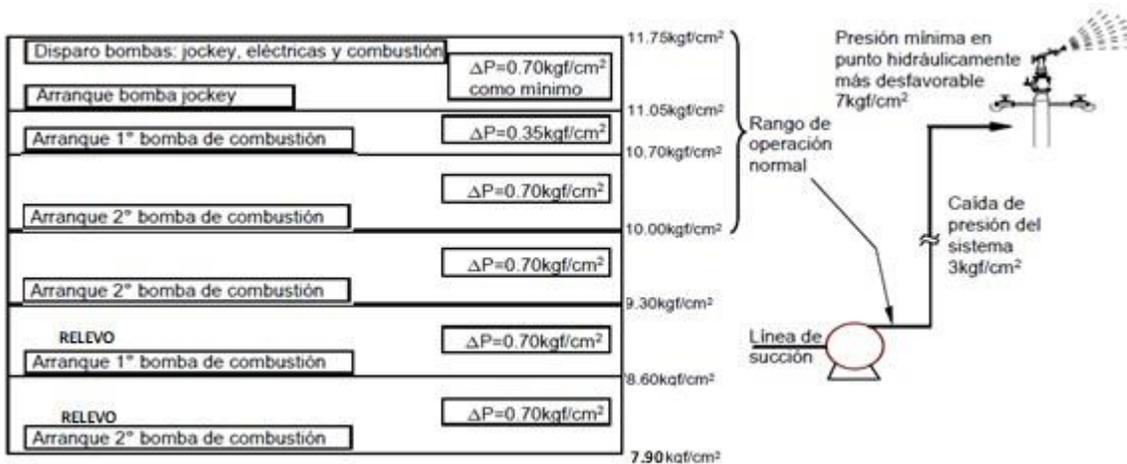
### **Filosofía de operación para el arranque de las bombas contra incendio.**

La red de contra incendio debe estar presurizada permanentemente. La función de la bomba de mantenimiento de presión (jockey), es reponer la baja de presión provocada por goteos de la red de agua contra incendio. En caso de detectar baja de presión en la red de agua

contraincendio, la filosofía de operación del sistema de bombeo debe ser de la siguiente manera:

1. La bomba de mantenimiento de presión (jockey), debe arrancar cuando en la red de agua contraincendio se registre una presión de 68,9 kPa (0,70 kg/cm<sup>2</sup>; 10 lb/pulg<sup>2</sup>) por debajo de la presión de paro de la misma bomba.
2. La bomba de mantenimiento de presión (jockey), debe parar cuando se haya alcanzado una presión igual a la presión de descarga de la bomba principal con válvula cerrada (gasto nulo), más la presión mínima de columna estática en la succión.
3. El sistema de bombeo de agua contra incendio debe arrancar automáticamente por pérdida de presión en la red, ocasionado por el disparo de uno o varios sistemas de protección contraincendio (aspersores o rociadores, por mencionar algunos) o por la apertura de monitores y/o uso de mangueras.
4. Programación de secuencia de arranque del equipo principal y redundante (figura 1)
  - La primera bomba principal contraincendio, debe arrancar cuando la bomba jockey no pueda reponer la baja de presión de la red contraincendio y se registre una presión de 34, 47kPa (0,35 kg/cm<sup>2</sup>; 5 lb/pulg<sup>2</sup>) por debajo de la presión de arranque de la bomba de mantenimiento de presión (jockey).
  - Segunda bomba principal contraincendio, debe arrancar si la primera bomba no pueda reponer la presión necesaria para operar la red de contraincendio y la presión ha bajado a 68,9 kPa (0,70 kg/cm<sup>2</sup>; 10 lb/pulg<sup>2</sup>) por debajo de la presión de arranque de la primera bomba principal.
  - Tercera bomba principal contraincendio, debe arrancar si la segunda bomba no puede reponer la presión de operación de la red contraincendio y la presión ha bajado a 68,9 kPa (0,70 kg/cm<sup>2</sup>; 10 lb/pulg<sup>2</sup>) por debajo de la presión de arranque de la segunda bomba principal.
  - En caso de disponer de más de tres bombas se debe seguir la misma secuencia de
  - arranque conservando la caída de presión de 68,9 kPa (0,70 kg/cm<sup>2</sup>; 10 lb/pulg<sup>2</sup>).
  - Concluida la secuencia de arranque de las bombas principales y en caso de cualquier falla de una bomba o de todas, deben arrancar en forma automática las bombas redundantes, manteniendo la misma secuencia de arranque de las bombas principales, con una caída de presión de 68,9 kPa (0,70 kg/cm<sup>2</sup>; 10 lb/pulg<sup>2</sup>) Figura 19

**Figura 19. Secuencia de arranque bombas**



### Controladores y accesorios para motores de bombas contraincendio.

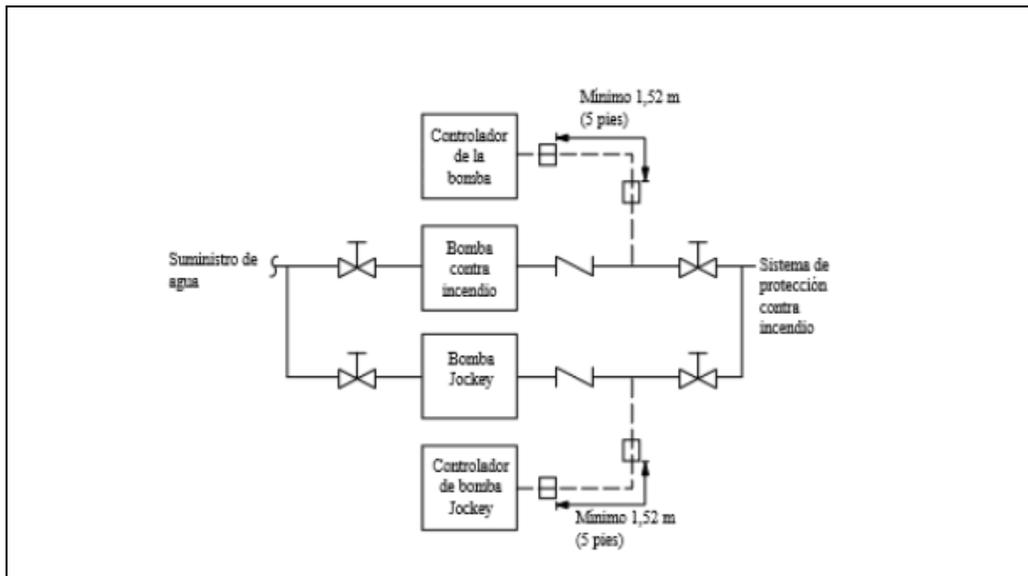
Las bombas de agua contraincendio, incluida la bomba de mantenimiento de presión "jockey", deben contar cada una con un controlador para el arranque automático, listado y aprobado por UL/FM o equivalente, específicamente para servicio de bombas contraincendio impulsadas por motor eléctrico o de combustión interna, según sea el caso y cumplir con los capítulos 10 y 12 del NFPA-20 en su última edición.

Los sistemas de arranque automático o por control remoto para unidades múltiples de bombeo contraincendio, deben contar con dispositivos de secuencia de tiempo, para evitar que las bombas arranquen simultáneamente; si la demanda de agua hace imprescindible la operación de más de una bomba, estas unidades deben arrancar en intervalos que no permitan el arranque de la siguiente bomba, hasta que la anterior haya tomado su velocidad de régimen, que puede ser entre 5 y 10 segundos.

Cada bomba de contraincendio, incluyendo la bomba de mantenimiento de presión "jockey", debe contar con una toma de presión para el arranque automático, conectada al controlador en forma independiente; cuya conexión debe estar entre la válvula de retención (check) y la válvula de bloqueo, sin válvulas de bloqueo y con dos válvulas de retención separadas a una distancia no menor de 1,5 m (5 pie), ver (figuras 2) y cumplir con los capítulos 10 y 12 del NFPA-20 última edición.

Las bombas, controladores, cargadores de baterías, motor de combustión interna a diésel, motor eléctrico, válvulas de alivio de presión y todos los componentes que integran el sistema de bombeo, deben estar listados y aprobados, en cumplimiento a los requerimientos de la NFPA-20 edición 2007 o equivalente en su última edición

**Figura 20. Conexión de líneas de detección de presión**



### **Diseño de la red de agua contra incendio.**

El diseño de la red de agua contra incendio, debe cumplir con los requisitos indicados del NFPA 24 última edición.

La red de agua contra incendio se debe diseñar para manejar una presión mínima de 1,207 kPa (12,3 kg/cm<sup>2</sup>; 175 lb/pulg<sup>2</sup>).

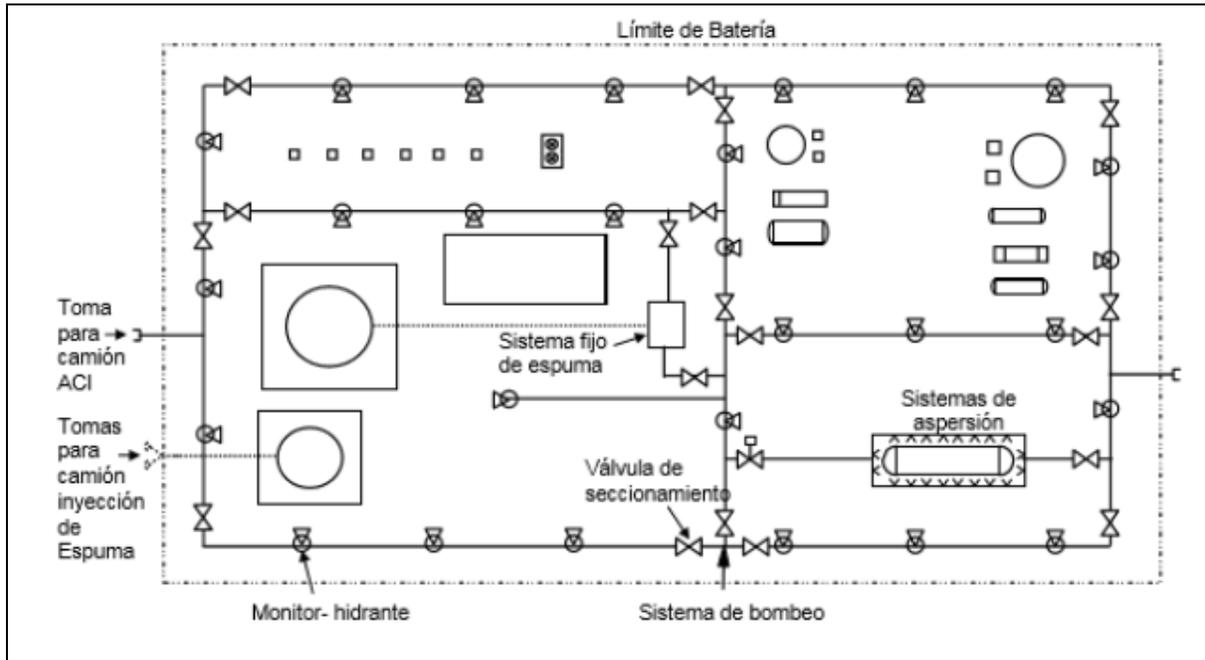
Cuando las condiciones topográficas del terreno hagan necesaria una presión mayor a 1,207 kPa (12,3 kg/cm<sup>2</sup>; 175 lb/pulg<sup>2</sup>) ésta no debe superar los 2,414 kPa (24,6 kg/cm<sup>2</sup>; 350 lb/pulg<sup>2</sup>).

Bajo estas condiciones y si el diseño así lo considera, con aprobación del área usuaria, se deben proteger los accesorios clase 150 instalando válvulas reductoras de presión. La selección de los materiales debe ser conforme a su clase y especificación, a fin de que estas puedan soportar las presiones de diseño establecidas, cumpliendo con la tabla 6.3.1.1 de la NFPA-13, en su última edición y 10.1.1 de la NFPA-24 en su última edición y deben ser listadas para servicio contra incendio por UL o equivalente.

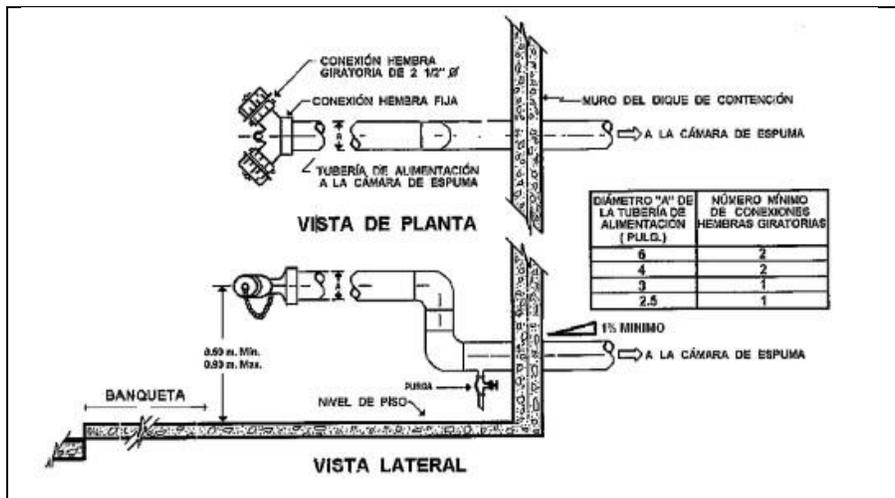
La presión mínima y máxima de operación para los hidrantes, debe ser de 689 kPa (7 kg/cm<sup>2</sup>; 100 lb/pulg<sup>2</sup>) y de 1,207 kPa (12,3 kg/cm<sup>2</sup>; 175 lb/pulg<sup>2</sup>). Cuando por las condiciones particulares del diseño la presión sea superior, con aprobación del área usuaria, se pueden utilizar válvulas reductoras de presión.

La red de agua contra incendio debe contar válvulas de seccionamiento, tomas para camión, tomas para monitores-hidrantes, tomas de alimentación a sistemas de aspersion, tomas de alimentación a sistemas de espuma. No podrán tenerse tomas exclusivas para hidrantes, invariablemente deben ser monitor- hidrante

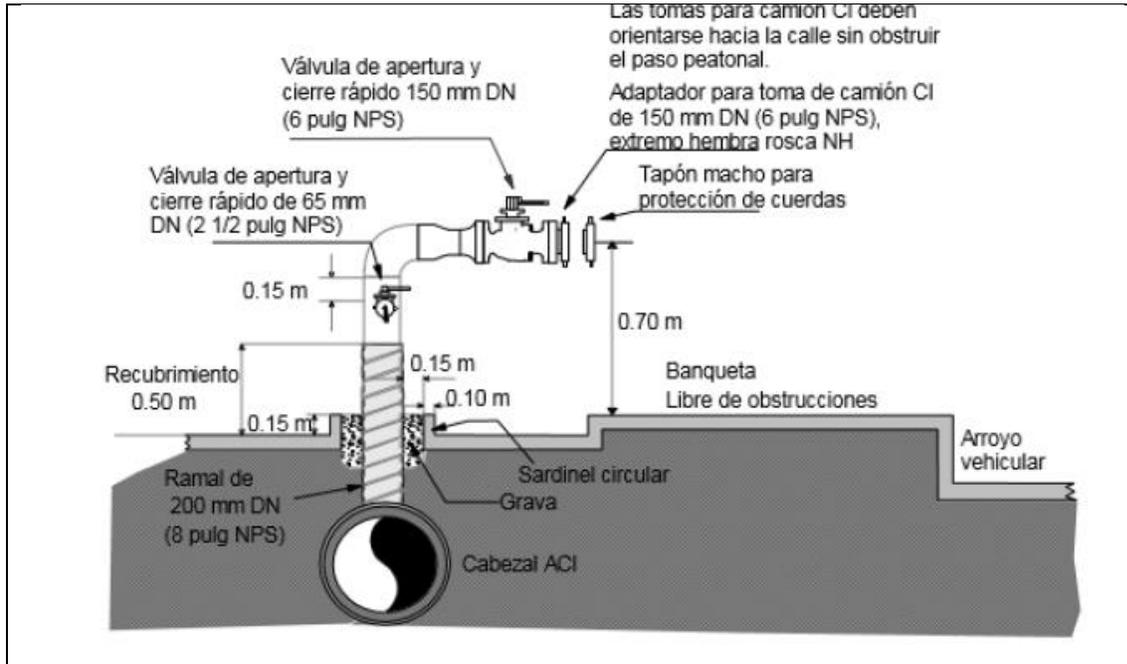
**Figura 21. Diagrama típico de una red contraincendio**



**Figura 22. Toma para camión contraincendio en tanques**



**Figura 23. Toma de hidrante para camión contra incendios**



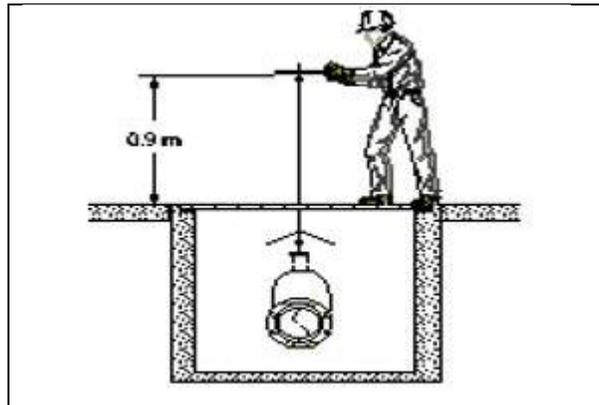
### Válvulas de la red contra incendio

La red de agua contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos apropiados que permitan sectorizar o aislar el sistema en anillos y tramos de tubería, sin dejar de proteger ninguna de las áreas o equipos que lo requieran, para fines de mantenimiento o ampliación; así como para conducir preferentemente el agua hacia el área o equipos a proteger; considerando su ubicación en lugares de fácil acceso y protegidas contra golpes donde se requiera.

Las válvulas deben ser del tipo compuerta de vástago ascendente, aquellas instaladas en un registro, deben contar con una extensión que permita accionar la válvula desde el exterior, al mismo tiempo contar con un poste indicador para precisar la posición abierta o cerrada. El poste indicador debe tener una altura de 0,9 m sobre el nivel de piso terminado, (ver Figura 6). Dichos registros deben ser accesibles para su inspección y mantenimiento, con tapa que impida o minimice la entrada de agua, así mismo estar impermeabilizados para que se mantengan todo el tiempo libre de humedad.

La tapa de los registros debe ser de material ligero, que permita su maniobrabilidad, asimismo de un material resistente que soporte el peso del personal para su operación pudiendo ser de fibra de vidrio reforzada

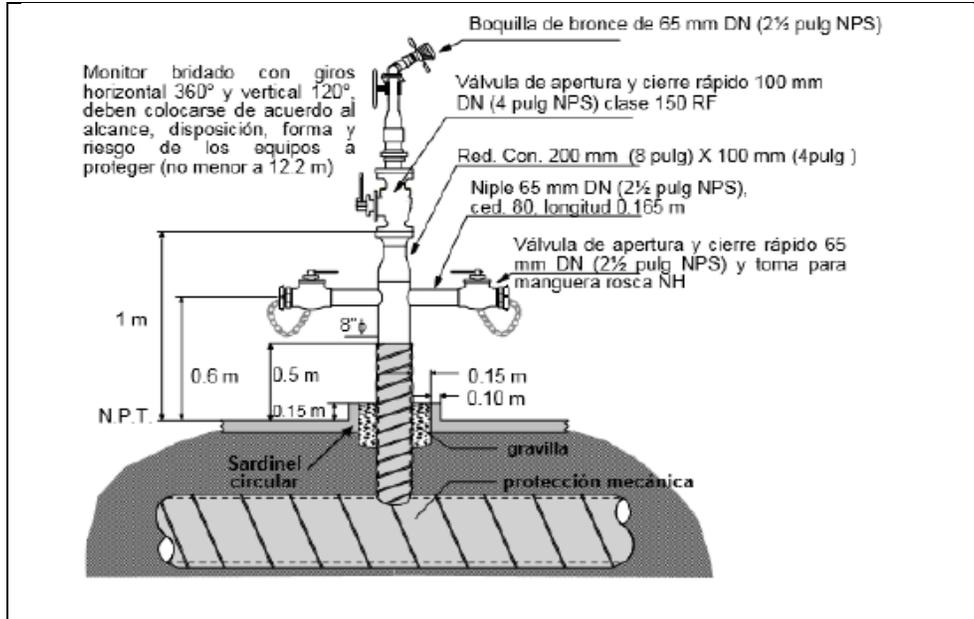
**Figura 24. Válvula de seccionamiento en registro**



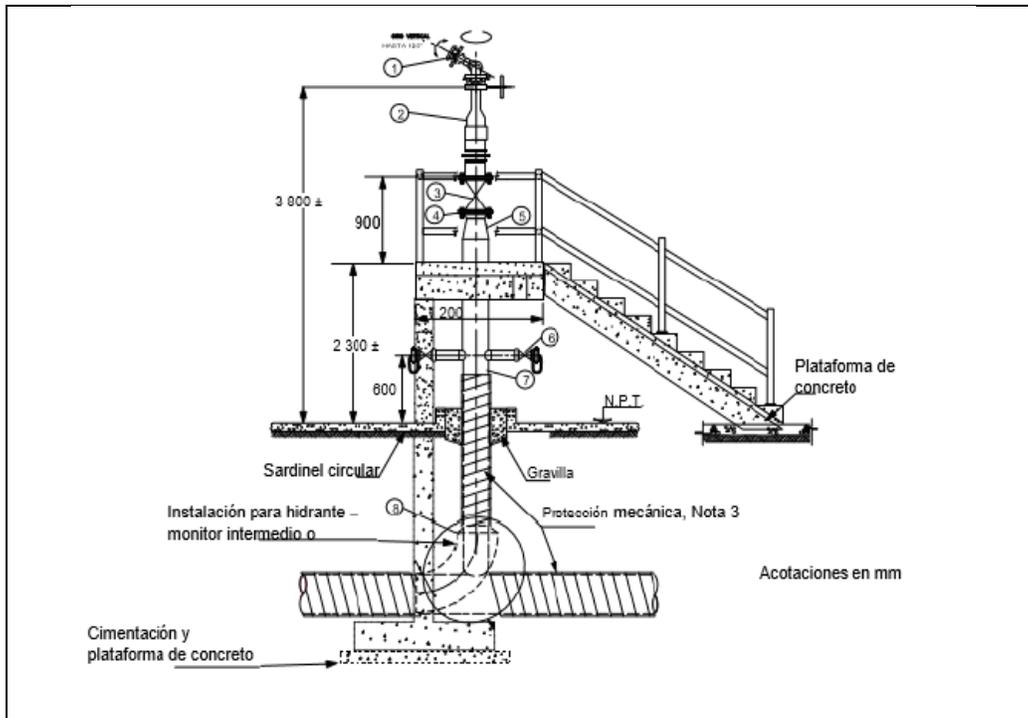
**Hidrantes-Monitores.**

En las áreas de plantas de proceso y de almacenamiento, el diseño de la red de agua contraincendio debe considerar la instalación de hidrantes-monitores para conectar boquillas y mangueras contraincendio; así como tomas para camión contraincendio, las cuales deben localizarse en la periferia de las calles y ser de fácil acceso de los camiones contra incendio. El diseño de la red de agua contraincendio debe considerar la ubicación entre hidrantes-monitores con un distanciamiento máximo de 30 m, la distancia entre ellos no debe dejar superficies sin proteger

**Figura 25. Hidrante monitor típico**



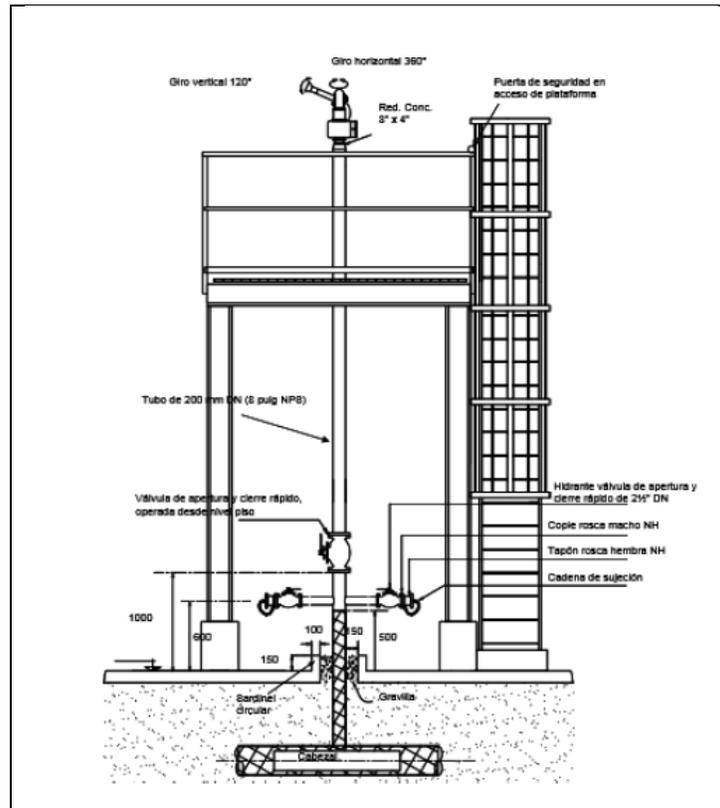
**Figura 26. Hidrante monitor en plataforma de concreto**



**Lista de componentes**

- 1.- Boquilla de bronce
- 2.- Monitor bridado
- 3.- Válvula de apertura y cierre rápido 101,6 mm DN (4in NPS)
- 4.- Brida de cuello soldable
- 5.- Reducción concéntrica.
- 6.- Válvula de apertura y cierre rápido de 63.5 mm DN ( 2 ½ in NPS)
- 7.- Tubería de agua contra incendio
- 8.- Codo de 90°

**Figura 27. Hidrante monitor torreta**



### **Sistema de espuma contraincendio.**

La espuma puede suministrarse a través de sistemas fijos de tuberías o sistemas móviles de generación de espuma.

Este sistema no se debe considerar para extinción de incendios tridimensionales de combustibles líquidos o incendios de gases.

Si además de éstos y como resultado del estudio de riesgos para la protección contraincendio en tanques de almacenamiento, equipos o áreas que se diseñen para protegerse con este sistema, es necesario adicionar otros requerimientos, éstos se deben justificar técnicamente e incluirse en el diseño.

La calidad del agua debe ser compatible con el concentrado seleccionado, pero no debe contener inhibidores de corrosión, químicos de separación de emulsiones de tal forma que produzcan resultados adversos en la formación o calidad de la espuma.

El requerimiento de agua y concentrado espumante se deben calcular para el combate al riesgo mayor identificado en un análisis de riesgos, con los círculos de afectación por incendio determinados mediante simulaciones y análisis de consecuencias; tomando en consideración la densidad de aplicación, el proporcionamiento del concentrado y el tiempo de ataque.

Tanque de almacenamiento de concentrado espumante.

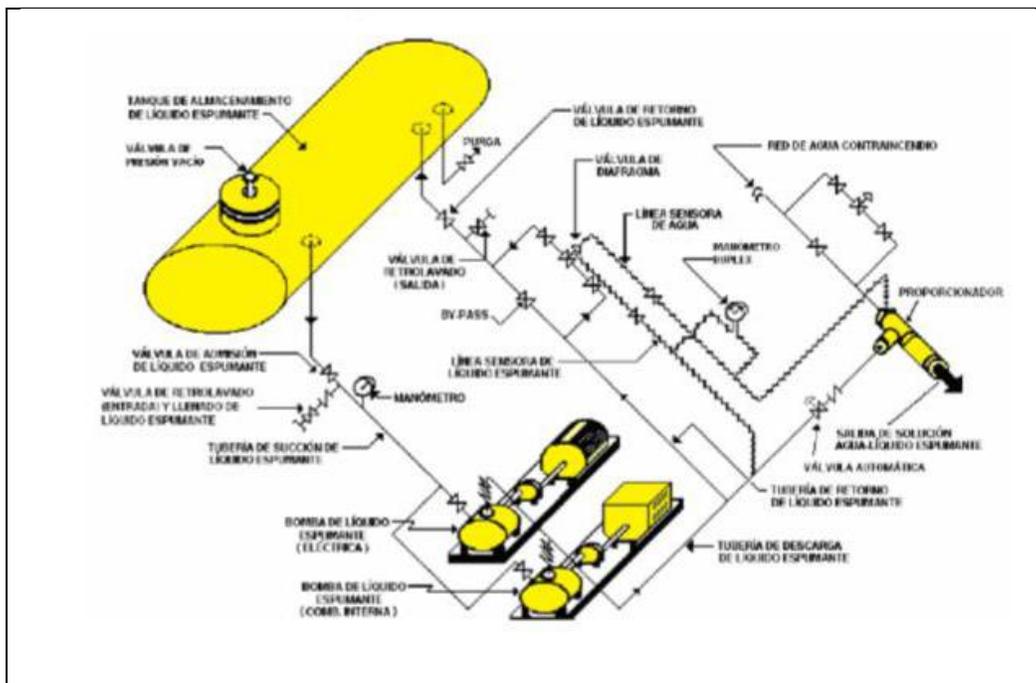
El tanque de concentrado espumante debe diseñarse para almacenar el volumen requerido para el combate al riesgo mayor, conforme a la densidad de aplicación, proporcionamiento y tiempo estimado, el cual debe ser como mínimo de dos horas.

Bombas de concentrado espumante.

La presión nominal mínima de descarga de las bombas principal y redundante (de relevo) de concentrado espumante debe ser de cuando menos 172 kPa (1,76 kg/cm<sup>2</sup>, 25psi) superior a la presión máxima de descarga del agua en el punto de inyección del concentrado de espuma.

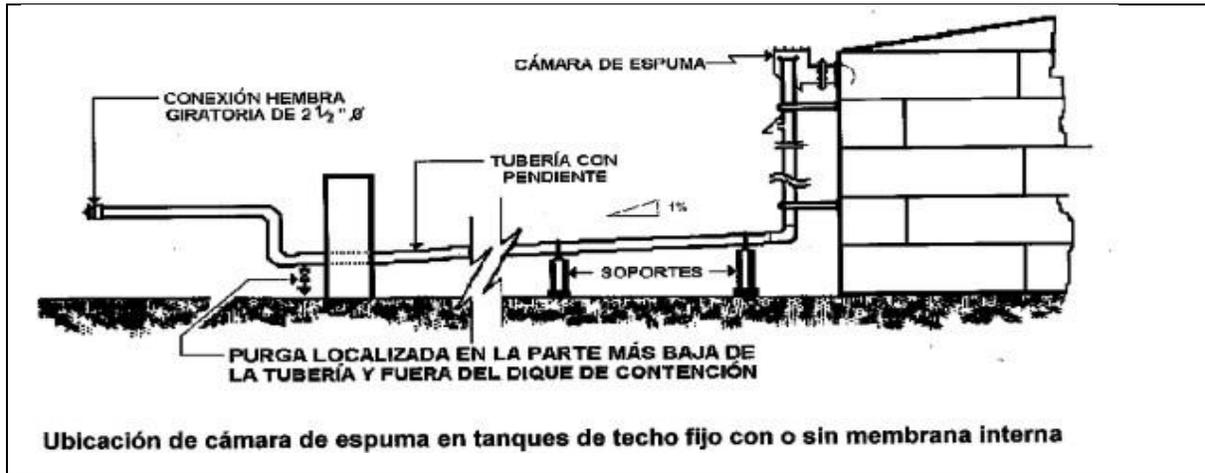
La velocidad de la solución espumante en el punto de descarga no debe ser mayor a 6 m/s (20 pies/s), con excepción para líquidos clase IB cuya velocidad no debe rebasar los 3 m/s (10 pies/s). La presión mínima disponible en el dispositivo de aplicación de espuma debe ser 2,8 kg/cm<sup>2</sup> (40 lb/pulg<sup>2</sup>)

**Figura 28. Sistema de paquete de presión balanceada**

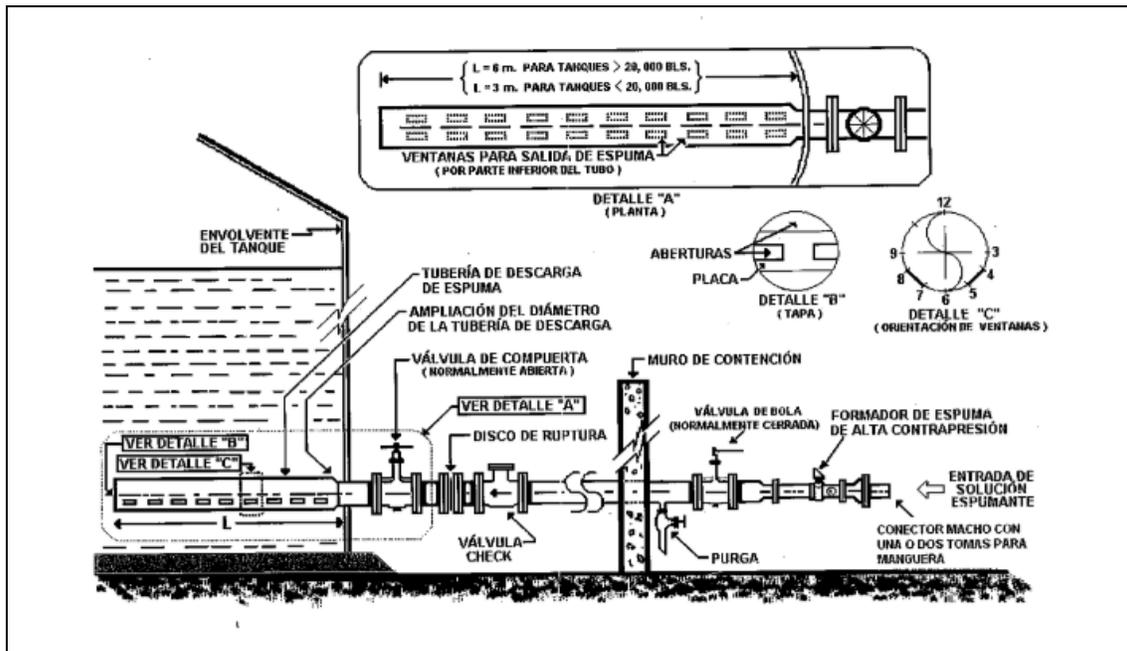


Se deberá incluir inyección superficial y como opción inyección subsuperficial a los tanques de almacenamiento), se deberá incluir un recubrimiento externo e interno adecuado para evitar la corrosión en el mismo tomando en cuenta la normatividad vigente.

**Figura 29. Inyección superficial**



**Figura 30. Inyección superficial**



Sistema de aspersión agua-espuma en área de llenaderas, descargaderas de auto tanques/carrostanques, área de bombas y tanques de almacenamiento.

Sistema de protección a base de agente limpio en cuarto de telecomunicaciones del edificio administrativo.

Letreros de seguridad y extintores portátiles y de carretilla en toda la terminal. Mangueras contra incendio con gabinete.

La terminal deberá contar con un Sistema de Control Contra Incendio el cual tiene como alcance las siguientes áreas operativas:

- Tanques de Almacenamiento.
- Bombas de proceso.
- Llenaderas de Autos tanques o carrostanques.
- Descargaderas de Autos tanques o carrostanques.
- Muelle.
- Sistema de recibo y medición.
- Paquete de Tratamiento Integral de Drenaje Aceitoso.
- Fosa API
- Edificio Administrativo.
- Torre de Control
- Cobertizo Contra incendio.
- Almacén de residuos peligrosos.
- Subestación Eléctrica.
- Caseta de Vigilancia
- Taller de mantenimiento y bodega
- Unidad recuperadora de Vapores

Se debe de incluir un banco de baterías (UPS) para respaldo para un tiempo mínimo de 2 hrs, lo que será detallado en base a las especificaciones y alcances de la ingeniería básica, considerando además de las normas internacionales que apliquen para este equipo.

Los Sistema de control y las UPS´s deben contar con su propio sistema de tierras de acuerdo a las condiciones del fabricante y ser independiente de la red general.

En caso necesario, definir los requerimientos particulares de puntos específicos en la instalación para los sistemas de aspersion de agua contra incendio.

La terminal deberá contar con sistema de aspersion de agua contraincendio el cual tiene como alcance las siguientes áreas operativas:

- Tanques de Almacenamiento (figura 30).
- Bombas de proceso (figura 31).
- Llenaderas de Autos tanques o carrostanques (figura 32).
- Descargaderas de Autos tanques o carrostanques.
- Área de recibo y medición (figura 33).

Figura 31. Figura 15 Sistemas de anillos de enfriamiento en tanques de almacenamiento

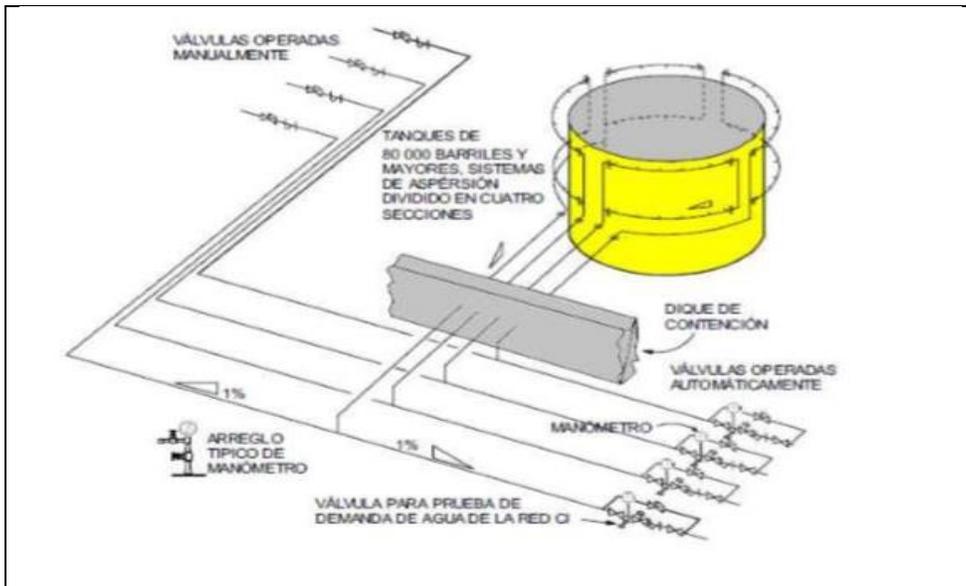
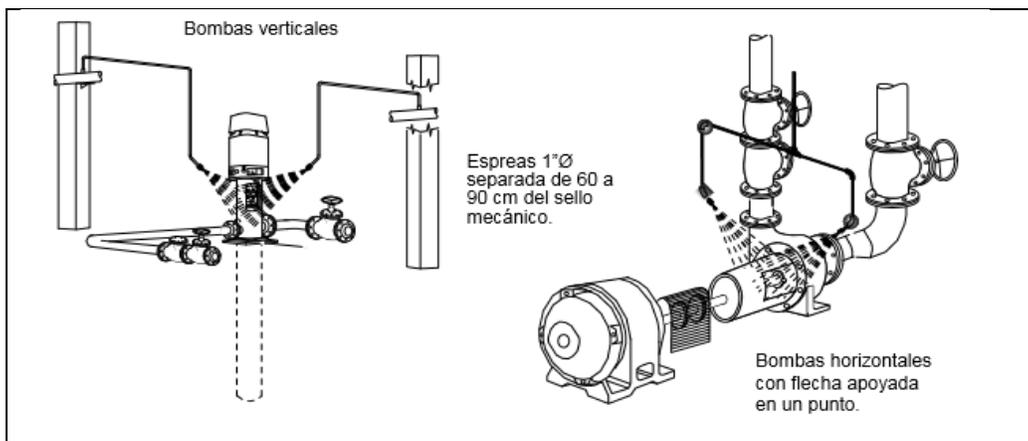
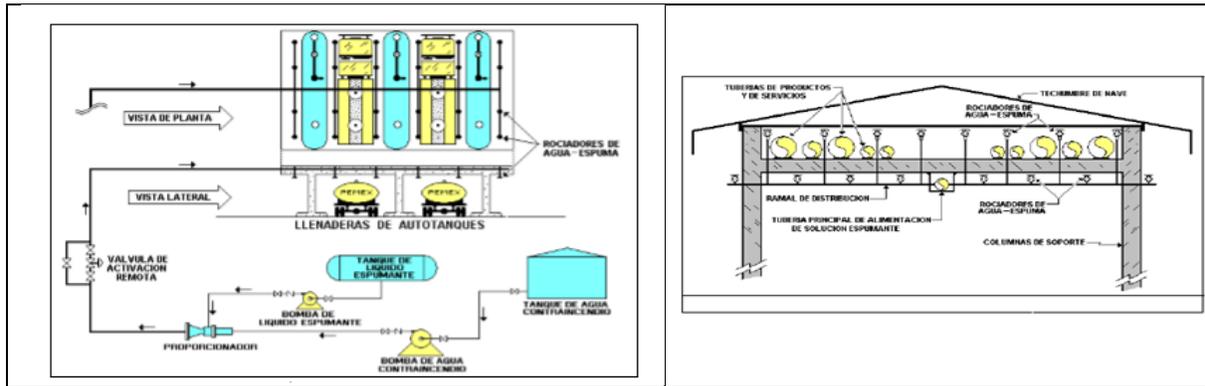


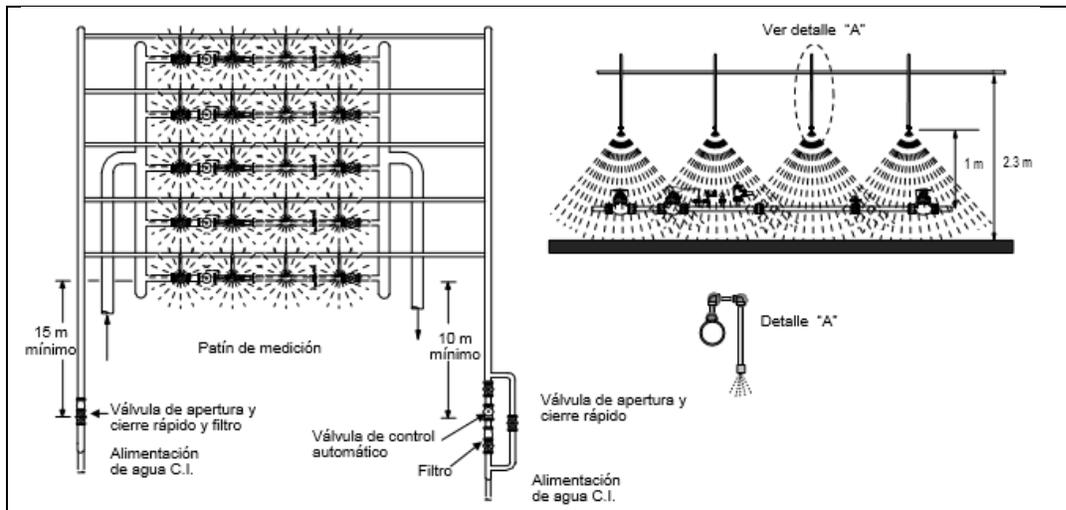
Figura 32. Figura 14 Sistema de aspersión en bombas de proceso



**Figura 33. Sistema de aspersión en llenaderas AT o CT**



**Figura 34. Sistema de aspersión para patines de medición**



La operación del sistema contra incendio se hará en forma manual o automática conforme a la arquitectura típica, para abrir y cerrar válvulas de diluvio, arranque y paro de motores eléctricos, tanto de las bombas de contra incendio como las del equipo de presión balanceada.

### **Estaciones manuales de alarma por fuego en exteriores.**

Se instalarán alarmas sectoriales (semáforos) con color verde, ámbar y rojo, a su vez identificándolos con alarmas de sonido sectoriales incluyendo generador de tonos.

Sistema de paro remoto de bombas y desenergizado de fuerza y C.C.M'S.

### **Requerimientos de detección de fuego, humo, mezclas tóxicas y mezclas explosivas.**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos contar con un sistema de Control Contra Incendio el cual tiene como alcance las siguientes áreas operativas:

- Tanques de Almacenamiento.

- Bombas de proceso.
- Llenaderas de Autos tanques o carrostanques.
- Descargaderas de Autotanque o Carrostanques.
- Muelle.
- Recibo y medición.
- Paquete de Tratamiento Integral de Drenaje Aceitoso.
- Fosa API
- Edificio Administrativo.
- Torre de Control.
- Cobertizo Contra incendio.
- Almacén de residuos peligrosos.
- Subestación Eléctrica.
- Caseta de Vigilancia.
- Taller de mantenimiento y bodega.
- Unidad recuperadora de Vapores.

### **Detección de humo**

Tablero de detección de humo para señales de los dispositivos de detección y alarma en interior de edificios.

Estas estarán instaladas en las siguientes instalaciones:

- Oficinas administrativas generales
- Torre de control
- Caseta de vigilancia
- Subestación eléctrica y CCM
- Oficina de mantenimiento
- Bodega de materiales
- Baños y vestidores generales

### **Detectores de mezclas explosivas**

Instalación de detectores de mezclas explosivas localizados estratégicamente en:

- Llenaderas de auto tanques (solo para Magna y Premium)
- Descargaderas de Autotanque o carrostanques (solo para Magna y Premium)
- Áreas de bombas de proceso (solo para Magna y Premium)
- Área de tanques de almacenamiento de producto (solo para Magna y Premium)
- Muelle, plataforma de operación(solo para Magna y Premium)
- Recibo y medición(solo para Magna y Premium).
- Descarga del paquete integral de tratamiento de aguas aceitosas
- Almacén de residuos peligrosos
- Fosa API
- Oficinas administrativas (en succión de aire acondicionado)

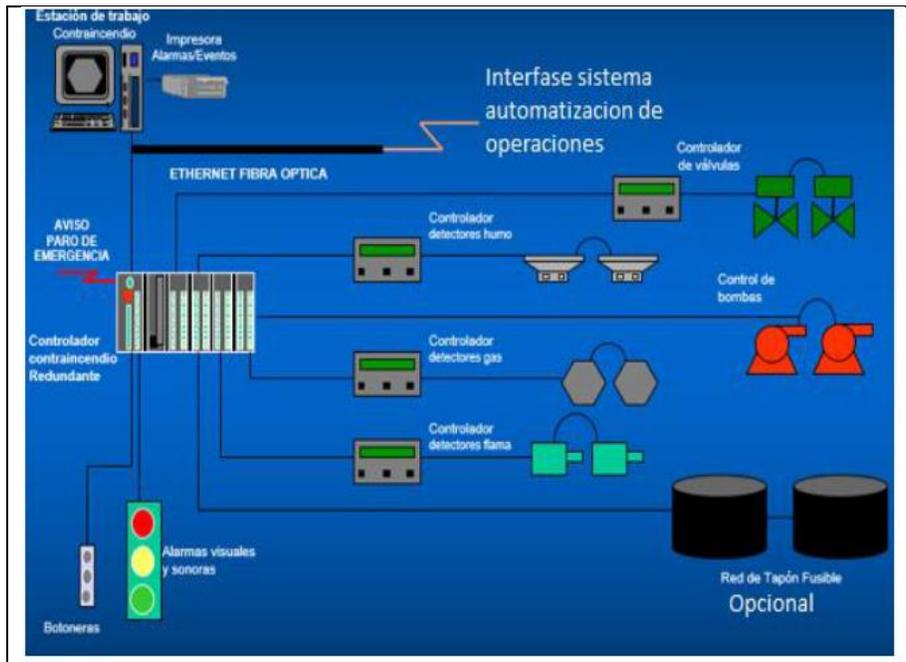
### **Detectores de flama.**

Deben de ser del tipo sensores UV/IR, localizados estratégicamente en:

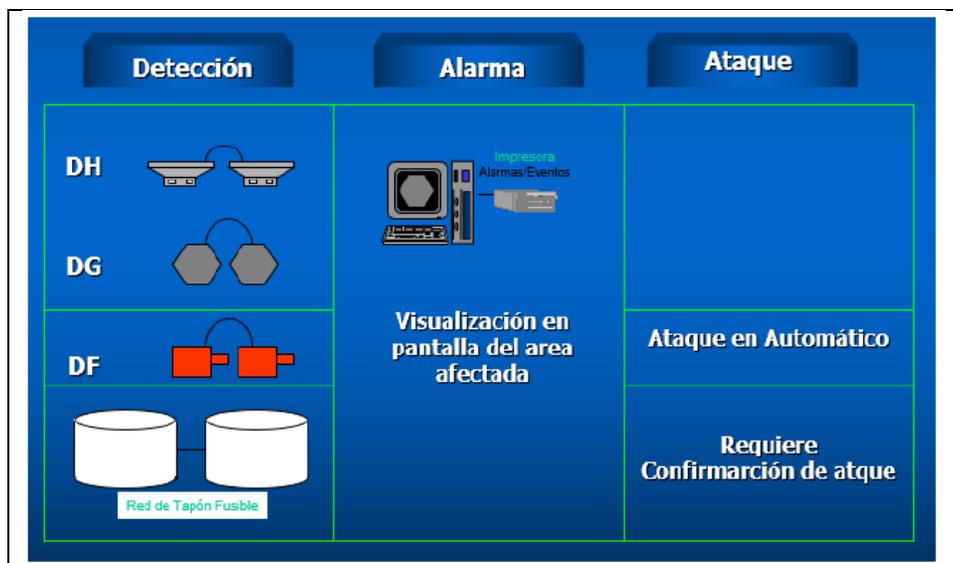
- Llenaderas de autotanques o carrostanques
- Descargaderas de autotanque o carrostanques

- Plataforma de operación muelle.
- Recibo y Medición.
- Áreas de bombas de proceso
- Área de tanques de almacenamiento de producto
- Almacén de residuos peligrosos

**Figura 35. Arquitectura del sistema del sistema contraincendio**



**Figura 36. Arquitectura del sistema de detección de humo, detección de gas, detección de fuego y detección de fuego en tanques por medio de tapón fusible(opcional)**



**Figura 37. Arquitectura de las alarmas visuales, sonoras y botoneras**



**Figura 38. Arquitectura de las alarmas visuales, sonoras y botoneras**

Botoneras		
Botón	Alarma Visual Asociada	Alarma Sonora Asociada
Accidente personal	Luz Ambar	Tono 1
Derrame de hidrocarburos	Luz Ambar	Tono 2
Incendio	Luz Roja	Tono 3

**Requerimientos de protección ambiental.**

Se deben realizar los estudios de impacto ambiental y consecuencias, realizar trámites ante las autoridades ambientales correspondientes, para dar cumplimiento a lo estipulado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección de Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, en particular en la elaboración de los estudios, permisos y autorizaciones de impacto ambiental y riesgo.

En la ingeniería de detalle se debe incluir la localización de detectores de fuego, detectores de mezclas tóxicas y detectores de mezclas explosivas. Asimismo, el diseño del sistema de mitigación de fuego.

**Unidad de recuperación de vapores (URV). - Se debe instalar paquete de recuperación de vapores mismo que debe definir en las bases de diseño e ingeniería básica.**

Los compuestos orgánicos volátiles (COV's) que son emitidos durante la carga de gasolina a los autotanques o carrostanques serán tratados en el sistema de recuperación de vapor utilizando tecnología de adsorción en carbón activado. El sistema de recuperación de vapor está compuesto por un proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA por sus siglas en inglés) que está equipado con dos adsorbentes idénticos de carbón activado. Los dos adsorbentes alternan entre adsorción y regeneración (desorción) a través de válvulas alternantes automáticas.

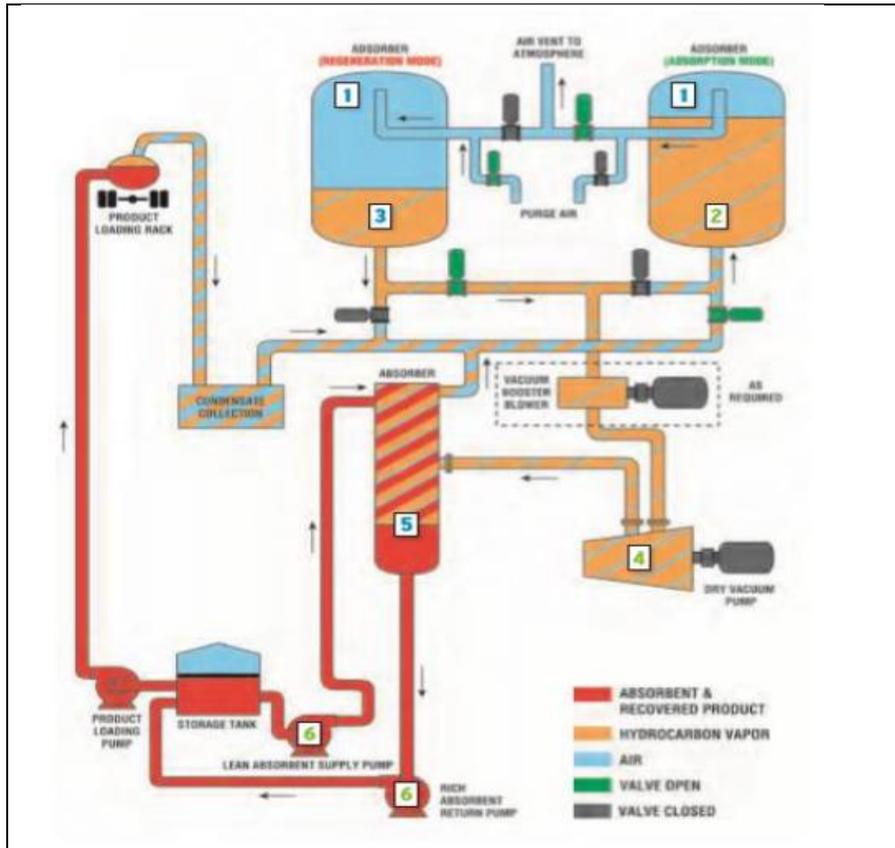
El vapor ventilado resultante de la actividad de carga de los autotanques o carrostanques se ventea a uno de dos absorbedores de carbón. La mezcla hidrocarburos-aire fluye a través del absorbedor donde el carbón activado adsorbe los hidrocarburos. El aire continúa a través del absorbedor y de las aberturas a la atmósfera con un contenido mínimo de hidrocarburos.

Simultáneamente, el segundo absorbedor se regenera fuera de línea usando una bomba de vacío de anillo líquido. La bomba emplea una presión de vacío para la desorción de la mayor parte de los hidrocarburos con el fin de regenerar el adsorbente a una condición en la que se volverá a usar en el siguiente ciclo de adsorción. Con el fin de eliminar los hidrocarburos restantes, es necesario introducir una pequeña cantidad de aire de purga para completar la regeneración. Los vapores ricos en hidrocarburos del absorbedor se mezclan con el fluido de sello de la bomba de vacío y luego se descargan en un separador trifásico que separa el fluido de sello de la bomba, el hidrocarburo condensado y los vapores de hidrocarburo/aire no condensados.

El vapor de hidrocarburo y el condensado fluyen desde el separador a una columna de absorción. Los vapores de hidrocarburo/aire fluyen hacia arriba a través de la columna empacada de absorción y a contracorriente con una corriente fresca de gasolina extraída de la tubería, la cual absorbe la mayor parte de los hidrocarburos restantes. La pequeña cantidad restante de hidrocarburos en el vapor que sale de la parte superior del absorbedor es devuelta al absorbedor de carbón donde se repite todo el proceso. La gasolina líquida enriquecida y el condensado de hidrocarburos son bombeados de nuevo al tanque de almacenamiento de gasolina, causando un cambio mínimo en las características del producto.

El fluido del sello de la bomba es bombeado desde el separador a través de un intercambiador de calor de tubos y coraza de un solo paso, donde es enfriado a través del intercambio de calor con la corriente de gasolina fresca de suministro al absorbedor. El fluido del sello es luego recirculado a la bomba de vacío para su reutilización. El propósito del fluido de sello es proporcionar un sellado adecuado de la bomba, enfriar los sellos mecánicos, eliminar el calor y eliminar el calor latente de condensación de los compuestos orgánicos volátiles (COV's).

**Figura 39 Esquema de una Unidad Recuperadora de Vapores**



1. El URV está equipado con dos recipientes adsorbentes idénticos llenos de carbón activado. Un adsorbedor está en flujo recibiendo vapores en el modo de adsorción mientras que el otro adsorbedor está fuera de corriente en el modo de regeneración. Se proporcionan válvulas de conmutación para alternar automáticamente los adsorbentes entre la adsorción y la regeneración, lo que asegura una capacidad de procesamiento ininterrumpido del vapor. El URV se iniciará automáticamente cuando una operación de carga esté en curso y se apagará en un modo de espera cuando se complete la operación.
2. Durante la adsorción, la mezcla vapor-aire de hidrocarburo de entrada que se va a procesar fluye a través del recipiente de adsorción en flujo. En el adsorbedor, el carbón activado adsorbe el vapor de hidrocarburo y permite que el aire limpio salga del lecho con un contenido mínimo de hidrocarburo.
3. Durante la regeneración, el vapor de hidrocarburo previamente adsorbido se elimina del carbono y se restaura la capacidad del carbono de adsorber el vapor. La regeneración del lecho de carbono se logra con una combinación de altos niveles de vacío y purga de aire. Al final del ciclo de regeneración, el recipiente adsorbente se vuelve a presurizar y luego se coloca de nuevo en corriente.
4. Una bomba de vacío seco (DVP) es la fuente de vacío para la regeneración del carbono. El DVP extrae vapor de hidrocarburo concentrado del lecho de carbono, y descarga directamente en el dispositivo de recuperación, una columna de absorción empacada verticalmente. Para limitar la temperatura del vapor dentro del DVP, el absorbente se hace circular a través de la camisa exterior y se inyecta directamente en la bomba de vacío.

5. En el recipiente de absorción, el vapor de hidrocarburo del DVP fluye hacia arriba a través del empaque, mientras que un líquido de hidrocarburo fluye hacia abajo a través del empaque. Dentro del absorbedor, el vapor se licúa, y el hidrocarburo recuperado se devuelve al depósito de almacenamiento absorbente. Una pequeña corriente de aire y vapor residual sale de la parte superior del absorbedor y se recicla al lecho de carbón encendido para reabsorción.
6. Bomba de suministro absorbente pobre y una bomba de retorno absorbente rica, para hacer circular el absorbente requerido.

### **Separador de aceite tipo "API"**

Fosa API. - fabricación de Fosa API misma que deberá definirse en las bases de diseño e ingeniería básica.

Separador de aceite. - Sistema cuyo propósito es separar las fases aceitosa y acuosa de una corriente que se denomina "emulsión agua hidrocarburo". Básicamente se compone de las siguientes partes:

Válvula de entrada. - Esta válvula sirve para bloquear la llegada de efluentes al separador cuando se efectúan trabajos de mantenimiento o reparación.

Sello hidráulico. - El sello hidráulico es la llegada ahogada de una tubería en un registro de drenaje aceitoso, en este caso se tiene a la llegada del separador y tiene como función impedir el retorno y la propagación de vapores de hidrocarburo hacia otros registros a través de la misma tubería.

Colector de lodos. - Este colector facilita la sedimentación de lodos y arena que son arrastrados por la corriente que llega al separador.

Barrera de tubos. - Esta barrera sirve para retener toda la materia flotante (basura) y para efectuar una mejor separación del agua y los hidrocarburos, ya que al chocar las partículas de estos últimos contra la barrera alcanzan la superficie más rápidamente.

Sección de flotación. - Esta sección da un tiempo de residencia suficiente para permitir que las partículas de hidrocarburo emulsionadas en el agua alcancen la superficie del líquido, lográndose con esto la separación en capas.

Sección de separación. - Esta parte del sistema tiene como finalidad dirigir la capa aceitosa hacia el cárcamo de recuperación y enviar el agua libre de hidrocarburo al cárcamo final. La separación se puede lograr ya sea mediante mamparas de rebosamiento o tubos colectores (media caña).

Cárcamo de recuperación de aceite. - Es la parte del separador en donde se recibe el hidrocarburo para posteriormente ser enviado mediante un equipo de bombeo al tanque de almacenamiento de recuperados.

Cárcamo de agua residual. - Es la parte del separador de aceites donde se recibe el agua una vez separada la capa de hidrocarburo, para posteriormente ser enviada al sistema de tratamiento de agua residual.

Válvula de salida. - Esta válvula permite la salida del agua residual del separador al sistema de tratamiento de agua residual, en caso de contar con descarga hacia el exterior de las instalaciones debe cerrarse (descarga cero hacia el exterior).

### **Principio de Operación.**

El Separador de aceite tipo "API" fue desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo y es una unidad que forma parte de las instalaciones de un sistema de tratamiento primario para las aguas residuales generadas en la industria petrolera.

En esta instalación el aceite libre que se separa y flota en la superficie del agua se retira por decantación y los sólidos finos que son arrastrados en la corriente de agua residual, por ser más densos que el agua, se depositan en el fondo por medio de una sedimentación simple para su posterior retiro con la ayuda de rastras mecánicas, equipo de bombeo del tipo diafragma o neumático, o en forma manual cuando el separador sale de operación para su mantenimiento.

Su función está basada en el aprovechamiento de la diferencia de densidades (gravedad específica) existente entre las fases aceite y agua.

Debido a la poca solubilidad y a la diferencia de densidades, el agua y los aceites o hidrocarburos cuando se ponen en contacto forman dos capas.

La capa superior, formada por los aceites o hidrocarburos, flota sobre la superficie del agua debido a que éstos son más ligeros que la fase acuosa, propiedad que se aprovecha para separarlos.

La mezcla de agua y aceites o hidrocarburos descarga directamente al colector de lodos en donde se deposita la mayor parte de los sólidos en suspensión.

En seguida pasa a la zona de flotación a través de la barrera de tubos espumadores; esta sección debe dimensionarse de tal manera que las partículas aceitosas o de hidrocarburos tengan un tiempo de residencia suficiente para su completa separación del agua, a fin de que se formen las dos capas.

La capa superior aceitosa o de hidrocarburos se separa del agua por medio de una mampara de rebosamiento o un tubo colector (media caña) acumulándose en el cárcamo de recuperación, de donde se descarga con un equipo de bombeo hacia un tanque de almacenamiento de producto recuperado.

El tubo colector debe contar con un mecanismo que permita girarlo manualmente a la posición deseada para efectuar la recuperación de aceite o hidrocarburo.

Por su parte, el agua libre de hidrocarburos fluye por el claro inferior de la mampara de rebosamiento hacia el cárcamo de salida y de ahí al sistema de tratamiento de agua residual.

En el separador se deben aportar solo los efluentes del drenaje aceitoso, razón por la cual queda estrictamente prohibido los drenajes mixtos, ya que en éstos existe el riesgo de descargar accidentalmente hidrocarburos hacia el exterior de las instalaciones.

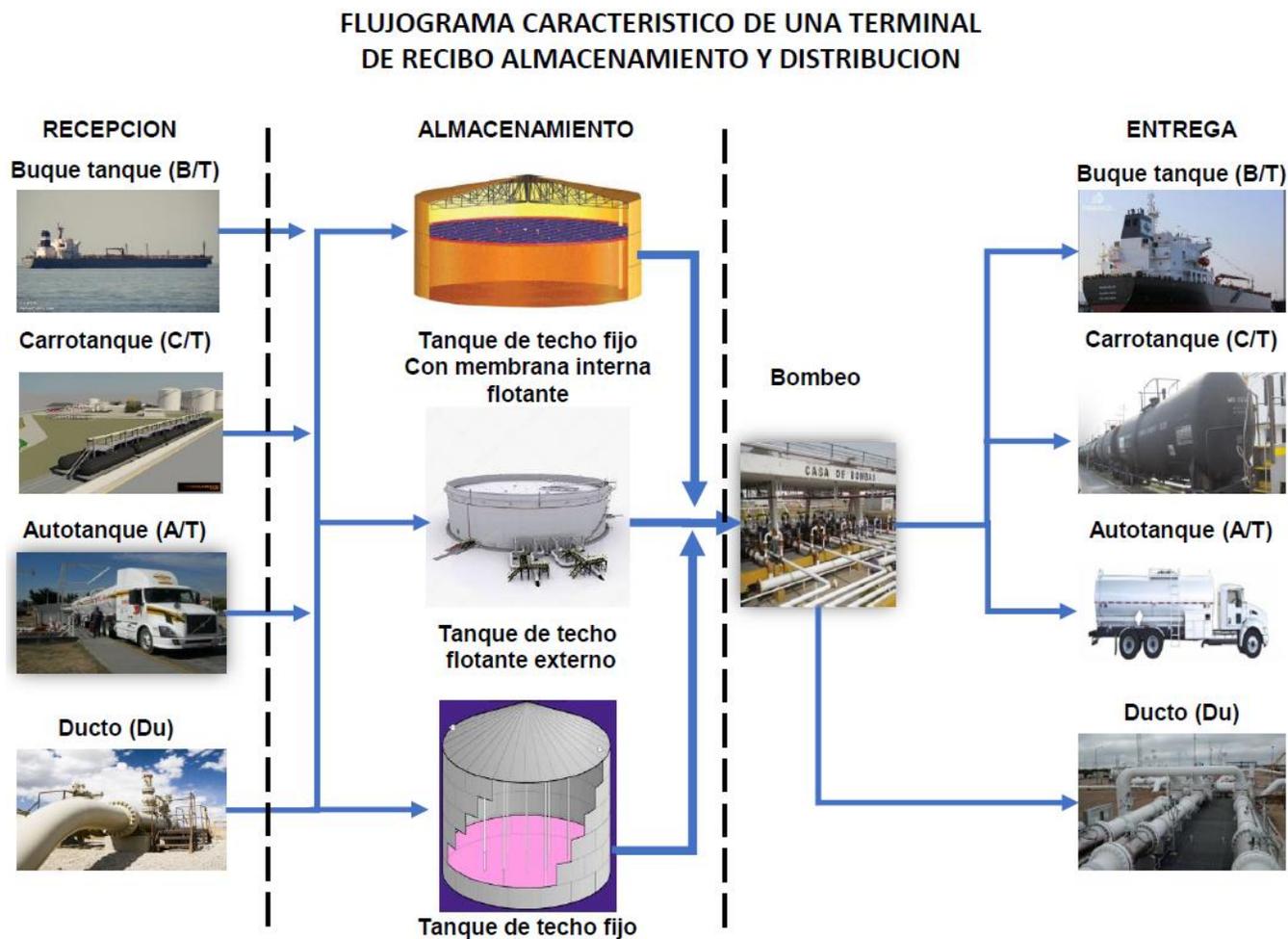
**Almacén de residuos peligrosos. - Se construirá un recinto para guardar los residuos peligrosos que se generen en la Terminal.**

Se instalarán detectores de fuego, alarmas audibles y visibles y estaciones manuales de alarma.

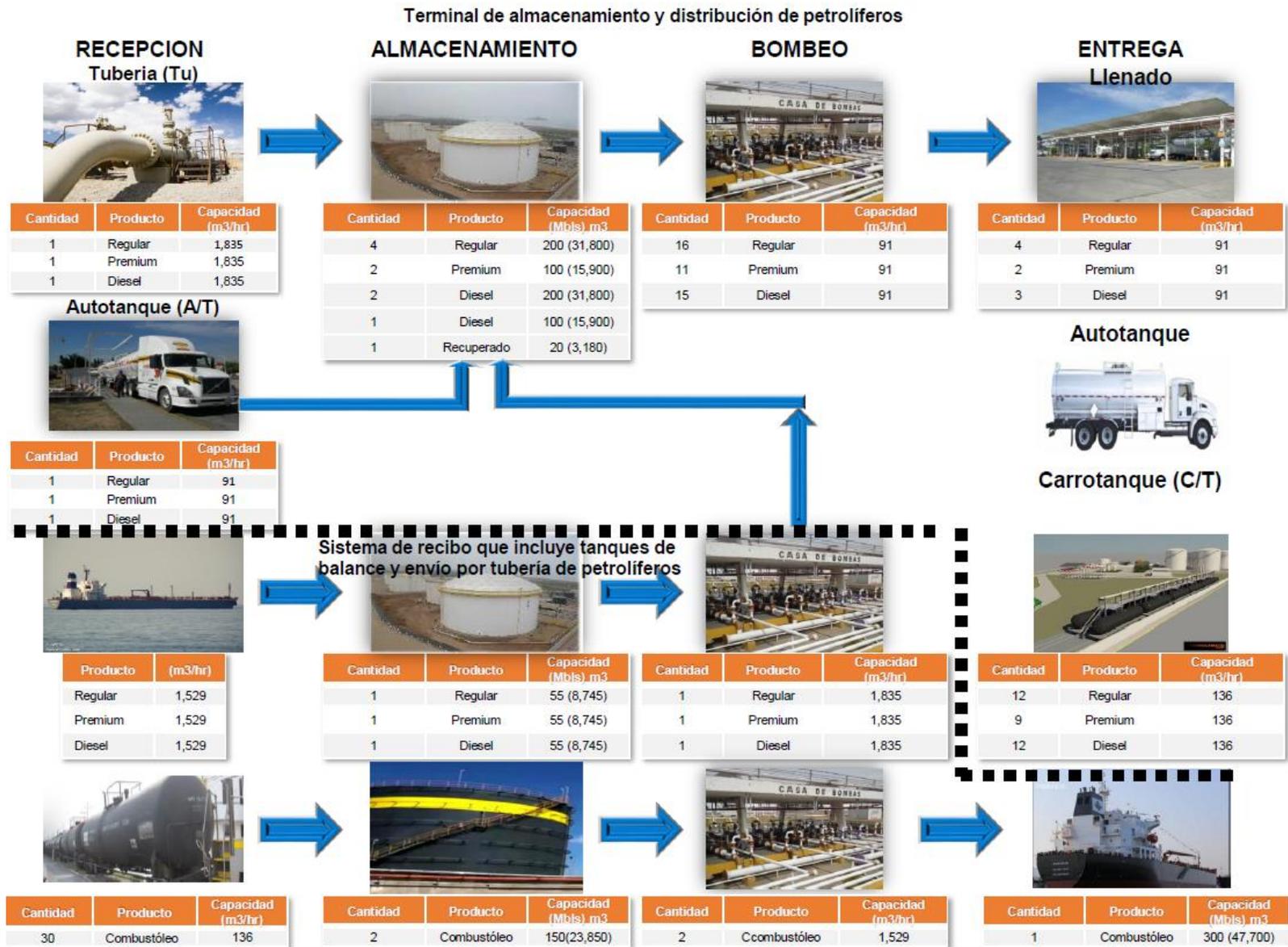
- Mobiliario de material reciclado para oficinas y contenedores para basura en el patio.
- Planta de tratamiento integral para aguas residuales aceitosas, sanitarias y de servicios para reutilización de agua para riego de áreas verdes y lavado de patios, descarga cero.
- Luminarias perimetrales a base de celda solar, luminarias en zona operativas con fotocelda.
- Climas para oficinas integrales.
- Sistemas de captación y tratamiento de agua de lluvia para su reutilización.
- Instalación de dispositivos de ahorro de agua, en áreas de servicios
- Área de triturado de papel
- Proyecto de instalación y mantenimiento de Franja arbolada alrededor de la instalación con árboles frutales o maderables de la región.

### I.5 DESCRIPCION DETALLADA DEL PROCESO

En las siguientes figuras se muestra un diagrama de bloques con los principales procesos involucrados.



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**



### **I.5.1 Recepción del Producto.**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos cuenta con un sistema de instrumentación y control confiable que permite realizar las operaciones en forma segura al recibo, almacenamiento y distribución los productos petrolíferos.

Las instalaciones estarán conformadas por:

-La terminal de almacenamiento y distribución de Petrolíferos tendrá una capacidad de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles.).

-El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería con capacidad de 73,935 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles).

-Sistema de envío y medición por tubería de 8 pulgadas de diámetro y 7,000 metros de longitud

Las instalaciones de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos de están constituidas por las siguientes zonas:

- 1) Zona de Recepción
- 2) Zona de Almacenamiento
- 3) Zona de Entrega

El monitoreo en tiempo real de las condiciones operativas y de seguridad de la terminal se realiza en todas las etapas del proceso a través del sistema automático de control de operaciones.

I.-Recibo de producto por buquetanque/autotanque/carrotanque. -

El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, recibirá por buquetanque (Regular, Premium, diésel) y por carrotanque combustóleo pesado.

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos recibirá por tubería y pasará por un patín de recibo y medición.

Tiene considerado una descargadera de autotanque para los producto regular, premium, diésel con capacidad de 91 m<sup>3</sup>/hr (400 gpm).

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

En el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos; Una vez atracado, amarrado, puesta la escala marina, ingresado las autoridades portuarias, incluyendo aduana y retirados estos dando la autorización de inicio de operaciones, el personal operativo del centro de trabajo junto con el primer oficial del buque, proceden a medir los tanques (aforos) y toman muestra del producto en cada uno de sus tanques para su análisis de calidad correspondiente.

Del resultado a satisfacción del cliente se acuerda dar inicio a la descarga conforme al plan de descarga establecido por el capitán del buque.

Todos los productos serán descargados hacia tanques verticales de almacenamiento del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos y direccionados al tanque correspondiente al producto que se recibe.

Durante esta etapa se miden y controlan las operaciones de descarga de productos en el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos a través del sistema automático de control de las operaciones.

En la plataforma de operación del muelle estará conformado por tres brazos de carga marino de 12 pulgadas de diámetro, mismos que serán accionados a través de un sistema hidráulico de fuerza por un tablero local.

Durante el proceso de descarga del buquetanque, la comunicación entre este y la terminal se hará por radio VHF como principal medio y por teléfono interno como segundo medio de comunicación, una vez iniciada la descarga de este.

Para el recibo de combustóleo pesado por carrotanques en las instalaciones del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se hará de la siguiente secuencia:

La locomotora de la empresa ferroviaria acomoda en una vía principal dentro de las instalaciones todos los carrotanques llenos de combustóleo.

Personal operativo revisa la documentación de origen, verifica y compara con el numero de TAG de cada equipo además de su origen y destino.

Personal operativo instruye a personal de la locomotora que acomode los carrotanques en las posiciones de descarga.

Personal operativo, revisa sellos de seguridad, procede a muestrear aleatoriamente el producto.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Si el producto está a satisfacción del cliente en calidad y cantidad, el responsable operativo de la terminal autoriza la descarga del lote de carrotanques cuyo régimen de descarga será de 136 m<sup>3</sup>/hr a una presión de 294 Kpa.

La comunicación entre el responsable de la descarga de los carrotanques y la torre de control será vía radio UHF como medio principal y por teléfono interno como medio alternativo.

Terminado el proceso de descarga personal operativo deberá documentar y ordenar su acomodo de las unidades en la vía principal de salida para que la empresa ferroviaria los retire en tiempo y forma.

Cada uno de los tanques verticales para los productos regular, premium, diésel se recibirá a flujos máximos desde el buquetanque a razón de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>), con líneas independientes desde la plataforma de operación del muelle tipo marginal, pasando por el patín de recibo y medición (figura 1a, figura 1b y figura 1c.) cuya presión y gasto será regulado por la instrumentación hacia los tanques de almacenamiento en un rango de 118 a 148 kPa. (1.2 a 1.5 kg/cm<sup>2</sup>).

El control de los inventarios de productos almacenados será monitoreado por un subsistema de tele medición que será capaz de cuantificar las entradas, existencia y salidas de los productos tanto al natural como corregidos a 20°C, este subsistema estará integrado al sistema de automatización de la terminal para control de inventario y generación de reportes y estadísticas. La instrumentación y unidad de control local se alimentarán en 220/127 VAC.

El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se realizará en 05 tanques de tipo vertical cúpula fija con membrana interna flotante, cuya capacidad nominal es de 73,935 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles). consistente en : 01 TV de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles), para gasolina regular, 01 TV de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina premium, 01 TV de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para diésel, haciendo una capacidad total de 26,235 m<sup>3</sup> (165 miles de barriles) en gasolinas y diésel además de , 02 TV de 23,859 (150 miles de barriles) cada uno para combustóleo pesado, cuya capacidad total será de 47,700 (300 miles de barriles) nominales.

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos tendrá una capacidad de almacenamiento de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles). Consistente en 10 tanques de almacenamiento tipo vertical: 04 TV de 31,800 m<sup>3</sup>(200 miles de barriles) para gasolina regular, 02 TV de 15,900 m<sup>3</sup> (100 miles de barriles) para gasolina premium, 02 TV de 31,800 m<sup>3</sup> (200 miles de barriles) para diésel, 01 TV de 15,900 (100 miles de barriles) para diésel y 01 TV de 3,180 m<sup>3</sup> (20 miles de barriles) para Recuperados.

Los tanques de Almacenamiento de productos gasolinas y diésel contara con un subsistema de medición y monitoreo de nivel e inventarios, agua, producto y temperatura, dispositivo para purga, entrada hombre superior e inferior y otras boquillas con bridas, válvula de presión – vacío con arrestador de flama, venteo de emergencia, sensor de sobrellenado y alarma

sonora y visual, boquillas de medición manual y automática, Cámara de espuma e inyección sub-superficial, Escalera y plataforma de acero, venteos de sobrellenado y respiraderos de techo si cuenta con membrana interna flotante, Bridas de conexión del sistema de alivio de presión por temperatura, registro de purga o drenado, conexión a tierra física.

El sistema de medición para gasolinas y diésel permite visualizar en forma local y remota el nivel de producto del tanque, nivel de agua, temperatura del producto a fin de llevar el control de las entradas, inventario y salidas.

Para en caso de los tanques de combustóleo pesado el medidor de nivel será de tipo radar y estos no contarán en su interior membrana interna.

El sistema almacena la información y permite elaborar el balance físico de producto al natural y corregidos por temperatura a 20°C

#### **Llenado de autotanques/carrotanques/buquetanque. -**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos en su proceso de llenado de autotanques será realizado y controlado por una unidad de control local (UCL). Cada posición de llenado cuenta con un patín de medición de producto, un sistema permisivo de puesta a tierra de los autotanques, medidor de temperatura tipo RTD, un medidor de flujo tipo turbina de rango de 60 a 600 gpm, válvula electrohidráulica operada por solenoides, brazo de carga para sistema de llenado por el fondo y manguera de conexión del sistema de recuperación de vapores de los autotanques.

La presión máxima de llenado será de 148 kPa. (1.5 kg/cm<sup>2</sup>) a razón de 91 m<sup>3</sup>/hr (400 gpm) y una velocidad de entrada máxima de 1 m/seg.

09 posiciones de llenado de autotanques, con capacidad de llenado de 91 m<sup>3</sup>/hr. (400 gpm) cada una:

04 para gasolina regular, 02 para gasolina premium, 03 para diésel.

33 posiciones de llenado de carrotanques, con capacidad de llenado de 136 m<sup>3</sup>/hr (600 gpm) cada una:

12 para gasolina regular, 09 para gasolina premium, 12 para diésel.

01 posición de entrega de Combustóleo Pesado para Buquetanque en la plataforma de operación del muelle marginal a un flujo máximo de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>).

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Los instrumentos y la unidad de control local se alimentarán a 220/127 VCA

La UCL contará con un paro de emergencia para que en forma local sea accionado por algún evento no deseado y estará integrado todo el tren de medición al sistema automático de control de la terminal

El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, contara con un sistema de llenado de buquetanque y este será controlado desde la salidas del tanque de combustóleo, pasara por las tubería a la succión de las bombas rotativas y descargara a una tubería que sale desde las instalaciones hasta el muelle tipo marginal, llegando al patín de recibo y medición de combustóleo (figura 4 c) y conectándose al buquetanque por medio de brazos de carga marino específico para el producto de 12 pulgadas de diámetro.

La posición de entrega de Combustóleo Pesado para Buquetanque en la plataforma de operación del muelle marginal debe de diseñarse para manejar flujos a razón de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>).

Para el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos:

01 equipos de bombeo principal y 01 de relevo para en vio de gasolinas y diésel desde el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, hasta la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos con capacidad de 1,835 m<sup>3</sup>/hr (11,540 bls/hr) y presión de descarga de 980 kPa. (10 kg/cm<sup>2</sup>) a verificar por el cálculo de la ingeniería básica extendida.

04 equipos de bombeo principales y 04 de relevos para la posición de entrega de combustóleo pesado para buquetanque en la plataforma de operación del muelle marginal a razón de 1,529 m<sup>3</sup>/hr (9,615 bls/hr) y presión de 686 kPa. (7 kg/cm<sup>2</sup>).

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

El voltaje de alimentación para los motores será de 480 VCA trifásico 60 Hz. La comunicación será desde la UCL hacia un Programador Lógico Controlable (PLC), este a su vez al módulo de interfases y por último al arrancador del motor correspondiente a cada posición de llenado y producto a cargar por autotanque, mismo que estarán ubicados en el

Centro de Control de Motores continuo a la casa de bombas.

### **Descargaderas de producto autotanque/carrotanque. -**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos contará con descargadera de autotanque dentro de la nave de llenado para los productos regular, premium y diésel, donde serán recibidos desde el autotanque a través de un conector API con manguera flexible hacia la succión de la bomba que es parte del patín de descarga de ahí estará conectado a la tubería de entrada al tanque de almacenamiento que corresponda.

01 posición de descarga para producto regular, premium y diésel y estará integrado todo el tren de medición al sistema automático de control de la terminal.

El volumen descargado por equipo de bombeo a razón de 91 m<sup>3</sup>/hr (400 gpm) a una presión de descarga máxima de 394 kPa (4 kg/cm<sup>2</sup>).

El sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos contara con descargaderas de carrotanques para combustóleo pesado, serán recibidos desde el carrotanque a través de un conector API con manguera flexible hacia la succión de la bomba rotativa que es parte del patín de descarga de ahí estará conectado a la tubería de entrada al tanque de almacenamiento que corresponda.

30 posiciones de descarga por carrotanques para combustóleo pesado, con capacidad de llenado de 136 m<sup>3</sup>/hr a una presión de 294 Kpa. cada una.

Las operaciones de descarga de petrolíferos serán monitoreadas por una Unidad de Control Local (UCL) que se comunicara en tiempo real con el sistema automático de control de las operaciones de la terminal, además de las variables de presión, flujo y temperatura. Esta información la proporcionaran los instrumentos primarios que conforman dicho patín.

### **Control de Acceso Vehicular. -**

Las entradas y salidas de vehículos a la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos serán a través de un subsistema de control de acceso capaz de permitir el ingreso a las instalaciones y salidas de estas para autotanques de los clientes que deseen retirar productos, autotanques para descarga de gasolinas y diésel, vehículos propios o de terceros (figura 7).

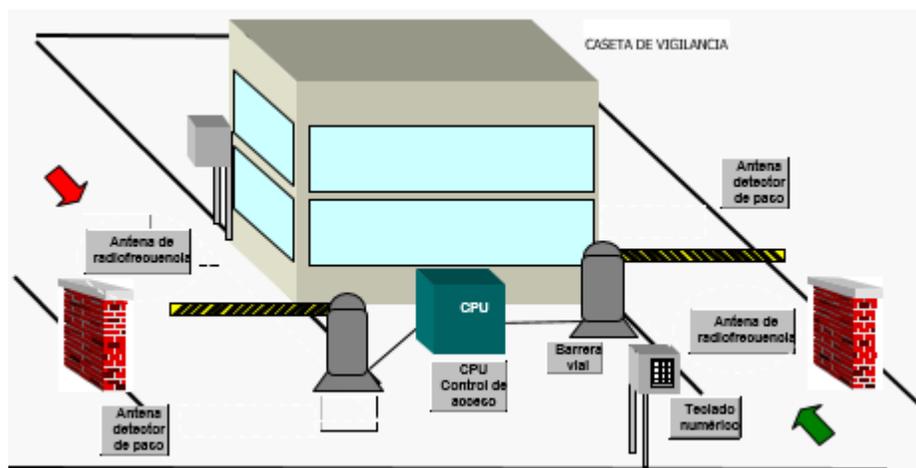
El control de acceso/salida para la terminal estará conformado de dos barreras viales, antenas receptoras en la entrada/salida de la terminal, detectores de paso de vehículo y dos teclados alfanuméricos los cuales en conjunto operarán de la siguiente manera:

1.- Para los autotanques y vehículos de apoyo, el acceso/salida de la terminal será validado por el sistema a través del transponder (identificador) ubicado en cada vehículo. El

transponder al ser sentido por la antena receptora causará que el sistema registre la identificación del vehículo, y en caso de tratarse de una transacción autorizada para entrar/salir, actuará la barrera vial correspondiente permitiendo así la entrada/salida a la terminal.

2.- Los operadores de autotanques y choferes de vehículos de apoyo, deberán solicitar en la Torre de Control el número de operación correspondiente para poder ingresar a la terminal. Este número es generado por el sistema administrativo de la terminal. Una vez que se haya asignado este número, el operador se dirigirá a la puerta de entrada/salida y en el teclado numérico introducirá su número de operación, si este número es válido la luz verde del teclado se prenderá y la barrera vial se activará; en caso contrario se encenderá la luz roja y no se permitirá la entrada/salida.

**Figura 40. Sistema de control de acceso y salida de vehículos**



**DESCRIPCION GRAL DEL SISTEMA DE ENVIO, TRANSPORTE Y RECIBO Y MEDION DE LOS PRODUCTOS REGULAR, PREMIUM, DIESEL DE LA TERMINAL MARITIMA A LA TERMINAL TERRESTRE DEL PROYECTO PIBSA LAZARO CARDENAS.**

**Descripción del sistema**

Para el ducto de 8 pulgadas de diámetro por 7,000 metros de longitud que su origen es desde el sistema de bombeo, patín de envío y medición que se ubica en la zona 2 del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos y concluye en el patín de recibo y medición zona 5 de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos.

Se contara con las siguientes instalaciones:

**Terminal Terrestre.**

Tanque de almacenamiento

02 equipos de bombeo (01 principal, 01 de relevo) para gasolinas y diésel  
01 sistema de envío y medición de petrolíferos  
01 trampa de envío de diablos (TED).  
01 junta de aislamiento en interfase ducto superficial, ducto enterrado.

#### **Derecho de vía Terminal Terrestre a Terminal Marítima**

-Ducto enterrado sobre el trazo del derecho de vía.  
01 válvula de seccionamiento antes de cruce el río.  
-Cruce del ducto por el lecho del río Balsas en el puente abatible.  
01 válvula de seccionamiento después del cruce del río  
02 junta de aislamiento en interfase ducto superficial, ducto enterrado antes y después de cruce del río.  
Mojoneras.  
Señalamientos restrictivos.  
Sistema de protección Catódica.

#### **Terminal Marítima.**

-01 junta de aislamiento en interfase ducto enterrado, ducto superficial.  
-01 trampa de recibo de diablos (TRD).  
-01 sistema de recibo y medición de petrolíferos.  
-Tanques de almacenamiento

#### **Operación**

El medio principal de recibo de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos será por tubería. La Terminal recibirá por este medio de transporte los tres productos, con las condiciones de diseño en las variables de presión, densidad, flujo y temperatura, que defina el Diseño del sistema de bombeo el patín de recibo y medición, saliendo del cabezal de recibo a una presión máxima de 294.2 kPa (3 kg/cm<sup>2</sup>) y temperatura ambiente, llevándose a cabo la cuantificación del volumen y determinación de la calidad del producto para efectos de transferencia de custodia, para ser recibido en los tanques verticales de almacenamiento, cumpliendo en todo momento con lo indicado en la NOM-EM-003-ASEA-2016, Ley Federal sobre Metrología y Normalización, Ley de Hidrocarburos, Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, así como las recomendaciones de la OIML R 117 "Measuring Systems Other Than Water".

El diseño de las tuberías de conducción, especificación de materiales, soldadura, construcción, pruebas no destructivas y las pruebas de hermeticidad de la Terminal de Almacenamiento y Distribución de Petrolíferos, cumplirá con las especificaciones establecidas en las normas NOM-EM003-ASEA-2016, ANSI/ASME B31.3 y ANSI/ASME B36.10, aplicable en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona entrega.

La capacidad de diseño total de despacho por producto en tres turnos será el siguiente (por confirmas por la especialidad en la ingeniería de detalle):

**Tabla 15. Capacidad de diseño total de despacho por producto**

<b>Nº de posición</b>	<b>Producto</b>	<b>Gasto (m3/hr)</b>	<b>Presión (kpascal)</b>	<b>Capacidad de diseño total de despacho</b>
01	Regular	1,590	1,470	38160 m3 /día
01	Premium	1,590	1,470	38160 m3 /día
01	diésel	1,590	1,470	38160 m3 /día

Los tres productos (regular, premium y diésel) se podrán transportar por el mismo ducto a través lotes y programas de bombeo hacia la Terminal Terrestre.

El sistema de lotificación funciona siempre con la lógica y secuencia siguiente:

- a). - Bombeo de gasolina regular, bombeo de diésel, bombeo de premium, bombeo de diésel.
- b). - Bombeo de gasolina premium, bombeo de diésel, bombeo de regular, bombeo de diésel.
- c). - Bombeo de diésel, bombeo de premium, bombeo de diésel bombeo de regular.

Es decir, siempre cuidando que entre lotes de gasolinas invariablemente debe estar el diésel.

La comunicación entre el personal de bombeo zona 5 y del personal de recibo zona dos será vía radio VHF como medio principal y por teléfono como medio alternativo.

El sistema SCADA del ducto tendrá comunicación puntual en tiempo real y se podrán ver en cada terminal de los operadores las condiciones de Presión, Densidad, Flujo y Temperatura, así con los niveles de los tanques al envío como al recibo.

Cada operador también puede ver y actuar en forma remota las válvulas motorizadas a pie de dique, maniful de succión y descarga de bombas para que en cualquier momento que se requiera el cambio del tanque o de lote, este se pueda realizar desde su estación de trabajo.

**Válvula de Compuerta de Doble Expansión de paso completo.**

Está fabricada de acuerdo con la Norma de Diseño API-6D. Acero al carbón fundido de acuerdo con especificación ASTM A216 grados WCB, WCC.

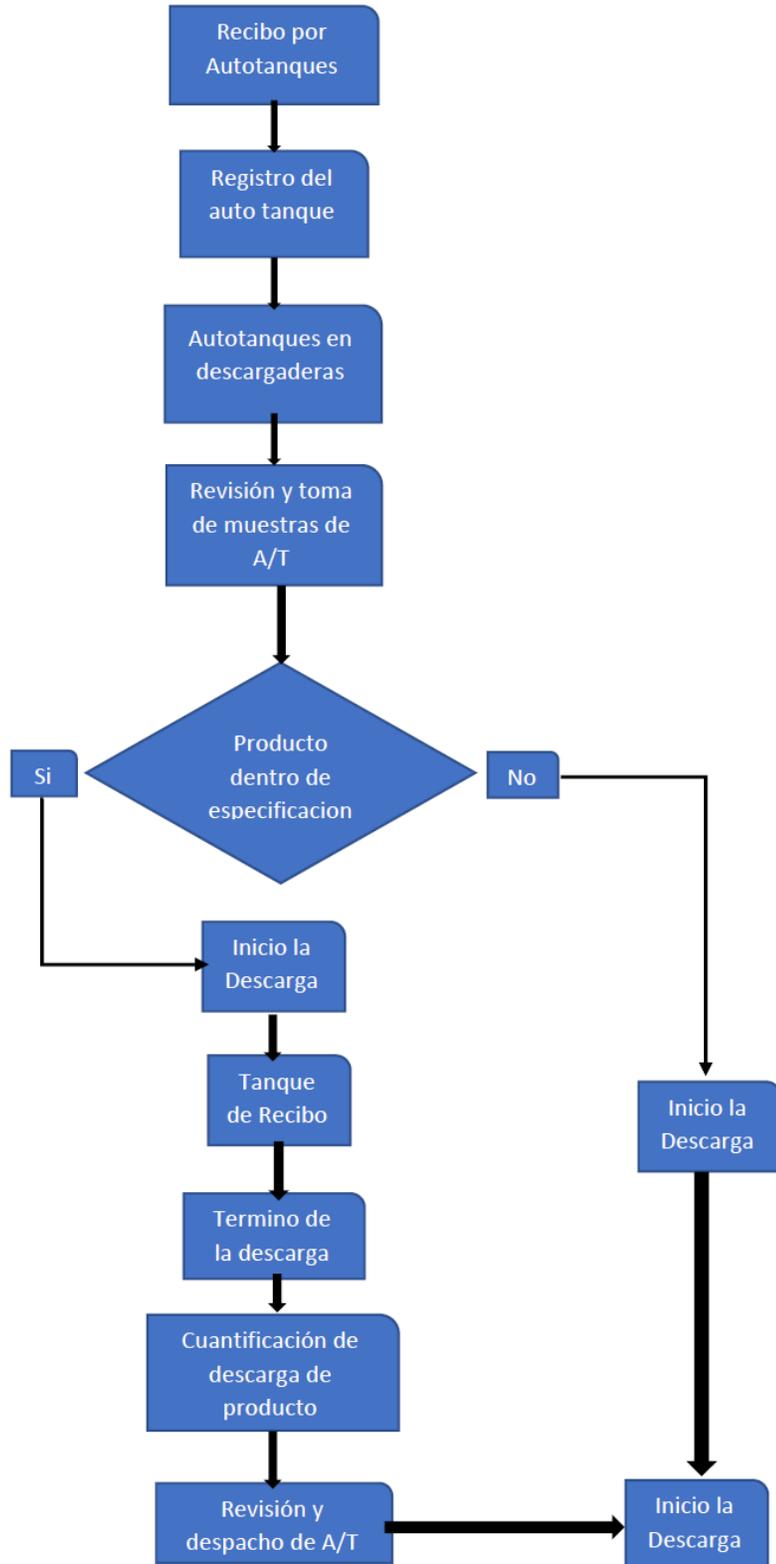
Diseño de acuerdo a la norma API-6D así como la Norma ISO 14313 y en cumplimiento con la Normativa de NRF-211-PEMEX "Válvulas de Compuerta y Bola en Líneas de Transporte de Hidrocarburos".

**Figura 41. Válvula de Compuerta de Doble Expansión de paso completo clase 300 #.**

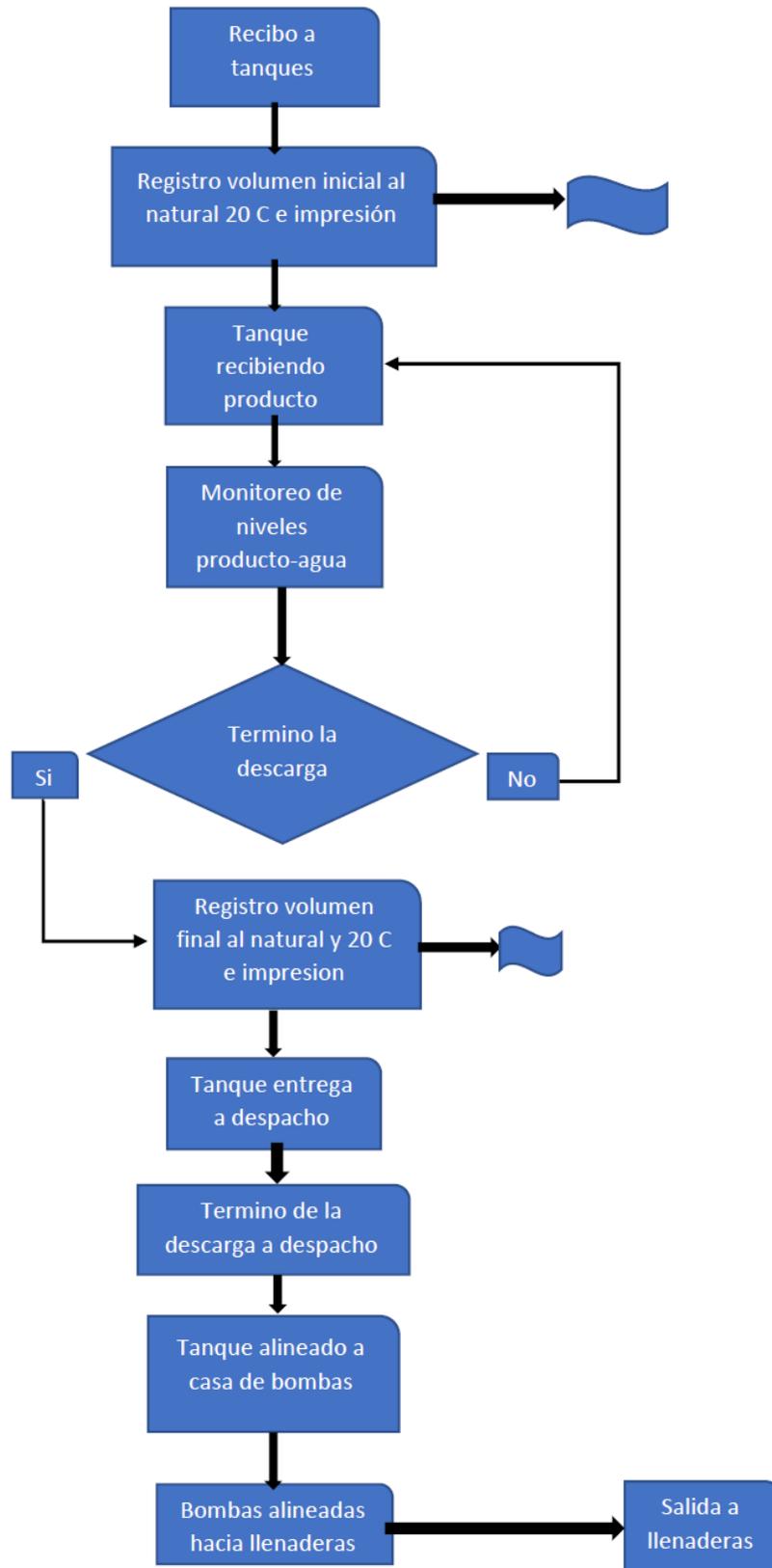


A continuación se presentan los diagramas de bloques de las diferentes operaciones que se llevarán a cabo en PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas

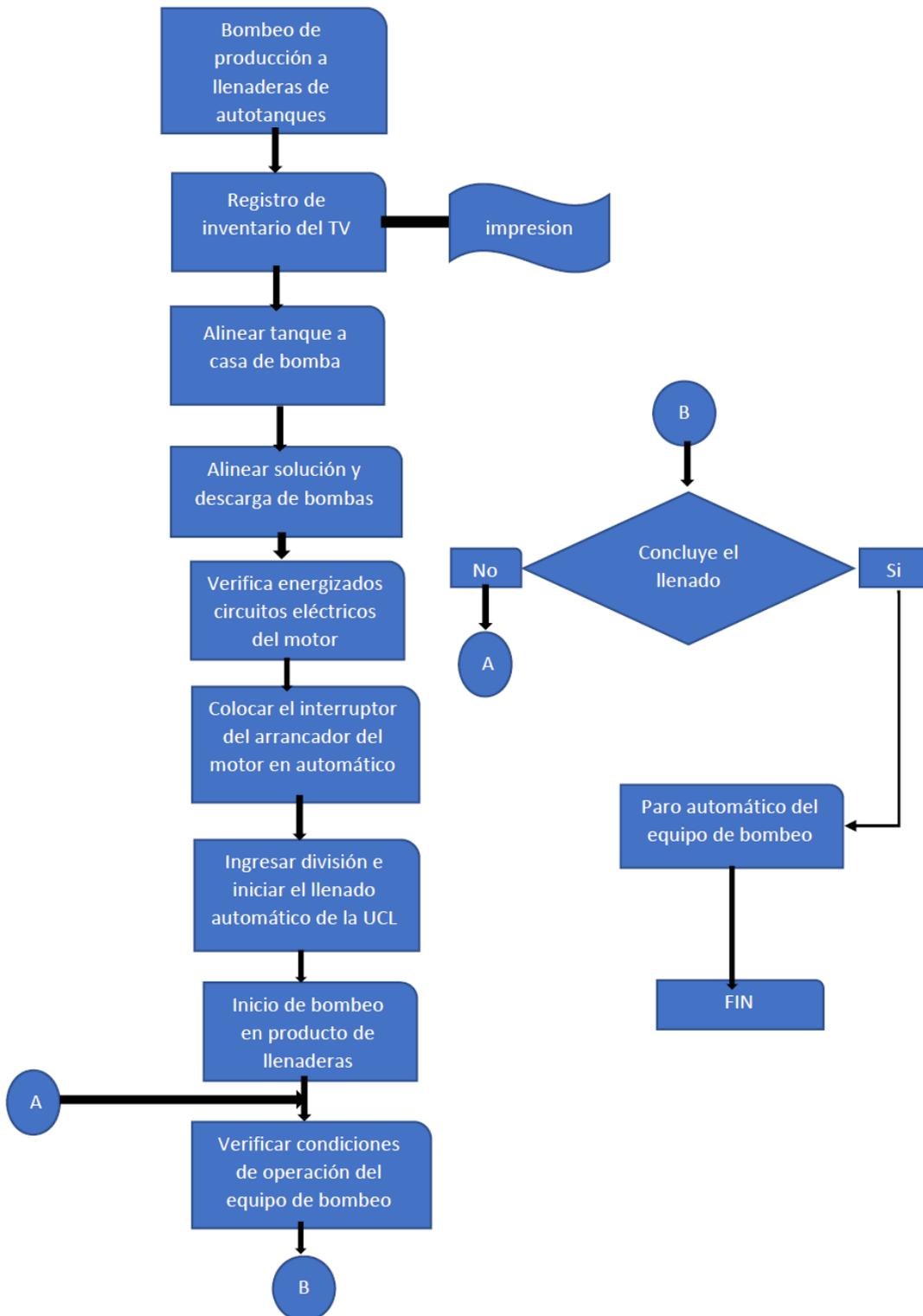
**Recibo producto por autotanque**



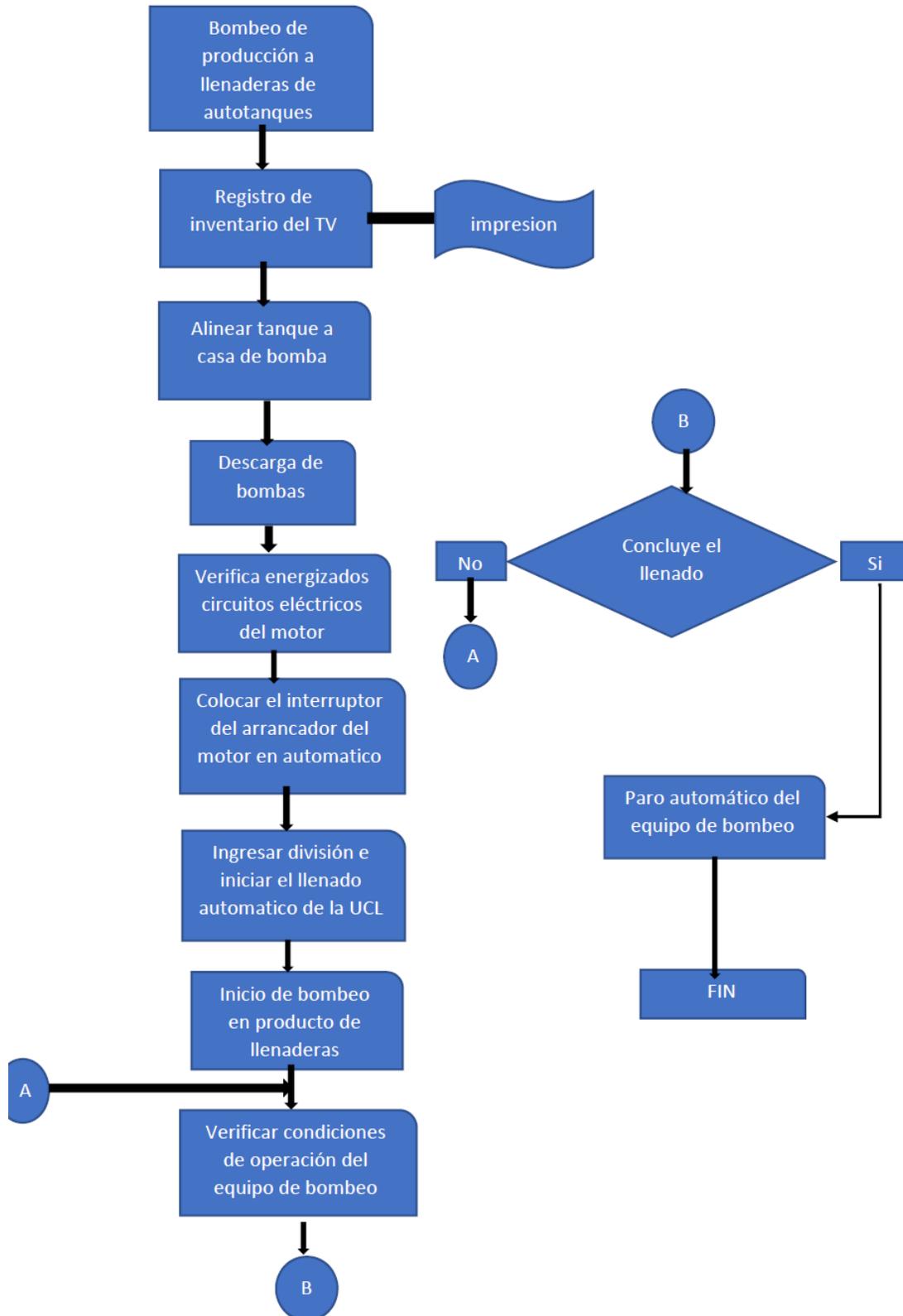
**Almacenamiento de producto**



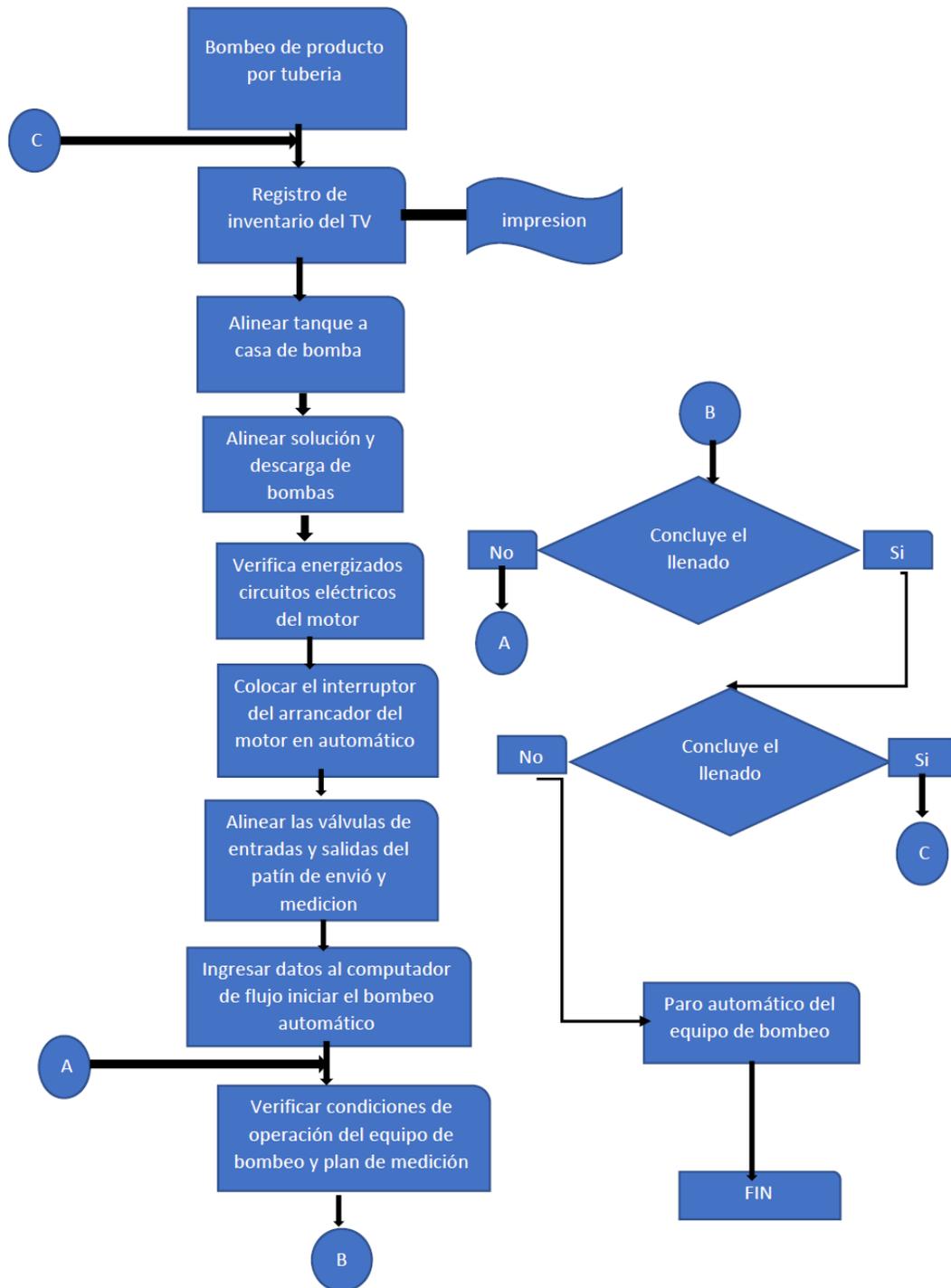
**Bombeo de producto a llenaderas de carrotanques**



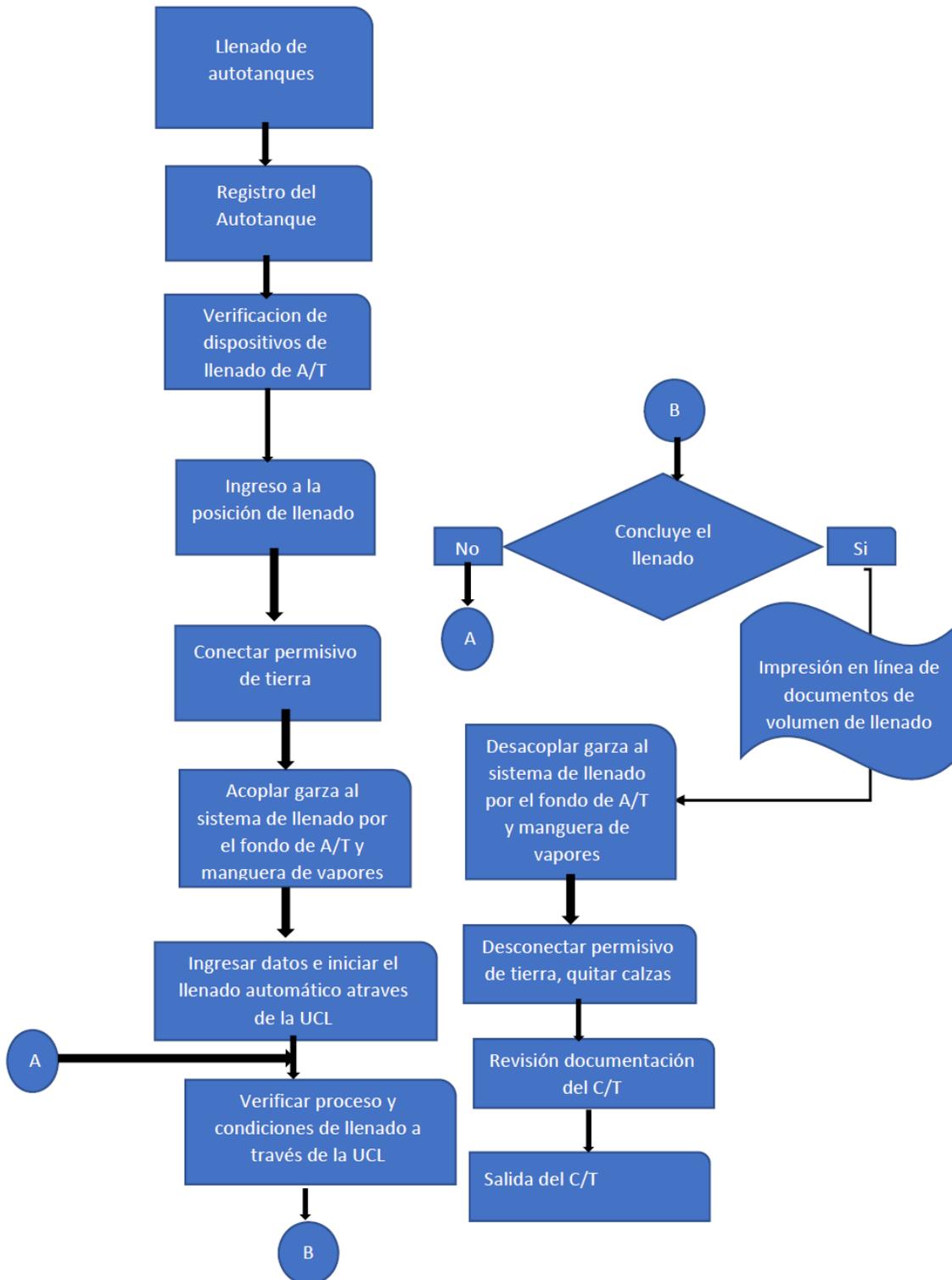
**Bombeo de producto a llenaderas de autotanques**



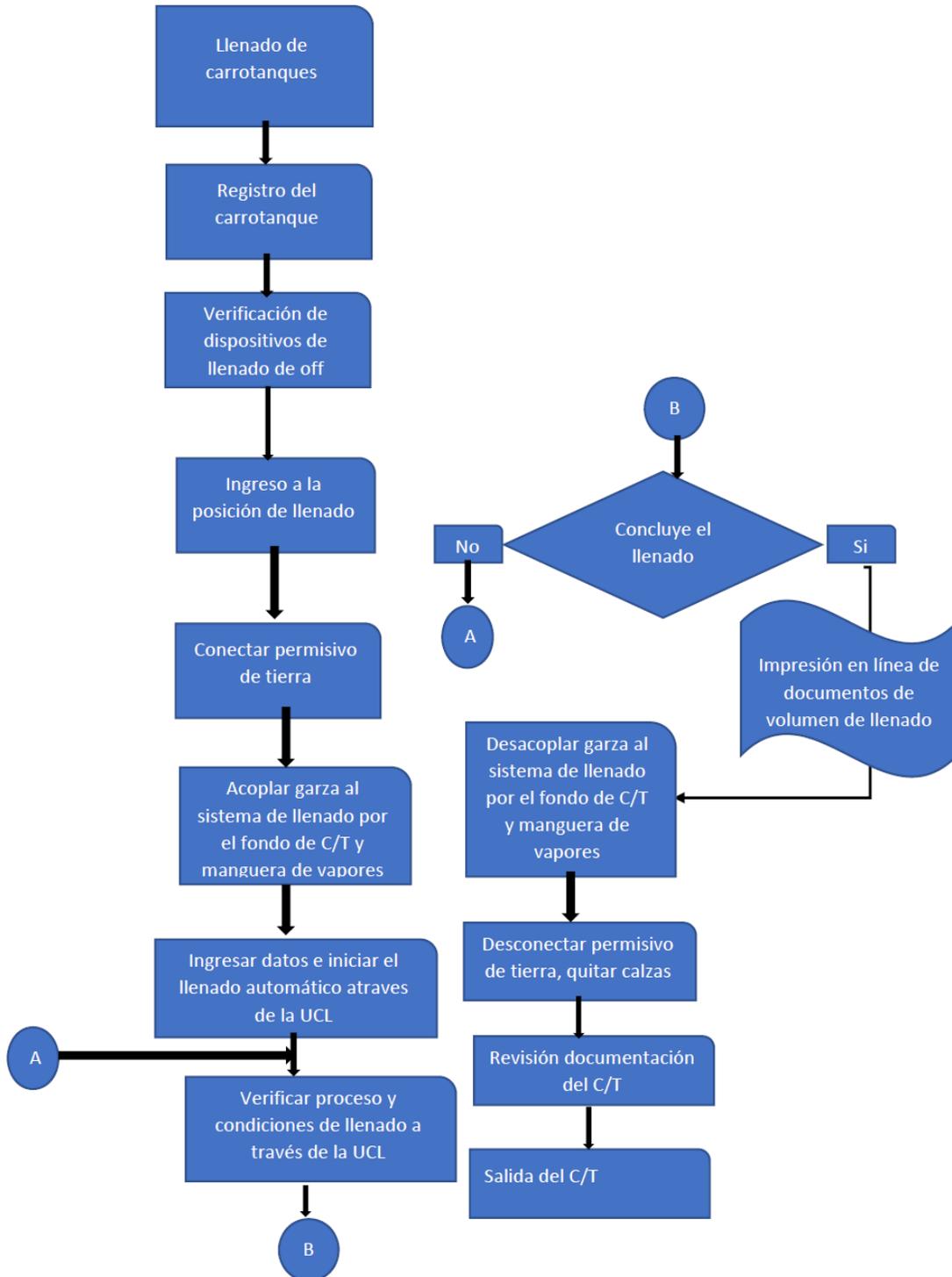
**Bombeo de producto por tubería**



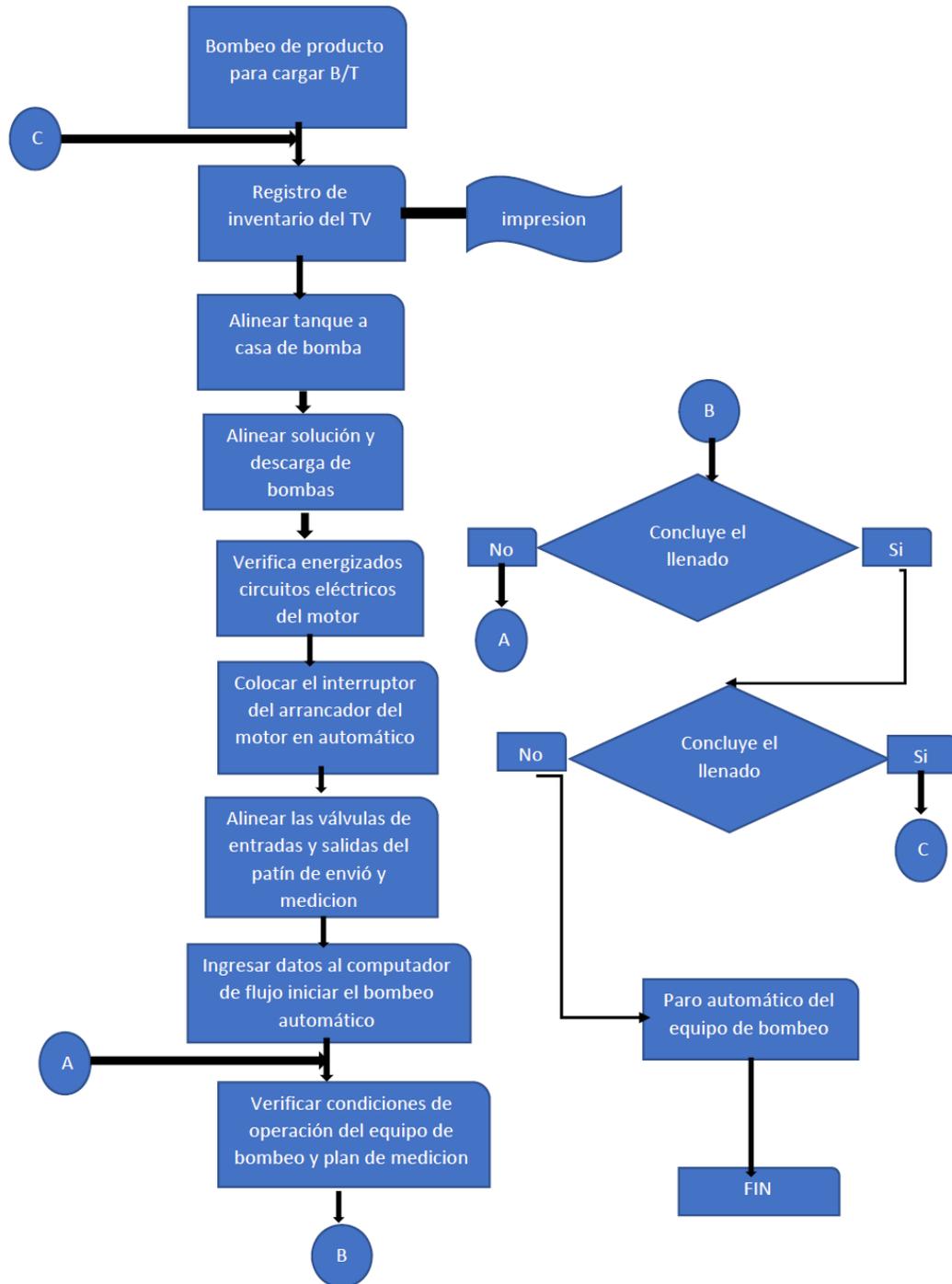
**Llenado de producto por autotanque**



**Llenado de producto por carrotanque**



**Llenado de producto por buquetanque**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

**I.5.2 Hojas de seguridad.**

Lista de productos manejados en la Terminal de Almacenamiento y Reparto Lázaro Cárdenas que se encuentra en el segundo listado de actividades altamente riesgosas.

**Tabla 16. Tanques de almacenamiento Terminal terrestre**

Producto	Capacidad nominal miles de barriles	Cantidad	Tipo de almacenamiento	Cantidad de Reporte	Actividad Altamente Riesgosa
Gasolina regular	200 Mb	4	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Gasolina premium	100 Mb	2	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Diesel	200 Mb	2	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO
	100 Mb	1	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO
Recuperados	20 Mb	1	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO

**Tabla 17. Tanques de almacenamiento Terminal Marítima**

Producto	Capacidad nominal miles de barriles	Cantidad	Tipo de almacenamiento	Cantidad de Reporte	Actividad Altamente Riesgosa
Gasolina regular	55 Mb	1	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Gasolina premium	55 Mb	1	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Diesel	55 Mb	1	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO
Combustóleo pesado	150 Mb	2	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO

En el Anexo F se incluye la hoja de seguridad de la gasolina Premium, gasolina magna, Diesel y combustóleo.

### **I.5.3 Almacenamiento**

En las siguientes tablas, se describen los tipos de recipientes para el almacenamiento y manejo de cada una de las sustancias químicas. En suma, todas estas sustancias serán almacenadas dentro de un área designada y diseñada para este fin, la cual cumplirá con las medidas de seguridad establecidas dentro de la reglamentación mexicana para el almacenamiento adecuado y seguro de sustancias peligrosas (contención secundaria de derrames, piso impermeable, equipo contraincendio, equipo absorbente para derrames, etc.).

El petrolífero será almacenado en tanques cilíndricos verticales atmosféricos con domo geodésico, membrana interna flotante, tipo pontón fabricada en aluminio con sello perimetral tipo zapata, diseñados y construidos de acuerdo con el código API 650 y los distanciamientos derivados de las recomendaciones del Análisis de Riesgos y Análisis de Consecuencias y cumpliendo con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Adicionalmente se considerarán dentro del diseño de los tanques de almacenamiento de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, anillos de enfriamiento, sistema de inyección de espuma y toda la instrumentación necesaria para su monitoreo y control.

El Proyecto considera en la zona 5 almacenamiento con capacidad nominal proyectada de almacenamiento de 238,500 m<sup>3</sup> (1,500 miles de barriles). Consistente en 10 tanques de almacenamiento tipo vertical: 04 TV de 200 miles de barriles para gasolina regular, 02 TV de 100 miles de barriles para gasolina premium, 02 TV de 200 miles de barriles para diésel, 01 TV de 100 miles de barriles para diésel y 01 TV de 20 miles de barriles para Recuperados.

En la zona 2, Almacenamiento de 73,935 m<sup>3</sup> (465 miles de barriles). consistente en 05 tanques de almacenamiento tipo vertical: 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina regular, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para gasolina premium, 01 tv de 8,745 m<sup>3</sup> (55 miles de barriles) , para diésel, haciendo una capacidad total de 26,235 m<sup>3</sup> (165 miles de barriles) en gasolinas y diésel además de , 02 tv de 23,859 (150 miles de barriles) cada uno para combustóleo pesado, cuya capacidad total será de 47,700 (300 miles de barriles) nominales

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tanques terminal terrestre**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-01	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Gasolina regular	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	20D,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	(atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,748	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,6DD	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-65D

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-02	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Gasolina regular	20	Tipo de operación	Continua 365 dias

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

13	Características del fluido	Líquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	20D,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	(atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,748	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,6DD	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-65D

**DATOS GENERALES**

1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-03	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica

**CONDICIONES DE DISEÑO**

12	Fluido	Gasolina regular	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Líquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	200,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,748	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,600	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-65D

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-04	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Gasolina regular	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	200,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,748	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,600	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-65D

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-05	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Gasolina premium	20	Tipo de operación	Continua 365 dias

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

13	Características del fluido	Líquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	100,000 (15,900 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,748	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	40,800	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,2000	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.65	27	Código de diseño	API-65D

**DATOS GENERALES**

1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-06	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica

**CONDICIONES DE DISEÑO**

12	Fluido	Gasolina premium	20	Tipo de operación	Continua 365 días
13	Características del fluido	Líquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	100,000 (15,900 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,098	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	40,800	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,2000	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77(a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.65	27	Código de diseño	API-65D

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-07	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Diesel	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	200,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,648	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,600	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,81-0,83 (a20/4'C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	541	27	Código de diseño	API-65D

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-08	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Diesel	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

14	Capacidad nominal(bls)	200,000 (31,800 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,648	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	54,900	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14,600	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,81-0,83 (a20/4'C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	541	27	Código de diseño	API-65D

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-09	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica

CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Diesel	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	100,000 (15,900 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/2,648	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	40,800	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,200	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,81- 0,83 (a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	5.41	27	Código de diseño	API-650

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-10	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	recuperado	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	liquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	20,000 (3,180 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	306/136	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	1,830	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,200	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0,77 (a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-650

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tanques terminal marítima**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-11	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Combustoleo pesado	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	150.000 (23,850 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	4.496/1,683	23	Temperatura de operación ° C	60
16	Diámetro interno(mm)	45,700	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14.600	25	Temperatura de diseño °C	60
18	Densidad relativa	0.960a 1,000	26	Presión de vapor (psia)	
19	Viscosidad (cP)	200a 500	27	Código de diseño	API-650

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-12	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Combustoleo pesado	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

14	Capacidad nominal(bls)	150.000 (23,850 m3)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	4.496/1,683	23	Temperatura de operación ° C	60
16	Diámetro interno(mm)	45,700	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	14.600	25	Temperatura de diseño °C	60
18	Densidad relativa	0.960a 1,000	26	Presión de vapor (psia)	
19	Viscosidad (cP)	200a 500	27	Código de diseño	API-650

**DATOS GENERALES**

1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-13	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica

**CONDICIONES DE DISEÑO**

12	Fluido	Gasolina premium	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	55,000 (8,745 m31)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/ 1,683	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	30,500	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,200	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0, 77 (a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-65D

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-14	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Gasolina premium	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	Liquido inflamable	21	Presión atmosférica(psia)	1.465
14	Capacidad nominal(bls)	55,000 (8,745 m31)	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m3/hr)	1,530/ 1,683	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	30,500	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,200	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,70-0, 77 (a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	0.512	27	Código de diseño	API-650

DATOS GENERALES					
1	Servicio/Area	Tanque de almacenamiento gasolina regular			
2	Clave	TV-15	7	Fabricante	•
3	Cantidad requerida (piezas)	1(una) pieza	8	Modelo	No aplica
4	DTI		9	Tipo de domo	Domo geodesico
S	Tipo de tanque	Atmosférico	10	Configuración	Cilíndrico vertical
6	instalación	Superficial	11	Soportes	No aplica
CONDICIONES DE DISEÑO					
12	Fluido	Diesel	20	Tipo de operación	Continua 365 dias
13	Características del fluido	liquido combustible	21	Presión atmosférica(psia)	1.465

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

14	Capacidad nominal(bls)	55,000 (8,745m <sup>3</sup> )	2	Presión de operación (bar m.)	0 (atmosférica)
15	Flujo de entrada/salida(m <sup>3</sup> /hr)	1,530/1,683	23	Temperatura de operación ° C	20-32
16	Diámetro interno(mm)	30,500	24	Presión máxima de diseño (psi)	0 (atmosférica)
17	Altura del cuerpo(mm)	12,200	25	Temperatura de diseño 2C	45
18	Densidad relativa	0,81-0,83 (a20/4°C)	26	Presión de vapor (psia)	7,8-11,5
19	Viscosidad (cP)	5.41	27	Código de diseño	API-65D

#### **I.5.4 Equipos de Proceso y Auxiliares**

##### Sistemas de Entrega

Bombas centrífugas, calculadas, fabricadas e instaladas de acuerdo al código API 2610, equipadas con brazos de carga, válvulas de bloqueo, válvula electrohidráulica, sensor de temperatura, unidad de control local, filtros, monitor de prevención de sobrellenado y detector de conexión a tierra y toda la instrumentación necesaria para su correcto funcionamiento, de conformidad con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Los equipos que integrarán al subsistema para el llenado de autotanques son

11 bombas distribuidas como sigue:

- 04 bombas para gasolina Regular
- 02 bombas para gasolina Premium
- 03 bombas para diésel
- 1 de relevo en Regular
- 01 de relevo en diésel

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

##### Subsistema para el llenado de carrotanques

Los equipos que integrarán al son

39 bombas distribuidas como sigue:

- 12 bombas para gasolina Regular,
- 09 bombas para gasolina Premium,
- 12 bombas para diésel,
- 02 de relevo en Regular,
- 02 de relevo en Premium

02 de relevo en diésel

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio

Para combustóleo pesado por medio de buquetanques, para lo cual se instalará en el muelle marginal 01 brazo de carga marino en la plataforma de operación del muelle marginal.

La entrega del petrolífero será a través de tubería para gasolinas y diésel y por buquetanque para combustóleo pesado, se recibirán los producto desde los tanques verticales, hasta la succión de las bombas centrifugas y de las bombas rotativas, calculadas, fabricadas e instaladas de acuerdo al código API 2610 y API 676, Las llenaderas estarán equipadas con brazos de carga, válvulas de bloqueo, válvula electrohidráulica, sensor de temperatura, unidad de control local, filtros, monitor de prevención de sobrellenado , detector de conexión a tierra y toda la instrumentación necesaria para su correcto funcionamiento, de conformidad con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Los equipos que integrarán al subsistema para la salida por tubería a través de un patín de medición son los siguientes:

dos bombas centrifugas multipasos, ambas para los tres productos de acuerdo con la filosofía de operación establecida, cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

Los equipos que integrarán al subsistema para el llenado de buquetanque son:

08 bombas tipo tornillo para combustóleo pesado distribuidas como sigue:

04 equipos de bombeo principal

04 equipos de bombeo de relevo

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

### **Sistema de Entrega**

La Terminal Terrestre de entrega en la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y la zona 2 en el sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se efectuará por medio de:

#### **Terminal Terrestre**

Autotanques, para lo cual se construirán 09 islas de llenado en total.

Carrotanques, se construirán 33 posiciones de llenado con 33 islas de llenado en total.

Debiendo contar con la rotulación adecuada al manejo de cada producto y el espacio para alojar la rotulación del procedimiento de entrega correspondiente.

La entrega del petrolífero será a través de llenaderas a auto tanques, los cuales recibirán el producto desde los tanques verticales, para lo cual se utilizarán bombas centrifugas,

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

calculadas, fabricadas e instaladas de acuerdo al código API 2610, equipadas con brazos de carga, válvulas de bloqueo, válvula electrohidráulica, sensor de temperatura, unidad de control local, filtros, monitor de prevención de sobrellenado y detector de conexión a tierra y toda la instrumentación necesaria para su correcto funcionamiento, de conformidad con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Los equipos que integrarán al subsistema para el llenado de autotanques son

11 bombas distribuidas como sigue:

04 bombas para gasolina Regular

02 bombas para gasolina Premium

03 bombas para diésel

01 de relevo en Regular

01 de relevo en diésel

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

Subsistema para el llenado de carrotanques

Los equipos que integrarán al subsistema para el llenado de carrotanques son:

9 bombas distribuidas como sigue:

12 bombas para gasolina Regular

09 bombas para gasolina Premium

12 bombas para diésel

02 de relevo en Regular

02 de relevo en Premium

02 de relevo en diésel

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

Terminal Marítima

Para gasolinas y diésel por medio de tubería de 8 pulgadas de diámetro por 7,000 metros de longitud hasta la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos que se localiza en la Terminal Terrestre, con la siguiente asignación.

**Tabla 18. Asignación terminal marítima para tanques**

<b>Nº de posición</b>	<b>Producto</b>	<b>posiciones de salida</b>	<b>medio de salida</b>
01	Regular	1	tubería
01	Premium	1	tubería
01	Diésel	1	tubería

Para combustóleo pesado por medio de buquetanques, para lo cual se instalará en el muelle marginal 01 brazo de carga marino en la plataforma de operación del muelle marginal.

<b>Nº de Posición</b>	<b>Producto</b>	<b>Brazo de Carga Marino</b>	<b>Posiciones de llenado</b>
01	Combustóleo	1	sencilla

Debiendo contar con la rotulación adecuada al manejo de cada producto y el espacio para alojar la rotulación del procedimiento de entrega correspondiente.

La entrega del petrolífero será a través de tubería para gasolinas y diésel y por buquetanque para combustóleo pesado, se recibirán los producto desde los tanques verticales, hasta la succión de las bombas centrifugas y de las bombas rotativas, calculadas, fabricadas e instaladas de acuerdo al código API 2610 y API 676, Las llenaderas estarán equipadas con brazos de carga, válvulas de bloqueo, válvula electrohidráulica, sensor de temperatura, unidad de control local, filtros, monitor de prevención de sobrellenado , detector de conexión a tierra y toda la instrumentación necesaria para su correcto funcionamiento, de conformidad con la NOM-EM-003-ASEA 2016.

Los equipos que integrarán al subsistema para la salida por tubería a través de un patín de medición la conformas dos bombas centrifugas multipasos, ambas para los tres productos de acuerdo con la filosofía de operación establecida, cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

Subsistema para el llenado de buquetanque

Los equipos que integrarán al subsistema para el llenado de buquetanque son:

08 bombas tipo tornillo para combustóleo pesado distribuidas como sigue:

04 equipos de bombeo principal

04 equipos de bombeo de relevo

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Cada una de estas bombas tienen arrancadores estáticos, selectores automáticos/manual/fuera, para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio.

En el Anexo B se incluyen los planos del proyecto

**I.6 CONDICIONES DE OPERACIÓN.**

En las tablas siguientes se presentan las características de la Gasolina Magna, Gasolina Premium y el Diesel que serán almacenados en el proyecto:

**Tabla 19 .Condiciones de operación de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos Lázaro Cárdenas**

PRODUCTO	DESTINO	ESTADO FISICO	PRESION DE OPERACIÓN kg/cm2		TEMPERATURA DE OPERACIÓN °C	Flujo de entrada m3/h	Flujo de salida m3/h
			Op	Di			
Gasolina Magna	Tanque de almacenamiento	Líquido	Atm	Atm	20-32	1,530	1,683
Gasolina Premium	Tanque de almacenamiento	Líquido	Atm	Atm	20-32	1,530	1,683
Diesel	Tanque de almacenamiento	Líquido	Atm	Atm	20-32	1,530	1,683
Combustóleo	Tanque de almacenamiento	Líquido	7.0	9.0	60	4.496	1,683
Poliducto	Transportar petrolíferos de la terminal marítima a la terminal terrestre	liquido	3	Atm	20-32	1,590	1,590

Con respecto a la temperatura en que se almacenan la Gasolina Magna, Gasolina Premium y el Diesel, estos se encuentran a temperatura ambiente, las condiciones atmosféricas el Municipio de Lázaro Cárdenas son las siguientes:

Específicamente, en el área de estudio de Lázaro Cárdenas encontramos un clima cálido sub-húmedo con lluvias en verano. La temperatura media anual es de 26° C, su mínima es de 12°C; y su máximo es de 39° C. Su grado de insolación es muy alto, pues su promedio anual es de 207 días despejados.

Con vientos dominantes de sureste.

El máximo de precipitación se presenta durante el mes de septiembre. Se inicia a mediados de junio con unos 31.1 mm. Y asciende rápidamente hasta alcanzar su máximo de 227.1mm. A mediados de septiembre. A partir del inicio de otoño las lluvias empiezan a escasear y el mínimo presente en el mes de mayo. El promedio de humedad relativa es de 69.6% siendo sus máximos niveles de junio a octubre. La evaporación es de 1779 mm anuales. Las lluvias aumentan si está asociada alguna perturbación tropical. La región del puerto y su entorno presentan un promedio de lluvia acumulada anual de 1200 mm, en condiciones normales.

**Estado físico de las diversas corrientes del proceso**

El insumo principal del proceso son los petrolíferos (diesel y gasolina magna y gasolina premium); adicionalmente, se utilizan pequeñas cantidades de sustancias químicas y aceites. Como se puede observar el proceso involucra corrientes líquidas principalmente.

### **Características del régimen operativo de la instalación**

La empresa operará el proceso productivo de forma continua. La mayoría de las operaciones se realizara a temperatura ambiente y a una presión atmosférica.

#### **I.6.1 SISTEMA DE CONTROL.**

##### **Cuarto de control de motores (CCM)**

El sistema de control de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, está diseñado para monitorear y controlar todas las variables de proceso de operación, en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona de entrega y servicios complementarios, cumpliendo con las recomendaciones del análisis de riesgos y con la norma NOMEM-003-ASEA-2016.

En su diseño se instalará la infraestructura, instrumentación y equipos, para las funciones de medición y control de las variables de proceso operativo, los cuales se encuentran unidos punto a punto hasta la unidad de control, instalada en un gabinete ubicado en la oficina de operación y torre de control. El medio de control será local y remotamente.

El sistema de control tiene la capacidad de comunicarse con los sistemas de medición y control para la transferencia en las zonas de almacenamiento, recepción y entrega, medios para control del paro y arranque de los equipos, control de las operaciones de volumétricas de los petrolíferos, registros de las actividades.

##### **Instrumentación en zona de recepción.**

En el diseño de la Terminal Terrestre de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos se considera un patín de recibo y medición por tubería al límite de baterías

En el diseño de la Terminal Marítima del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos se considera un patin de recibo y medición por buquetanque en el límite de baterías.

Ambos patines de recibo y medición se considera el subsistema de instrumentación, los cuales se encuentran unidos punto a punto hasta el computador de flujo, instalado en un gabinete ubicado en la oficina de operación y torre de control.

Las variables que considerar son:

**Flujo.** - En esta sección debe incluir un paquete de medición para el sistema recibo por tubería y patín de descarga. El flujo está determinado por la curva de operación de las bombas y el tipo de petrolífero que esté siendo descargado, una pequeña variación del flujo puede darse debido a la variación del nivel del tanque al cual estén descargando. El medidor de flujo que será empleado es un medidor de tipo turbina, con este equipo se controla la cantidad de producto que se recibe, la información se almacena C.P.U. del computador y se visualiza en un monitor o terminal de computadora.

**Presión.** - En esta sección se tiene la indicación y transmisión en tiempo real de presión de llegada al patín de recibo y medición, manómetro de caratula a la salida del subsistema respectivamente.

**Densidad.** - Como parte integrante del sistema de recibo, medición y control por tubería se utiliza un transmisor indicador de densidad o gravedad API para la conversión de volumen corregido por temperatura, por lo que se instalarán este instrumento de medición en línea.

**Temperatura.** - Como parte de los sistemas de medición dentro del sistema de recibo, medición, patín de descarga de recibo y medición se tienen los instrumentos de temperatura tipo RTD. Mediante estos instrumentos se hace la corrección del volumen de los petrolíferos.

**Nivel.** – El subsistema de medición de nivel en tanques de almacenamiento de petrolíferos, estará en comunicación en tiempo real a fin de que se permita visualizar el comportamiento de esta variable en el tanque antes, durante y al término de la operación, además será capaz de avisar cuando se lleguen a los límites seguros de operación, emitiendo las alarmas correspondientes.

**Subsistema de HVs (alto rendimiento).** - A la salida de las estaciones de medición se tiene un peine de distribución con válvulas de mariposa con actuador manual para direccionar el flujo hacia los diferentes cabezales de acuerdo con el tipo de petrolífero que está entrando a los tanques de almacenamiento. Cada válvula manual cuenta con un indicador y un interruptor de posición.

Instrumentación en zona de almacenamiento.

En el diseño de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, se considera el subsistema de instrumentación (de nivel y temperatura) en cada uno de los tanques de almacenamiento, los cuales se encuentran unidos punto a punto hasta la unidad de control, instalada en un gabinete ubicado en la oficina de operación y torre de control. Las variables que considerar son:

**Flujo.** - En esta sección no se lleva a cabo el monitoreo o control de flujo, éste se llevará a cabo en la zona de recibo y medición.

**Presión.** - En esta sección no se lleva a cabo el monitoreo o control de presión, debido a que la operación de los tanques es atmosférica, la variación de la presión en las líneas de alimentación y de descarga de los tanques es únicamente afectada por el nivel del petrolífero dentro de los tanques.

**Temperatura.** - Como parte del sistema de temperatura se tendrán instalados transmisores e indicadores en cada uno de los tanques de almacenamiento como parte del sistema de tele medición de los tanques.

**Nivel.** - Como parte del sistema de tele medición de tanques de almacenamiento, se tienen instalados transmisores e indicadores de nivel de petrolífero y agua en cada uno de los tanques, cuyas señales se unen punto a punto hacia la unidad de control local (UCL).

**Subsistema de MOV (motorized operated valves).** - En cumplimiento con lo indicado en el sistema de automatización y control se instalarán válvulas operadas eléctricamente a la

entrada y salida de cada uno de los tanques de almacenamiento de terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos, localizadas a pie de los diques.

Cada válvula motorizada cuenta con un selector de operación Manual/Fuera/Auto, una perilla de operación local para apertura/cierre de la válvula, actuador e interruptores de posición, tarjeta de comunicaciones y bloqueo de alimentación eléctrica.

### **Instrumentación en zona de entrega.**

En el diseño de la Terminal Terrestre de entrega de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y la Terminal Marítima del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, se considera el subsistema de instrumentación en cada una de las posiciones de entrega, las cuales se encuentran unidas punto a punto hasta la unidad de control, instalada en un gabinete ubicado en la oficina de operación y torre de control. Las variables que considerar son:

**Flujo.** - En esta sección se incluye un medidor de flujo tipo turbina, para cada una de las líneas que se localizan en las islas de llenado de autotanques y tipo másico para carrotanques, El flujo será determinado por la curva de operación de las bombas de llenaderas.

**Presión.** - La presión de descarga de las bombas se lee a través de indicadores locales a la descarga de cada bomba.

También se incluyen válvulas auto reguladoras de presión tipo “backpressure” que están instaladas en la línea de flujo mínimo de las bombas, la presión de ajuste, el tamaño de estas, el flujo y la caída de presión a través de las válvulas reguladoras deberá ser confirmado de acuerdo con las curvas de las bombas proporcionadas por el fabricante.

**Temperatura.** - Como parte de los paquetes de medición se tienen los instrumentos de temperatura tipo RTD. Mediante estos instrumentos se hace la corrección del volumen de los petrolíferos.

### **Sistemas de control.**

El sistema de control de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, está diseñado para monitorear y controlar todas las variables de proceso de operación, en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona de entrega y servicios complementarios, cumpliendo con las recomendaciones del análisis de riesgos y con la norma NOMEM-003-ASEA-2016.

En su diseño se instalará la infraestructura, instrumentación y equipos, para las funciones de medición y control de las variables de proceso operativo, los cuales se encuentran unidos punto a punto hasta la unidad de control, instalada en un gabinete ubicado en la oficina de operación y torre de control. El medio de control será local y remotamente.

El sistema de control tiene la capacidad de comunicarse con los sistemas de medición y control para la transferencia en las zonas de almacenamiento, recepción y entrega, medios para control del paro y arranque de los equipos, control de las operaciones de volumétricas de los petrolíferos, registros de las actividades.

### **Paros de emergencia.**

La terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, en su diseño contará con un paro de emergencia, el cual permitirá la suspensión del proceso operativo en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona de entrega y servicios complementarios, con excepción del Sistema Contra incendio, el cual cumple con la NOM-EM-003-ASEA-2016 y las especificaciones API 2610, NFPA 30, IEC 61511.

En el diseño de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos y del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos, se considera la instalación de botones de paro de emergencia en la zona de almacenamiento, zona de recepción, zona de entrega, oficina de operación y torre de control.

El sistema de control debe ejecutar el paro de emergencia operativo a solicitud del subsistema de seguridad y contra incendios, cuando se presente un evento no deseado.

El paro de emergencia operativo deberá ejecutar las siguientes acciones.

La Terminal Terrestre de la terminal de almacenamiento y distribución de petrolíferos:

- Suspensión de las operaciones de recibo por tubería y paro del equipo de bombeo.

Cierre de las válvulas de recibo de productos del sistema de recibo por tubería hacia los tanques de almacenamiento.

- Suspensión de las operaciones de carga de autotanques/carrotanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de salida a llenaderas de autotanques/carrotanques de los tanques de almacenamiento.
- Suspensión de las operaciones de descarga de autotanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de recibo de productos del sistema de recibo por tubería hacia los tanques de almacenamiento.

Terminal Maritima del sistema de recibo que incluye tanques de balance y envío por tubería de petrolíferos

- Suspensión de las operaciones de descarga de carrotanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de salida de tubería de descarga de carrotanques hacia los tanques de almacenamiento.
- Suspensión de las operaciones de carga de buquetanques y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de salida de tubería de carga de buquetanques hasta los tanques de almacenamiento.
- Suspensión de las operaciones de salidas de gasolinas y diésel por tubería y paro del equipo de bombeo.
- Cierre de las válvulas de recibo de productos del sistema de recibo por tubería hacia los tanques de almacenamiento.

### **Iluminación del área**

Se proporcionará luz tipo LED para iluminación del área y de la descarga. La iluminación de las vías de descarga será conforme se requiera para cumplir con los 4 pies-candelas de los lugares de trabajo. Se contará con iluminación adecuada para las operaciones de 24 horas en cada instalación.

Todas las luces y reflectores exteriores estarán controlados por una fotocelda. Se dispondrá de iluminación de emergencia para puertas de salida para una evacuación segura de los edificios de MCC y de oficinas durante apagones. Se usarán controladores y detectores de movimiento en lugares apropiados para apagar las luces cuando no haya actividad. La instalación de los sistemas de iluminación será conforme a la NOM-025-STPS-2008, NOM-001-SEDE, NFPA 30, NFPA 70, API RP 500, y 29 CFR 1910 subparte S vigentes, en lo que resulten aplicables.

### **Sistema de seguridad**

La terminal requerirá barda perimetral, control de acceso, y circuito cerrado de televisión (CCTV) al igual que estaciones con personal de seguridad en la entrada principal y puntos de salida de la terminal.

Esto se definirá durante la fase de diseño detallado. Monitores, detección de gas combustible, ventilación, ruido, oficina, cercado e identificación tipo HAZOP. En el sistema de potencia y control se contará con televisión de circuito cerrado para monitorear la descarga de auto tanques y áreas de descarga de carro tanques.

### **Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) y de emergencia**

Se contará con respaldo de batería para el sistema PLC. El sistema eléctrico está diseñado de tal forma que puedan ingresar al sitio los generadores de emergencia portátiles y conectarse para una operación temporal.

Instalar extintores en las áreas del centro de trabajo, de acuerdo con lo siguiente:

Contar con extintores conforme a la clase de fuego que se pueda presentar (Véanse la Guía de Referencia VII, Extintores contra Incendio y la Guía de Referencia VIII Agentes Extintores) de la NOM-002-STPS vigente.

Fuego clase C: Es aquel que involucra aparatos, equipos e instalaciones eléctricas energizadas;

El sistema de contra incendio será determina en la ingeniería de detalle, el cual suministrara polvo químico o CO2 presurizado.

### **Control del proceso**

Se enviarán las señales de los instrumentos de proceso al PLC y este a su vez comandara al CCM. De igual forma la recolección y monitoreo de datos del equipo y proceso se enviarán al cuarto de control.

### **Comunicación de datos/Sistema SCADA/ Control Remoto**

Red SCADA e Interface Humano-Máquina para control de carga, descarga e inventarios. No se incluye torre de radio dado que la terminal petrolífera se comunicará por fibra óptica.

Sistema de Inventarios: Este se basa en medidores de nivel, uno por tanque. Medidores tipo servo-operados con compensación de temperatura y densidad y medición de fondo de agua en cumplimiento disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos (DAGCs), resolución Núm. RES/811/2015.

### **Válvulas**

Se utilizan válvulas automáticas en líneas de llenado y vaciado de tanques. Las válvulas a utilizar serán de tipo bola sobre muñón de acuerdo al diámetro de la tubería operadas por medio de un motor eléctrico. Estas válvulas serán operadas de forma automática por el PLC de acuerdo con la selección del operador. Todas las válvulas contarán con retro avisos para indicar si se encuentran abiertas o cerradas.

### **Monitoreo de bombas**

Bombeo. Se cuenta con un control de arranque y paro para las bombas de descarga de producto o recepción, así como de las bombas que alimentan las bahías de llenado de auto tanques. Estos sistemas de bombeo son controlados por el PLC de proceso mediante un CCM inteligente. La instalación de dichas bombas será en términos de lo establecido en los estándares API 610, API 2610 y API 674 en lo que resulten aplicables. Sellos Mecánicos de acuerdo a API-682 3a. Edición.

## **I.6.2 SISTEMAS DE AISLAMIENTO.**

Los dispositivos de contención implementados en el proyecto serán los siguientes:

- Sistemas de drenaje.
- Sistema de paro por emergencia.
- Diques de contención..

### **Sistemas de drenaje**

Se nivelará la terminal para controlar el escurrimiento pluvial, lo cual se mandará a una cisterna. El escurrimiento que pueda hacer contacto con productos petrolíferos será dirigido a un separador API y posterior a la planta de tratamiento residual de dimensiones apropiadas que se incorporará como parte de este proyecto. Esto, de conformidad con la API 2610, en lo que resulte aplicable.

Los pavimentos serán en base a lo siguiente: Sub bases y Bases NCTRCAR104002/11, Riegos de Impregnación NCTRCAR104004/00, Riegos de Liga NCTRCAR104005/00, Carpetas Asfálticas con Mezcla en Caliente NCTRCAR104006/09, Carpetas Asfálticas con Mezcla en Frio NCTRCAR104007/09, Carpetas de Concreto Hidráulico NCTRCAR104.009/06

El Concreto Hidráulico para llenaderas, descargaderas y vialidades con maniobras será de 20 cm y el asfalto será entre 10 cm y 12 cm.

### **Sistemas de paro por emergencia**

La planta contarán con un sistema instrumentado de seguridad (SIS) para paro de emergencia, de acuerdo con el diseño de las capas de protección, el cual estará programado

de tal manera que cuando las variables de control de proceso alcancen el límite máximo permitido realizará las acciones necesarias para llevar la planta a un paro de emergencia seguro.

### **Diques de contención**

Los tanques de almacenamiento contarán con diques de concreto con una membrana de polietileno en el fondo y sellados en las uniones para contener cualquier derrame potencial, los diques son divididos en sub diques de menor altura por si hay algún derrame individual por tanque o grupo de tanques por producto, estos derrames son poco probable cumpliendo con todos los estándares internacionales, Los diques están diseñados y dimensionados conforme a la Sección IX del API 2610, Sección 22.11.2.4 NFPA 30, la NOM-005-STPS, NOM-001-STPS y la NOM-028-STPS vigentes, en lo que resulten aplicables.

Existir una pendiente no menor al 1 por ciento, comenzando en el tanque, que se prolongue al menos 50 pies (15m) o hasta la base del dique, lo que resulte menor.

La capacidad volumétrica del área con diques no debe ser inferior a la mayor cantidad de líquido que puede ser liberada del tanque de mayor capacidad dentro del área con dique, suponiendo el tanque lleno. Para dejar espacio para el volumen ocupado por los tanques, la capacidad del dique que encierre más de un tanque debe calcularse después de deducir el volumen de los tanques excepto el tanque mayor, por debajo de la altura del dique (ocho tanques iniciales de almacenamiento y siete tanques futuros de almacenamiento). Se dispondrá de cajas de protección ambiental Enviro-Boxes y recolectores de gotas en las conexiones de descarga de auto tanques y de los tanques de almacenamiento para contener derrames menores potenciales.

## **I.7 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.**

### **I.7.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.**

Puerto Rico. En la madrugada del viernes 23 de octubre de 2009, se produjeron una serie de explosiones e incendios dentro de las instalaciones de la compañía Caribbean Petroleum Corporation. El primer estallido fue el más potente y se registró a las 12:23 am, hora local. A partir de las 12:25 am ocurrieron múltiples explosiones secundarias ocasionales de menor intensidad que la primera. La última explosión registrada por el cuerpo de bomberos ocurrió a las 8:16 am del viernes. La onda expansiva liberada causó daños moderados a las edificaciones alrededor de la planta en un radio de unos 1600 metros y puso en riesgo a los habitantes en un radio de unos 15 kilómetros. Algunas puertas se desprendieron de sus marcos, muchas de las ventanas de cristal se resquebrajaron y los techos quedaron cubiertos de ceniza y hollín negro. Los vehículos que circulaban en el área también fueron afectados. Según algunos conductores, las ventanas de sus vehículos se rompieron debido al impacto de la onda expansiva. La explosión además ocasionó grietas en la capa de rodadura de una de las carreteras cercanas construida con pavimento asfáltico y devastó la espesa vegetación en las cercanías de la planta.

Una hora después de la primera explosión ya había cinco tanques encendidos, a las dos horas ya eran 11 tanques los involucrados (Pérez Sánchez, 2009) y a las cinco horas se reportó que habían estallado 18 tanques. De acuerdo con la Agencia Federal de Manejo de Emergencias de los Estados Unidos (De La Campa, 2009), un total de 21 tanques terminaron involucrados en el incendio. Aproximadamente un 50% del área de la terminal de almacenamiento fue cubierta por las llamas, incluyendo prácticamente todos los tanques de la parte norte y la mitad de los tanques de la parte central de la terminal.

Guam. Accidente del 2002: Este accidente tuvo dos etapas: la primera ocurrió en Julio de 2002 con el paso del tifón Chata'an que afectó la pequeña planta de almacenamiento de combustible de la isla de Guam (Estados Unidos) en el Océano Pacífico. Uno de los tanques con techo fijo externo y flotante interno sufrió pandeo por acción del viento, con deformaciones que bloquearon el techo flotante. Este tanque no fue reparado, de manera que el techo flotante podía trabarse con facilidad. En Diciembre de 2002 la isla se vio afectada por un segundo tifón llamado Pongsona; en esta ocasión, la arena que transportaba el viento produjo fricción contra las paredes del tanque, generándose electricidad estática que comenzó el proceso de ignición dentro del tanque. El fuego se propagó a otros tanques de la planta.

Texas City, accidente de 2005: Texas City alberga varias granjas de tanques; en particular este accidente ocurrió en la Refinería de British Petroleum en Marzo de 2005, afectando unos 50 tanques, con muerte de 15 operarios y decenas de heridos. El origen del accidente fue el sobrellenado rápido de uno de los tanques, en el que no funcionaron adecuadamente el medidor de nivel de combustible en el interior y el sistema de alarma que produce corte del ingreso de fluido ante la eventualidad de llenado. La consecuencia fue el derrame de combustible al exterior, con formación de una nube de vapor que se propagó a nivel de la superficie de la planta. El mecanismo de ignición fue el encendido del motor de uno de los camiones que estaban en la planta.

### **Incidente en el depósito de Buncefield (2005)**

En diciembre 11 de 2005 en el depósito de almacenamiento de Buncefield ocurrió una explosión masiva. Posteriormente, otras leves explosiones ocurrieron por un gran fuego que envolvió 20 grandes tanques. El fuego ardió por varios días; 250000 litros de espuma concentrada junto con 25 millones de litros de agua fueron usados por los bomberos para extinguir el fuego. Como resultado de la explosiones y del fuego, cerca de 12000 millones de galones de gasolina, diesel y combustible de aviación se perdieron. Hubo 43 heridos y daños estructurales no solo en la instalaciones sino también en los alrededores debido a la sobrepresión de la explosión. El ambiente se afectó significativamente debido a la polución y también por la grande capa negra de humo que surgió por el fuego.

El evento iniciante que encabezó las explosiones y el fuego fue el sobrellenado de un gran tanque sobre tierra conteniendo gasolina. Se cree que la nube de vapor inflamable encontró una fuente de ignición de algún equipo de bombeo cercano. Es interesante como la nube de vapor era visible a los ojos de los testigos minutos antes que ocurriera el incidente. Las condiciones climáticas (alta humedad) proporcionaron óptimas condiciones para el desarrollo de la nube de vapor inflamable.

### **Incidente en Netherlands (1968)**

El incidente de Netherlands es el más catastrófico con 80 tanques quemados como resultado de una serie de explosiones seguidas por incendios. Una gran cantidad de ventanas se partieron durante la onda de explosión. El proyectil de fragmentos causó 2 muertos y 85 heridos. Esta devastadora explosión de nube de vapor ocurrió durante la evaporación y seguidamente la formación de una nube de hidrocarburos ligeros de una emulsión compuesta por petróleo y agua caliente. Esta emulsión fue calentada y una masiva ebullición ocurrió. Los hidrocarburos ligeros fueron liberados a través de venteos del tanque resultando en el sobrellenado de dos fases. Aunque la fuente de ignición es desconocida, el daño causado por la explosión fue extenso.

### **Incidente en New Jersey (1983)**

El incidente causó 1 muerto y 24 heridos, destruyó 4 tanques de gasolina y liberó 3 millones de galones de valiosa gasolina. El incidente ocurrió cuando uno de los 3 tanques en el área del dique fue sobrellenado. Este tanque fue llenado desde una tubería subterránea y simultáneamente parte de la gasolina que contenida fue transferida a otro tanque remoto. Una nube de vapor se formó como resultado de la evaporación de los componentes ligeros de la gasolina, los cuales entraron en ignición probablemente por un incinerador cercano. Hubo algunas explosiones iniciales menores seguidas de una gran explosión con una llama grande de fuego que duró quemándose 48 horas.

### **Incidente en Denver (1991)**

Este incidente ocurrió en el aeropuerto de Denver como resultado de una cadena de eventos. El incidente fue el resultado de gasolina ardiendo rociada sobre dos tanques proveniente del equipo de bombeo en un área adyacente de contención, compuesta por tuberías, válvulas, bombas y un cuarto de control. Después, el fuego envolvió 4 tanques adyacentes y ardió durante 48 horas, donde 3 millones de galones de Jet 1. Afortunadamente no hubo fatalidades o heridos en este caso.

### **Incidente en Puerto Llano**

El incidente fue el resultado de una explosión que se produjo a las 8.15 h. en un tanque de almacenamiento de gasolina refinada de la unidad 100 del área de Refinería y Conversión. El incendio se avivó sobre las dos y media de la tarde, tras otra serie de explosiones que obligó incluso a evacuar la planta. En la zona se elevó una gran columna de humo, pero no hay peligro de nube tóxica Este incidente dejó 4 muertos y 7 heridos de gravedad.

### **Incidente en Oklahoma**

La explosión y el fuego del tanque de almacenamiento se dieron debido a una ignición por una mezcla de los vapores de combustible inflamable y aire, con una descarga estática eléctrica debido a un manejo inapropiado de la compañía ConocoPhillips cuando se conducía las operaciones de los tanques. El reporte de seguridad concluyó que la alta velocidad del diesel en la tubería de llenado del tanque y la turbulencia creada resultó en la generación de un incremento de la carga estática. En este incidente se perdieron cerca de 80000 barriles de diesel.

### **Incidente de San Juan**

Este incidente ocurrió en México, en la Planta de PEMEX. Un tanque de combustible estalló, de los 3 que ardieron, y a pesar del trabajo de los bomberos y los cuerpos de seguridad, ardieron durante 35 horas. El gran incendio consumió dos tanques que contenían más de 100 mil barriles de gasolina. El saldo es de cuatro muertos y varios heridos, entre intoxicados y quemados. En esta ocasión, 34 millones de litros de gasolina almacenados en la planta Satélite Norte de PEMEX ardieron hasta la madrugada. La explosión inicial se escuchó en por lo menos ocho barrios cercanos al lugar.

**Tabla 20. Sustancias de mayor índice de accidentes**

<b>Nombre de la sustancia</b>	<b>% de Accidentes</b>
Petróleo crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diesel	6.80

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas L.P.	3.19
Gas natural	2.30
Aceites	2.27
Ácido sulfúrico	2.26
Solventes orgánicos	1.09
Otras sustancias	27.21

### **Análisis de Riesgos**

El análisis de riesgo tiene la finalidad de evaluar de manera general una situación potencial que permita prever acciones de contingencia para mitigar los efectos de un accidente. Asimismo, establece una medida relativa de la posibilidad de ocurrencia y la severidad de un accidente. Por otro lado, permite concentrar los esfuerzos de un plan de atención a emergencias en donde se encuentran los riesgos potenciales más elevados.

Para realizar el análisis de riesgo se consideraron aspectos como la identificación de las sustancias peligrosas y las actividades altamente riesgosas, los resultados del análisis de consecuencias, las condiciones del medio ambiente y las características de las instalaciones.

La evaluación de riesgos está directamente relacionada con la probabilidad de ocurrencia de un accidente y sus consecuencias y puede llevarse a cabo con base en la medida de riesgo de un peligro.

### **Identificación de Sustancias Peligrosas**

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realiza con base en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Capítulo V, del Título IV, Artículo 147. Asimismo, tomando como fundamento los listados 1 y 2 de las Secretaría de Gobernación, quien determina las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas.

El proyecto está considerado como de alto riesgo debido a que la cantidad de gasolina magna y premium que manejará excede la cantidad de reporte.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

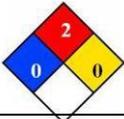
**Tabla 21. Listado de sustancias a manejarse en la Terminal de Almacenamiento de petrolíferos Lázaro Cárdenas.**

Producto	Capacidad nominal de miles de barriles	Cantidad	Tipo de almacenamiento	Cantidad de Reporte	Actividad Altamente Riesgosa
Gasolina regular	855 Mb	5	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Gasolina premium	255 Mb	3	TANQUE VERTICAL	10,000 bls	SI
Diesel	555 Mb	2	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO
Combustóleo pesado	150 Mb	2	TANQUE VERTICAL	Sustancia no incluida en el Segundo Listado	NO

\*Segundo Listado De Actividades Altamente Riesgosas, Establece las cantidades de reporte que definen a una actividad altamente Riesgosa, por el manejo de sustancias Inflamables y explosivas. Fue publicado en el diario oficial de la Federación el 4 de mayo de 1992.

Es importante conocer las características de las sustancias peligrosas en cuestión, debido a que éstas indican cómo pueden comportarse dependiendo de ciertas condiciones en el medio ambiente.

**Tabla 22. Propiedades fisicoquímicas, características de inflamabilidad y rombo de identificación de las sustancias peligrosas utilizadas en el sitio.**

Sustancia	Presión de vapor (mmHg)	Temperatura de autoignición (°C)	Límite inferior de explosividad (%)	Límite superior de explosividad (%)	Rombo de identificación ***
Diesel*	2.17	176.6 a 329.44	1.3	6	
Gasolina*	382.58	456.11	1.4	7.4	

\* Las propiedades fisicoquímicas y características de inflamabilidad de la gasolina y el diesel fueron tomadas de la base de datos del programa desarrollado por la EPA (Environmental Protection Agency), CAMEO (Computer-Aided Management of Emergency Operations).

\*\* Revisar nivel de riesgo según la NOM-018-STPS-2000.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

En tabla 23 se puede observar que aunque la gasolina y el diesel tienen una presión de vapor baja a temperatura ambiente, ésta puede aumentar gradualmente con un aumento de temperatura y se tendrán en el medio ambiente vapores altamente inflamables.

Por otro lado, de acuerdo con el nivel de riesgo para las sustancias presentes en la norma de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, el Diesel es un combustible mínimamente peligroso para la salud; la gasolina presenta riesgo de inflamabilidad y es ligeramente peligroso para la salud.

**Tabla 23. Criterios de clasificación de riesgo según la NOM-018-STPS-2000.**

<b>NIVEL DE RIESGO</b>							
<b>RIESGO A LA SALUD</b>		<b>RIESGO DE INFLAMABILIDAD</b>		<b>RIESGO DE REACTIVIDAD</b>		<b>RIESGO ESPECIAL</b>	
<b>4</b>	Severamente peligroso	<b>4</b>	Extremadamente inflamable	<b>4</b>	Puede detonar	<b>OXY</b>	Oxidante
<b>3</b>	Seriamente peligroso	<b>3</b>	Inflamable	<b>3</b>	Puede detonar pero requiere fuente de inicio	<b>ACID</b>	Ácido
<b>2</b>	Moderadamente peligroso	<b>2</b>	Combustible	<b>2</b>	Cambio químico violento	<b>ALC</b>	Alcalino
<b>1</b>	Ligeramente peligroso	<b>1</b>	Combustible si se calienta	<b>1</b>	Inestable si se calienta	<b>CORR</b>	Corrosivo
<b>0</b>	Mínimamente peligroso	<b>0</b>	No se quema	<b>0</b>	Estable	<b>w</b>	No use agua

El almacenamiento obedece a las condiciones de compatibilidad de las sustancias de acuerdo a la norma de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte, NOM-010- SCT2/2009, que establece las disposiciones de compatibilidad y segregación para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos, donde especifica que líquidos inflamables y gases inflamables son compatibles (DOF, 2009).

Una vez que se identificaron las partes y características de las sustancias que conforman el almacén, se detectaron puntos de peligro en cada componente empleando la técnica de Análisis Preliminar de Peligros. Ésta consiste en detectar el peligro que puede estar presente en la zona, visualizando sus posibles causas y consecuencias mayores, así como el componente que debe ser monitoreado para minimizar, en lo posible, la probabilidad de que se desencadene un evento indeseado. Los resultados de dicho análisis se encuentran en la siguiente tabla.

**Tabla 24. Análisis Preliminar de Peligros en el almacén de combustibles.**

<b>Peligro</b>	<b>Sustancia involucrada</b>	<b>Causa</b>	<b>Consecuencias Mayores</b>	<b>Componente</b>
Derrame de combustible	Diesel y gasolina	Derrame de hidrocarburo debido a: -Falla en la válvula de seguridad. -Perforación del recipiente. -Sobrellenado en la recarga.	Atmósfera inflamable	-Válvula de seguridad. -Recipiente.
Incendio de charco	Diesel y gasolina	Ignición del derrame de combustible por generación de energía estática.	Daños por radiación	Falla del sistema de tierra físico.
Nubes explosivas	Gasolina	-Acumulación del gas en zona cercana a la fuente y presencia de punto de ignición.	Daños por sobrepresión y radiación.	-Válvula de seguridad. -Falla de componente electrónico, Representando el punto de ignición.

### **I.7.2 Metodologías de identificación y jerarquización.**

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear. El estudio de Riesgo tiene la finalidad de atenuar tales riesgos así como limitar sus consecuencias.

Los objetivos principales son:

- Identificar y medir los riesgos que se presentan en una instalación industrial para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales.
- Reducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse.
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes, aplicando determinados criterios de vulnerabilidad.
- Analizar las causas de dichos accidentes.
- Discernir sobre la calidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial.
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.
- Cumplir los requisitos de la normativa nacional e internacional.

### **Aspectos a tratar en los análisis de riesgos**

Los aspectos de un análisis sistemático de los riesgos que implica un determinado establecimiento industrial, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los siguientes aspectos:

- Identificación de eventos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos eventos pueden presentarse.
- Análisis de las causas por las que estos eventos tienen lugar.

El primer aspecto trata de contestar a la pregunta siguiente: ¿Qué puede ocurrir? Es propiamente la identificación de los riesgos mediante técnicas adecuadas.

La siguiente cuestión a resolver es: ¿Cuál es la frecuencia de que ocurra? Se trata de aplicar métodos que puedan determinar la frecuencia de ocurrencia mediante métodos semicualitativos o bien mediante análisis cuantitativos de riesgo (ACR) que implican aspectos cualitativos.

Por último, trata de contestar a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las consecuencias? Se trata de aplicar programas de simulación matemática de análisis de consecuencias.

En la práctica, cuando se analiza desde el punto de vista de la seguridad una determinada instalación se combinan un conjunto de métodos, desde los análisis históricos, combinados con listas de comprobación para después realizar un análisis sistemático mediante HAZOP. En determinados casos también se realizan métodos de estimación de frecuencias.

### **Métodos de identificación de riesgos**

Básicamente existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgos, si atendemos a los aspectos de cuantificación como:

- Métodos cualitativos: se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.
- Métodos semicualitativos: los hay que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se establecen métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños como por ejemplo índices de riesgo.

### **Métodos comparativos**

Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos al que se analiza. Principalmente son cuatro métodos los existentes:

- Manuales técnicos o códigos y normas de diseño
- Listas de comprobación o "Safety check lists"
- Análisis histórico de accidentes
- Análisis preliminar de riesgos

### **Métodos generalizados**

Los métodos generalizados de análisis de riesgos, se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos.

Existen varios métodos generalizados, los más importantes son los siguientes:

- Análisis "What If ...?"
- Análisis funcional de operabilidad, HAZOP
- Análisis de árbol de fallos, FTA
- Análisis de árbol de sucesos, ETA
- Análisis de modo y efecto de los fallos, FMEA

#### **I.7.3 Hazop.**

La identificación de riesgos es la determinación de las características de los materiales y sustancias y las condiciones peligrosas de los procesos e instalaciones, que pueden provocar daños en caso de presentarse una falla o accidente.

Inicialmente, se debe de llevar a cabo un análisis preliminar de riesgos con la finalidad de tener un esquema de la peligrosidad de los productos, materiales y sustancias que se emplean en la instalación.

Un peligro omitido, es un riesgo no analizado; por esta razón es de suma importancia seleccionar la o las metodologías apropiadas de acuerdo al tipo de análisis y a los objetivos perseguidos.

### **Selección de las Metodologías de Identificación de Riesgos**

Para la identificación de las metodologías adecuadas en los Estudios de Riesgos es necesario realizar un análisis preliminar de los riesgos con metodologías reconocidas y que a continuación se describen:

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 25. Metodologías adecuadas en los Estudios de Riesgos.**

Etapa de Desarrollo del Proyecto	¿QUÉ PASA SI?	Lista de verificación	¿QUÉ PASA SI?/ Lista de verificación	HAZOP	FMEA	Árbol de fallas	Árbol de eventos	ACH Análisis de confiabilidad humana	FCC Análisis de las fallas con causas común
Investigación y desarrollo	X								
Diseño conceptual.	X	X	X						
Operación de la unidad piloto	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción y arranque	X	X	X					X	X
Operación rutinaria	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de accidentes	X			X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X	X						

Nota: Referencia - Adaptado de Guidelines for Hazards Evaluation Procedures, Second Edition with Worked examples. Center for Chemical Safety Process.

Debido a que los riesgos son resultado de múltiples factores interrelacionados que contribuyen a su ocurrencia, es imprescindible que los procesos se visualicen de manera conjunta y sistemática, incluyendo todos los factores que afecten y que este correlacionados con la parte del estudio en cuestión.

En esta actividad, es de particular importancia revisar las operaciones asociadas con fugas potenciales o derrames de materiales y sustancias peligrosas y considerar:

- La ubicación de las instalaciones, unidades y equipos.
- Las áreas, los parámetros de proceso y las actividades de operación y mantenimiento.
- Las áreas y el equipo de proceso de la instalación.
- Almacenamiento de materias primas y movimiento de productos.
- Recursos humanos.
- Aspectos ambientales.

La interrelación de estos elementos, a través de las metodologías de Análisis de Riesgo utilizadas, da por resultado los riesgos reales y potenciales particulares de la instalación dependiendo de su magnitud y de las características específicas de los elementos

mencionados. Dentro del proceso industrial, existe una gran preocupación por la aplicación de métodos cada vez más sistematizados para la prevención o reducción de riesgos, ya que la sociedad en general reclama a la industria una mayor seguridad para sus miembros, propiedades y medio ambiente

Para seleccionar la metodología más adecuada para la elaboración del presente estudio, se utilizó la Guía para la Elaboración del Estudio de Riesgo para Instalaciones en Operación emitida por la SEMARNAT y las Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso clave: 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 1 emitida por la DCO el 10/08/2012 de Pemex.

La metodología que se empleó para realizar una efectiva identificación de riesgos se presenta a continuación:

El HAZOP 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 "palabras guía".

La realización de un análisis HAZOP consta de las etapas que se describen a continuación.

### **Etapas:**

#### **1. Sesiones HAZOP.**

Las sesiones HAZOP tienen como objetivo la realización sistemática del proceso en donde se analizan las desviaciones en todas las líneas o nodos seleccionados a partir de las "palabras guía" aplicadas a determinadas variables o procesos. Se determinan las posibles causas, las posibles consecuencias, las respuestas que se proponen, así como las acciones a tomar. Toda esta información se presenta en forma de tabla que sistematiza la entrada de datos y el análisis posterior.

Las sesiones HAZOP se llevan a cabo por un equipo de trabajo multidisciplinario.

#### **2. 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 nodos ó líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias: línea de carga a un depósito, separación de disolventes, reactores, bombas, etc.

### **3. Definición de los nodos.**

En cada uno de estos nodos o líneas se deberán identificar los puntos claramente localizados en el proceso. Por ejemplo, tubería de alimentación de una materia prima a un reactor, impulsión de una bomba, depósito de almacenamiento, etc.

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, caudal, nivel, composición, viscosidad, etc.

La facilidad de utilización de esta técnica requiere reflejar en diagramas de flujo y diagramas de tubería e instrumentación todos los subsistemas considerados y su posición exacta. El documento que actúa como soporte principal del método es el diagrama de flujo de proceso, o de tuberías e instrumentos.

### **4. Aplicación de las palabras guía.**

Las "palabras guía" se utilizan para indicar el concepto que representan a cada uno de los nodos 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.). La tabla de abajo presenta algunas palabras guía y su significado.

**Tabla 26. Aplicación de las palabras guía.**

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
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 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
		Menos temperatura	Pérdidas de calor; vaporización; venteo bloqueado; fallo de sellado

La Clasificación de los riesgos se realizó mediante la aplicación de "Guías técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso" con número de identificación: 800-16400-DCO-GT-75 Revisión 1 con fecha: 10 de agosto de 2012, emitida por la Dirección Corporativa de Operaciones de Petróleos Mexicanos a través de la Subdirección de Disciplina Operativa Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

### 1. Definición de las desviaciones a estudiar.

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 sean aplicables a un nodo determinado.

Paralelamente a las desviaciones se deben indicar las causas posibles de estas desviaciones y posteriormente las consecuencias de estas desviaciones.

En la tabla anterior se presentan algunos ejemplos de aplicación de palabras guía, las desviaciones que originan y sus causas posibles.

Inicialmente se requiere recabar la información técnica actualizada consistente en:

- Diagramas de Tubería e Instrumentación,
- Diagramas de Flujo de los Procesos,
- Hojas de Datos de Seguridad de los Productos,
- Datos Cinéticos de la Reacción (cuando aplique),
- Plot- Plan,
- Especificaciones de Diseño,
- Procedimientos de Operación,
- Procedimientos de Emergencia,
- Reportes de Accidentes/Incidentes (históricos),
- Programas de mantenimiento,
- Datos Demográficos (No. de Habitantes, Escuelas, Hospitales, Distancias a la Población más cercana),
- Datos Meteorológicos (Histórico de los últimos 10 años),
- Censo de Equipos y Tuberías, y
- Planes de Emergencias.

Posteriormente se complementara la información con lo solicitado en las Guías que establece la SEMARNAT, para Estudios de Riesgos enfocado para plantas en operación.

### **Definir el Objeto de Análisis.**

El cual puede ser para una planta, una sección de la planta o un equipo de la planta o para un Rack de Tuberías.

### **Seleccionar los puntos críticos.**

En los cuales se incluyen las características de las sustancias, los equipos de proceso (vida útil), los programas de mantenimiento (cumplimiento y seguimiento), características de operación y el historial de los incidentes y/o accidentes ocurridos en la instalación.

Una vez seleccionado el método de Análisis de Riesgos, se procede a identificar y evaluar los peligros potenciales y problemas operativos. El análisis se lleva a cabo bajo la guía de un líder

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

entrenado y con experiencia en la aplicación de la metodología, con la ayuda de una persona que documente el análisis.

El líder procede a decir las desviaciones de las intenciones de diseño al Grupo Multidisciplinario que se formó del centro para efectuar el Estudio de Riesgo, procediendo a registrar todas las causas posibles y consecuencias que pueden ocasionar un incidente y/o accidente.

Posteriormente se preguntara al grupo multidisciplinario cual sería la salva guarda con que se cuenta para la administración del o los riesgos inherentes, en caso de no contar se deberá de efectuar una recomendación para la disminución de los riesgos presentes, los cuales estarán enfocados a salvaguardar al personal, el medio ambiente y las instalaciones.

En las siguientes Tablas se establece las causas típicas de pérdidas de contención en las tuberías, así como las salvaguardas típicas de pérdidas de contención en las tuberías.

**Tabla 27. Causas típicas de Pérdida de Contención.**

Sección del proceso	Causas
Líneas	Corrosión/erosión Fuego exterior Impacto exterior Falla de empaquetaduras de bridas Golpe de ariete Mantenimiento inadecuado Falla de líneas de instrumentos Defectos de materiales Falla por no-apertura de dispositivos de seguridad bajo demanda Expansión térmica cuando el equipo o las tuberías están bloqueados Válvula con fuga o mal alineada, que descarga en la atmósfera Vibración

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 28. Salvaguardas genéricas e inherentes para proteger o para mitigar las consecuencias de descargas de material.**

<p><b>TUBERÍAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Especificaciones de tuberías</li> <li>• Consideraciones de códigos de diseño</li> <li>• Tolerancias adicionales de corrosión en tubería y equipo</li> <li>• Guías de soldadura</li> <li>• Especificaciones de empaques</li> <li>• Relevado de esfuerzos</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>BOMBAS Y COMPRESORAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sellos mecánicos</li> <li>• Drenes en líneas y carcasas de bombas y compresoras</li> </ul>
<p><b>VÁLVULAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Especificación de válvulas</li> <li>• Consideraciones de código de diseño</li> <li>• Especificación de sellos y empaquetaduras</li> <li>• Válvulas diseñadas para posicionar de una forma segura a fallas de aire o de energía eléctrica</li> </ul>
<p><b>PREVENCIÓN DE CORROSIÓN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas periódicas no destructivas e inspección de tuberías, equipos y estructuras</li> <li>• Inyección de inhibidores de corrosión</li> <li>• Sistemas de protección catódica (ductos submarinos y estructuras)</li> </ul>
<p><b>MANTENIMIENTO DE EQUIPO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemas de mantenimiento preventivo incluyendo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medición de vibraciones del equipo giratorio</li> <li>▪ Programas de lubricación</li> <li>▪ Programas de inspección de sellos</li> <li>▪ Base de datos para fallas de equipo</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>MANTENIMIENTO SEGURO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Orden del trabajo de mantenimiento y permisos para trabajos con riesgo: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Trabajos calientes</li> <li>▪ Trabajos con riesgos</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>PROTECCIÓN DE CONTROLES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Salas de control remoto con: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suministro de electricidad de emergencia</li> <li>▪ Sistema de comunicaciones de emergencia</li> <li>▪ Protección en entradas y salidas de tuberías y cables</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>SISTEMAS DE CONTROL</b></p> <p>Sistemas de control distribuido para los procesos en PCS y turbogeneradores</p>

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

<p>PRUEBAS DE INSTRUMENTACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Pruebas y calibración periódica de la instrumentación del proceso</li><li>• Registro de las calibraciones de los instrumentos</li><li>• Registro de las modificaciones efectuadas en los sistemas y en el equipo (software y del hardware)</li><li>• Pruebas de los dispositivos de alarma</li><li>• Registros de los cambios y de las pruebas de los dispositivos de alarma</li><li>• Registro descriptivo de todos los puntos de calibración de los interruptores y las alarmas de emergencia para posibilitar una auditoría</li></ul>
<p>VÁLVULAS DE SEGURIDAD</p> <p>Desmontado, desensamblado y pruebas periódicas de las válvulas de seguridad</p>
<p>MANEJO DE VAPORES PELIGROSOS</p> <p>Sistemas de relevo de hidrocarburos que descargue a un quemador</p>
<p>AISLAMIENTO DEL PROCESO</p> <p>Válvulas de bloqueo manual para la mayor parte de los componentes</p>
<p>EQUIPO DE RELEVO, REDUNDANCIA Y DIVERSIDAD</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Redundancia de equipo (bombas, compresoras, turbogeneradores, algunos buses, sistema de distribución de fuerza, bombas contra incendio, compresores de aire de servicios)</li><li>• Sistemas de arranque automático para sistemas redundantes en el caso de bombas contra incendio, en turbogeneradores, y en generador de emergencia Prueba e inspección de componentes de sistemas redundantes</li><li>• Sistemas “no interrumpibles” de fuerza eléctrica para DCS y comunicación</li><li>• Generadores de fuerza de emergencia para iluminación y comunicación</li></ul>
<p>SISTEMAS DE CONTENCIÓN</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Charolas de contención en áreas de almacenamiento diésel</li><li>• Charolas de contención en bases de bombas</li><li>• Sumidero de regulación</li><li>• Lineamientos para el control de derrames</li></ul>
<p>SISTEMAS DE SUPRESIÓN Y EXTINCIÓN DE FUEGO</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Aspersión para protección de tanques diésel y separadores</li><li>• Sistemas de extinción de fuego con:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ CO<sub>2</sub></li><li>▪ Polvo químico seco (Sala de Control)</li><li>▪ Agua</li></ul></li><li>• Bombas de agua contra incendio operadas automáticamente (diésel)</li><li>• Monitores e hidrantes</li><li>• Extintores de fuego en las salas de control recomendados para fuego en equipo eléctrico (polvo)</li></ul>
<p>PROTECCIÓN PERSONAL</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Equipo de protección personal incluyendo:</li></ul>

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Aparato autónomo para respiración (25)</li><li>▪ Aire de respiración (2 tanques)</li><li>▪ Paquetes de escape (2 paquetes)</li><li>▪ Ropa de protección (para bomberos)</li><li>• Inspección y prueba periódica de los sistemas de protección personal y de seguridad, incluyendo:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Suministro de aire al sistema autónomo de respiración</li><li>▪ Regaderas de seguridad</li><li>▪ Suministro de aire de respiración</li></ul></li><li>• Disponibilidad de:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Clínica local para el tratamiento de primeros auxilios con medico</li><li>▪ Paquetes para la atención específica de casos de exposición personal (sólo en la clínica)</li></ul></li><li>• Programa específico de salud y de higiene del área y de la unidad, incluyendo revisiones periódicas ruido y solventes en laboratorio</li></ul>
<p><b>RESPUESTA A EMERGENCIAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Sistemas de emergencia de comunicación remota incluyendo:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Radios portátiles personales de dos vías</li><li>▪ Trabajo en pareja para ejecutar operaciones críticas o con riesgos</li><li>▪ Procedimientos de comunicaciones de emergencia</li><li>▪ Teléfonos</li></ul></li><li>• Brigadas contra incendio</li><li>• Brigadas contra incendio de apoyo</li><li>• Simulacros contra incendio</li><li>• Planes de contingencia de la unidad y de la instalación</li><li>• Simulacros de respuesta a emergencia y desastre</li><li>• Procedimientos de emergencia para incidentes especiales</li></ul>
<p><b>Documentación General</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Documentación que establezca claramente la normatividad y los procedimientos de operación</li><li>• Programas de mantenimiento documentados</li><li>• Sistema de comunicación sobre el estado de la unidad entre las guardias de turno de la unidades, que incluye:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bitácoras</li><li>▪ Hojas de datos del período (v.g., SIPA)</li><li>▪ Reportes del estado que guarda la unidad</li><li>▪ Programa de seguridad específico de la instalación y de la unidad con la documentación de los incidentes mayores (incluye casi accidentes)</li></ul></li></ul>
<p><b>Entrenamiento</b></p> <p>Entrenamiento y re entrenamiento formal de los operadores (en mantenimiento)</p> <p>Programa de calificación y certificación de personal (parcial)</p>

### **Consecuencias de falla en los controles**

La técnica HazOp implica la documentación de los escenarios de las consecuencias de interés más verosímiles, para lo cual no se considera la actuación o activación de las salvaguardas existentes; este enfoque es para evaluar el máximo nivel de riesgo y las peores consecuencias de acuerdo con las fallas totales de los controles administrativos y de ingeniería, una vez documentadas las consecuencias se identifican todos los controles administrativos y de ingeniería para proteger a la instalación contra dicho escenario, siendo reiterativo que cuanto más sean identificadas y calificadas las consecuencias mayor deberá ser la existencia de los controles administrativos, los de ingeniería y su confiabilidad. La identificación de escenarios que conllevan a consecuencias de menor impacto respecto a las establecidas y que se identificaron, fueron evaluadas, pero solamente las que llegaron a ser consideradas como las de consecuencias de interés mayores fueron asentadas en el análisis.

### **Ubicación de los equipos**

La ubicación de equipos se consideró de diversas maneras en este análisis de riesgo. El equipo de análisis de riesgo estimó las consecuencias de un evento en cuanto a la localización del equipo de proceso respecto a las salas de control operativo y a otros lugares donde se localiza personal operativo laborando, así mismo respecto a otros equipos de proceso. El equipo de análisis de riesgo incluyó personal con amplia experiencia en la ubicación general de los diversos componentes de la planta. Esta experiencia se complementó con planos de la instalación, además se añade la utilización de la aplicación de listas de verificación para considerar este aspecto.

### **Factores humanos**

El equipo de análisis de riesgo utilizó la técnica HazOp, en el HazOp el equipo de análisis de riesgo consideró los errores humanos como una fuente importante de causas de alteraciones en los procesos, en la siguiente Tabla se muestra las causas típicas discutidas en el análisis.

**Tabla 29. Causas Típicas de Errores de Procedimiento.**

- |   |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Proceso nuevo (o experiencia insuficiente con el proceso)</li><li>• Equipo fuera de servicio o que funciona mal (v.g., la válvula se queda abierta, el arranque del motor funciona mal)</li><li>• Falta de comunicación entre los operadores</li><li>• Al operador no le llega ninguna información retroactiva del proceso</li><li>• Instrumentos mal calibrados</li><li>• Por demanda de producción, no hay tiempo suficiente para efectuar todos los pasos</li><li>• Confusión en el cambio de turnos</li><li>• Confusión ocasionada por formato pobre, distracciones, o comunicación pobre</li><li>• El operador se salta un paso del procedimiento (o toma un atajo)</li><li>• La organización física del equipo hace más conveniente el realizar un paso antes/después o el realizar varios pasos al mismo tiempo/en el mismo sitio</li><li>• Intento de realizar el procedimiento a toda velocidad o de ganar tiempo perdido</li><li>• Distracción o falta de atención del operador</li></ul> |
|---|

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Las probables causas que pueden generar una pérdida de contención sin tomar en cuenta las variables de proceso se muestran en la tabla.

**Tabla 30. Causas típicas de fuga o ruptura**

Sección del proceso	Causas
Líneas y bombas	Cavitación de una bomba
	Corrosión/erosión
	“Carga muerta” por descarga cerrada
	Fuego exterior
	Impacto exterior
	Falla de empaquetaduras de bridas y sellos
	Golpe de ariete
	Mantenimiento inadecuado
	Falla de líneas de instrumentos
	Defectos de materiales
	Falla por no-apertura de dispositivos de seguridad bajo demanda
	Expansión térmica cuando el equipo o las tuberías están bloqueados
	Válvula con fuga o mal alineada, que descarga en la atmósfera
	Vibración
Tanques y recipientes	Corrosión
	Fuego externo
	Impacto externo
	Falla de empaquetaduras de bridas y sellos
	Mantenimiento inadecuado
	Falla de línea en un instrumento
	Defecto de material
	Falla por no-apertura de dispositivos de seguridad bajo demanda
	Vacío
	Válvula con fuga o mal alineada, que descarga en la atmósfera
Todos los equipos	Huracán
	Sismo

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Resultados del Hazop**

Las Hojas de trabajo, resultado de la aplicación de la técnica HAZOP de los nodos analizados se incluyen en el Anexo G.

La siguiente Tabla se presenta la lista de nodos para la identificación de peligros de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas mediante la metodología HAZOP.

No. De Nodo	Descripción
1	DESCARGA DE AUTO-TANQUES A PATIN DE MEDICIÓN
2	PATIN DE MEDICION
3	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA PREMIUM
4	CABEZAL DE MAGNA DE 22" Æ
5	CABEZAL DE PREMIUM DE 20" DE Æ
6	CABEZAL DE DIESEL DE 22" DE Æ
7	AUTOTANQUES
8	LÍNEA DE BUQUE A TANQUE
9	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA PREMIUM, TERMINAL MARITIMA
10	LINEA DE DISTRIBUCION DE GASOLINA DE 22" DE DIAM, TERMINAL MARITIMA
11	LINEA DE DISTRIBUCION DE DIESEL DE 22" DE DIAM, TERMINAL MARITIMA
12	DESCARGA A CARROTANQUES, TERMINAL MARTIMA
13	LINEA DE DESCARGA A POLIDUCTO, TERMINAL MARITIMA
14	POLIDUCTO

**Tabla 31. Lista de planos e información empleada para la identificación de peligros de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos Lázaro Cárdenas**

No. De plano	Descripción
A-001_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso
A-002_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso a poliducto
A-004_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso de COPE y de vapor de agua
B-000_TUMII_MARINA_020618	Planta de conjunto
B-300_TUMII_MARINA_020618	Descargadera de carrotanques, descargadera por buquetanque y llenadera por buquetanque
E-000_TUMII_MARINA_020618	Especificaciones de diques
K-000_TUMII_MARINA_020618	Plano tubería red general de proceso, diesel, cope, regular, premium y tubería red contra incendio agua-espuma

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

K-001_TUMII_MARINA_020618	Arreglo de tanques, tuberías y arreglo de equipos
L-700_TUMII_MARINA_020618	Localización del sistema de detección y alarma
L-701_TUMII_MARINA_020618	Señalamiento de equipos vs incendio
S-001_DFP_TUMII_MARINA_020618	Red de agua vs incendio
S-002_DFP_TUMII_MARINA_020618	Red de agua vs incendio
S-005_DTI_TUMII_MARINA_020618	Plano cope especificaciones
S-007_DTI_TUMII_MARINA_020618	Tanque gasolina regular esp
S-008_DTI_TUMII_MARINA_020618	Red contra incendio y red de espuma almacenamiento cope
S-012_DTI_TUMII_MARINA_020618	Red contra incendio y red de espuma tanque almacenamiento gasolina regular
S-015_DTI_TUMII_MARINA_020618	red contra incendio y red de espumas de la red de suministro a la casa de bombas de cope y del sistema de bombas del poliducto
X-300_ISO_PROCESO_TUMII_MARINA_020618	Isométrico red de proceso general
A-001_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso
A-002_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso a poliducto
A-004_DTI_TUMMII_MARINA_020618	Diagrama de flujo de proceso de COPE y de vapor de agua
B-000_TUMII_MARINA_020618	Planta de conjunto
B-300_TUMII_MARINA_020618	Descargadera de carrotanques, descargadera por buquetanque y llenadera por buquetanque
E-000_TUMII_MARINA_020618	Especificaciones de diques
K-000_TUMII_MARINA_020618	Plano tubería red general de proceso, diesel, cope, regular, premium y tubería red contra incendio agua-espuma
K-001_TUMII_MARINA_020618	Arreglo de tanques, tuberías y arreglo de equipos
L-700_TUMII_MARINA_020618	Localización del sistema de detección y alarma
L-701_TUMII_MARINA_020618	Señalamiento de equipos vs incendio
S-001_DFP_TUMII_MARINA_020618	Red de agua vs incendio
S-002_DFP_TUMII_MARINA_020618	Red de agua vs incendio
S-005_DTI_TUMII_MARINA_020618	Plano cope especificaciones
S-007_DTI_TUMII_MARINA_020618	Tanque gasolina regular esp
S-008_DTI_TUMII_MARINA_020618	Red contra incendio y red de espuma almacenamiento cope
S-012_DTI_TUMII_MARINA_020618	Red contra incendio y red de espuma tanque almacenamiento gasolina regular
S-015_DTI_TUMII_MARINA_020618	red contra incendio y red de espumas de la red de suministro a la casa de bombas de cope y del sistema de bombas del poliducto
X-300_ISO_PROCESO_TUMII_MARINA_020618	Isométrico red de proceso general
K-001_ZONA 2 MARITIMA LZC	Plano tubería red contra incendio agua-espuma
DFP RES VS INCENDIO ZONA 2	DFP (red contra incendio)

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

A-003 ZONA 5 MARITIMA LZC	Diagrama de flujo del proceso
A-001 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Diagrama de flujo de proceso
A-002 ZONA TERRESTRE LZC	Diagrama de flujo de proceso
DFP RED VS INCENDIO AGUA	DFP (red contra incendio zona 5 terrestre)
DFP RED VS INCENDIO AGUA	DFP red contra incendio agua espuma Zona 5 terrestre
E-000 ZONA 5 TERRESTRE LZC	PLG (plano localizacion general)
K-000 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general proceso
K-001 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general proceso regular
K-002 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general proceso premium
K-003 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general proceso diesel
K-006 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general contra incendio de agua espuma
K-007 ZONA 5 TERRESTRE LZC	Plano tubería red general contra incendio de agua
MC-A-001 LZC Z2 20180523 MEMORIAS DE TUBERIA ZONA 2	Terminal marítima lázaro cárdenas Memoria de cálculo de líneas de proceso.
MC-A-001 LZC Z5 20180525 MEMORIA TUBERIA ZONA 5	Memoria de cálculo de líneas de proceso. Zona 5

### Jerarquización de Riesgos

Durante la aplicación de la metodología de identificación de riesgos se elaboró de forma simultánea el proceso de jerarquización de los eventos identificados, con objeto de seleccionar los postulados finales sobre los que se proseguirá el Análisis de Consecuencias y de frecuencia, así como para definir aquellos que, estando en una situación de riesgo intermedia, deben ser cuestionados sobre la justificación o no de la implantación de las recomendaciones que a ellos aplican, mediante la metodología Costo-Beneficio. Para llevar a cabo la jerarquización de los riesgos identificados, se utilizó la metodología (F.5 Matrices de Riesgo página 96 y 97) descrita en la Guía Técnica para realizar análisis de Riesgos de Proceso Clave 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 0 emitido el día 3 de septiembre de 2010 y desarrollado por la Dirección Corporativa de Operaciones, Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, mediante la aplicación de la Matriz de Frecuencia contra Consecuencia se puede jerarquizar y obtener un índice de todos los riesgos a los que está sujeta la instalación.

### Principio ALARP

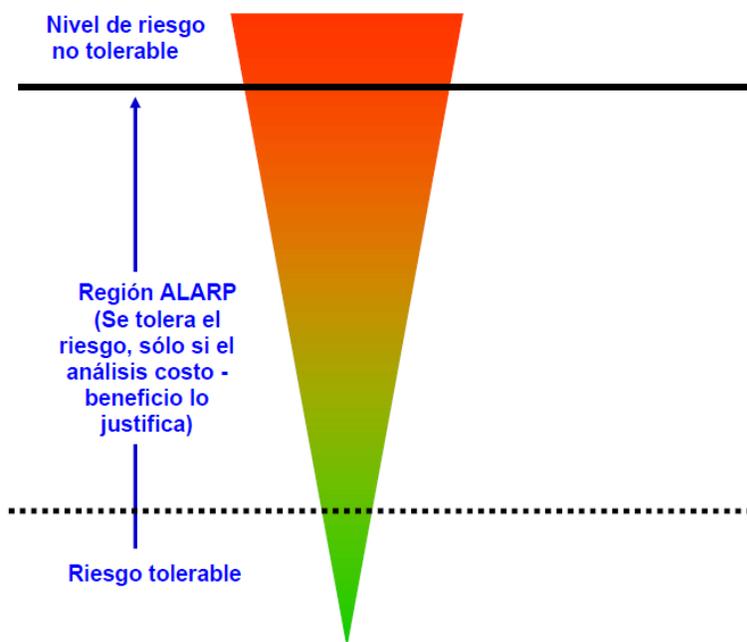
ALARP (por sus siglas en inglés As Low As Reasonably Practicable) Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico.

El concepto ALARP fue desarrollado en el Reino Unido. La legislación de ese país estableció el término ALARP por medio del Health and Safety at Work, etc. Act. 1974, el cual requiere

que se mantengan las instalaciones y sus sistemas “seguros y sin riesgo a la salud” hasta donde fuera razonablemente práctico. Esta última frase se interpreta como una obligación de los propietarios de las instalaciones para reducir el riesgo a un nivel tan bajo como sea razonablemente práctico.

Existen riesgos que son tolerables y otros riesgos no tolerables. El principio ALARP se encuentra precisamente entre los riesgos que se toleran y los que no. En la Figura del principio ALARP se explica que un riesgo se considere dentro de la región ALARP, debe demostrarse que el costo relacionado con la reducción del riesgo (su frecuencia y/o consecuencia) es desproporcionado con respecto al beneficio que se obtiene.

El principio ALARP surge del hecho de que sería posible emplear una gran cantidad de tiempo, dinero y esfuerzo al tratar de reducir los niveles de riesgo a un valor de cero, lo cual en la práctica no es costeable ni posible. Adicionalmente, este principio, no debe entenderse como simplemente una medida cuantitativa de los beneficios contra daños. Se debe entender como una buena práctica de juicio del balance entre riesgo y el beneficio a la sociedad y el negocio.



**Figura 42. Principio ALARP (por sus siglas en inglés As Low As Reasonably Practicable) Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico.**

### **Matrices de Riesgo.**

Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones. Esa escala debe de cumplir con las siguientes características:

- Ser simple de entender y fácil de usar.
- Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente y negocio).

**Definir claramente los niveles de riesgo tolerable, ALARP y no tolerable.**

Las matrices de riesgo normalmente se emplean para clasificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de éstos. Esa matriz aplica única y exclusivamente para la organización que la desarrolla. Las matrices de riesgos son gráficas en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre el personal, la población, el medio ambiente y el negocio. Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en la región ALARP y los no tolerables.

**Matrices de Riesgo para la aplicación en PEMEX y Organismos Subsidiarios:**

Con base en la información que se ha presentado en la sección anterior, las categorías de frecuencias, las categorías de consecuencias, así como sus correspondientes matrices de riesgo, que deben utilizarse para realizar los Análisis de Riesgos de Proceso en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, se muestran a continuación.

**Tabla 32. Categorías de Frecuencia para aplicación en PEMEX.**

<b>Clasificación</b>	<b>Tipo</b>	<b>Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia</b>
6	Muy Frecuente	Ocurre una o más veces por año.
5	Frecuente	Ocurre una vez en un período entre 1 y 3 años.
4	Poco Frecuente	Ocurre una vez en un período entre 3 y 5 años.
3	Raro	Ocurre una vez en un período entre 5 y 10 años.
2	Muy Raro	Ocurre solamente una vez en la vida útil de la planta.
1	Extremadamente Raro	Evento que es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.

El principio ALARP surge del hecho de que sería posible emplear una gran cantidad de tiempo, dinero y esfuerzo al tratar de reducir los niveles de riesgo a un valor, lo cual en la práctica no es costeable ni posible. Adicionalmente, este principio, no debe entenderse como simplemente una medida cuantitativa de los beneficios contra daños. Se debe entender como una buena práctica de juicio del balance entre riesgo y el beneficio a la sociedad y al negocio.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**

PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas

**Tabla 33. Categorías de Consecuencias para aplicación en PEMEX.**

<b>Categoría de Consecuencia</b>	<b>Daños al Personal</b>	<b>Efecto a la Población</b>	<b>Impacto Ambiental</b>	<b>Pérdida de Producción en (MM USD)</b>	<b>Daños a la Instalación (MM USD)</b>
6	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 15 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 100 fatalidades.	Fugas o derrame externo que no se pueda controlar en una semana.	Mayor de 50.	Mayor de 50.
5	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 15 a 100 fatalidades.	Fugas o derrame externo que se pueda controlar en una semana.	De 15 a 50.	De 15 a 50.
4	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades.	Fugas o derrame externo que se pueda controlar en un día.	De 5 a 15.	De 5 a 15.
3	Heridas o daños físicos que pueden generar incapacidades médicas.	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización a gran escala.	Fugas o derrame externo que no se pueda controlar en algunas horas.	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5
2	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios.	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios. Evento que requiere de evacuación. Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar.	Fugas o derrame externo que no se pueda controlar en menos de una hora (incluyendo el tiempo para detectar).	De 0.250 a 0.500.	De 0.250 a 0.500.
1	No se esperan heridas o daños físicos.	No se esperan heridas o daños físicos. Ruidos, olores e impacto visual imperceptible.	No hay fuga o derrame externo.	Hasta 0.250.	Hasta 0.250.

Tabla 34. Matriz de Riesgo para aplicación en PEMEX.

		Consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	C	B	A	A	A
	3	C	C	B	A	A	A
	2	C	C	C	B	B	A
	1	C	C	C	C	B	B

Daños al personal

		Consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	A	A	A	A
	4	C	B	A	A	A	A
	3	C	B	A	A	A	A
	2	C	B	A	A	A	A
	1	C	C	B	A	A	A

Daños a la población

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

		Consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	B	B	B	A	A
	3	C	C	C	B	A	A
	2	C	C	C	C	B	A
	1	C	C	C	C	C	B

**Impacto Ambiental**

		Consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	B	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	C	B	B	A	A
	3	C	C	C	B	B	A
	2	C	C	C	C	B	A
	1	C	C	C	C	C	B

**Daños a la instalación, producción/bienes de terceros/bienes a la nación**

Una vez concluida la caracterización y calificación de los riesgos de Integridad Mecánica, se debe preparar el informe, en el cual se documentaran los riesgos Tipo A, B, o C, así como las medidas de control recomendadas, de acuerdo con formatos establecidos.

**Análisis de frecuencias**

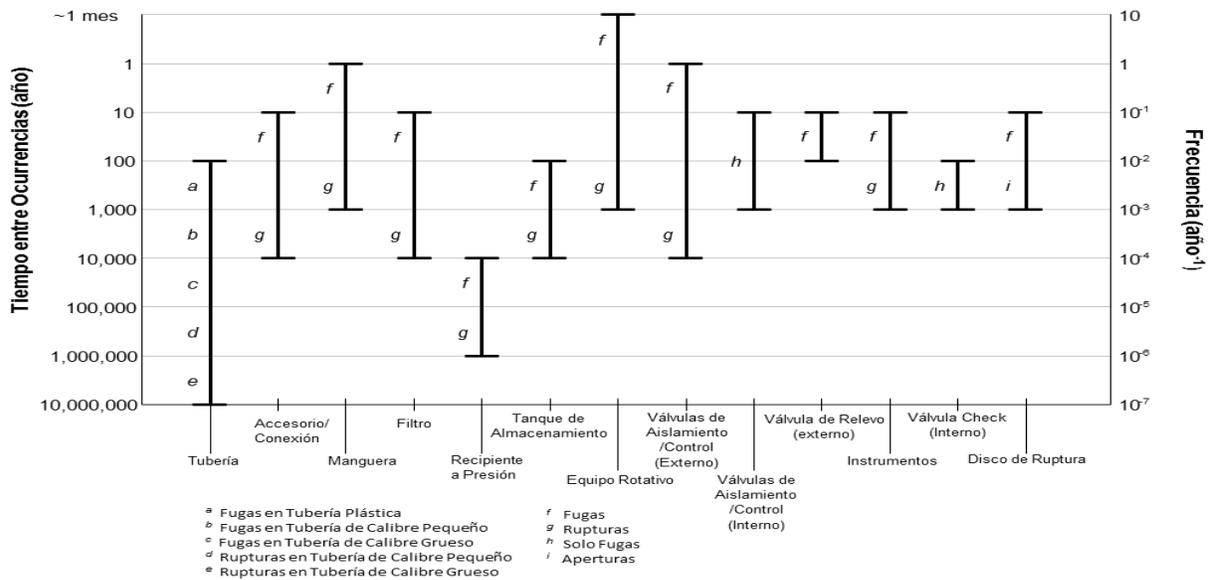
El análisis detallado de frecuencias tiene como objetivo estimar de frecuencia de las situaciones no deseadas (consecuencias), que fueron identificadas durante la evaluación cualitativa de riesgos. Esta estimación tiene a su vez el objetivo de evaluar la reducción de riesgos asociada con la implantación de las recomendaciones del equipo multidisciplinario.

Para estimar la ocurrencia de la frecuencia para el evento iniciante de cada escenario definido se pueden considerar diversas técnicas incluyendo análisis de árboles de fallas, análisis de árboles de eventos y basándose en datos históricos de accidentes o de fallas. Las probabilidades de la ocurrencia o la no-ocurrencia de eventos pueden determinar secuencias específicas de posibles tipos de accidentes, que servirán para cuantificar sus probables

frecuencias de ocurrencia, para este análisis efectuaremos el uso de la técnica de árboles de eventos, por lo que determinaremos una frecuencia de ocurrencia referida sobre la base del tiempo, tomando como base un periodo de un año.

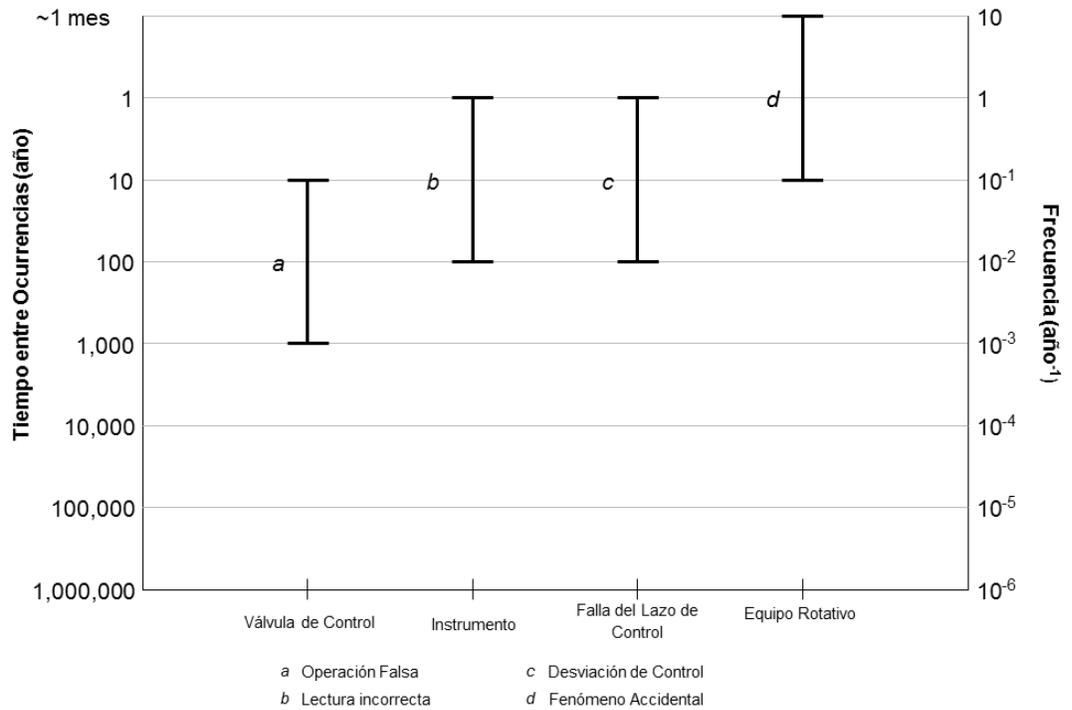
Los valores genéricos de fugas y rupturas catastróficas envuelven varias causas probables tales como: fallas operacionales, fallas de los materiales, impactos externos, etc. La estimación de la frecuencia de ocurrencia de las fallas están expresados en ocurrencias/año, establecidos basándose en las condiciones normales de operación (presión, flujo temperatura, etc.). Para estimar las respectivas tasas de fallas debido a las fugas y rupturas y las premisas adoptadas se utilizó como soporte las siguientes Figuras.

**Figura 43. Frecuencias para fugas y rupturas típicas en equipo de proceso**

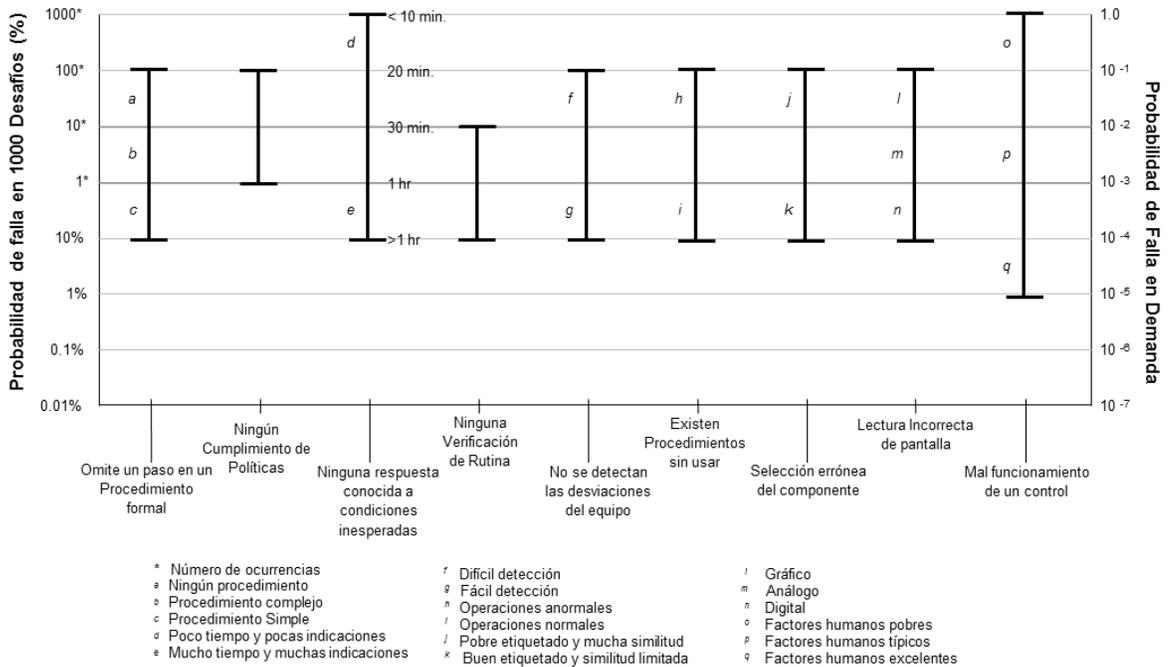


**Figura 44. Frecuencias Típicas de Falla de Componentes Activos.**

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

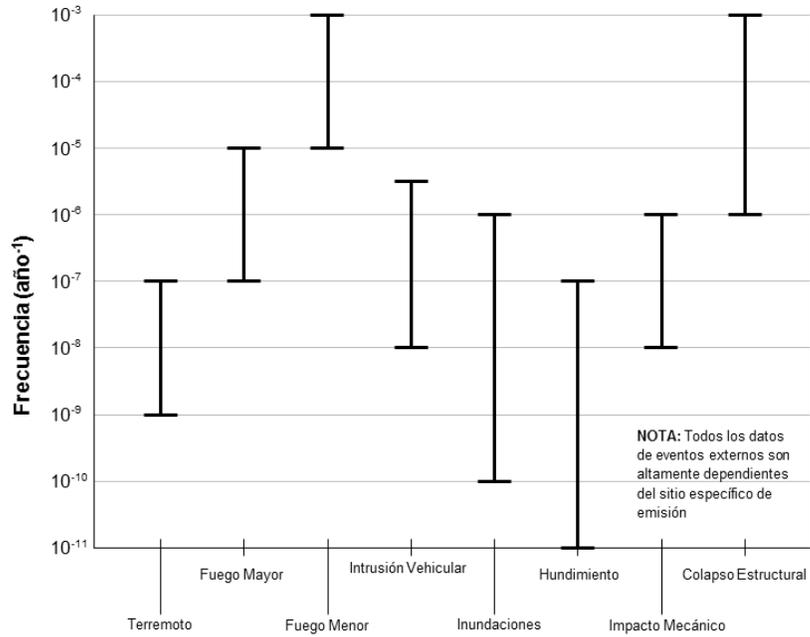


**Figura 45. Probabilidades Típicas de Errores Humanos**

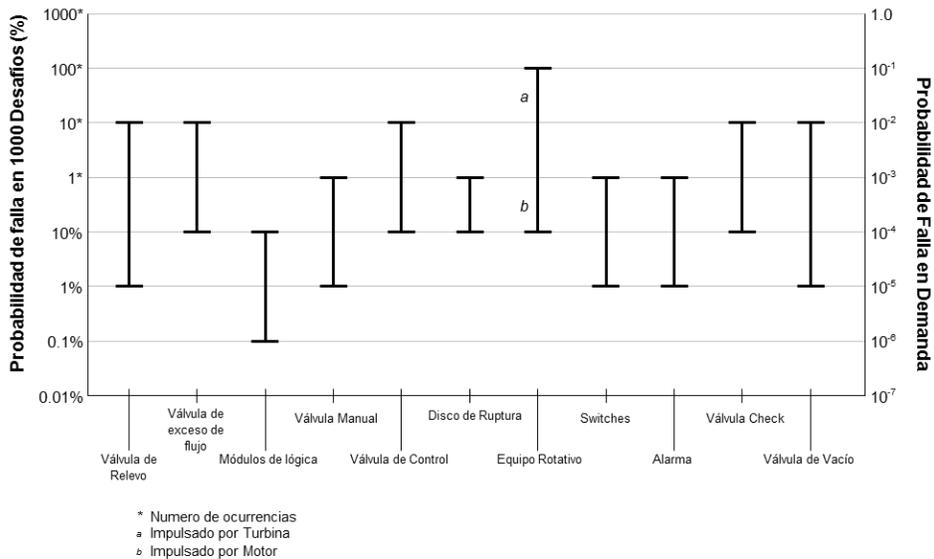


- |                                      |  |                               |
|--------------------------------------|--|-------------------------------|
| * Número de ocurrencias              | ‡ Difícil detección                    | ‡ Gráfico                     |
| a Ningún procedimiento               | § Fácil detección                      | m Análogo                     |
| b Procedimiento complejo             | ¶ Operaciones anormales                | n Digital                     |
| c Procedimiento Simple               | ‡ Operaciones normales                 | o Factores humanos pobres     |
| d Poco tiempo y pocas indicaciones   | ‡ Pobre etiquetado y mucha similitud   | p Factores humanos típicos    |
| e Mucho tiempo y muchas indicaciones | * Buen etiquetado y similitud limitada | q Factores humanos excelentes |

**Figura 46. Frecuencias típicas de eventos externos.**



**Figura 47. Probabilidades típicas de falla durante la demanda**



Para realizar el análisis de consecuencias, es necesario considerar el tipo de escenario que puede desencadenarse dependiendo de la sustancia involucrada, ya que cada material tiene

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

propiedades fisicoquímicas y condiciones de almacenamiento diferentes, siendo estas características importantes en cuanto al desarrollo de un evento que puede traer consigo consecuencias catastróficas.

Los escenarios de explosión e incendio pueden presentarse con materiales peligrosos en entornos donde la falta de controles de ingeniería en los procesos, errores humanos, fallo de componentes, etc., son causas que hacen probable la manifestación de los mismos. Estos escenarios tienen características particulares cuyo grado de impacto depende del material peligroso involucrado y de las condiciones meteorológicas presentes al momento de la contingencia. Sin embargo, si se tiene un buen control en las condiciones de manejo y almacenamiento, se puede disminuir su frecuencia.

Las sustancias de interés, en este estudio, son: gasolina y diesel. Dichas sustancias son capaces de crear atmósferas peligrosas, por lo que en este apartado se estudiarán los sucesos que pueden desencadenarse por las características de almacenamiento de estas sustancias en el sitio particular de estudio, empleando la técnica del árbol de sucesos para facilitar el entendimiento de los factores que condicionan el desarrollo de los diferentes escenarios.

La gasolina y el diesel son líquidos inflamables, que al fugarse del recipiente que los contiene, pueden transportarse en el suelo y formar un charco, que en caso de estar contenido, tendrá las dimensiones del dique de contención. Estas sustancias pueden evaporarse dependiendo de las condiciones de temperatura ambiental y formar nubes inflamables y al presentarse un aporte de energía puede ocasionarse un denominado “incendio de charco”. En el sitio de estudio, los tanques que contienen gasolina y diésel se encuentran en un dique de concreto, cuya capacidad máxima es suficiente para para contener un volumen que conforman una mezcla de estas sustancias

Una vez que se identifica lo que puede ocurrir con las sustancias involucradas, se pueden definir los eventos asociados a sucesos iniciadores con las mismas, basándose en factores condicionantes que determinan las consecuencias de cada cadena de eventos. Para facilitar el desarrollo de la predicción de consecuencias se proponen los escenarios que pueden presentarse empleando el árbol de sucesos.

En el caso estudio se pueden tener dos sucesos iniciadores que están basados en el escape de la sustancia desde su contenedor. En las figura se muestran los árboles de sucesos, se considera la fuga de hidrocarburo líquido.

A cada suceso iniciador le corresponde una frecuencia cuyo valor depende del tipo de sistema de almacenamiento

**Tabla 35. Frecuencias de los sucesos iniciadores para el árbol de sucesos.**

<b>Sistema</b>	<b>Frecuencia* (año<sup>-1</sup>)</b>
Tanque presurizado (estacionario)	$5 \times 10^{-7}$
Tanques atmosféricos	$1 \times 10^{-8}$

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

\*Los valores de frecuencia fueron dados por Casal (2008).

Por otro lado, los factores condicionantes tienen una probabilidad asociada la cual depende del tipo y cantidad de sustancia liberada, así como de factores externos aledaños a la instalación de almacenamiento (ver tabla 30). La probabilidad complemento se expresa para cada fracaso como la diferencia de  $1-P_n$  ( $n= 1, 2, 3, 4, 5, 6$ ).

**Tabla 36. Valores de probabilidad para los factores condicionantes.**

<b>Probabilidad</b>	<b>Valor*</b>	<b>Observaciones</b>
<b>P1</b>	0.5	La masa de la sustancia liberada se encuentra entre 1,000 kg y 10,000 kg.
<b>P2</b>	.7	Probabilidad de BLEVE debido a la ignición inmediata de la liberación instantánea.
<b>P3</b>	0.7	Probabilidad de ignición retardada en una zona con posibles fuentes de ignición.
<b>P4</b>	0	La cantidad de material dispersa en el aire no es mayor a 500 kg.
<b>P5</b>	0.065	Probabilidad de ignición inmediata para sustancias altamente inflamables.

\* Los valores de probabilidad fueron dados por Vílchez et al. (2011)

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

SUCESO INICIADOR $f(\text{año}^{-1})$	FACTORES CONDICIONANTES			CONSECUENCIAS $f(\text{año}^{-1})$
	Ignición inmediata	Ignición retardada	Aceleración del frente de llama	
Fuga de Gasolina y Diesel 1.00E-08	Si $P_5 = 0.065$			Incendio de charco 6.50E-10
	No $\bar{P}_5 = 0.935$	Si $P_3 = 0.7$	Si $P_4 = 0$	Explosión + Incendio de charco 0.00E+00
		No $\bar{P}_4 = 1$		Llamarada + Incendio de charco 6.55E-09
		No $\bar{P}_3 = 0.3$		Sin consecuencias 2.81E-09

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Del árbol de sucesos donde el suceso iniciador parte de la fuga de gasolina y diesel, se tiene que los escenarios son: Incendio de charco, explosión más incendio de charco y llamarada. Las frecuencias de cada escenario se resumen en la siguiente tabla

Escenario	Estimación de frecuencia (f)	Frecuencia
Bola de fuego	$f = 5.10^{-7} \times 0.5 \times 0.7$	$f_{BLEVE} = 1.17 \cdot 10^{-7} \text{ año}^{-1}$
Nube explosiva	$f = 5.10^{-7} \times 0.5 \times 0.3 \times 0 + 5.10^{-7} \times 0.5 \times 0.6$	$f_{UVCE} = 1.50 \cdot 10^{-7} \text{ año}^{-1}$
Dardo de fuego	$f = 5.10^{-7} \times 0.5 \times 0.3 * 1$	$f_{JET FIRE} = 7.5 \cdot 10^{-9} \text{ año}^{-1}$
Incendio de charco	$f = (1.10^{-8} \times 0.0.65) + (1.10^{-8} \times 0.935 \times 0.7 \times 1)$	$f_{POOL FIRE} = 7.20 \cdot 10^{-9} \text{ año}^{-1}$
Explosión + incendio de charco	$f = 1.10^{-8} \times 0.935 \times 0.7 \times 0$	$f_{EXPLOSION POOL FIRE} = 0$
Llamarada por fuga de Gasolina y Diesel	$f = 1.10^{-8} \times 0.935 \times 0.7 \times 1$	$f_{FLASH FIRE} = 6.55 \cdot 10^{-9} \text{ año}^{-1}$

**Los escenarios accidentales a simular serán nube explosiva, incendio de charco y llamarada por fuga de gasolina y diesel.**

**La explosión más un incendio de charco, es un escenario que tiene una frecuencia de cero ( esto es debido a que nubes que contengan menos de 1000 lb. De vapor o gas es muy improbable que exploten cuando no están completamente confinadas), aunque las condiciones del medio no inducen a la formación de una nube de vapores de gasolina suficientes para generar una explosión se simulara la explosión de una nube de gas no confinada para gasolina, únicamente para determinar las consecuencias de la misma**

**Para la simulación del incendio de charco y llamarada por fuga de gasolina y diesel se consideraran ambas sustancias aunque es importante mencionar que el Diesel es menos volátil e inflamable que la gasolina y que no a la fecha no hay accidentes donde el elemento iniciador sea él Diesel.**

### **Peligros asociados a la gasolina**

#### **Piscina de fuego (pool fire)**

Cuando se derrama un líquido inflamable, tal como la gasolina, existe la posibilidad de que al encontrar una fuente de ignición muy próxima al punto de fuga se produzca un incendio inmediatamente. El incendio puede ser de grandes proporciones dependiendo de la cantidad fugada, provocando llamas perjudiciales para la integridad no solo de los equipos envueltos por estas, si no también para las personas ubicadas en el área próxima, y un flujo de calor radiante perjudicial hasta distancias apreciables de las mismas. La radiación máxima emitida por un incendio de gasolina se encuentra en un rango de 70 a 110 kw/m<sup>2</sup>. También se produce una gran cantidad de humo contaminante en gran parte para el ambiente.

El diámetro de la piscina dependerá de la cantidad derramada, en caso de que el líquido haya quedado retenido en el tanque como tal, este diámetro será directamente el diámetro del tanque, o en caso de quedar retenido en el dique rectangular, se obtendrá un diámetro circular

equivalente. Es decir, gracias al dique las dimensiones del incendio se reducen considerablemente, ya que este disminuye el tamaño de la piscina de fuego.

### **Explosione de vapor no confinada (UVCE)**

Una UVCE ocurre cuando después de un derramen de gasolina, esta no encuentra un punto de ignición inmediato si no que hay un retardo en la ignición, lo que hace que la nube de vapor se disperse largas o cortas distancias dependiendo de las condiciones meteorológicas, de hecho la gasolina tiene una presión de vapor tal que facilita la evaporación de los componentes mas volátiles de la misma.

Para que se produzca una explosión de una nube inflamable se deben dar circunstancias tales como cantidad determinada de vapor entre los límites de inflamabilidad, presencia de una fuente de ignición y grado mínimo de confinamiento. Por lo tanto, si no existe el suficiente grado de confinamiento, en lugar de una explosión se producirá una llamarada.

El principal efecto de este evento peligroso es la onda de sobrepresión proveniente de la explosión, esta ocasiona los daños a estructuras y equipos, y perjuicios a las personas dependiendo del grado de la misma.

### **Explosión confinada de la nube de vapor (CVCE)**

Cuando hay obstáculos suficientes como para frenar, por obstrucción, la expansión de los vapores inflamables que arden, puede producirse una explosión confinada (UVCE), produciéndose el fenómeno denominado acumulación de presión y alcanzándose sobre presiones sensiblemente mayores que en el caso de deflagración no confinada.

Una explosión confinada puede ocurrir en el interior de un edificio, cuarto o tanque.

Después de este accidente, es muy probable que el tanque se incendie, e incluso se rompa, derramándose su contenido. El estallido da origen a una onda de presión y a proyectiles primarios constituidos por los fragmentos del depósito destruido.

### **Llamarada (FLASH-FIRE)**

Esta clase de incendio ocurre cuando después de ocurrir el escape liquido inflamables hay un retardo en la ignición y de esta forma la nube de vapor se va a dispersar dependiendo de las condiciones metereológicas, pero debido a que no existe el suficiente grado de confinamiento, no se produce un explosión no confinada si no que se produce una llama progresiva de difusión o premezclada con baja velocidad de llama y no se produce onda de presión si no que los efecto serán resultado exclusivo de la radiación emitida por la llamarada. Es muy peligrosa, ya que si la nube de vapor alcanza largas distancias puede quemar en un tiempo muy corto los objetivos que encuentra a su paso, incluyendo personas, estructuras o edificaciones, en un largo relativamente corto de tiempo.

**Resultados de la Jerarquización**

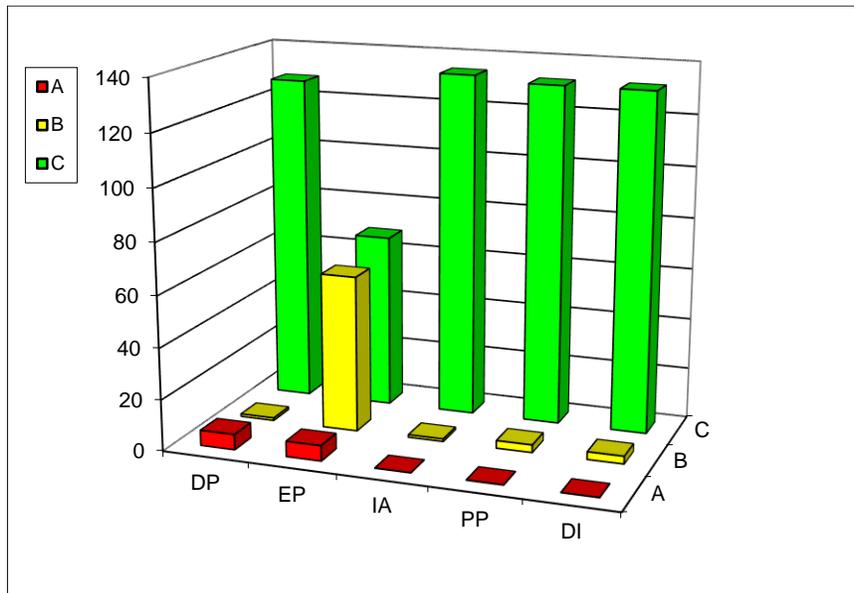
A continuación, se presenta la Jerarquización de los nodos del Hazop:

En la Tabla 37 se presenta el resumen de la ubicación de los Escenarios de Riesgo representados en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación y las matrices de riesgo.

**Tabla 37. Resumen de ubicación de los escenarios de Riesgo en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación en las matrices de riesgo.**

	DP	EP	IA	PP	DI	
<b>A</b>	6	6	0	0	0	12
<b>B</b>	1	61	1	3	3	69
<b>C</b>	128	68	134	132	132	594
	135	135	135	135	135	

**Figura 48. Resultados de la Jerarquización de los nodos evaluados en el HAZOP**



De acuerdo a los resultados obtenidos al aplicar la metodología Hazop y de acuerdo a la jerarquización se efectuara el análisis de consecuencias a los siguientes escenarios

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

**Tabla 38. Nodos analizados**

No. Nodo	Causa	Consecuencia
3.5	Derrame de combustible Riesgo de incendio/explosión Fuga en empaque de brida de válvula de tanque o en empaque de entrada hombre del tanque TV1.	Derrame de combustible Riesgo de incendio/explosión
4.2	Fuga en el cabezal de 22" de Ø de distribución de gasolina línea por corrosión, golpe o falla de material	Riesgo de incendio/explosión del material fugado
7.5	Desacople de manguera o brazo de carga por mala conexión o por movimiento del autotanque	Riesgo de incendio/explosión del material fugado
8.10	Fuga por orificio en Línea de buque a tanque	Riesgo de incendio/explosión del material fugado
9.4	Fuga en empaque de brida de válvula de tanque o en empaque de entrada hombre	Derrame de combustible Riesgo de incendio/explosión
14.6	Fuga en algún punto del ducto antes del patín de medición.	Derrame fuera del límite de batería analizado.

Los resultados de la jerarquización de los nodos del HAZOP se encuentran en el Anexo G

## **II DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.**

### **II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.**

La determinación de los radios potenciales de afectación se realizó con la siguiente secuencia:

- Selección de escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia.
- Selección de escenarios de mayores consecuencias.
- Simulación de eventos con el simulador RIESGO (Recursos Instrumentales para la Evaluación Sistemática de Grandes Riesgos), versión 2.10, de Safety Software Co., de los escenarios identificados en el Hazop.

#### **Descripción del software de simulación utilizado.**

RIESGO (Recursos Instrumentales para la Evaluación Sistemática de Grandes Riesgos), versión 2.10, de Safety Software Co.

La mayoría de guías para planificación de emergencias con materiales peligrosos, recomiendan que un análisis de peligros debe ser la primera etapa en el proceso. Tales esfuerzos darán a las autoridades locales unos conocimientos sobre la naturaleza y magnitud de las amenazas conocidas, les ayudará a concentrar las actividades de planificación sobre los peligros específicos de un local o instalación, y facilitar que el plan reúna los requerimientos reales de las comunidades. Aunque un plan proporcione una estructura y organización de respuesta flexible para eventos inesperados, se requiere asegurar que los eventos esperados reciban especial atención.

El propósito fundamental de RIESGO es suministrar al personal de planificación, métodos integrados para evaluar el impacto de la dispersión de vapores, incendio y explosión relacionados con las descargas de materiales peligrosos en el ambiente terrestre. El programa no solo aumenta el conocimiento de las características de eventos y riesgos de accidentes potenciales sino que proporciona las bases para planificación de emergencias”.

El programa RIESGO es una poderosa herramienta para analizar posibles situaciones de emergencia. Sin embargo, la utilidad de sus resultados depende de la contabilidad de los datos de entrada proporcionados

El programa RIESGO cuenta con modelos para simular los principales peligros como toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica (calor) y sobrepresión (explosión) relacionados con emisiones de sustancias químicas que resultan en la liberación de gases tóxicos, incendios y/o explosiones. Los modelos implementados en RIESGO permiten considerar dispersiones originadas en fuentes continuas o instantáneas.

Como resultado de la resolución de los modelos implementados se obtiene la distancia máxima a la cual se alcanza la concentración de interés determinada. A partir de esta información el programa establece el contorno de la nube formada para la concentración elegida (valor umbral) y predice, en forma gráfica, el perfil de concentración y la dosis para cualquier punto de coordenadas (x,y) a cierta distancia de la fuente.

### **Características principales del programa.**

Genera una gran variedad de producción en escenarios específicos, incluyendo la zona de amenaza, amenaza en lugares específicos y gráficos de la fuente.

Calcula la tasa de liberación de productos químicos de escape en los tanques, charcos (tanto en la tierra y el agua), las tuberías de gas y predice los cambios de velocidad de liberación a través del tiempo.

Modelos de escenarios diferentes: por ejemplo las nubes de gas tóxico, BLEVEs (vapor saturado), los incendios de chorro, las explosiones de nube de vapor y los incendios de charco.

Evalúa los diferentes tipos de riesgo (en función de la hipótesis de emisión): toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica y sobrepresión.

### **Consideraciones para el modelo**

La información necesaria para la evaluación del modelo de simulación es:

- Características físicas y químicas del fluido.
- Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio y clase de la estabilidad atmosférica.
- Tiempo de fuga.
- Diámetro equivalente del orificio de la fuga.
- Condiciones de operación.

### **Características físicas y químicas del fluido**

Los datos de las características físicas y químicas de la gasolina fueron obtenidos de la hoja de seguridad.

### **Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio.**

Las condiciones meteorológicas del sitio fueron tomadas de la Manifestación de Impacto Ambiental y se presentan en las hojas de datos para suministrar al modelo.

A continuación se presenta los resultados de la evaluación de consecuencias:

Los análisis de consecuencias deben estudiar los diferentes tipos de accidentes potenciales en establecimientos industriales que pueden producir fenómenos peligrosos para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales. Estos tipos de accidentes potenciales se seleccionan a partir de un correcto análisis e identificación de riesgos y los cuales son los siguientes:

- Fugas o derrames incontrolados de sustancias peligrosas: líquidos o gases en depósitos y conducciones.
- Evaporación de líquidos derramados.
- Dispersión de nubes de gases, vapores y aerosoles.
- Incendios de charco o "Pool fire".
- Chorro de fuego o "Jet fire".

- Deflagraciones no confinadas de nubes de gases inflamables o "UVCE"
- Estallido de depósitos o "BLEVE".
- Explosiones físicas y/o químicas.
- Vertido accidental al medio ambiente de sustancias contaminantes, procedente de fugas o derrames incontrolados.

Normalmente, un accidente de estas características se produce a partir de algún suceso menor que trae como consecuencia la pérdida de estanqueidad de algún recipiente, depósito o tubería que contiene alguna sustancia, lo que produce la [fuga o derrame](#) de esta sustancia al exterior. También es posible un incendio previo o simultáneo a una fuga o incluso, una explosión previa a la fuga o al incendio. No obstante, en la mayoría de los casos el primer suceso consiste en una fuga incontrolada de producto.

### **Las clases atmosféricas de la estabilidad de Pasquill.**

La estabilidad atmosférica es una variable que se establece para caracterizar la capacidad que la atmósfera tiene para dispersar un contaminante; en realidad, lo que representa es el grado de turbulencia existente en un momento determinado.

La cantidad de turbulencia en la atmósfera ambiente tiene un efecto principal en la dispersión de las plumas (contaminantes vapores ó gas) de la contaminación atmosférica, porque la turbulencia aumenta arrastre y al mezclarse con aire no contaminado en la pluma, de tal modo que actúa para reducir la concentración de agentes contaminadores en el pluma (es decir, realza la dispersión de la pluma). Es por lo tanto importante categorizar la cantidad de turbulencia atmosférica presente en cualquier hora dada.

El método de categorizar la cantidad de presente atmosférico de la turbulencia era el método desarrollado por Pasquill en 1961, el categorizó la turbulencia atmosférica en seis clases de la estabilidad nombró A, B, C, D, E y F. La clase A que es la más inestable o la más turbulenta, y la clase F es la más el estable o menos turbulenta. En la Tabla VI.9 enumera las seis clases y la Tabla 43 proporciona las condiciones meteorológicas que definen cada clase.

**Tabla 39. Tipo de estabilidad.**

<b>Tipo de estabilidad</b>	<b>Definición</b>
A	Muy inestable
B	Inestable
C	Levemente inestable
D	Neutral
E	Levemente estable
F	Estable

Una condición estable se caracteriza por un flujo laminar de las capas del aire y se presenta ausencia de turbulencia, un gradiente vertical de temperatura, fluctuaciones mínimas de la dirección del viento y un bajo nivel de insolación (condiciones más adversas para la dispersión de contaminantes).

La relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas (radiación solar y

cobertura del cielo) se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 40. Relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas.**

Velocidad del viento m/seg	Día e Insolación fuerte	Día e Insolación moderada	Día e Insolación débil	Noche y nubosidad Más de 50%	Noche y nubosidad Menos del 50 %
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

De acuerdo con Secretaría del Medio Ambiente y Recursos naturales (SEMARNAT) en la presentación de Estudios de Riesgos para modelaciones por toxicidad, deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, se deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.

### **Simulación de los eventos y diagramas de pétalos.**

Este apartado tiene por objeto principal determinar las zonas vulnerables que están asociadas a los accidentes identificados, mediante la simulación del comportamiento real de una sustancia química, en la cual intervienen una multitud de factores tales como:

- Condiciones en que se produce la liberación de la sustancia
- Características físico-químicas de la misma
- Características del medio ambiente en el cual se produce la dispersión
- Interrelación entre la sustancia y el medio ambiente.

Como herramienta de apoyo para el desarrollo de los cálculos de consecuencias de situaciones riesgosas, existen softwares especialmente diseñados para evaluarlas, como: PHAST, Archie, Soprano, Effects, etc.

Para poder evaluar de manera más objetiva los alcances de las consecuencias, se consideran los parámetros principales de las condiciones climáticas del medio (humedad, temperatura y velocidad y dirección del viento, principalmente.); se proponen los criterios de cálculo empleados en el modelo de simulación RIESGO. Finalmente por último se describen las consecuencias y se evalúan las posibles interacciones con el emplazamiento más inmediato al punto evaluado. En el Anexo H se presentan las hojas de resultados del modelo RIESGO y los planos con los radios de afectación.

### **Criterios de cálculo.**

Una vez determinados los riesgos no tolerables, que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativas se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los riesgos no tolerables. Debido a que los algorítmicos físico-químicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica,

sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, es necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software RIESGO. En general las variables principales que son alimentadas al software, es la composición promedio del compuesto químico a modelar, las principales características meteorológicas que pueden fungir como propagantes de una sustancia (vientos, humedad relativa, temperatura etc.) así como los criterios de cálculo más acordes.

### **Planteamiento de escenarios para análisis de consecuencias.**

Deben plantearse los escenarios de emergencia que potencialmente puede ocurrir, observando los siguientes criterios: Criterios Técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas en instalaciones de Petróleos Mexicanos con Clave DCO-GDOESSPA-CT-001 Rev. 1 de fecha 20/09/2011 y las Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso clave: 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 1 emitida por la DCO el 10/08/2012 de Pemex, desarrollados por la Dirección Corporativa de Operaciones, Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos:

### **Composición de la sustancia involucrada.**

- 1.- La composición de la sustancia involucrada debe proporcionarla el centro de trabajo (departamento de operación, seguridad y mantenimiento).
- 2.- Cuando la sustancia involucrada es una mezcla de multi-componentes como es el caso de los productos petrolíferos, debe determinarse analíticamente la concentración o el porcentaje de cada uno de sus componentes y emplearlos como estimación de consecuencias.
- 3.- Un método alternativo en caso de desconocerse la composición de la mezcla, consiste en emplear las propiedades del componente que predomina en ésta, considerándolo como una sustancia pura. Esta alternativa podrá emplearse en el primer análisis de consecuencias, posteriormente, en las actualizaciones debe realizarse un análisis detallado de la concentración de los componentes.

### **Tamaño de la fuga o derrame.**

El área y forma del orificio es uno de los parámetros que tienen gran incertidumbre. Por lo general se supone un orificio circular y los simuladores cuentan con modelos de fuga para orificios circulares. En ocasiones se simulan eventos ya ocurridos con orificios de geometría distintas a la circular. Para el caso de orificios con geometrías distintas a la circular se debe circular un área equivalente a un círculo a partir del área del orificio considerado. La gran mayoría de los escenarios de riesgo a analizar no han ocurrido por lo que existe incertidumbre sobre el valor del área del orificio. Para seleccionar el valor del área del orificio, se considera los aspectos de la siguiente tabla:

**Tabla 41. Diámetros equivalentes de la fuga (DEF).**

Para el caso alterno	Líneas de proceso $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF = 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso $2'' < DN \leq 2''$	DEF = 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso ó ductos de transporte $6'' \leq DN$	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores. (1.0" (DN), 0.3" (DN), 0.20" (DN))
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso	Para todos los tamaños de flechas DEF = calcularlo con el 100% del área anular
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso	Para todos los tamaños de vástago DEF = calcularlo con el 100% del área anular
	El DEF en el caso de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Evaluación y Análisis de Riesgos.	
Para el caso más probable	Líneas de proceso $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso $2'' < DN \leq 2''$	DEF = 0.6" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Líneas de proceso ó ductos de transporte $6'' \leq DN$	DEF = 0.75" para DN de 6" a 14" DEF = 1.25" para DN de 16" a 24" DEF = 2.0" para DN mayores de 30" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables.
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso. Empaquetaduras en válvulas de proceso	DEF = Calcularlo con el 40% del área anular que resulte.
	El DEF en el caso de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Evaluación y Análisis de Riesgos.	

### Tiempo de fuga o derrame.

Cuando una instalación cuenta con sistemas automáticos de aislamiento para responder al escenario planteado debe estimarse objetivamente el tiempo de respuesta de dichos sistemas automáticos, debiendo considerar éste como el tiempo de fuga.

Cuando una instalación no cuenta con sistemas automáticos de aislamiento para responder al escenario planteado debe estimarse objetivamente el tiempo de respuesta de los operadores para realizar manualmente dicho aislamiento, debiendo considerar éste como el tiempo de fuga. En caso contrario debe considerarse la recomendación heurística del software de simulación o el inventario presente en el tramo seccionado. Los criterios de tiempo de fuga fueron tomados de la Guía para realizar Análisis de Riesgos DG-SASIPA-SI-02741 de fecha

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

noviembre de 2007 elaborado por PEMEX Refinación Subdirección de Auditoría en seguridad Industrial y Protección Ambiental Considerar los tiempos de la siguiente tabla:

**Tabla 42. Tiempo de Fuga.**

Maquinaria o equipo	Evento Típico
Autotanques y carrotanques dentro del centro de trabajo	Relevo continuo de producto por orificio de tamaño equivalente a la conexión mayor diámetro y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Fuga de producto por la Manguera de carga/descarga, considerando la fuga a través de un orificio de diámetro equivalente al 10% del diámetro nominal de la manguera, hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Fuga de producto por falla en el brazo articulado de carga/descarga, considerando la fuga a través de un orificio de diámetro equivalente al 10% del diámetro nominal del brazo, hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Llenaderas y descargaderas	Fuga de producto por falla en el brazo articulado de carga/descarga, considerando la fuga a través de un orificio de diámetro equivalente al 10% del diámetro nominal del brazo, hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Embarcaciones	Impacto externo con un relevo grande de producto: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Buque-tanque de gas, considerar el relevo continuo de 180 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de refrigerado, considerar el relevo continuo de 126 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de líquido de casco sencillo, considerar el relevo continuo de 75 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de líquido de doble casco, considerar el relevo continuo de 35 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> </ul>
	Impacto externo con un relevo pequeño de producto: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Buque-tanque de gas, considerar el relevo continuo de 90 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de refrigerado, considerar el relevo continuo de 32 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de líquido de casco sencillo, considerar el relevo continuo de 30 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> <li>➤ Buque-tanque de líquido de doble casco, considerar el relevo continuo de 15 m<sup>3</sup> en 1800 seg</li> </ul>
Recipientes sujetos a presión	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del recipiente en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Tanque atmosférico	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del recipiente en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Tuberías	Relevo de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% de diámetro nominal, hasta un máximo de 50 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Bombas	Fuga de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% de diámetro nominal de la tubería de mayor diámetro conectada hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Intercambiador de calor	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del lado del cuerpo del intercambiador de calor en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Fuga de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% de

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Maquinaria o equipo	Evento Típico
	diámetro nominal, hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.

La siguiente tabla muestra los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

**Tabla 43. Valores umbrales sobre personas.**

Efecto	Efecto Domino	Zona de riesgo	Zona de amortiguamiento
Radiación térmica	37.5 kW/m <sup>2</sup>	5,0 kW/m <sup>2</sup>	1,4 kW/m <sup>2</sup>
Sobrepresión	14.7 psi	1 psi	0.5 psi
Dispersión tóxica	---	IDLH <sup>(1)</sup>	TLV <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> IDLH (*Immediately Dangerous to Life or Health*). Concentración máxima de una sustancia en aire que un trabajador con buen estado de salud general puede soportar durante treinta minutos sin desarrollar síntomas, que disminuyan su capacidad de realizar una evacuación de emergencia y sin sufrir daños irreversibles.

<sup>(2)</sup> TLV<sub>15</sub> (*Threshold Limit Values*). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores puede exponerse por un periodo continuado de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, les predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.

La evaluación cuantitativa de riesgos (Estimación de las Consecuencias de los Escenarios) tiene como finalidad determinar las posibles Consecuencias de un accidente o serie de accidentes durante la operación de una instalación. Un accidente en la operación de una instalación generalmente implica la emisión o liberación del material de proceso al ambiente. Algunas de las causas principales que originan un accidente son las siguientes:

- Errores Humanos.
- Fallas en el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).
- Corrosión y desgaste de las Líneas y Equipos de Proceso.

La duración del accidente depende en gran medida de la confiabilidad y disponibilidad del sistema instrumentado de seguridad, así como de la experiencia del personal para actuar con oportuna rapidez al inicio del evento, o sea del tiempo de respuesta para la acción de medidas de control y mitigación.

En caso de ocurrir una fuga y dependiendo del hidrocarburo manejado, el material liberado formará una nube con característica tóxica, inflamable y explosiva. En el caso de que la nube formada haga contacto con una fuente de ignición, puede ocasionar daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte, pérdidas económicas por derrame, contaminación al medio ambiente y producción diferida. Es por esta razón que es de gran importancia evaluar cuantitativamente las Consecuencias de los eventos posibles por medio de simuladores que utilizan Modelos Matemáticos para describir el fenómeno de emisión, dispersión e impacto (toxicidad, fuego y/o explosión). Para determinar la magnitud del riesgo, es necesario simular y cuantificar el material liberado a través de los modelos siguientes:

- Modelo de Emisión.

- Modelo de Dispersión.
- Modelo de Explosión y Fuego.

a) Modelo Fuente de Emisión: El Modelo Fuente de Emisión es utilizado para la determinación del flujo de descarga del material, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo. La Modelación del fenómeno fuente para una ruptura o derrame accidental de material peligroso es frecuentemente el paso más crítico en la estimación exacta de la concentración de la nube de gas corriente abajo como resultado del accidente. Uno de los principales factores que influyen en la cantidad de material liberado así como el flujo al que se libera es el inventario.

En este caso, debido a que el proceso es continuo, en el caso de presentarse una fuga, el material seguirá liberándose hasta que esta sea interrumpida. El tiempo que se lleva este proceso más que del inventario, depende de:

1. Tiempo para detectar la fuga.
2. Tiempo para analizar el incidente y decidir las acciones correctivas.
3. Tiempo para completar las acciones correctivas.

En el API PUBLICATION 581 RISK-BASED INSPECTION BASE RESOURCE DOCUMENT se sugieren unos tiempos de respuesta en función al tipo de sistema de detección y al tipo de sistema de aislamiento

b) Modelos de Dispersión: Los modelos de dispersión describen el transporte aéreo de los materiales peligrosos desde el puerto de emisión hasta la zona de asentamientos humanos, evaluando y determinando en que puntos éstas emisiones son nocivas para la salud. También es necesario para la cuantificación de la masa inflamable, parámetro que se utiliza en el cálculo de los efectos por radiación térmica o sobrepresión en caso de incendio o explosión, respectivamente. Una amplia variedad de parámetros afecta la dispersión atmosférica de los modelos tóxicos entre ellos están: Velocidad del Viento, Estabilidad Atmosférica, Condiciones del Terreno, Altura de la Emisión.

c) Modelo de Fuego y Explosión: El objetivo del modelo de fuego y explosión es determinar la magnitud de los diámetros asociados a la intensidad de radiación térmica y las ondas de sobrepresión. La probabilidad de que se presente un incendio es bastante más alta que la probabilidad de que, en un incidente de liberación de material, se dé lugar a una explosión; en gran medida se debe a que para que se presente una explosión, es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes de que se presente la ignición (fase de dispersión). Si la ignición ocurre inmediatamente puede presentarse una bola de fuego, flama a chorro o un fuego grande con una pequeña probabilidad de sobrepresión. Si se permite la formación de la nube y la ignición ocurre posteriormente el efecto de sobrepresión puede ser muy grande con consecuencias muy severas. Igniciones retardadas con un tiempo de 1 a 5 minutos son las más probables de ocurrir aunque también se han presentado igniciones con un tiempo de retardo de 30 minutos.

Así, una suficiente cantidad de la nube debe estar entre el rango inflamable del material para que cause la explosión (mínima masa explosiva). La onda de choque generada por la explosión de la nube puede variar grandemente y está determinada por la velocidad de propagación de la flama. En la mayoría de los casos el modo de propagación de la flama es la deflagración. Esta puede describirse como la combustión del material emitido, en la cual la velocidad de propagación es dominada por los fenómenos de transporte molecular y turbulento. En la ausencia del efecto de la turbulencia (esto es, en condiciones de flujo laminar

o cercanas al laminar), la velocidad normal de la flama para hidrocarburos es del orden de 5-30 m/s. Esta velocidad es muy lenta para producir efectos de sobrepresión significantes, por lo que la nube de vapor únicamente se quemará en forma rápida (flash fire). Para la simulación de los escenarios planteados en este volumen se considera una masa mínima explosiva de 5,000 Kg para lograr la transición de un Flash Fire a una Explosión de una Nube de Vapor no Confinada (UVCE). Este valor para la mínima masa explosiva se tomó del apéndice A-APPLICATION OF API RECOMMENDED PRACTICE 750 FOR FIVE TONS OF EXPLOSIVE VAPOR de la API RP 750 MAN., AGEMENT OF PROCESS HAZARDS, que indica que de acuerdo a estudios realizados, la probabilidad de una explosión después de la formación de una nube de vapor que contiene 5 toneladas de hidrocarburos es de casi el 5 por ciento.

#### **a) Incendio.**

Los incendios son los principales causantes de efectos térmicos que se traducen en la comunicación de calor al personal y objetos materiales que se encuentren en su entorno. Los incendios pueden presentarse de diferentes formas:

- Incendio de charco (pool fire)
- Bola de fuego (fire ball)
- Dardo de fuego (jet fire)
- Flamazo (flash fire)

#### **Pool Fire (incendio de charco).**

Los charcos de fuego al aire libre se originan cuando se produce un escape o vertido de un líquido combustible sobre el suelo y en el exterior. En caso de que se produzca la ignición del líquido derramado, el tipo de fuego resultante dependerá en gran medida de si el escape es continuo o instantáneo. Si el escape es instantáneo, el líquido se irá esparciendo hasta que se encuentre una barrera o hasta que se haya consumido el combustible en el incendio. En caso de que un escape continuo, el charco irá creciendo hasta que la velocidad de combustión se iguale el caudal vertido. De este modo se llega a un diámetro de equilibrio, que se mantiene mientras no se detiene la fuga. Por otra parte, si el líquido queda retenido dentro de algún recipiente o área protegida, como puede ser una cubeta, el incendio no dependerá tanto de si el escape es instantáneo o continuo.

#### **Bola de fuego (fire ball).**

Llama de propagación por difusión, formado cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacente. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez. Las causas que pueden producir estos eventos pueden ser:

- Rupturas ocasionadas por impactos en las diferentes etapas de instalación del proyecto.
- Situaciones de sobrepresión o fugas debidas a fallas en la instrumentación o válvulas del sistema de operación.

#### **Dardo de fuego (jet fire).**

El evento de jet fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura como la producida por un soplete oxiacetileno. Generalmente este evento

ocurre con un material inflamable que ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de descarga. La nube formada produce el incendio (jet fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.

**Flamazo (flash fire).**

Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad) limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona. La siguiente tabla muestra los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado “flash fire”.

**Tabla 44. Efectos del flash fire.**

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.</li> </ul>
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos</li> <li>• La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14% de la población sometida a esta radiación con un 20 % como mínimo de quemaduras importantes.</li> <li>• En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20 % de esta superficie que comprendería la cabeza 7 %; manos 5 % y los brazos 8 %).</li> <li>• En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente - de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.</li> </ul>

La siguiente tabla muestra los efectos a diferentes niveles de radiación térmica.

**Tabla 45. Efectos a diferentes niveles de radiación térmica.**

Intensidad de Radiación kW/m <sup>2</sup>	Descripción
1.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial.</li> <li>• En general se considera que no hay dolor – sea cual sea el tiempo de exposición - con flujos térmicos inferiores a 1.7 kW/m<sup>2</sup> (mínimo necesario para causar dolor).</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de alerta.</li> </ul>
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos.</li> <li>• Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado.</li> <li>• El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado.</li> <li>• Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55 °C aparecen ampollas.</li> </ul>
11.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.</li> </ul>
12.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extensión del incendio, fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos.</li> <li>• La madera puede prender después de una larga exposición.</li> <li>• 100 % de letalidad.</li> </ul>
25	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El acero delgado aislado puede perder su integridad mecánica.</li> </ul>
37.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suficiente para causar daños a equipos de proceso, colapso de estructuras.</li> </ul>

A continuación se muestran los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

**Tabla 46. Vulnerabilidad de Materiales.**

Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Material
60	Cemento
40	Cemento prensado
200	Hormigón armado
40	Acero
33	Madera (Ignición)
30 – 300	Vidrio
400	Pared de ladrillos
13	Daños en depósitos
12	Instrumentación

**b) Dispersión de nube tóxica / inflamable**

Los vapores y gases emitidos por la mezcla hidrocarburos, pueden generar una dispersión la cual va rebajando la concentración de la sustancia emitida, al tiempo que la extiende sobre regiones cada vez mayores del espacio. Esta dispersión dependerá de la estabilidad atmosférica. Su afectación dependerá de la toxicidad de los vapores o gases emitidos (siendo en este caso la mayor afectación al personal cercano a la fuente de emisión), y de la cantidad de gas entre los límites de inflamabilidad que puedan encontrar un punto de ignición (ver flash

fire y jet Fire). La tabla siguiente muestra el índice de mortalidad y las lesiones presentadas en un evento de dispersión de nube tóxica cuando un porcentaje de la población está expuesta a concentraciones letales (Lc).

**Tabla 47. Efectos de emisiones tóxicas.**

LC (%)	Índice de Mortalidad	Lesiones
1	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad bajo (1 %)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños a la epidermis: Inflamaciones leves y reacciones alérgicas ligeras.</li> <li>• Daño a los ojos: Conjuntivitis.</li> </ul>
50	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad medio (50 %)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños a la epidermis: Inflamaciones crónicas o agudas, reacciones alérgicas, neoplasia y ulceraciones diversas.</li> <li>• Daño a los ojos: Daño permanente con resultado de ceguera.</li> <li>• Daño a vías respiratorias: Bloqueo físico de alvéolos (polvos insolubles) o reacción con la pared del alvéolo para producir sustancias tóxicas.</li> </ul>
99	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad alto (99 %) debido a la alta concentración de sustancias tóxica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lesiones irreversibles.</li> <li>• Bloqueo físico permanente de alvéolos.</li> <li>• Muerte en un corto tiempo.</li> </ul>

**c) Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE).**

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Se pueden ocasionar ondas de sobrepresión, y los efectos térmicos suelen ser menos importantes que los anteriores. Igualmente las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica. La tabla muestra los efectos derivados de la sobrepresión.

**Tabla 48. Efectos derivados de la sobre-presión.**

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
34.5	0345	3.45	0.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Destrucción de ventanas, con daño a los marcos y bastidores.</li> <li>• Daños menores a techos de casa.</li> <li>• Daños estructurales menores.</li> </ul>
50	05	5	0.725	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de alerta</li> <li>• Daños estructurales de pequeña magnitud en casa.</li> </ul>
68.9	0689	6.89	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demolición parcial de casas, que quedan inhabitables.</li> <li>• Daños estructurales menores, comparables a los daños ocasionados por una tormenta, fallas en estructuras o paredes de madera.</li> <li>• Rompimiento de ventanas.</li> <li>• El techo de los tanques de almacenamiento sufren un colapso.</li> <li>• Falla de paneles y mamparas de madera, aluminio, etc.</li> <li>• Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.</li> </ul>

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
125	0.125	12.5	1.81	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zona de Intervención.</li> <li>Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos.</li> </ul>
500	0.5	50	7.25	<ul style="list-style-type: none"> <li>Colapso parcial de paredes y techos de casas.</li> <li>Destrucción de paredes de cemento de 20 a 30 cm de grosor.</li> <li>Destrucción del 50 % de la obra de ladrillo en edificaciones.</li> <li>25% de todas las paredes muestran fallas.</li> <li>Las paredes hechas de bloques de concreto se colapsan.</li> <li>Daños menores de marcos de acero en ventanas y puertas.</li> <li>Daños moderados o menores.</li> <li>Deformación de paredes y puertas, falla de juntas.</li> <li>Se desprende el recubrimiento de las paredes.</li> <li>Daños serios al resto de los elementos de soporte.</li> <li>Umbral (1 %) de ruptura de tímpano.</li> </ul>
81 000	1	100	14.50	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplazamiento de los tanques de almacenamiento cilíndrico.</li> <li>Daño a columnas de fraccionamiento.</li> <li>La estructura de soporte de un tanque de almacenamiento redondo se colapsa.</li> <li>Daños severos y desplazamiento de maquinaria pesada (3 500 kg).</li> <li>Falla de las conexiones de tuberías.</li> <li>Demolición total de edificios.</li> <li>Colapso total de casas habitación tipo o estilo Americano.</li> <li>Umbral de letalidad (1 %) de muerte por hemorragia pulmonar y efectos directos de la sobrepresión sobre el cuerpo humano.</li> </ul>
1 750	1.75	175.8	25.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ruptura parcial de tanques de almacenamiento.</li> <li>Daño parcial mayor a columnas de fraccionamiento.</li> <li>Daños severos a maquinaria pesada (3 500 kg).</li> <li>Ruptura parcial de tuberías.</li> <li>Demolición total de edificios.</li> <li>90 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar</li> </ul>
2 000	2	200	29	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ruptura total de tanques de almacenamiento.</li> <li>Pérdida total a columnas de fraccionamiento.</li> <li>Pérdida total de maquinaria pesada (3 500 kg).</li> <li>Ruptura total de tuberías.</li> <li>Demolición total de edificios.</li> <li>99 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar</li> </ul>
20 680	20.68	2 068	299.94	<ul style="list-style-type: none"> <li>Límite para formación de cráter.</li> </ul>

**Resultados de la modelación de eventos.**

Debido a que el simulador “RIESGO”, no calcula tasas de descarga por orificios en tuberías se empleó la fórmula que de acuerdo a la Risk Management Program Guidance For Offsite Consequence, estima la máxima cantidad que puede ser fugada a través de un orificio de una tubería.

La fórmula usada estima las fugas de líquidos en tuberías a partir de la ecuación de Bernoulli.

La fórmula es la siguiente:

$$m = A_h C_d \sqrt{\rho \left[ (19.6 \rho E) + 2(P_o - P_{atm}) \right]}$$

**Ecuación 1. Fugas de líquidos en tuberías**

DONDE:

$m$  = Velocidad de descarga en kg/seg.

$A_h$  = Área del orificio en  $m^2$

$C_d$  = Coeficiente de descarga (0.62 para orificios regulares).

$\rho$  = Densidad del líquido = 680  $kg/m^3$ .

$P_o$  = Presión de operación en Pascal =

$P_{atm}$  = Presión atmosférica en Pascal ( $1.013 \times 10^5$ ).

$E$  = Desnivel que existe en la tubería desde el punto más alto al más bajo = 0.05.

19.6 = 2g (dos veces la constante gravitacional en  $m/seg^2$ ).

$m$  = kg/seg

Una vez definidos los escenarios a simular y calculadas las descargas de fuga, se identificaron los parámetros y datos requeridos por el programa de simulación como se describe a continuación:

De la ingeniería de la instalación, se tomó de la información técnica requerida para cada escenario, tales como la composición de las corrientes, las condiciones de operación, los diámetros de tubería, equipos relacionados, etc. Para ello se hizo uso de los Diagramas de Flujo de Proceso, Balances de Materia y Energía, Diagramas de Tubería e Instrumentación, Hojas de Datos de Equipos de Proceso, Descripciones Generales de Proceso, Planos de Sistemas Contraincendio, Planos de Sistemas de Detección de Gas, Fuego y Toxicidad, etc.

Así como las propiedades CRETI de las sustancias. (Hojas de Datos de Seguridad de cada una de las sustancias involucradas en el proceso)

Tomando como base estos parámetros, así como las consideraciones indicadas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para la presentación de Estudios de Riesgos, indican que los radios potenciales de afectación para definir y justificar las zonas de seguridad deberán utilizar los siguientes valores:

**Tabla 49. Definiciones de zonas de Seguridad.**

	<b>TOXICIDAD (Concentración)</b>	<b>INFLAMABILIDAD (Radiación térmica)</b>	<b>EXPLOSIVIDAD (Sobrepresión)</b>
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m <sup>2</sup>	1.0 psig
Zona de Amortiguamiento	TLV <sub>8</sub> o TLV <sub>15</sub>	1.4 KW/m <sup>2</sup>	0.5 psig

Una vez determinados los riesgos, definidos como escenario de accidentes o escenario accidentales más significativos de las instalaciones en estudio, se debe evaluar el alcance de las consecuencias derivadas de los mismos, el análisis de consecuencias se efectúa mediante un software RIESGO (Herramienta computacional de análisis de riesgos de proceso) aceptado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) y la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

De acuerdo a los resultados de la metodología aplicada (Ver Anexo G Hazop) se realizó la evaluación de consecuencia de los siguientes eventos:

**Es importante mencionar que se efectuó el análisis de consecuencias para la ocurrencia de evento catastrófico, los eventos que fueron analizados como catastróficos fueron:**

Escenario 2

Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, se considera que el evento tiene una duración de 30 min y el orificio de fuga es del 30% del DN de la válvula.

Escenario 4

Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del total del DN de la tubería

Escenario 5

Fuga de gasolina en el área de llenaderas por la válvula de 6" de diámetro

Escenario 8

Fuga de gasolina en la tubería de 12 pulgadas de diámetro que va desde el buque hasta el patín de medición de la terminal marítima, se considera que se rompe todo el ducto

Escenario 9

Fuga de gasolina en el poliducto la tubería de 8 pulgadas de diámetro por 7000 metros de longitud que va desde el patín de medición de la terminal marítima hasta de medición de la terminal terrestre, considera que se rompe todo el ducto

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 50. Datos suministrados al simulador RIESGO**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 1	Nombre: Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición.	Peor caso					
		Caso alternativo					
		Más probable		X			
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque (X), esfera ( ), tubería ( ), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente: 14.00 mts		Diámetro del recipiente: 54.9 mts.			Largo del recipiente: N.A.		
Dique del tanque: Si		Volumen del tanque: 200,000 Bls (31,800 m <sup>3</sup> )			Flujo bombeo: 2,366 g.p.m. (396 084 kg/hr)		
Dirección de la fuga: Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___)							
Distancia punto de fuga a válvula de corte: 20 mts							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.								
<b>Clave:</b> Escenario 2	<b>Nombre:</b> Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, se considera que el evento tiene una duración de 30 min y el orificio de fuga es del 30% del DN de la válvula (ver tablas 41 y 42)				<b>Peor caso</b>	X		
					<b>Caso alterno</b>			
					<b>Más probable</b>			
<b>Elaboró:</b> STG	<b>Descripción:</b> El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.				<b>Fecha:</b> 05-06-18			
<b>Objetivo:</b> ➔	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"				<b>Simulador empleado:</b> RIESGO			
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.								
<b>Nombre de la sustancia:</b>			<b>Composición:</b> % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
<b>Compuesto</b>			<b>%</b>	<b>Tox.</b>	<b>Inf.</b>	<b>IDLH</b>	<b>STEL</b>	<b>TWA</b>
Gasolina			100		1.3-7.1			
PM = 72								
ONU/CAS= 1203/8006-61-9								
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.								
<b>Presión:</b> ATM kg/cm <sup>2</sup>	<b>Temperatura:</b> 28 °C		<b>Estado:</b> Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
<b>Fase de material liberado:</b> Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).								
<b>Contenedor:</b> Tanque (X), esfera ( ), tubería ( ), otro ( ).			<b>Tipo de fuga:</b> Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
<b>Alto del recipiente:</b> 14.00 mts		<b>Diámetro del recipiente:</b> 54.9 mts.			<b>Largo del recipiente:</b> N.A.			
<b>Dique del tanque:</b> Si		<b>Volumen del tanque:</b> 200,000 Bls (31,800 m <sup>3</sup> )			<b>Flujo bombeo:</b> 2,366 g.p.m. (396 084 kg/hr)			
<b>Dirección de la fuga:</b> Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___)								
<b>Distancia punto de fuga a válvula de corte:</b> 20 mts								
<b>Tiempo estimado de liberación:</b> 10 minutos				<b>Masa estimada de liberación:</b> Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.								
<b>Velocidad de viento:</b>			5.2 m/seg					
<b>Temperatura atmosférica:</b>			28 °C					
<b>Humedad atmosférica:</b>			54 %					
<b>VII. Memoria de cálculo y Suposiciones.</b> El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.								

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 3	Nombre: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del 20% del DN de la tubería	Peor caso					
		Caso alternativo					
		Más probable		X			
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque ( ), esfera ( ), tubería (X), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente:	Diámetro del recipiente: .			Largo del recipiente: N.A.			
Dique del tanque:	Volumen del tanque:			Flujo bombeo: 2,366 g.p.m. (396 084 kg/hr)			
Dirección de la fuga: Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___)							
Distancia punto de fuga a válvula de corte: 120 mts							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 4	Nombre: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del total del DN de la tubería	Peor caso		X			
		Caso alternativo					
		Más probable					
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque (X), esfera ( ), tubería ( ), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente:	Diámetro del recipiente:		Largo del recipiente: N.A.				
Dique del tanque:	Volumen del tanque:		Flujo bombeo: 2,366 g.p.m. (396 084 kg/hr)				
Dirección de la fuga: Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___) Distancia punto de fuga a válvula de corte: 20 mts							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 5	Nombre: Fuga de gasolina en el área de llenaderas por la válvula de 6" de diámetro -	Peor caso	X				
		Caso alterno					
		Más probable					
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque (X), esfera ( ), tubería ( ), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente: s	Diámetro del recipiente:		Largo del recipiente: N.A.				
Dique del tanque:	Volumen del tanque:		Flujo bombeo: 2,366 g.p.m. (396 084 kg/hr)				
Dirección de la fuga: Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___)							
Distancia punto de fuga a válvula de corte: 20 mts							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 6	Nombre: : Incendio del tanque de diesel TV-07 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, el diámetro del orificio de fuga se considera el 20% del DN de la válvula.	Peor caso					
		Caso alternativo					
		Más probable		X			
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Diesel				0.7			
PM = variable							
ONU= 1202							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: .101 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 293.333°C Gravedad específica: 0.841 Calor de combustión: Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque (X), esfera ( ), tubería ( ), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente: 14.00 mts	Diámetro del recipiente: 54.9 mts.		Largo del recipiente: N.A.				
Dique del tanque: Si	Volumen del tanque: 200,000 Bls (31,800 m <sup>3</sup> )		Flujo bombeo: 1,530/2,648				
Dirección de la fuga: Vertical (X), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___) Distancia punto de fuga a válvula de corte: 120 mts							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: Tanque máxima capacidad				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
<b>Clave:</b> Escenario 7	<b>Nombre:</b> : Incendio del tanque de gasolina TV-13 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición se considera el orificio de fuga del 20% del DN de la válvula .	<b>Peor caso</b>					
		<b>Caso alterno</b>					
		<b>Más probable</b>		X			
<b>Elaboró:</b> STG	<b>Descripción:</b> El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	<b>Fecha:</b> 05-06-18					
<b>Objetivo:</b> →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	<b>Simulador empleado:</b> RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
<b>Nombre de la sustancia:</b>		<b>Composición:</b> % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
<b>Compuesto</b>		<b>%</b>	<b>Tox.</b>	<b>Inf.</b>	<b>IDLH</b>	<b>STEL</b>	<b>TWA</b>
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
<b>Presión:</b> ATM kg/cm <sup>2</sup>	<b>Temperatura:</b> 28 °C	<b>Estado:</b> Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
<b>Fase de material liberado:</b> Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
<b>Contenedor:</b> Tanque ( ), esfera ( ), tubería (X), otro ( ).		<b>Tipo de fuga:</b> Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
<b>Alto del recipiente:</b> 12.2		<b>Diámetro del recipiente:</b> 30.5			<b>Largo del recipiente:</b> N.A.		
<b>Dique del tanque:</b> 3218		<b>Volumen del tanque:</b> 55,000 (8,745 m3)			<b>Flujo bombeo:</b> 1,683 m3/h)		
<b>Dirección de la fuga:</b> Vertical ( ), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___) <b>Distancia punto de fuga a válvula de corte:</b>							
<b>Tiempo estimado de liberación:</b> 10 minutos				<b>Masa estimada de liberación:</b> Tanque máxima capacidad			
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
<b>Velocidad de viento:</b>				5.2 m/seg			
<b>Temperatura atmosférica:</b>				28 °C			
<b>Humedad atmosférica:</b>				54 %			
<b>VII. Memoria de cálculo y Suposiciones.</b> El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

I. DATOS DEL ESCENARIO.							
Clave: Escenario 8	Nombre: Fuga de gasolina en la tubería de 12 pulgadas de diámetro que va desde el buque hasta el patín de medición de la terminal marítima, se considera que se rompe todo el ducto	Peor caso	X				
		Caso alternativo					
		Más probable					
Elaboró: STG	Descripción: El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	Fecha: 05-06-18					
Objetivo: →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	Simulador empleado: RIESGO					
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.							
Nombre de la sustancia:		Composición: % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )					
Compuesto		%	Tox.	Inf.	IDLH	STEL	TWA
Gasolina		100		1.3-7.1			
PM = 72							
ONU/CAS= 1203/8006-61-9							
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.							
Presión: ATM kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura: 28 °C	Estado: Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb					
Fase de material liberado: Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).							
Contenedor: Tanque ( ), esfera ( ), tubería (X), otro ( ).		Tipo de fuga: Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.					
Alto del recipiente:	Diámetro del recipiente:		Largo del recipiente: N.A.				
Dique del tanque:	Volumen del tanque:		Flujo bombeo: 1,683 m <sup>3</sup> /h				
Dirección de la fuga: Vertical ( ), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo___) Distancia punto de fuga a válvula de corte:							
Tiempo estimado de liberación: 10 minutos			Masa estimada de liberación: 17030 kg/min				
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.							
Velocidad de viento:		5.2 m/seg					
Temperatura atmosférica:		28 °C					
Humedad atmosférica:		54 %					
VII. Memoria de cálculo y Suposiciones. El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.							

## ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas

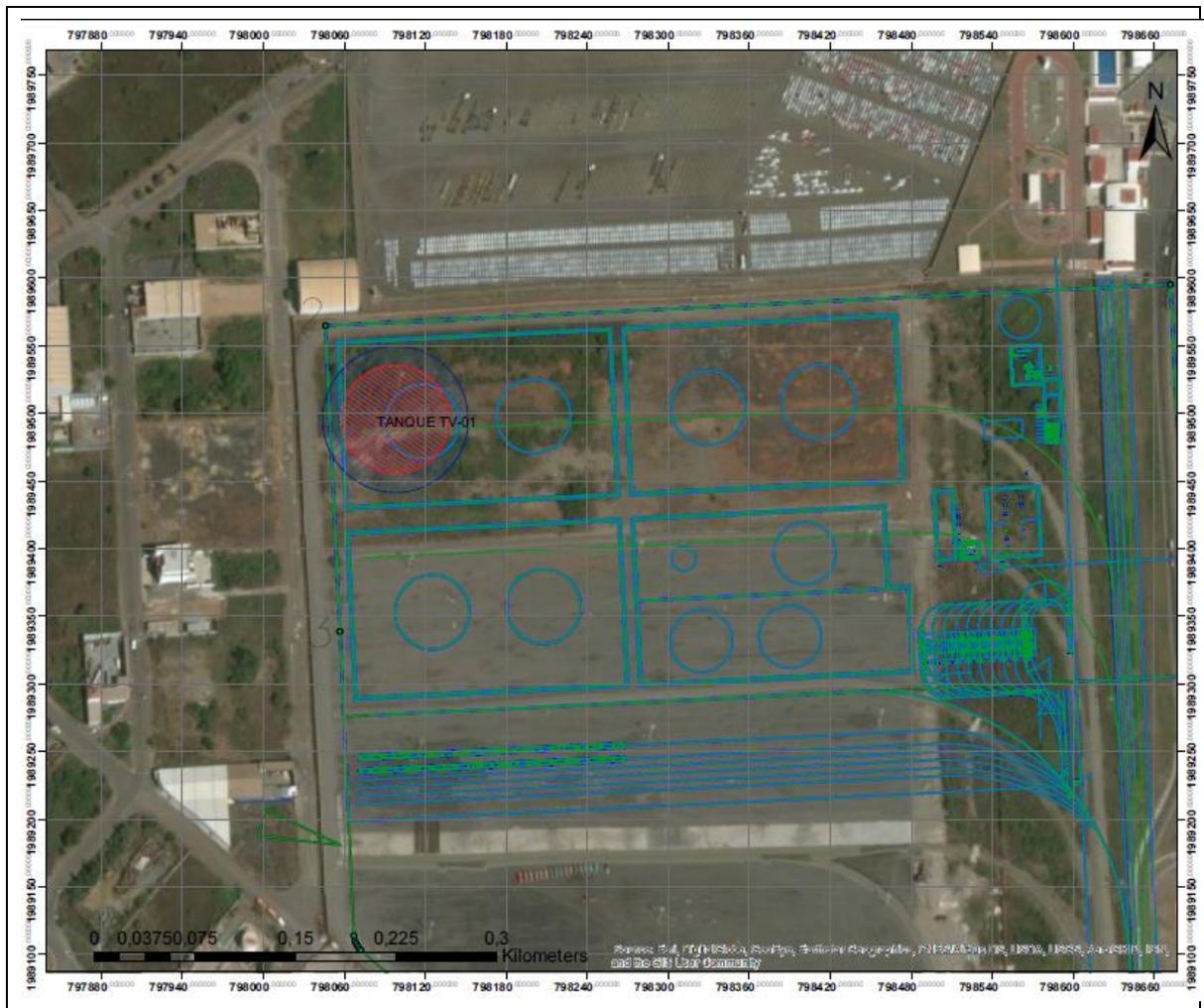
I. DATOS DEL ESCENARIO.						
<b>Clave:</b> Escenario 9	<b>Nombre:</b> Fuga de gasolina en el poliducto la tubería de 8 pulgadas de diámetro por 7000 metros de longitud que va desde el patín de medición de la terminal marítima hasta de medición de la terminal terrestre, considera que se rompe todo el ducto	<b>Peor caso</b>	X			
		<b>Caso alterno</b>				
		<b>Más probable</b>				
<b>Elaboró:</b> STG	<b>Descripción:</b> El escenario de riesgo fue resultado del HazOp.	<b>Fecha:</b> 05-06-18				
<b>Objetivo:</b> →	Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo "PIBSA Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas"	<b>Simulador empleado:</b> RIESGO				
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS.						
<b>Nombre de la sustancia:</b>		<b>Composición:</b> % molar ( ), % másico ( ), % volumétrico ( )				
<b>Compuesto</b>	<b>%</b>	<b>Tox.</b>	<b>Inf.</b>	<b>IDLH</b>	<b>STEL</b>	<b>TWA</b>
Gasolina	100		1.3-7.1			
PM = 72						
ONU/CAS= 1203/8006-61-9						
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN.						
<b>Presión:</b> ATM kg/cm <sup>2</sup>	<b>Temperatura:</b> 28 °C	<b>Estado:</b> Vapor ( ), Líquido debajo de su p.e. (X), Líquido arriba de su p.e. ( ). Presión de vapor: 304-684 mm Hg @ 37.8 deg C Temperatura de ebullición: 77-225°C Gravedad específica: 0.737 Calor de combustión: 18720 Btu/lb				
<b>Fase de material liberado:</b> Vapor ( ), líquido (X), vapor y líquido ( ).						
<b>Contenedor:</b> Tanque ( ), esfera ( ), tubería (X), otro ( ).		<b>Tipo de fuga:</b> Falla catastrófica ( ), válvula de alivio ( ), orificio en cuerpo o tubería (X), cizalla de tubería ( ), otro.				
<b>Alto del recipiente:</b>	<b>Diámetro del recipiente:</b>		<b>Largo del recipiente:</b> N.A.			
<b>Dique del tanque:</b>	<b>Volumen del tanque:</b>		<b>Flujo bombeo:</b> 1,590 m3/hr			
<b>Dirección de la fuga:</b> Vertical ( ), horizontal (X), hacia abajo ( ), golpea contra ( ), inclinada, ( ) (ángulo ___)						
<b>Distancia punto de fuga a válvula de corte:</b>						
<b>Tiempo estimado de liberación:</b> 10 minutos			<b>Masa estimada de liberación:</b> 17030 kg/min			
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.						
<b>Velocidad de viento:</b>		5.2 m/seg				
<b>Temperatura atmosférica:</b>		28 °C				
<b>Humedad atmosférica:</b>		54 %				
<b>VII. Memoria de cálculo y Suposiciones.</b> El modelo de simulación RIESGO no considera medidas de seguridad. Los radios de afectación se pueden reducir considerablemente con las medidas de seguridad y procedimientos de atención de emergencias.						

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 51. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 1**

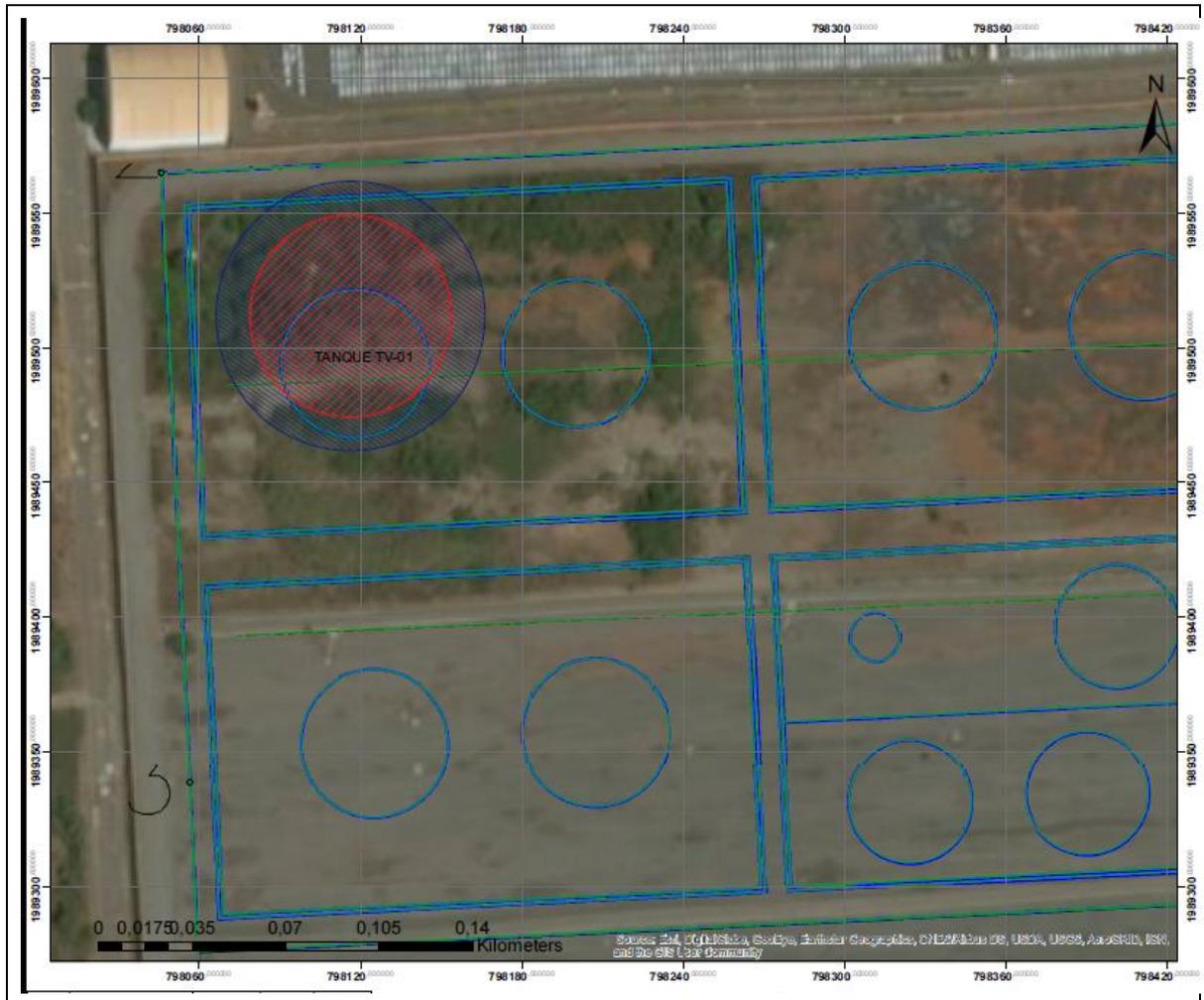
Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 1: Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición.	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>31.39</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>54.25</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>35.05</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>49.98</b>

**Figura 49. Escenario 1. Radios de por explosión**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Figura 50. Escenario 1. Radios de por incendio.**

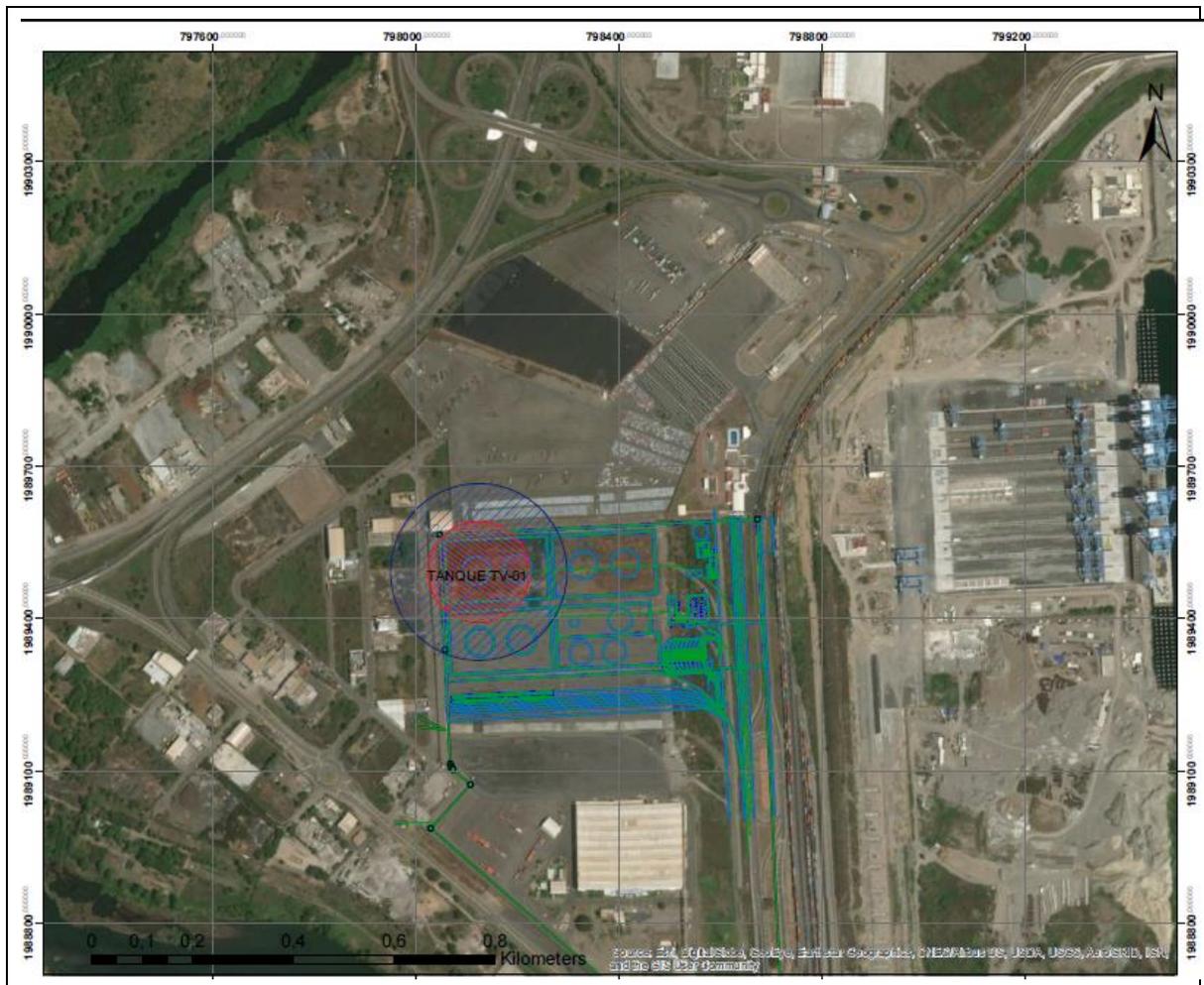


**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 52. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 2**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 2: Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, se considera que el evento tiene una duración de 30 min y el orificio de fuga es del 30% del DN de la válvula (ver tablas 13 y 14)	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>100.27</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>174.04</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>57.60</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>82.29</b>

**Figura 51. Escenario 2. Radios de por explosión**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Figura 52. Escenario 2. Radios de por incendio**

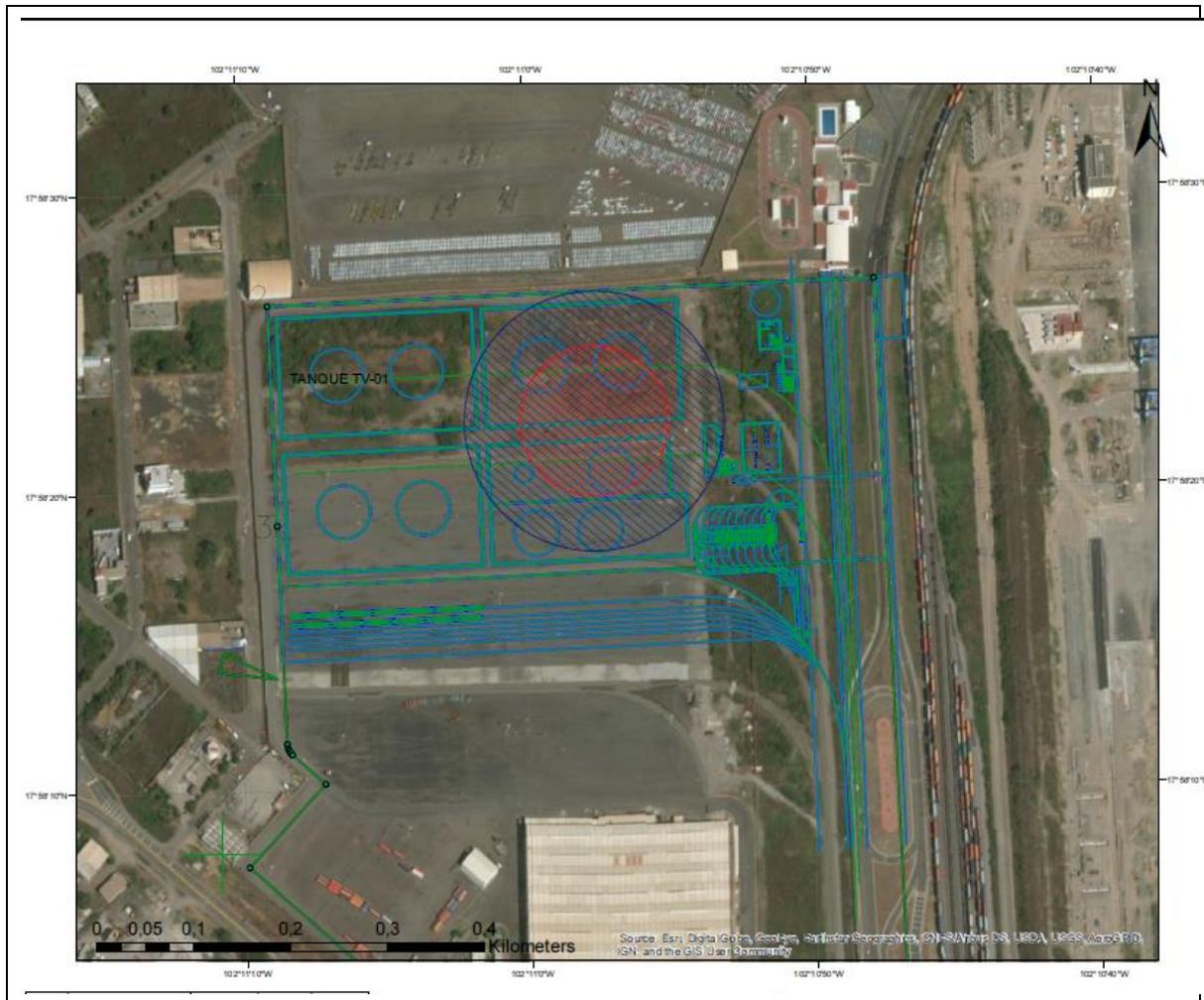


**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 53. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 3**

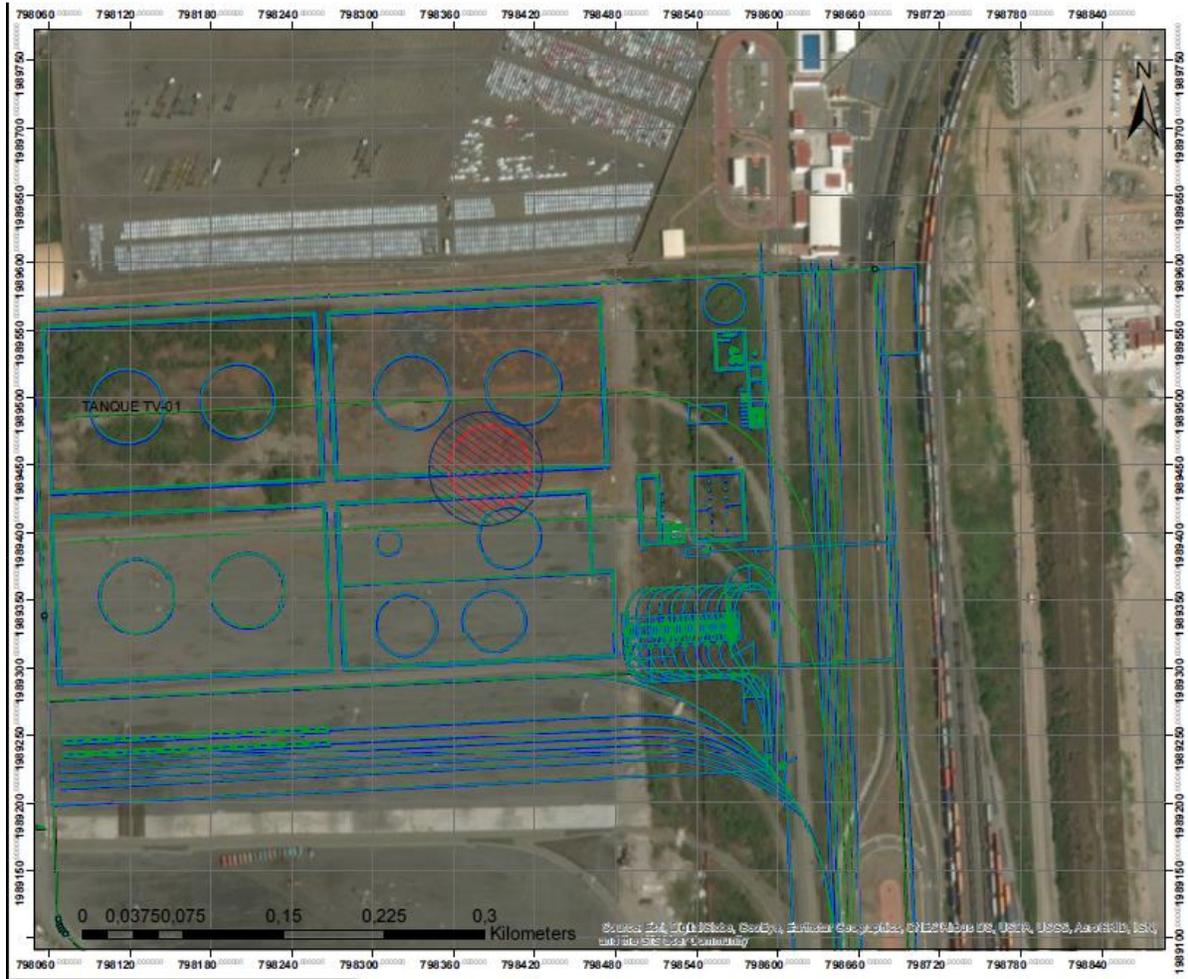
Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 3: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del 20% del DN de la tubería	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>77.72</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>134.41</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>29.87</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>42.97</b>

**Figura 53. Escenario 3. Radios de por explosión**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Figura 54. Escenario 3. Radios de por incendio**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 54. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 4**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 4: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del total del DN de la tubería	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>94.18</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>163.06</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>50.59</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>72.54</b>

**Figura 55. Escenario 4. Radios de por explosión**



**Figura 56. Escenario 4. Radios de por incendio**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 55. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 5**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 5: Fuga de gasolina en el área de llenaderas por la válvula de 6" de diámetro	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>17.67</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>30.78</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>8.53</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>11.88</b>

**Figura 57. Escenario 5. Radios de por explosión.**



**Figura 58. Escenario 5. Radios de por incendio.**

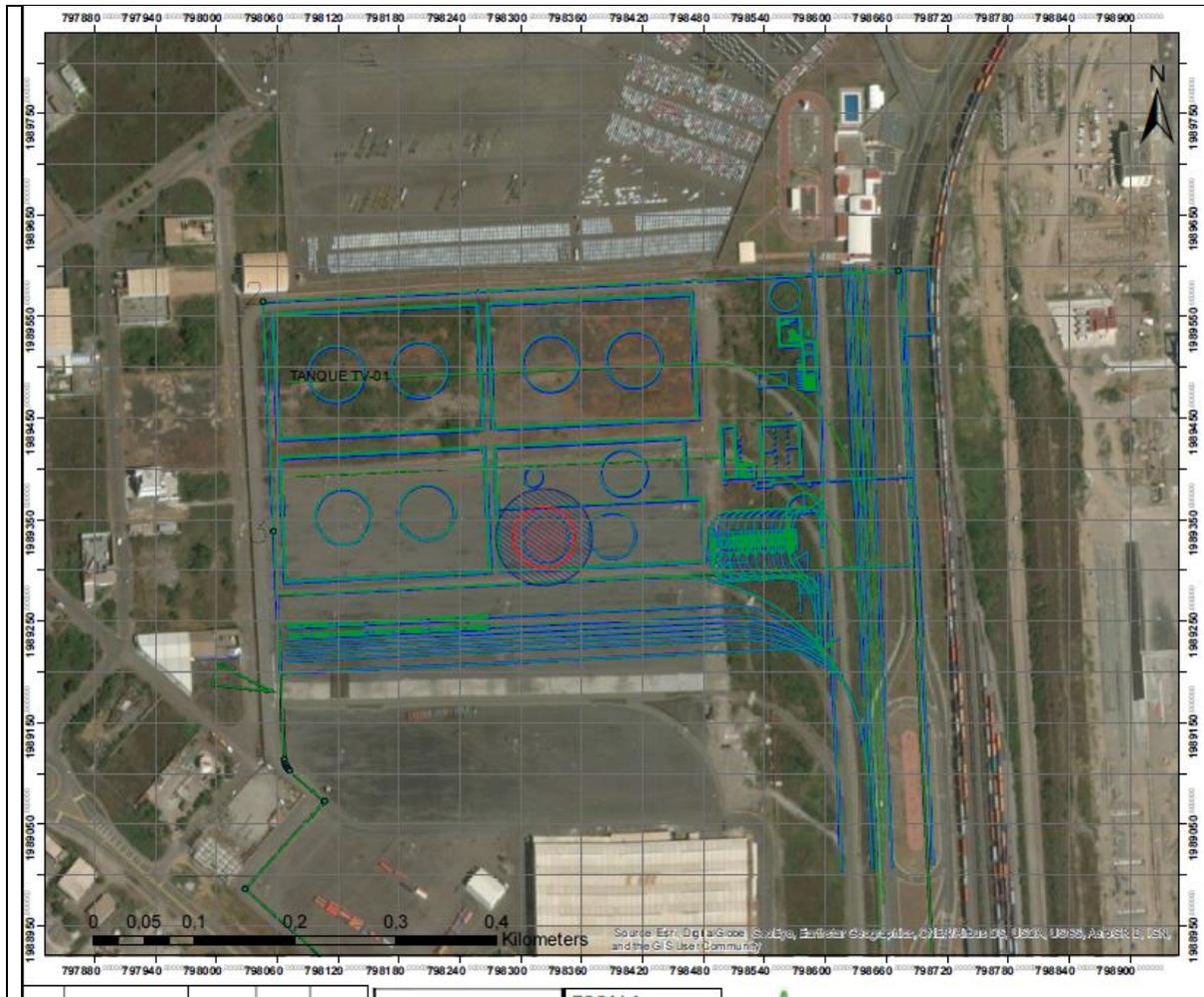


**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 56. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 6**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 6: Incendio del tanque de diesel TV-07 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, el diámetro del orificio de fuga se considera el 20% del DN de la válvula.	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>No se forma nube explosiva</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>No se forma nube explosiva</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>30.78</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>47.54</b>

**Figura 59. Escenario 6. Radios de por incendio**

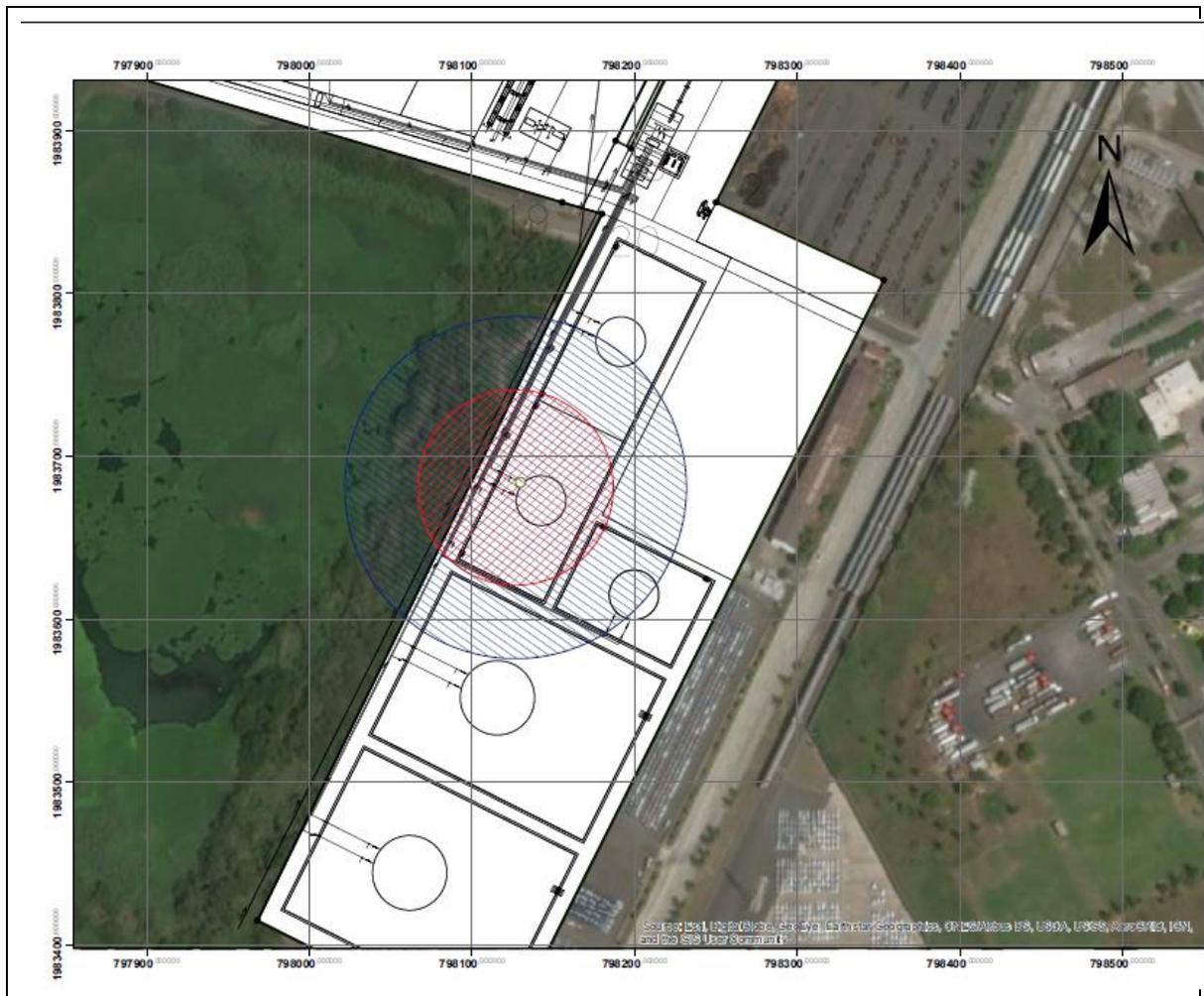


**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**Tabla 57. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 7**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 7: Nombre: Incendio del tanque de gasolina TV-13 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición se considera el orificio de fuga del 20% del DN de la válvula .	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>60.69</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>105.76</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>31.69</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>45.11</b>

**Figura 60. Escenario 7. Radios de por explosión.**



**Figura 61. Escenario 7. Radios de por incendio**

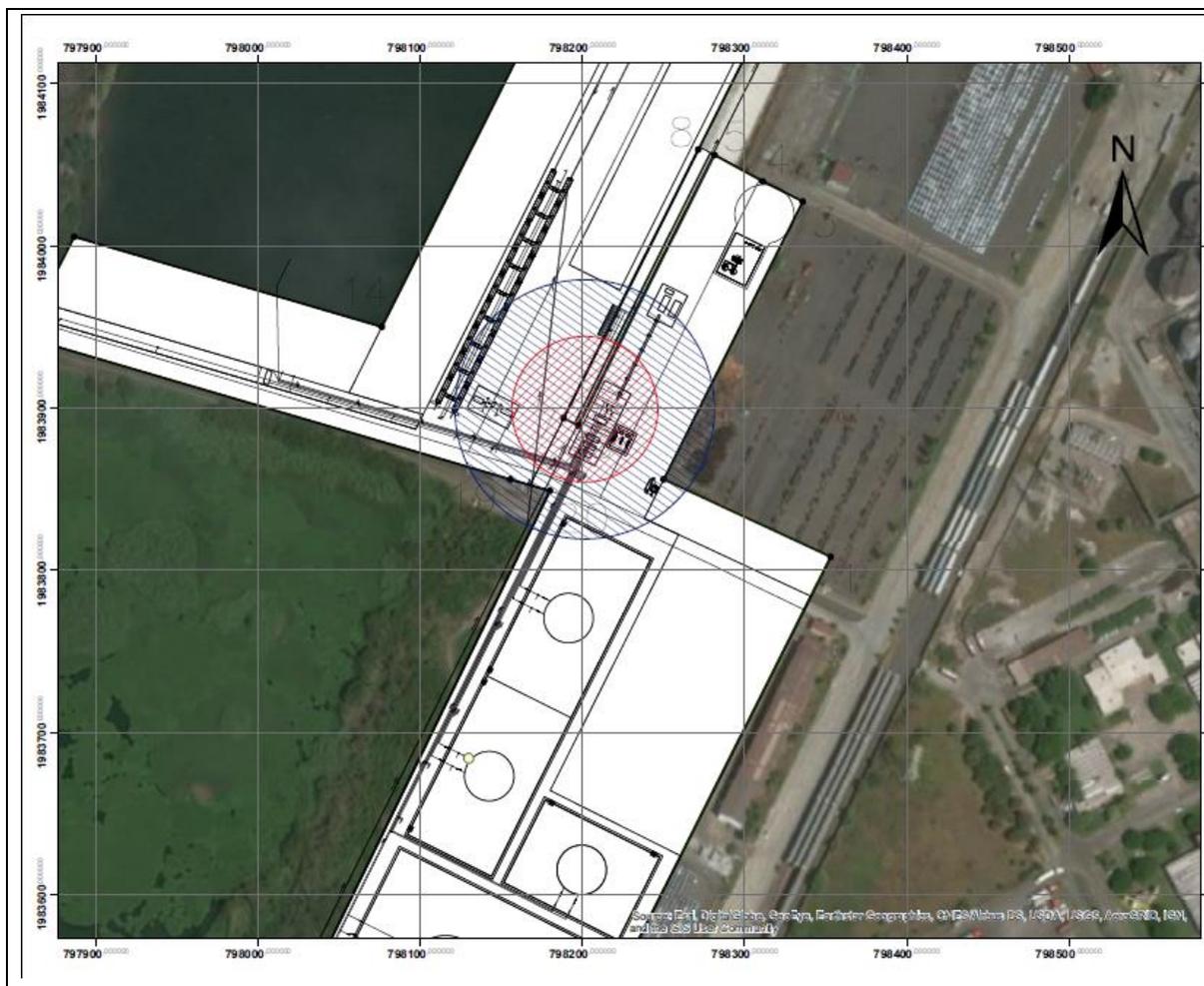


**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

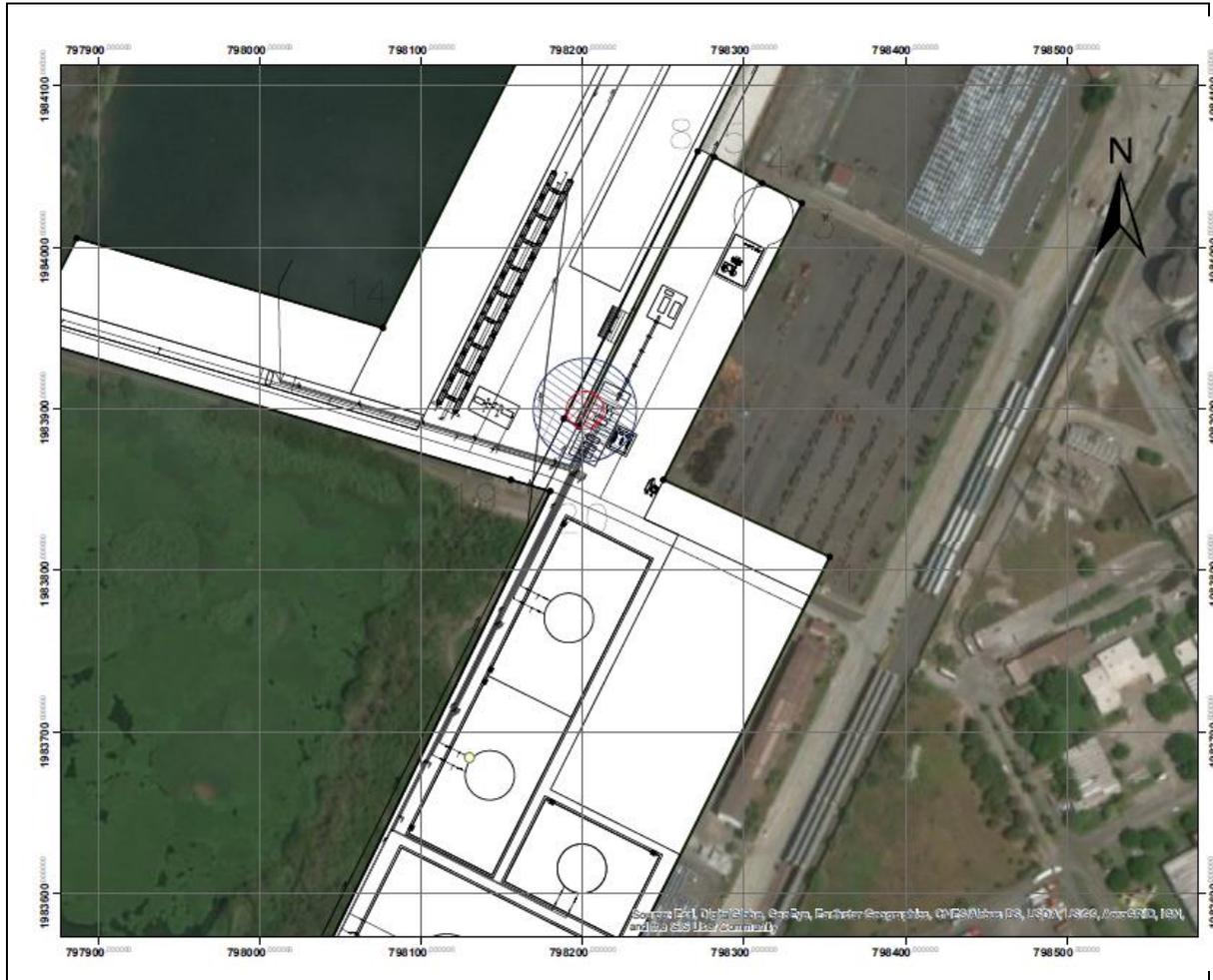
**Tabla 58. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 8**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 8: Nombre: : fuga de gasolina en la tubería de 12 pulgadas de diámetro que va desde el buque hasta el patín de medición de la terminal marítima, se considera que se rompe todo el ducto	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>83.82</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>145.38</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>49.07</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>70.40</b>

**Figura 62. Escenario 8. Radios de por explosión**



**Figura 63. Escenario 8. Radios de por incendio**



**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

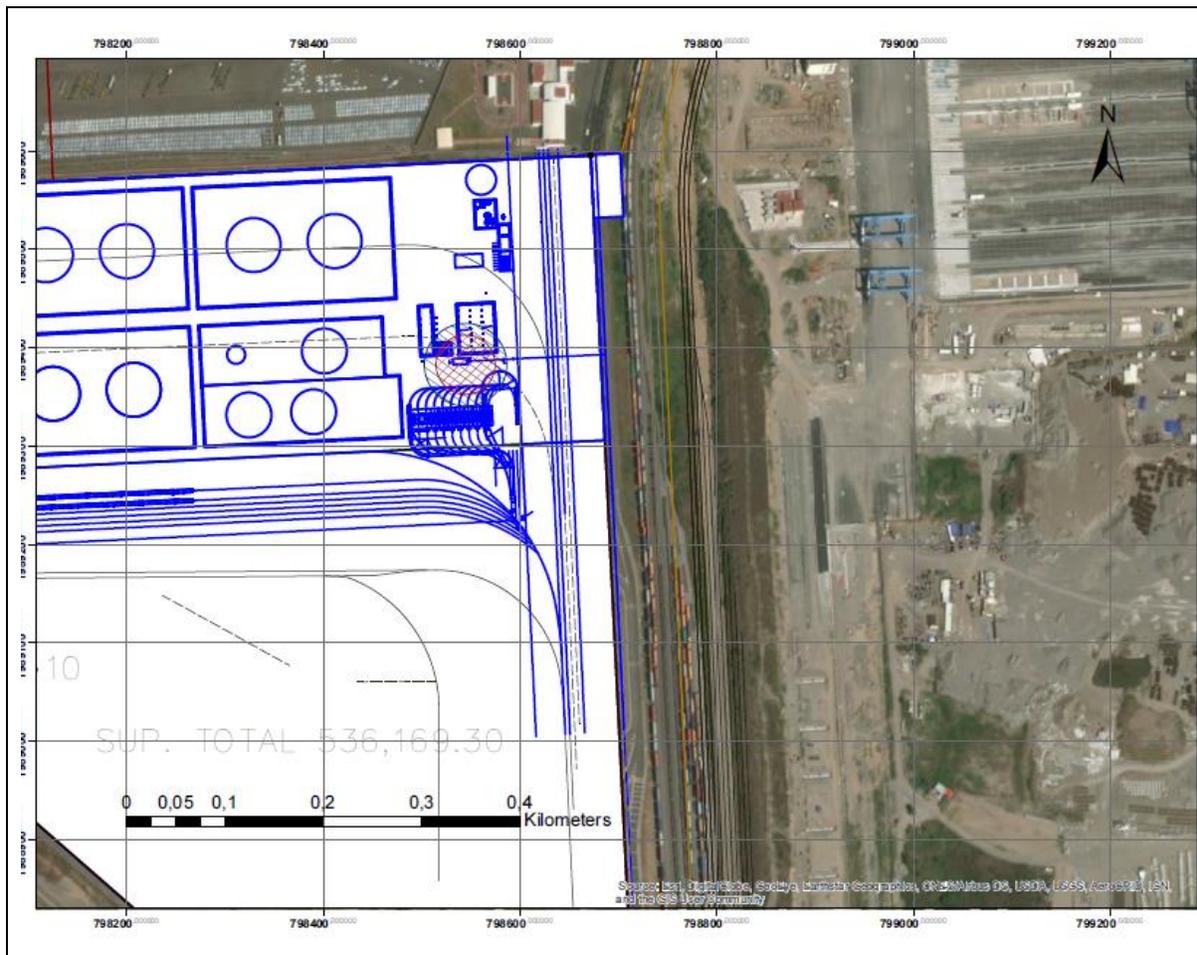
**Tabla 59. Resultados de la evaluación de consecuencias del Escenario 9**

Eventos	Criterios	Radio de afectación (m)
Escenario 9: Fuga de gasolina en el poliducto la tubería de 8 pulgadas de diámetro por 7000 metros de longitud que va desde el patín de medición de la terminal marítima hasta de medición de la terminal terrestre, considera que se rompe todo el ducto	Zona de alto riesgo 1 psi	<b>76.80</b>
	Zona de amortiguamiento 0.5 psi	<b>133.19</b>
	Zona de alto riesgo 5 kW/m <sup>2</sup>	<b>29.56</b>
	Zona de amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>	<b>42.36</b>

**Figura 64. Escenario 10. Radios de por explosión**



**Figura 65. Escenario 9. Radios de por incendio**



El impacto ambiental más representativo es la formación de una nube explosiva de gasolina e incendio debido a un derrame de gasolina en la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución de gasolina se considera un orificio de fuga del total del DN la ocurrencia de este evento es causada por causada por corrosión, un golpe externo o falla de material, es importante mencionar que este es el escenario considerado como catastrófico, y que la probabilidad de ocurrencia de que una tubería se rompa totalmente es de 1 en 10,000 años (verla figura 44)

En el Anexo H se presenta los planos de radios de afectación de los 9 escenarios evaluados. En los resultados se observa que la afectación de un incendio en la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas no afectará asentamiento humanos, cuerpos de agua, vías de comunicación, solamente causarán daños de equipos e instalaciones en el interior del centro de trabajo.

En caso de un incendio en un tanque de almacenamiento se empleará la inyección sub superficial de espuma de la red de contra incendio, además se procederá a enfriar la superficie de los tanques que se localicen a un costado del siniestro, mediante hidrantes y

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

---

monitores, para evitar calentamiento de los éstos recipientes y que se propague el incendio pudiendo provocar mayores daños a las instalaciones, a los trabajadores y al entorno.

El impacto ambiental de los accidentes esperados es reducido (humo, contaminación del terreno en áreas donde no hay contención y colección de derrames). En el caso de un accidente extremo, poco esperado, como el escalamiento de un incendio iniciado por un derrame de un tanque a los tanques colindantes, los efectos físicos sobre el entorno serían mayores pero no graves (humo, daños menores a edificaciones y roturas de cristales). Sin embargo, los efectos psicológicos en la población circundante si fuesen serios, causando grave conmoción, pánico y el consiguiente rechazo público.

La prevención de un escenario de accidente de este tipo hace necesaria la operación efectiva de la red de contra incendio, como se señaló en el HAZOP. Un accidente extremo de este tipo debe considerarse en el plan de emergencia como base para coordinar la asistencia externa y la atención al público de tal situación.

De acuerdo con la evaluación de radios de afectación, las medidas de seguridad y las dimensiones de PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas, los riesgos de la instalación son derrames e incendio en el interior lo que provocaría daños a las bombas, tuberías, tanques.

Las medidas preventivas de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas son las siguientes:

- Diseño de los tanques y bombas de acuerdo a los códigos y normas.
- Realización de controles de calidad, inspecciones y pruebas, como parte del proceso de diseño, fabricación e instalación de los equipos.
- Existencia de procedimientos y controles de operación apropiados.
- Existencia de dispositivos de control, protección y seguridad (válvulas de alivio/seguridad) para evitar que desviaciones de la operación normal conduzcan a eventos que dañen la integridad de las instalaciones.
- Sistema de alarmas en los tanques de almacenamiento
- Detectores de mezclas explosivas.
- Implementación de un programa de mantenimiento preventivo, existencia de dispositivos de aislamiento (diques) y procedimientos para evitar fugas durante trabajos de mantenimiento.
- Sistema contra incendio (hidrantes, hidrantes-monitores, extintores)

Los accidentes probables debido al manejo de sustancias peligrosas son considerados en el Programa de Prevención de Accidentes como base para coordinar la asistencia externa y la atención al público de tal situación. El Programa de Prevención de Accidentes incluye las instalaciones para la atención de emergencias, así como funciones y responsabilidades, procedimiento para fugas e incendios, equipo de combate de incendios, equipo de comunicación, equipo de primeros auxilios, equipo de protección personal.

## II.2 INTERACCIONES DE RIESGO.

En la siguiente tabla se presenta un análisis y evaluación de las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones que se encuentran dentro de la zona de riesgo, considerando la posibilidad de un efecto dominó, este análisis se efectuara para los accidentes que involucren un incendio debido a la explosión más un incendio de charco, es un escenario que tiene una frecuencia de cero ( esto es debido a que nubes que contengan menos de 1000 lb. De vapor o gas es muy improbable que exploten cuando no están completamente confinadas), aunado a que las condiciones del medio no inducen a la formación de una nube de vapores de gasolina suficientes para generar una explosión.

Para la simulación del incendio de charco y llamarada por fuga Diesel esta es una sustancia menos volátil e inflamable que la gasolina y a la que no a la fecha no hay accidentes donde el elemento iniciador sea él Diesel.

**Tabla 60. Interacciones de riesgo**

Evento	Zona de riesgo m *	Interacciones de riesgo	Efectos
Escenario 1: Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición.	<b>35.05</b>	Se podría verse afectado en tanque TV-02  No hay población en el radio de afectación.	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 2: Incendio del tanque de gasolina TV-01 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, se considera que el evento tiene una duración de 30 min y el orificio de fuga es del 30% del DN de la válvula (ver tablas 13 y 14)	57.60	Se podría verse afectado en tanque TV-02  No hay población en el radio de afectación.	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 3: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del 20% del DN de la tubería	<b>29.87</b>	Por la ocurrencia de este evento se afectarían los tanques de almacenamiento gasolina y diesel, que se encuentren cercanos a este cabezal	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población.

## ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas

Evento	Zona de riesgo m *	Interacciones de riesgo	Efectos
			El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 4: Derrame de gasolina por la tubería de 22" de diámetro del cabezal de distribución se considera un orificio de fuga del total del DN de la tubería	<b>29.87</b>	Por la ocurrencia de este evento se afectarían los tanques de almacenamiento gasolina y diesel, que se encuentren cercanos a este cabezal	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 5:Fuga de gasolina en el área de llenaderas por la válvula de 6" de diámetro se considera el diámetro del orificio de fuga ____-	<b>8.53</b>	Podría verse afectada el área de llenaderas	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 6: Incendio del tanque de diesel TV-07 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición, el diámetro del orificio de fuga se considera el 20% del DN de la válvula.	<b>30.78</b>		Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 7:Nombre: Incendio del tanque de gasolina TV-13 debido a fuga en la válvula a pie de dique y una fuente de ignición se considera el orificio de fuga del 20% del DN de la válvula .	<b>31.69</b>	Por la ocurrencia de este evento se afectarían los tanques de almacenamiento gasolina y diesel, cercanos al tanque TV-13	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Evento	Zona de riesgo m *	Interacciones de riesgo	Efectos
Escenario 8: Nombre: : fuga de gasolina en la tubería de 12 pulgadas de diámetro que va desde el buque hasta el patín de medición de la terminal marítima, se considera que se rompe todo el ducto	<b>49.07</b>	Se vería afectada el área del patín de medición de la Terminal Marítima	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac
Escenario 9: fuga de gasolina en el poliducto la tubería de 8 pulgadas de diámetro por 7000 metros de longitud que va desde el patín de medición de la terminal marítima hasta de medición de la terminal terrestre, considera que se rompe todo el ducto	<b>29.56</b>	Se vería afectada el área del patín de medición de la Terminal Terrestre	Daños a los equipos, tuberías, estructura y áreas de las Instalaciones de la planta No hay estación de gasolina. No hay población en el radio de afectación.. No hay efectos a la población. El poblado más próximo al sitio de estudio se localiza a aproximadamente a ms de 1 k Siendo el 1er Sector de Fidelac

\*En la columna denominada zona de riesgo se indica la mayor afectación, para este estudio corresponde a los radios resultantes por incendio.

Las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones que se encuentren en la zona de alto riesgo, consideran la posibilidad de un efecto dominó de acuerdo a los resultados de la evaluación de consecuencias (ver Anexo H planos de radios de afectación).

Las interacciones de riesgo son las acciones recíprocas, influencias o efectos de riesgo, a las que de forma general pueden estar expuestas tanto las instalaciones del proyecto de estudio como las colindantes, así como aquellas que se encuentren dentro de la zona de alto riesgo por radiación térmica y/o sobrepresión de los eventos más probables así como máximo catastróficos.

Por lo anterior se puede observar que no existen afectaciones por parte Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas hacia algún sitio de interés, únicamente se verían afectadas infraestructuras propias de la misma Terminal.

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

**II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.**

En la siguiente tabla, se presenta una síntesis del inventario ambiental en donde se desarrollará el Proyecto, para cada uno de los sistemas: físico, natural y socioeconómico.

**Tabla 61 Síntesis del inventario ambiental del Sistema Ambiental**

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
<b>Medio físico</b>		
Clima	Modificación del microclima	Actualmente en las zonas donde la vegetación ha sido desmontada la insolación es mayor y por lo tanto en estas áreas se esperaría que existan variaciones microclimáticas, donde las temperaturas serán mayores que en las áreas con cobertura vegetal.
Calidad del aire	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones a la atmósfera	Existe generación de emisiones de gases de combustión (CO, CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> ), partículas (PST, PM <sub>10</sub> y PM <sub>2.5</sub> ), Hidrocarburos producto de una combustión parcial. La influencia de las emisiones es temporal y su afectación en la calidad del aire es momentánea.
Ruidos y vibraciones	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones de ruido	No existen fuentes importantes de emisiones de ruido, el proyecto no rebasará los límites establecidos en la NOM-081-SEMARNAT-1996, la cual establece 68 dB(A) de 06:00 a 22:00 y 65dB(A) de 22:00 a 06:00.
Hidrología superficial	Presencia o ausencia de contaminación de los ríos y cuerpos de agua	Se encuentra aledaño a la desembocadura del río Balsas
Hidrología subterránea	Estado actual del acuífero (sobreexplotado o subexplotado)	Esta zona no se encuentra bajo presiones de explotación para el suministro actual del agua
Geomorfología	Modificación de relieve por excavaciones.	No habrá modificaciones de relieve por la excavación.
Suelo	Presencia o ausencia de erosión y/o contaminación	El uso de suelo actual dentro de un radio de 500 m es y/o industrial sin asentamientos humanos.
<b>Medio biótico</b>		
Vegetación	Proporción de vegetación natural/superficie total del sistema ambiental	La única especie considerada como endémica de las que se reportan en la NOM-059-SEMARNAT-2010, es la Iguana verde y negra (Iguana iguana y Ctenosaura pectinata). Como especie protegida tenemos a Rana berlandieri, la cual ya no se puede observar, posiblemente por las perturbaciones antropogénicas. En la categoría de especie sujeta a protección especial tenemos a Crocodylus acutus.
Fauna	Superficie con vegetación natural que proporciona un hábitat para la fauna silvestre	Las especies de flora y fauna residuales en el sistema ambiental regional y por tanto en el área de estudio, no se encuentran en peligro de extinción, pero el estatus de protección, hace que algunas de estas especies, requieran de medidas de compensación especiales, por lo que se propondrán programas de manejo para las especies afectadas por los proyectos,

**ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**  
**PIBSA, Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas**

Componente ambiental	Indicador	Situación actual y diagnóstico
		teniendo en cuenta que la APILAC cuenta con un área especial de protección ambiental donde puedan permanecer sin perturbaciones
<b>Medio socioeconómico</b>		
Paisaje	Disminución de la calidad del paisaje	El paisaje ha sido modificado por las actividades industriales, caminos. No existen elementos paisajísticos relevantes o únicos.
Demografía	Tasa de crecimiento	En el 2005, la población registra un incremento a 15,944 habitantes con una tasa de crecimiento del 4.01%.
	Población	La población total del municipio de Lázaro Cárdenas registrada en el año 2010 fue de 79,200 habitantes.
Índice de marginación	Muy Baja, Baja, Media, Alta y Muy Alta	Lázaro Cárdenas se encuentra clasificado con un índice de marginación muy bajo
Factores socioculturales	Presencia o ausencia de sitios con valor cultural o histórico	El patrimonio cultural está representada principalmente por algunas plazas y espacios abiertos. No obstante, el patrimonio cultural de una ciudad no se limita a los edificios, monumentos y elementos materiales; también se conforma por lo que se ha denominado el Patrimonio Intangible, que consiste en el conjunto de formas de expresión de la comunidad, sus costumbres y tradiciones. En cuanto a las instalaciones para la cultura, se tiene una biblioteca pública municipal y el auditorio municipal.

### **III SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.**

#### **III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.**

Las recomendaciones técnico operativas resultantes de la metodología empleada se presentan a continuación:

- 1. La se deberá de elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:**

##### ***Inspecciones preventivas de riesgos***

Considera la inspección de las siguientes áreas:

Tanques de Almacenamiento y Tuberías

Área de Bombas

Cobertizos Contraincendio

Llenaderas y descargaderas de autotanques

Subestaciones Eléctricas y CCM

Registros Eléctricos.

Edificios Administrativos, talleres, Almacén y Comedor.

Recibo y Medición

Laboratorio

Autotanques de Reparto Local y Foráneos

La actividad se establece que se debe inspeccionar cada área por lo menos dos veces por año.

##### ***Revisión y conservación de equipo de protección personal.***

Botiquines de primeros auxilios

Regaderas de agua de emergencia y lavaojos

Equipo autónomo con cilindro de aire comprimido 15 min.

Trajes de bomberos.

Equipo de protección personal de acercamiento al fuego

La revisión establecida es semanal.

##### ***Pláticas de seguridad***

##### ***Simulacros operacionales***

##### ***Pláticas y prácticas contra incendio***

***Simulacros contra incendio***

***Vigilancia y control de la salud de los trabajadores***

**2. Se deberá de elaborar un programa de Calibración preventiva de líneas y equipos**

Los equipos considerados en este programa son los siguientes:

- Tuberías de casa de bombas a descarga de auto tanques.
- Tubería de casa de bombas a llenaderas de auto tanques.
- Tuberías de recibo de tanques verticales de almacenamiento.
- Tuberías de salida de tanques verticales de almacenamiento
- Casa de bombas (accesorios y partes de bombas).
- Sistemas de protección contra incendio (accesorios y partes de bombas).
- Tuberías red contra incendio.
- Red agua de servicios.
- Tanques verticales de almacenamiento.
- Auto tanques.

Para esta actividad se establece que se deberán calcular el espesor mínimo requerido y la velocidad de desgaste. Se deberán archivar los resultados en expedientes específicos por circuito así como los isométricos respectivos.

**3. Se deberá de elaborar un programa de Revisión y calibración de nipleria.**

Los equipos considerados en este programa son los siguientes:

Circuito Gasolina Magna  
Circuito gasolina Premium  
Circuito Pemex Diesel  
Circuito Contra incendio

Para esta actividad se establece que primeramente tendrán que elaborar o actualizar el censo de nipleria por circuitos, identificar en los isométricos. Las revisiones deben efectuarse cuando el circuito este fuera de operación. la revisión deberá ajustarse al tiempo programado de paro jerarquizando la nipleria por circuitos y equipos críticos, revisándose cada 1.5 años; para equipos no críticos revisar cada 5 años. Registrar la información en formatos específicos.

**4. Se deberá de elaborar un programa de Revisión de espárragos en bridas de Tubería.**

Circuito Gasolina Magna  
Circuito gasolina Premium

Circuito Pemex Diesel

Circuito Contra incendio

**5. Se deberá de elaborar un programa de vigilancia e inspección de los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia, dicho programa deberá comprender las siguientes actividades:**

- Revisión y Calibración de Válvulas de Seguridad-Relevo.
- Revisión y Prueba de Protecciones en equipo crítico.
  - Revisión y prueba de detectores de mezclas explosivas.
  - Revisión y prueba de detectores de fuego.
- Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes.
- Prueba de Válvulas Checks.
- Líneas de Producto.
- Prueba de Alarmas.
- Alarmas por Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento.
- Revisión y Conservación de Equipo Portátil contra incendio.
- Revisión y Conservación de Extintores.
- Revisión y prueba anual de mangueras C.I.
- Exosímetros, con sus bitácoras de registro de calibración.
- Revisión y Conservación de Alarmas sectoriales.
- Revisión y prueba anual de líquido espumante AFFF.
- Revisión y Conservación de Equipo y Sistema Fijo contra incendio.
  - Red y Válvulas de agua contra incendio, hidrantes y monitores.
  - Tanques para agua contra incendio.
  - Bombas de agua contra incendio.
  - Prueba anual de presión y flujo de bombas contra incendio.
  - Sistemas de anillos de enfriamiento.
  - Sistemas de espuma (presión balanceada).
  - Bombas contra incendio.
  - Cámaras de espuma.
  - Portamangueras contra incendio.
  - Revisión y prueba del sistema de aspersion en casa de bombas, llenaderas y descargaderas.

**6. Contar con programas de capacitación al personal de nuevo ingreso, personal de planta, personal técnico y personal operativo.**

**7. Contar con programa de capacitación en seguridad para todo el personal.**

**8. Contar con programa de capacitación y entrenamiento para emergencias originadas por insumos químicos.**

9. Contar con política o procedimiento que norme o regule el entrenamiento del personal de mantenimiento.
10. Contar con la información de riesgos e higiene de las sustancias que se manejen.
11. Contar con políticas corporativas de seguridad y protección ambiental y asegurarse de que todo el personal que labora en la planta las conozca.
12. Contar con manual de procedimientos de seguridad y protección ambiental donde se contemple capacitación de personal de nuevo ingreso como el que labora en: manejo de materiales peligrosos, selección y dotación de equipo de protección personal, señalización y avisos de riesgos, reporte de condiciones peligrosas, autorización de trabajos peligrosos, reporte e investigación de accidentes, obtención de atención médica y protección ambiental.
13. Contar con Hojas de Seguridad de las sustancias a manejar en las cuales se describan los procedimientos a realizar en caso de una emergencia donde se especifiquen los riesgos a la salud, incendio o explosión, indicaciones en caso de fuga o derrames, precauciones especiales, los teléfonos a los cuales hay que comunicarse y las propiedades fisicoquímicas del fluido. Las hojas de seguridad deberán colocarse en el lugar donde se maneje cada sustancia.
14. Colocar señalamientos de seguridad en lugares estratégicos de la Terminal.
15. Contar con equipo de protección personal destinado y ubicado en las áreas donde pueda ocurrir una emergencia y entrenar al personal para su uso adecuado.
16. Contar con programa de comunicación de riesgos y proporcionar información al personal sobre las acciones de emergencias en caso de fugas de materiales peligrosos.
17. Contar con programa de mantenimiento para la protección contra la corrosión de las instalaciones, así como para el mantenimiento de válvulas y accesorios, líneas de transporte, sistemas e instrumentos de control, sistemas y dispositivos de protección y seguridad.
18. Contar con programas de inspección de tuberías donde se aplique la medición de espesores de pared de tuberías, vibración, protección anticorrosiva, protección mecánica, radiografiado de tuberías y pruebas de dureza después de aplicar soldadura, pruebas hidrostáticas antes de instalar tubería nueva.
19. Elaborar Programa de Protección Civil y presentarlo a la autoridad municipal y estatal.
20. Cuando entre en operación el proyecto implantar el Programa para la Prevención de Accidentes.
21. Solicitar al contratista el procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la actividad.
22. Solicitar al constructor los registros de las pruebas radiográficas de la tubería.

### **III.2 SISTEMAS DE SEGURIDAD.**

#### **Sistema contra incendio**

Las terminales terrestre y marítima deberán contar con un Sistema Contra Incendio el cual tiene como alcance las siguientes áreas operativas:

- Tanques de Almacenamiento.
- Cobertizos de Bombas.
- Llenaderas de Autos tanques y Carros tanque.
- Descargaderas de Autos tanque.
- Paquete de Tratamiento Integral de Drenaje Aceitoso.
- Fosa API
- Edificio Administrativo.
- Edificio y cobertizo recibo y medición Poliducto
- Torre de Control.
- Cobertizo Contra incendio.
- Almacén de residuos peligrosos.
- Subestación Eléctrica.
- Laboratorio.
- Caseta de Vigilancia
- Bodega de Archivo y consulta permanente
- Taller de mantenimiento y bodega
- Unidad recuperadora de Vapores
- Patín de recibo y medición por tubería y oficina

Se debe de incluir un banco de baterías (UPS) para respaldo para un tiempo mínimo de 2 h, lo que será detallado en base a las especificaciones y alcances de la ingeniería básica, considerando además de las normas internacionales que apliquen para este equipo.

Los Sistema de control y las UPS´s deben contar con su propio sistema de tierras de acuerdo con las condiciones del fabricante y ser independiente de la red general.

El almacenamiento de agua contra incendio considerará el diseño de la normatividad vigente, considerando un tanque de tipo vertical con techo tipo cúpula fija soportado, con placa de acero al carbón ASTM-A-283-C, con recubrimiento anticorrosivo en el interior y exterior del tanque, registro de purga tipo API, boquilla de 24" de diámetro para entrada hombre en el techo.

El tanque de agua contra incendio será abastecido a través de bombeo de pozo profundo, y deberá prever tomas al exterior de la terminal para el abastecimiento por camiones cisterna. La capacidad de este tanque será de 55 Mb, con hidrantes, monitores y tomas de camión, mangueras, y recirculación de agua, sistema de bombeo principal.

El sistema de bombeo de agua contra incendio deberá contar con seis bombas (cuatro principales y dos de relevo) operadas con motor de combustión interna con capacidad de 568 m<sup>3</sup>/h cada una, contando con su tablero de control, con sistema automático en el arranque. Este conjunto deberá cumplir con la normatividad vigente, Bomba "jockey" para mantener la presión en la red de contra incendio. Las conexiones ramal-cabezal de succión y descarga de

los equipos de bombeo deberán ser con accesorios a 45°, con el fin de evitar taponamientos hidráulicos.

Deberá contar con un paquete de presión balanceada que cuente con su tanque de almacenamiento con material resistente al líquido espumante tipo AR-AFFF con capacidad suficiente para 6 horas de operación continua para el riesgo mayor (se deberá incluir inyección superficial e inyección subsuperficial a los tanques de almacenamiento), se deberá incluir un recubrimiento externo e interno adecuado para evitar la corrosión en el mismo tomando en cuenta la normatividad vigente.

**Sistema Digital de Monitoreo y Control Contra Incendio (Sistema de control supervisorio).** El cual será diseñado de acuerdo con la Especificación del sistema de automatización contra incendio. La terminal deberá contar con sistema de aspersión de agua contra incendio integrado al Sistema Integral de Control Contra Incendio (sistema de automatización contra incendio) el cual tiene como alcance las siguientes áreas operativas:

- Tanques de Almacenamiento.
- Bombas de proceso.
- Llenaderas de auto tanques y carro tanques.
- Descargaderas de auto tanques.
- Área de recibo y medición por tubería

Estas instalaciones deben apegarse a las normas vigentes.

La operación del sistema contra incendio se hará en forma automática, independiente del sistema de automatización de las operaciones, a través de un controlador electrónico programable (CEP), para abrir y cerrar válvulas de diluvio, arranque y paro de motores eléctricos, tanto de las bombas de contra incendio como las del equipo de presión balanceada.

### **Sistemas de detección y alarma**

Los requerimientos de detección de fuego, humo, mezclas tóxicas y mezclas explosivas se extiende a las siguientes áreas:

**Detección de humo.** Tablero de detección de humo para señales de los dispositivos de detección y alarma en interior de edificios. Estas estarán instaladas en las siguientes áreas:

- Oficinas administrativas generales
- Torre de control
- Caseta de vigilancia
- Subestación eléctrica y CCM
- Bodega de archivo de consulta permanente
- Oficina de mantenimiento
- Bodega de materiales
- Laboratorio de control de calidad
- Baños y vestidores generales
- Oficina de recibo y medición, por tubería.

**Detectores de mezclas explosivas.** Instalación de detectores de mezclas explosivas localizados estratégicamente en:

- Llenaderas de auto tanques (solo para Gasolina regular y Gasolina premium)

- Descargaderas de auto tanques
- Áreas de bombas de proceso (solo para Gasolinas)
- Área de tanques de almacenamiento de producto (solo para Gasolinas)
- Descarga del paquete integral de tratamiento de aguas aceitosas
- Almacén de residuos peligrosos
- Fosa API
- Caseta recibo y medición, por tubería
- Oficinas administrativas (en succión de aire acondicionado)

**Detectores de flama.** Deben de ser del tipo sensores UV/IR, localizados estratégicamente en:

- Llenaderas de autotanques y carro tanques
- Descargaderas de auto tanques
- Áreas de bombas de proceso
- Área de tanques de almacenamiento de producto
- Almacén de residuos peligrosos
- Caseta recibo y medición, por tubería

En el Anexo B se presentan los planos del sistema contra incendio y los equipos de detección de fuego y gas.

### **III.3 MEDIDAS PREVENTIVAS.**

Las medidas preventivas para reducir las situaciones de riesgo consiste en la aplicación de Programas de Mantenimiento, Medidas de Seguridad, Procedimientos operativos, Control de Riesgos y la implementación de Planes para Emergencia, los cuales son necesarios para llevar a cabo las siguientes actividades:

- Reducir al mínimo y limitar los peligros y consecuencias resultantes de una emergencia en instalaciones industriales;
- Establecer los pasos a seguir en caso que ocurra un accidente/incidente;
- Estar preparado en cualquier momento para actuar rápida y adecuadamente ante cualquier accidente/incidente que se presente;
- Responder con acciones predeterminadas y coordinadas en vista de mantener el control del sistema;
- Minimizar el impacto del accidente/incidente a todos los interesados en el normal desenvolvimiento de la compañía;
- Asegurar que toda persona lesionada reciba la adecuada atención médica; y
- Determinar las causas del accidente/incidente y aprender de las mismas como reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

Se preparará un Programa de Prevención de Accidentes (PPA) y Plan de Respuesta a Emergencias los cuales se basan en la posibilidad de que ocurran contingencias provocadas por el manejo de sustancias peligrosas y de la necesidad de contar con un programa

adecuado para evitar que estas puedan tener consecuencias de desastre, además se contara con Procedimientos de Atención de Emergencias y Procedimientos Operativos (Manual de Operación).

Los objetivos del PPA son los siguientes:

- Evitar que los accidentes provocados por la realización de actividades altamente riesgosas (AAR), alcance de nivel de desastre.
- Propiciar que quienes realicen actividades de riesgo, comunidad y empresas aledañas, así como autoridades locales, desarrollen una conciencia de alerta continua ante cualquier contingencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- Propiciar un ambiente de seguridad en la comunidad y empresas aledañas a una actividad de alto riesgo.
- Contar con planes, procedimientos, recursos y programas para dar respuesta a cualquier contingencia ocasionada por el manejo de las sustancias peligrosas.
- Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de desastre ocasionadas por la liberación de sustancias peligrosas.
- Establecer los mecanismos de comunicación, coordinación y concentración de acciones para incrementar adecuadamente el PPA en la localidad.
- Que las industrias de alto riesgo difundan en la localidad, la información relacionada con las actividades que desarrollan y los riesgos que estas representan para la población, sus bienes y el ambiente, así como los planes, procedimientos y programas con los que se cuenta, para disminuir y controlar dichos riesgos, enfrentar cualquier contingencia y atender desastres provocados por la liberación accidental de sustancias peligrosas.

### **Manuales de Operación y Mantenimiento**

Los Manuales de Operación y Mantenimiento se prepararán de acuerdo con todos los Códigos aplicables, las Normas tales como la API, la ASME B31.8, la Ley Mexicana y toda su Reglamentación, y con base en la amplia experiencia derivada de las actividades de operación y mantenimiento de este tipo de Terminales. Estos manuales estarán disponibles antes de la puesta en marcha de la Terminal, se revisarán y actualizarán periódicamente de allí en adelante, con el fin de que siempre reflejen todos los principios de ingeniería aplicables, la experiencia que va adquiriéndose, el conocimiento que se obtiene sobre la Terminal en su operación del día a día, las consideraciones aplicables en materia del manejo de petrolíferos y las condiciones operativas del sistema.

En estos manuales se incluirán todos los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y los procedimientos de operación de la terminal y sus instalaciones, los sistemas de comunicaciones y las instalaciones de medición. Cada componente del sistema se manejará individualmente, incluyendo la siguiente información para cada caso: antecedentes, requisitos reglamentarios y de las normas técnicas, aspectos ambientales, instrucciones y procedimientos técnicos detallados, programas de control y aseguramiento de la calidad, auditorías, aspectos administrativos, etc.

## IV RESUMEN

### IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

El proyecto cumple con todas las leyes, reglamentos y normas mexicanas. Por las características intrínsecas del proyecto, la empresa se ha propuesto cumplir con los lineamientos Federales y Estatales en Materia de Actividades consideradas como Altamente Riesgosas de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). De acuerdo a los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio, no existen áreas naturales protegidas en el sitio de estudio.

El sistema opera dentro de las normas de seguridad vigentes y contará con los medios necesarios para preservar la seguridad de las instalaciones, así como el entorno ecológico a lo largo de su vida útil.

El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales. El diseño empleado minimiza el riesgo.

Durante la identificación de peligros se consideró un total de 135 escenarios en base a las consecuencias de interés: Fuga y Derrame.

En el Anexo G se incluye los resultados del HAZOP, así como el listado de los Escenarios de Riesgo que fueron valorados mediante la metodología (F.5 Matrices de Riesgo página 96 y 97) descrita en la Guía Técnica para realizar análisis de Riesgos de Proceso Clave 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 0 emitido el día 3 de septiembre de 2010 y desarrollado por la Dirección Corporativa de Operaciones, Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, mediante la aplicación de la Matriz de Frecuencia contra Consecuencia se puede jerarquizar y obtener un índice de todos los riesgos a los que está sujeta la instalación..

En la siguiente tabla se presenta el resumen de la ubicación de los Escenarios de Riesgo representados en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación y las matrices de riesgo.

	DP	EP	IA	PP	DI	
<b>A</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12</b>
<b>B</b>	<b>1</b>	<b>61</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>69</b>
<b>C</b>	<b>128</b>	<b>68</b>	<b>134</b>	<b>132</b>	<b>132</b>	<b>594</b>
	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	

Los efectos físicos considerados en este estudio son aquellos que resultaron de los escenarios de pérdida de contención (fuga o ruptura) que pueden evolucionar en un derrame, afectaciones por radiación térmica y sobrepresión. En el Anexo H se muestra el resultado generado por el software RIESGO, con referencia a la simulación de consecuencias de los escenarios 3.5, 4.2, 7.4, 8.10, 9.4, 14.6

Del análisis de los resultados se pudo apreciar que los radios potenciales de afectación de los escenarios simulados no rebasan los límites de la Terminal de Almacenamiento de Petrolíferos en Lázaro Cárdenas, por lo que no ocasionan afectación al entorno.

## **V RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.**

El proyecto contempla instalaciones para la mitigación y control de los siguientes aspectos ambientales:

### **1. Control de emisiones a la atmósfera.**

Considerando como impactos prioritarios la emisión de partículas, gases de combustión, ruido debido a la etapa de preparación de sitio, particularmente por el despalme del área donde se efectuarán las obras que comprende el desarrollo del proyecto, se consideran las siguientes medidas:

Gases de Combustión. Se tendrá especial cuidado para que los vehículos a utilizar observen en tiempo y forma los programas de verificación vehicular que se encuentren vigentes, antes y durante la ejecución de las obras. Se evaluarán los niveles de emisión de contaminantes y se efectuarán las actividades correctivas en la unidades que no cumplan con la normativa, tal y como lo establece el artículo 28 del Reglamento de la LGEEPA en materia de prevención y control de la contaminación de la atmosfera y la siguientes Normas Oficiales Mexicanas NOM-041-SEMARNAT, NOM-043-SEMARNAT, NOM-044-SEMARNAT.

Además, se dará mantenimiento periódico a la maquinaria y equipo utilizado durante el desarrollo del proyecto.

### **2. Control de la generación de aguas residuales.**

Emisiones al Agua. El proyecto no implica actividades de transformación, por lo que no se tienen descargas de tipo industrial o químico. Las diversas actividades de mantenimiento no implican uso y consumo de agua.

Actualmente se tendrán drenajes industriales, estos serán solo para casos de derrame accidental para que conduzcan aguas aceitosas o contaminadas por hidrocarburos hacia fosas API para su tratamiento. Los drenajes pluviales provienen de las vialidades internas y de los diques alrededor de los tanques de almacenamiento. Así mismo, todas las instalaciones administrativas cuentan con drenaje sanitario y sistemas paquete de tratamiento.

En los procedimientos de descarga de buque tanque se contará con barreras flotantes para aislar posibles derrames y evitar su dispersión hacia las áreas sensibles de vegetación. Se contará con equipo de recuperación y espuma que eviten que se inflame el derrame.

### **3. Control de manejo de sustancias peligrosas para evitar el derrame y contaminación del suelo y subsuelo.**

La circulación de la maquinaria y equipo pesado en la etapa de preparación del sitio será por las vías ya construidas por el Municipio y dentro del predio se evitara afectar el área destinada como zona de amortiguamiento, con el propósito de no impactar el relieve y las características físicas del suelo. Asimismo, el mantenimiento preventivo y correctivo que se deba dar al equipo se realizara en la zona de talleres especializados. En casos de emergencia con la finalidad de prevenir afectaciones al suelo se protegerá con sistemas de impermeabilización en frio, como plásticos con capa de tepetate compactada, con la finalidad de evitar la contaminación del suelo y del manto freático, con los posibles derrames de grasas y aceites.

Como otra acción preventiva, durante la etapa de preparación del sitio, en la actividad conocida como el despalme y nivelación, se recuperara la capa de materia orgánica y el horizonte de suelo con materia orgánica en proceso de degradación, para su aprovechamiento en las zonas de amortiguamiento para la regeneración de suelo, que mejore las características edafológicas del área, con la finalidad de garantizar un mejor crecimiento de las especies vegetales.

Como medida de prevención en la etapa de construcción se cuidara el manejo de los cementantes, los cuales deberán resguardarse en bodegas y el personal de obra evitara el derrame accidental o irresponsable de los aglutinantes como cemento, cal, morteros, las bolsas de estos materiales deberán recolectarse y depositarse en un lugar específico para evitar su dispersión.

Los residuos sólidos de acero (varilla, alambre, alambón), deberán ser recolectados y enviados a una área de acopio para su reutilización o en su caso serán confinados para su traslado a los sitios que determinen las autoridades municipales, los desechos de madera para cimbra que ya no sea útil para la actividad constructiva, se recolectara y enviara al área de acopio de residuos de obra para su disposición final.

Los materiales de desecho producto de los trabajos realizados con morteros y concretos serán recolectados permanentemente durante el tiempo que dure la obra hasta su limpieza y entrega de obra, estos desechos sólidos serán confinados para su traslados a los sitios que determinen la autoridades municipales, cumpliendo con la ley general para la prevención y gestión integral de residuos.

Contaminación del suelo. Las actividades normales de operación no producirán contaminación al suelo. En caso de derrames accidentales se tienen pisos de concreto impermeables que evitan la migración de los hidrocarburos al suelo y subsuelo. Se realizarán las medidas preventivas como redundancia en los sistemas de monitoreo y alarma, que minimicen la posibilidad de accidentes y fallas de equipo. El efecto de esta forma de contaminación es local.

#### **4. Control de ruido ambiental.**

Los niveles de ruido generados por la maquinaria y equipo no sobrepasarán los niveles máximos permisibles, según lo establecido por el Reglamento para la Prevención y Control de Contaminación de Ruido y la normativa aplicable como la NOM-080-SEMARNAT y NOM-081-SEMARNAT vigentes.

Por otra parte, se colocarán señalamientos de la velocidad permitida y prevención contra accidentes durante la preparación del sitio, construcción y operación de obra.

Se cumplirá con la NOM-001-STPS Vigente para controlar el ruido de las instalaciones.

#### **5. Control en la generación de residuos peligrosos y no peligrosos.**

La terminal en caso de generar residuos peligrosos cumplirá con las disposiciones, obligaciones y requisitos en el manejo de residuos de acuerdo al Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, Título Cuarto, Capítulo I, Artículos 35 y 37, Capítulo II, 42, 43, 44, 45, 46, 47, Capítulo III Artículo 65, Capítulo IV, Artículo 71, 72, 73 y 75, Capítulo IV Sección I, 82, Sección III, 87. Artículos Transitorios Séptimo y Octavo. Entre los principales se encuentra las siguientes obligaciones legales:

- Almacén temporal de residuos peligrosos.
- Alta como generador de residuos peligrosos.
- Manifiesto de entrega, transporte y disposición final de residuos peligrosos.
- Procedimientos para el control de los residuos peligrosos generados dentro de las instalaciones.
- Bitácoras de entradas y salidas de residuos.
- Capacitación en la materia al personal a cargo del manejo de residuos.

- Manejo con empresas autorizadas para el transporte y disposición final de los residuos.

## **6. Control y administración del riesgo ambiental.**

La Terminal contará con un programa sistematizado de mantenimiento mediante el cual se administrarán, controlarán y organizarán las actividades en la tubería, instrumentos e instalaciones. Para el manejo de sustancias peligrosas contará con un programa de seguridad y mantenimiento de instalaciones eléctricas a prueba de explosión, sistema de tierras físicas, revisión y mantenimiento de válvulas de seguridad, tuberías, estructuras y sistema contra incendio adecuado a las necesidades de la instalación y suficientes para mantener controlado el riesgo. Los equipos e instrumentos de control contarán con programas periódicos de inspección y mantenimiento (eléctrico, civil, mecánico, instrumentos) que tienen por objeto revisar, controlar y mantener la integridad mecánica para prolongar la vida útil de los equipos. Asimismo, contará con el historial de cada equipo donde registrará las reparaciones, inspecciones realizadas, condiciones iniciales, modificaciones, mejoras y pruebas de integridad mecánica.

También habrá procedimientos para trabajos peligrosos donde dará a conocer las reglas básicas de seguridad e higiene industrial, así como los procedimientos a seguir y el equipo de protección personal requerido en la realización de trabajos peligrosos. Mediante formatos se realizará el control donde analizarán las medidas de seguridad que deberán aplicar. A continuación se mencionan las actividades que se incluirán en el procedimiento:

- Permiso para trabajo de contratistas.
- Permiso para trabajo de altura.
- Permiso para trabajos eléctricos.
- Permiso para espacios confinados.
- Permisos para trabajos con soldadura.

La tecnología y diseño que se utilizará la convertirá en una instalación segura en su operación, como lo demuestra el análisis de riesgo realizado. La identificación del tipo y magnitud de los eventos específicos de riesgo, permiten establecer las medidas preventivas y correctivas para determinar el radio de seguridad y de riesgo para instalaciones, personal laboral, pobladores y al ambiente con el fin de disminuir la probabilidad de afectación.

La evaluación de consecuencias de los cuatro eventos se considera aceptable, pero se deberán cumplir durante la construcción con las bases de diseño e ingeniería, planos según construcción y en la operación de la línea de distribución de petrolíferos, así como con los programas de mantenimiento, inspección y pruebas.

### **V.1 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.**

En el Anexo I se presenta el informe técnico.

## **VI IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.**

### **VI.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.**

#### **VI.1.1 Planos de localización.**

En el anexo K se presentan los planos del sistema ambiental