# TERMINAL INTERNACIONAL DE FLUIDOS TUXPAN - DESCARGA

SIGEA
Sistemas Integrales de Gestión Ambiental

**Estudio de Riesgo Ambiental**
**Modalidad Análisis de Riesgo**

Febrero 2018

# CONTENIDO


**I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO ..... 1**

I.1 BASES DE DISEÑO ..... 5

I.1.1 Proyecto civil ..... 23
I.1.2 Proyecto mecánico ..... 34
I.1.3 Bases de diseño del proyecto sistema contra incendio ..... 38

I.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO ..... 57

I.2.1 Diagrama de bloques ..... 57
I.2.2 Descripción de la recepción de los productos ..... 59
Recuperación de vapores ..... 61
I.2.3 Llenado de auto tanques ..... 61
PRIMERA ETAPA ..... 68
I.2.4 Descripción de descarga de los productos ..... 69
I.2.5 Descripción del transporte de los productos del muelle al patín de medición ..... 71
I.2.6 Medición de los productos ..... 72
I.2.7 Hojas de seguridad ..... 75
I.2.8 Almacenamiento ..... 75
I.2.9 Equipos de proceso y auxiliares ..... 75
I.2.10 Pruebas de verificación ..... 79

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN ..... 83

I.3.1 Especificación del cuarto de control ..... 85
I.3.2 Sistemas de aislamiento ..... 86

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS ..... 88

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes ..... 88
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización ..... 92

**II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES ..... 113**

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN ..... 113

II.1.1 Evaluación de Consecuencias ..... 113
II.1.2 Escenarios ..... 122
II.1.3 Resultados de las simulaciones ..... 127
II.1.4 Representación gráfica ..... 129

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO ..... 143

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL ..... 148

**III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL ..... 169**

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS ..... 169

III.1.1 Sistemas de seguridad ..... 175
III.1.2 Medidas Preventivas ..... 195

**IV. RESUMEN ..... 203**

IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL ..... 203

IV.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL ..... 211

IV.3 INFORME TÉCNICO ..... 213

IV.3.1 Antecedentes de accidentes e incidentes ..... 214

**V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS ..... 227**

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

## Alcance del Proyecto

El Proyecto denominado Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga (TIFT-D), se realizará en dos diferentes etapas, siendo estas las siguientes:

- Etapa Inicial.
- Primera etapa.

A continuación se describe el alcance de cada una de ellas:

## Etapa inicial

En la etapa inicial, el proyecto comprende el desarrollo de la ingeniería, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones sobre el muelle existente de la Administración Portuaria Integral de Tuxpan de Rodríguez Cano, para la recepción de petrolíferos a través de buque-tanque, así como la entrega de los mismos a través de cuatro (4) islas de llenado localizadas sobre el muelle existente. La capacidad nominal de entrega diaria será de 4,770 $m^3$ (30,000 barriles), considerando 2 turnos de operación de 8 horas cada uno (16 horas totales). Para esta etapa se consideran únicamente la importación y distribución de los petrolíferos Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel, mismos que deberán venir acondicionados con sus respectivos colorantes y aditivos, Etanol y Metil-Ter-Butil-Eter (MTBE), desde su recepción en el buque-tanque. En la siguiente figura se muestra el arreglo de las llenaderas.

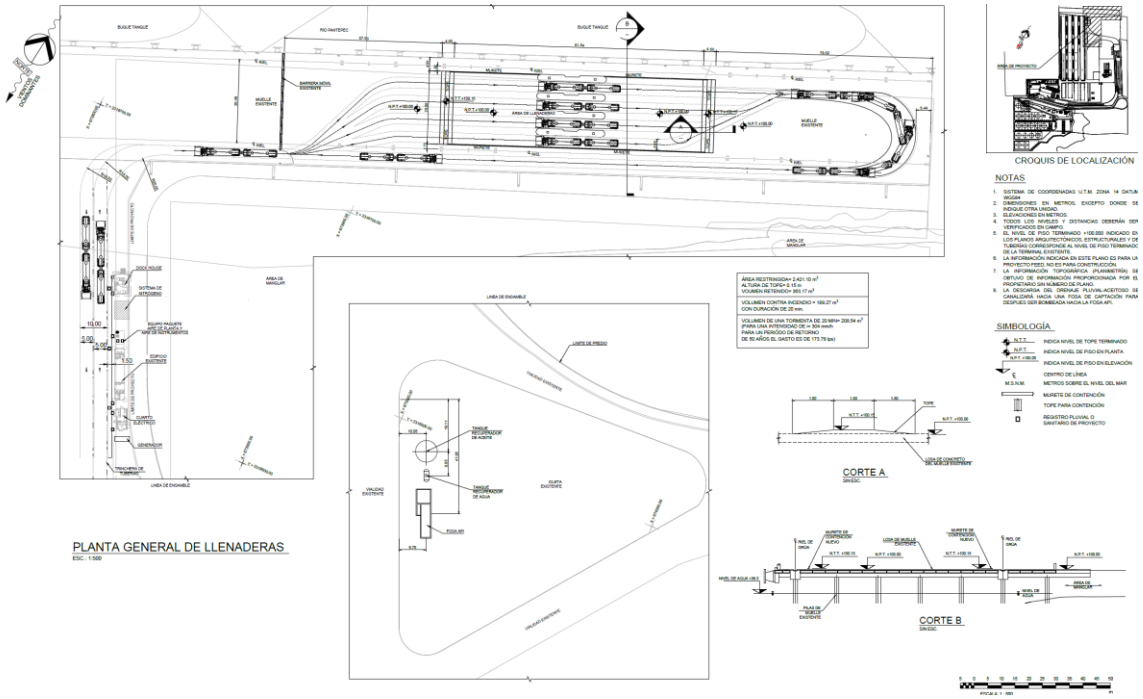



*Figura I–1. Representación del arreglo de las llenaderas.*

## Primera etapa

En esta etapa, el proyecto comprende el desmantelamiento de las cuatro (4) islas de llenado para sobre el muelle consideradas en la etapa inicial, para dar pie al desarrollo de la ingeniería, construcción, operación y mantenimiento instalaciones marítimas sobre el mismo muelle existente de la Administración Portuaria Integral de Tuxpan de Rodríguez Cano, para la recepción de petrolíferos a través de buque-tanque. En la siguiente figura se muestra el alcance de la primera etapa.

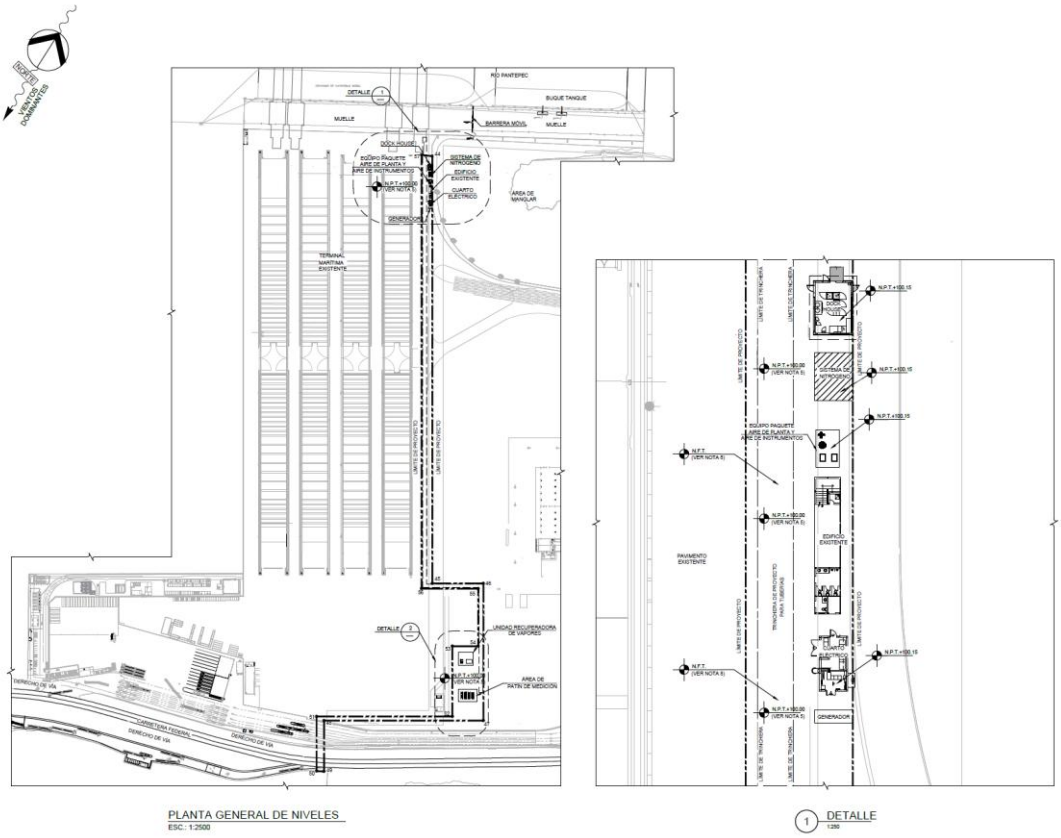



*Figura I–2. Representación de la primera etapa del proyecto Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga.*

Dentro de esta primera etapa se consideran instalaciones de almacenamiento y entrega de petrolíferos con una capacidad nominal total de 337,778 $m^3$ (2,124,560 Barriles), con el objetivo de almacenar y distribuir en el interior de la República Mexicana petrolíferos como Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina (Jet A-1) y la entrega de los productos petrolíferos será por medio de auto-tanques; es importante mencionar que esta parte relacionada con el almacenamiento y entrega de petrolíferos, no forman parte del alcance del proyecto que nos ocupa, pero se establece como una referencia para que puedan identificarse en donde serán almacenados los combustibles posteriormente cuando lleguen por vía marítima.

En la siguiente Figura I–3 se representa el polígono de la Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan- Descarga en su etapa inicial y primera etapa.

*Figura I–3. Ubicación de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Descarga.*

Las instalaciones marítimas estarán localizadas sobre el río Pantepec (Tuxpan), que desemboca en el Golfo de México, se espera recibir hidrocarburos por barco de diferentes partes del mundo.

El proyecto se localizará dentro del muelle, de lado sur a las orillas del río Pantepec (Tuxpan), en el municipio de Tuxpan, Veracruz; en las vecindades de la mojonera con las coordenadas, N: 2,318,823.340 (m) y E: 674,080.094 (m).

**Coordenadas georreferenciadas del proyecto**

En la tabla siguiente se presentan las coordenadas del proyecto TIFT-D, en su etapa inicial y primera etapa; mismas que se aprecian en la figura II.3 marcadas en azul.

*Tabla I–1. Coordenadas del área del proyecto.*

| Polígono de la TIFT- D* | | |
|---|---|---|
| **Vértice** | **Este (X)** | **Norte (Y)** |
| 1 | 674020.3909 | 2317808.6026 |
| 2 | 674031.8091 | 2317812.9717 |
| 3 | 674002.2229 | 2317881.4622 |
| 4 | 674169.4929 | 2317953.7186 |
| 5 | 674129.9878 | 2318045.1711 |
| 6 | 674106.1001 | 2318034.8521 |
| 7 | 673825.8277 | 2318683.6686 |
| 8 | 674094.3437 | 2318784.5981 |
| 9 | 674075.8397 | 2318831.6491 |
| 10 | 673784.4042 | 2318716.5193 |
| 11 | 674116.2237 | 2317948.3736 |
| 12 | 673984.5786 | 2317891.5063 |

* Se muestran las coordenadas en la proyección UTM, WGS 1984 para la Zona 14Q.

# I.1 Bases de diseño

### Fenómenos naturales y datos meteorológicos

*Clima*

*Tipo de Clima*

De acuerdo con la clasificación climática de Köppen y modificada por García (1988), el clima predominante en la superficie del Sistema Ambiental corresponde al A(w2), el cual se describe como un clima cálido subhúmedo, con lluvias en verano, de mayor humedad. En invierno se tiene una marcada disminución de la precipitación. De acuerdo con las Normales Climatológicas publicadas por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), la precipitación promedio anual del periodo 1951 – 2010 en la estación 30229 (Tuxpan de Rodríguez Cano), alcanza los 1,356 mm.

En el periodo junio – noviembre, se produce más del 77% de la precipitación anual (cerca de 1,044 mm). En el periodo diciembre – mayo, las precipitaciones se reducen de manera notable a unos 312 mm. En este periodo se pueden presentar incluso algunos meses con precipitación cero.

El mes más cálido es junio y el más fresco es enero. La temperatura anual media normal del periodo 1951 – 2010 fue de 25.8 °C, con un mínimo promedio en enero de 20.7 °C y un máximo medio de 28.9 °C en agosto. La temperatura máxima alcanzó en dicho periodo los 48.8 °C (medida el 3 de septiembre de 1966). La temperatura mínima presentó un valor de casi 0.8 °C (medida el 14 de enero de 1975). Las temperaturas más bajas en la región se producen en el periodo de invierno, estación en la que se presentan los ciclones y frentes fríos o "Nortes"

De acuerdo con datos históricos correspondientes al periodo comprendido entre 1917 y 2000, del Observatorio Meteorológico de Veracruz (INE, 2003) los nortes pueden ocurrir en cualquier época del año; sin embargo, se ha observado que se presentan con mayor frecuencia entre septiembre y febrero.

*Temperatura*

De acuerdo con el Servicio Meteorológico Nacional (SMN 2017), la temperatura media anual del municipio de Tuxpam de Rodríguez Cano es de 25.8ºC con una oscilación térmica de aproximadamente 5°C. El mes más frío es enero con una temperatura promedio de 20.7ºC, y los meses más cálidos del año van de abril a septiembre con temperaturas que alcanzan los 28.9ºC.

Durante un periodo de registro de 60 años, se obtuvo una temperatura máxima normal anual de 30.4°C; y un promedio de máxima mensual de 37.6°C, siendo los meses más calurosos entre junio y septiembre. Asimismo durante estos años de registro se puede observar que es el mes de septiembre el que presenta los datos con valores de temperatura más altos en cuanto a máxima mensual y máxima diaria.

En cuanto a las temperaturas mínimas registradas durante este mismo periodo de tiempo se tiene un promedio anual normal de 21.3°C, con una mínima mensual que durante el mes de enero registró 12.2°C y una mínima diaria cuya temperatura más baja se registró también durante el mes de enero con 0.8°C.

*Tabla I–2. Temperatura media mensual y anual en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.*

| Mes | Temperatura máxima normal °C | Temperatura media °C | Temperatura mínima normal °C |
|---|---|---|---|
| Enero | 25.0 | 20.7 | 16.4 |
| Febrero | 26.7 | 22.1 | 17.6 |
| Marzo | 29.2 | 24.5 | 19.9 |
| Abril | 31.7 | 27.0 | 22.3 |
| Mayo | 32.7 | 28.1 | 23.5 |
| Junio | 33.2 | 28.7 | 24.2 |
| Julio | 33.0 | 28.6 | 24.2 |
| Agosto | 33.6 | 28.9 | 24.2 |
| Septiembre | 33.1 | 28.4 | 23.8 |
| Octubre | 31.5 | 26.7 | 22.0 |
| Diciembre | 26.2 | 22.0 | 17.8 |
| Anual | 30.4 | 25.8 | 21.3 |

Fuente: Estación meteorológica No. 00030229 Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.
Latitud: 20°56'50'' N Longitud: 097°26'40'' W Altura: 17.0msnm. Periodo 1951-2010.

### *Precipitación*

El promedio de precipitación anual, de acuerdo a los datos provenientes de la estación meteorológica No. 00030229 de Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz, es de 1,355.6 mm, con un promedio de 117.4 días con lluvia al año, siendo los meses de junio a septiembre en los que se presenta mayor precipitación. Por otro lado, según un periodo de registro de 60 años entre 1951 y 2010 de esta estación, se tiene que el promedio de máxima mensual y máxima diaria se alcanza durante el mes de julio llegando a los 683.3 mm y 320 mm de precipitación respectivamente.

*Tabla I–3. Precipitación media y máxima mensual y anual, y número de días con lluvia en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.*

| Mes | Precipitación media mm | Precipitación máxima | No. de días con lluvia |
|---|---|---|---|
| Enero | 39.5 | 214.2 | 8.4 |
| Febrero | 50.0 | 473.5 | 7.3 |
| Marzo | 38.6 | 143.0 | 7.4 |
| Abril | 54.1 | 213.0 | 6.8 |

| Mes | Precipitación media mm | Precipitación máxima | No. de días con lluvia |
|---|---|---|---|
| Mayo | 78.9 | 228.0 | 6.7 |
| Junio | 207.5 | 547.7 | 12.0 |
| Julio | 170.8 | 683.3 | 13.1 |
| Agosto | 179.9 | 460.0 | 13.9 |
| Septiembre | 266.4 | 679.6 | 14.0 |
| Octubre | 132.2 | 350.0 | 11.2 |
| Noviembre | 87.1 | 256.5 | 8.0 |
| Diciembre | 50.6 | 143.8 | 8.6 |
| Anual | 1,355.6 | 366.05 | 117.4 |

Fuente: Estación meteorológica No. 00030229 Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.
Latitud: 20°56'50'' N Longitud: 097°26'40'' W Altura: 17.0msnm. Periodo 1951-2010.

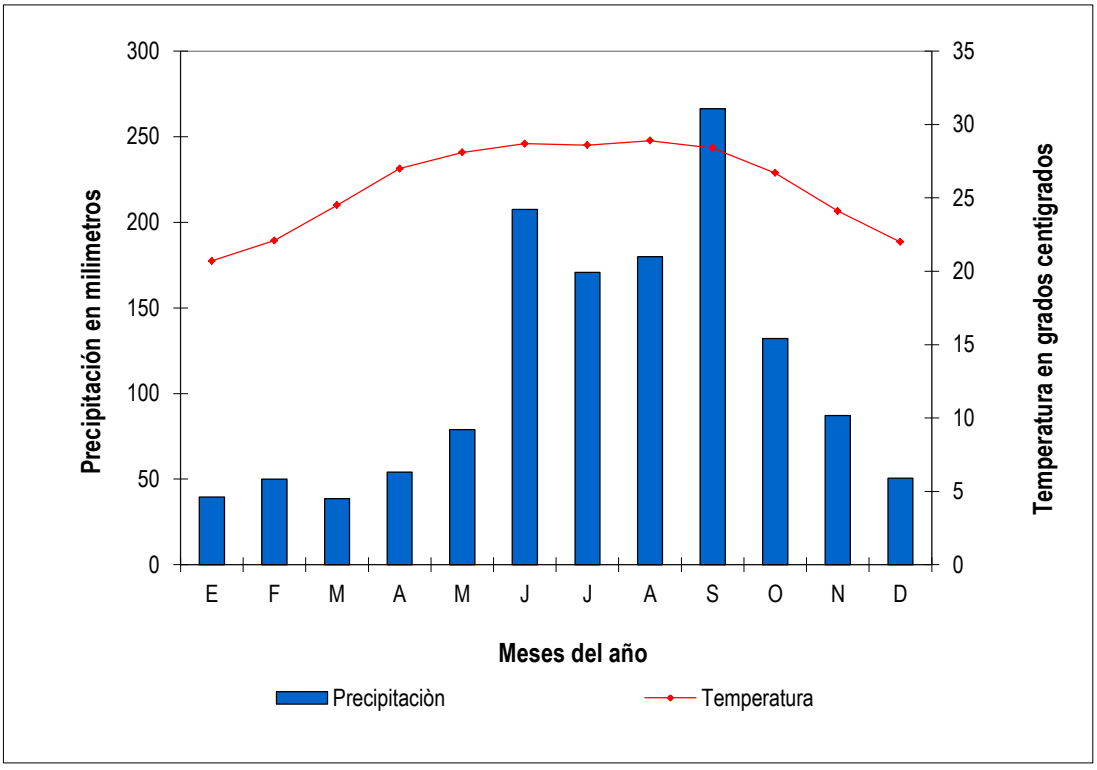



*Figura I–4. Comportamiento de los factores del clima en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.*

*Vientos dominantes*

Debido a la posición que guarda el estado de Veracruz con relación al Sistema de Circulación Atmosférica, la entidad se sitúa en la zona de dominio de los vientos alisios del hemisferio norte. Durante el verano (abril a septiembre), los vientos alisios son más vigorosos y dominan en altitudes mayores; no así durante la época fría (octubre a marzo), en la cual pierden potencia y profundidad.

En el Sistema Ambiental, al igual que en la mayoría del estado, los vientos predominantes provienen del norte; sin embargo, durante los meses de verano predominan los vientos del este. Los meses de septiembre a febrero presentan una componente importante de la dirección oeste, así como componentes de baja frecuencia e intensidad asociadas a los efectos de brisa de mar y tierra.

**Fenómenos Climatológicos**

En el estado de Veracruz inciden dos perturbaciones atmosféricas: los nortes y los ciclones tropicales. Por una parte los nortes son perturbaciones atmosféricas propias de la época fría y consisten en la invasión de grandes masas de aire provenientes del norte de Estados Unidos o sur de Canadá que, al pasar por las aguas relativamente cálidas del Golfo de México, modifican sus condiciones de humedad y de temperatura.

Por otra parte, los ciclones tropicales son perturbaciones propias del verano cuya formación permite que se introduzca una gran cantidad de humedad a las capas superiores de la atmósfera y son capaces de traspasar la Sierra Madre Oriental (CONABIO 2011).

De acuerdo con el registro de ciclones tropicales que ocurrieron en México de 1970 a 2008 (CONAGUA, 2011), casi todos los años se reportan ciclones que impactan el Estado de Veracruz, con velocidades máximas de viento en impacto que van desde los 55 hasta 260 km/h. Con frecuencia su ocurrencia a nivel regional genera intensas lluvias y crecidas de los ríos que pueden provocar inundaciones y afectar la pesca y la navegación.

En la siguiente tabla se muestra una lista de los ciclones tropicales que han tocado tierra cerca en el Estado de Veracruz en los últimos 37 años.

*Tabla I–4. Ciclones tropicales que impactaron el municipio de Tuxpan, Veracruz de 1980 a 2017.*

| Año | Nombre | Categoría de impacto | Lugar de entrada a tierra o costa más cercana | Periodo Inicio - fin | Día de impacto | Vientos máximos (km/h) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2017 | Katia | TT (H2) | Nor-nororeste de Ver. | 5-9 sep | 8 sep | 205 |
| 2017 | Franklin | TT (H1) | Costa central de Ver. | 6-10 ago | 9 ago | 150 |
| 2016 | Danielle | TT | Este-sureste de Tuxpan Ver. | 19-21 jun | 20 jun | 105 |
| 2014 | Dolly | TT | Costa Norte de Ver. | 1-3 sep | 2 sep | 105 |
| 2013 | Fernand | TT | 5 km al norte de Zempoala, Ver. | 25-26 ago | 25 ago | 100 |
| 2012 | Helene | TT | 80 km Barra Nautla Ver. | 9 al 11 y 17 al 18 agosto | 18 ago | 95 |
| 2011 | Arlene | TT | 55 km Sur de Tuxpan, Ver. | 28-30 jun | 30 jun | 100 |
| 2005 | Bret | TT | 15 km Sur de Tuxpan, Ver. | 28-29 jun | 29 jun | 65 |
| 1999 | DT 2 | DT | Cazones-Tuxpan Ver. | 2-3 jul | 3 jul | 55 |
| 1993 | Gert | TT (H1) | Chetumal Q. Roo (Tuxpan, Ver.) | 14-21 sep | 18 sep (20 sep) | 65 (148) |
| 1990 | Diana | TT (H2) | Chetumal Q. Roo (Tuxpan, Ver.) | 4-8 ago | 5 ago (7 ago) | 110 (158) |
| 1988 | Debby | H1 | Tuxpan Ver. | 31 ago-8 sep | 2 sep | 120 |

DT: Depresión Tropical,TT: Tormenta Tropical, H 1-5: Huracán y Categoría alcanzada en la escala de intensidad Saffir-Simpson.
Fuente: CONAGUA 2012.

## Fenómenos geológicos y hidrometeorológicos

### *Fenómenos geológicos*

Los fenómenos de origen geológico capaces de provocar daños se dividen en procesos geodinámicos externos e internos. Los primeros afectan a la superficie terrestre mediante la erosión y transporte de suelos y rocas, inducidos por precipitaciones pluviales extremas, huracanes y tormentas tropicales. Los segundos tienen su origen en fuerzas internas del planeta que provienen de la actividad sísmica, volcánica y tectónica.

*Tabla I–5. Resumen de los principales procesos geológicos capaces de provocar daños.*

| | |
|---|---|
| Procesos geodinámicos externos | • Procesos de remoción en masa (deslizamientos, flujos de lodo, derrumbes.<br>• Hundimientos y subsidencia<br>• Licuefacción |
| Procesos geodinámicos internos | • Sismos (fallas, fracturas)<br>• Vulcanismo (derrames de lava, caída de cenizas, flujos piroclásticos, lahares y avalachas de escombros. |

*Deslizamientos*

El movimiento de laderas o procesos de remoción en masa es el peligro geológico que presenta mayor grado de recurrencia en el estado de Veracruz. Dentro de los principales factores que condicionan la inestabilidad de laderas en el estado se tienen: una compleja topografía, rocas intensamente fracturadas y falladas, alternancia de lutitas y areniscas, rocas intrusionadas por diques, potentes espesores de regolita y suelo, escurrimientos y una intensa erosión.

Los tipos de remoción en masa más frecuentes en el estado de Veracruz son: deslizamientos rotacionales y traslacionales, caídos de roca o derrumbes, volteos y flujos.

En el caso del área del proyecto el peligro por deslizamiento es bajo como se puede observar en la siguiente Figura I–5.

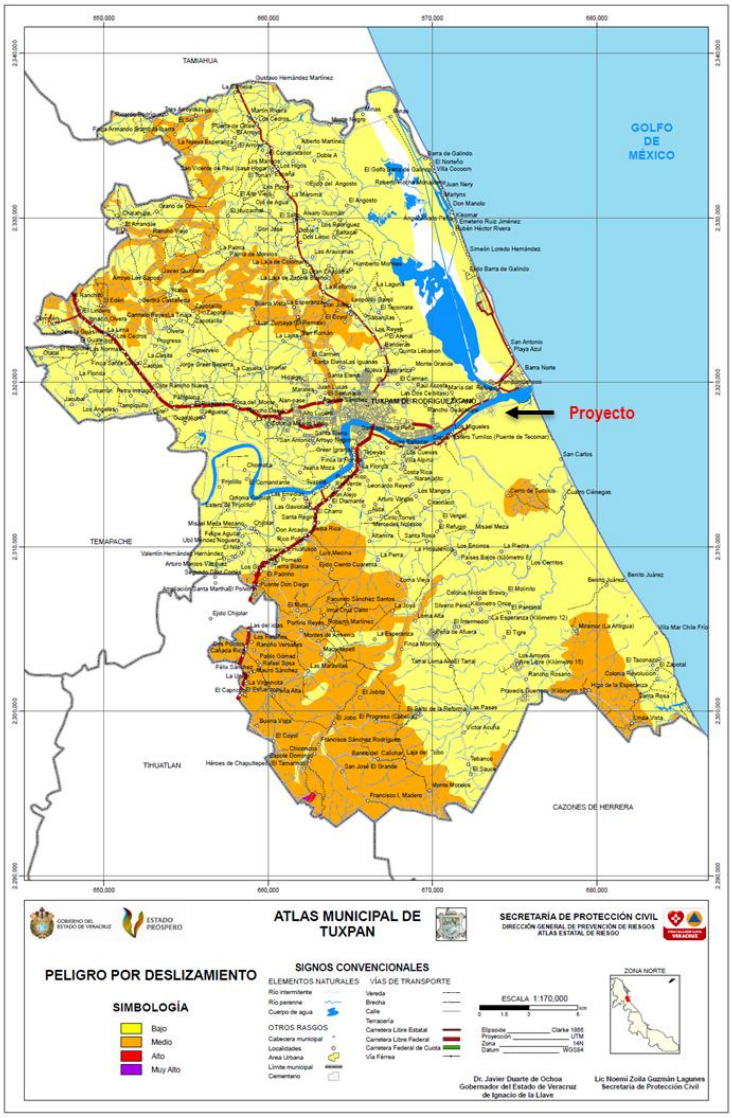



*Figura I–5. Peligros por deslizamiento en Tuxpan de Rodriguez de Cano.*
*Fuente: Atlas Municipal de Riesgo Básico Tuxpan. Protección Civil Veracruz.*

*Hundimiento de terreno*

Los hundimientos de terreno, son movimientos de componente vertical que ocurren repentinamente cuando los techos de cavidades subterráneas colapsan debido a que la carga que soportan excede su resistencia.

La formación de cavidades subterráneas está condicionada por dos tipos de procesos, los relacionados con la actividad antrópica (obras mineras, excavaciones y tuberías dañadas que

socavan el terreno) y los naturales, que dependen del tipo de roca y suelo que predomina en una región.

En la siguiente Figura I–6 se muestra las áreas susceptibles de hundimiento e identifica las zonas de ocurrencia asociada a túneles de lava y las a cavidades por karsticidad; en el mismo podemos observar que el área del proyecto no es susceptible a presentar hundimiento por karsticidad y por túnel de lava.

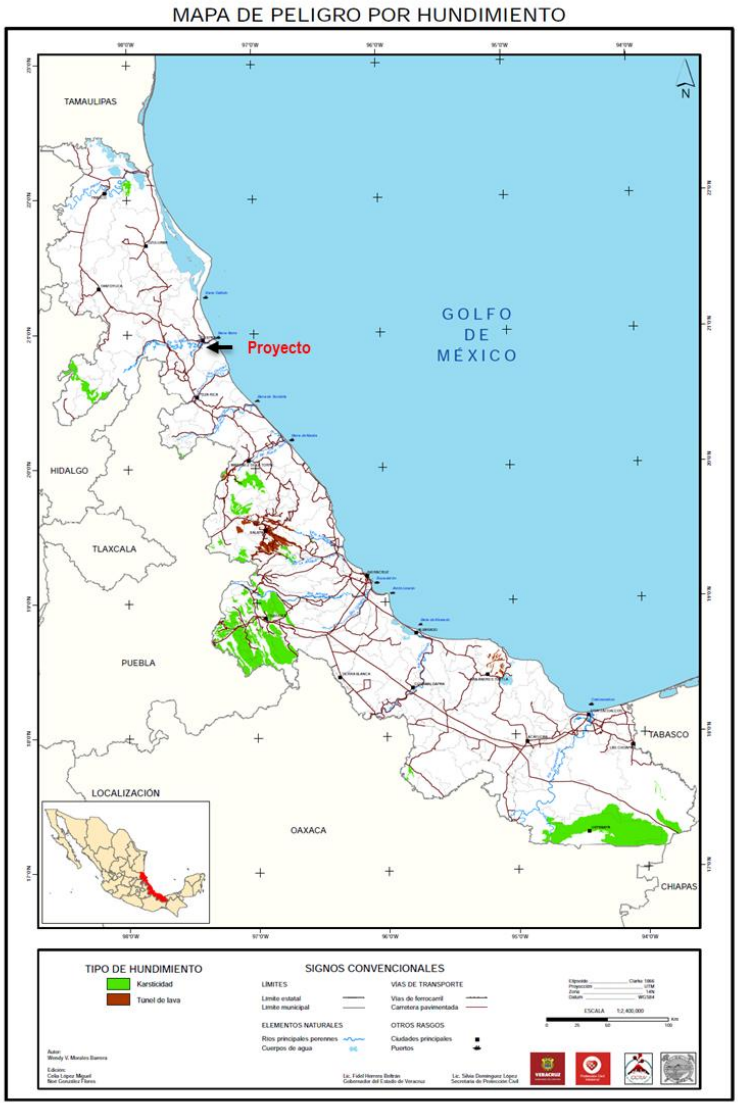



*Figura I–6. Peligros por hundimiento.*
*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

*Licuefacción*

El fenómeno de licuefacción se produce en determinado tipo de suelos que al ser sometidos a vibraciones inducidas por sismos, explosiones o vibraciones de maquinaria origina que se desarrollen elevadas presiones intersticiales de forma rápida. Esto da lugar a que el suelo se comporte como si fuera un fluido, el cual no tiene capacidad de soportar edificaciones ni otro tipo de estructuras. Los factores que influyen notablemente para que ocurra el fenómeno de licuefacción son:

a) Suelos uniformemente graduados por partículas del tamaño de la arena.
b) Suelos saturados en agua
c) Contenido de arcilla inferior al 10%
d) Bajo grado de compactación.

Con base en las características antes mencionadas, el área del proyecto no es susceptible a presentar procesos de licuefacción, como se puede observar en la Figura I–7.

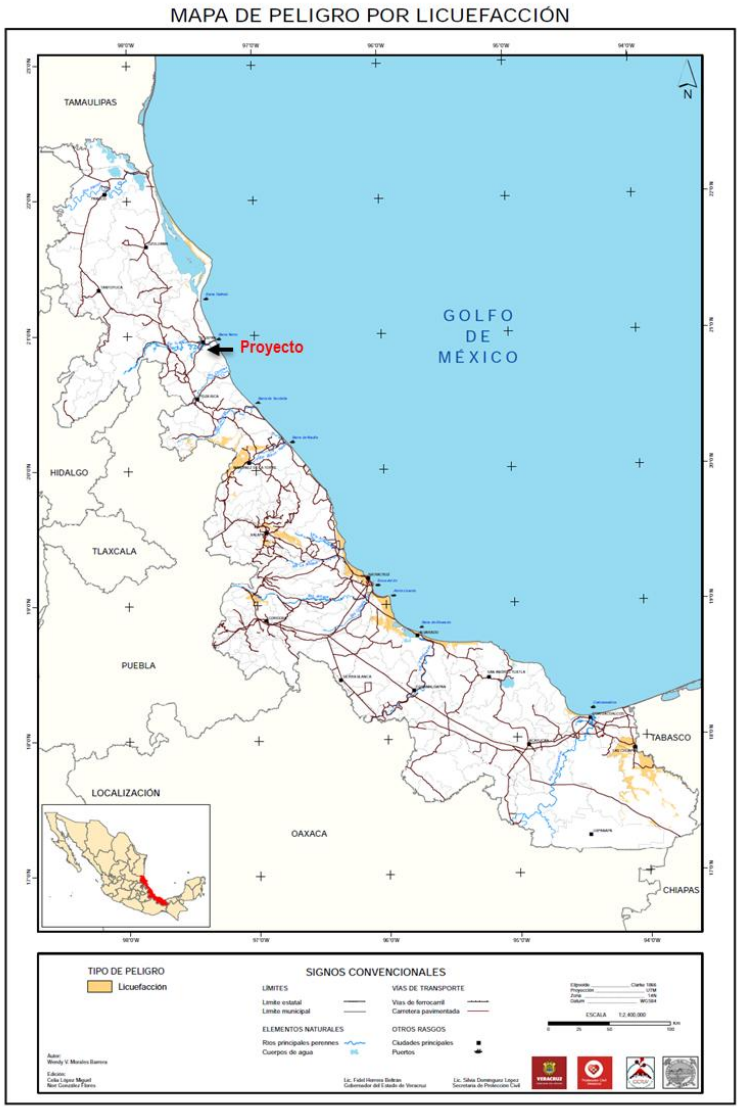



*Figura I–7. Peligros por licuefacción.*

*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

*Fallas geológicas*

De acuerdo al atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del estado de Veracruz, no se tienes registros de fallas geológicas en el área del proyecto.

*Sismología*

De acuerdo a la zonificación de sismicidad en la República Mexicana elaborada por el Servicio Sismológico Nacional (SSN), el área del proyecto se ubica dentro de la Zona sísmica B. La zona donde se ubica el proyecto presenta una clasificación penisísmica, con sismos poco frecuentes.

*Figura I–8. Regionalización sísmica de la República Mexicana.*

A continuación se describe cada una de las zonas sísmicas de las República Mexicana:

- Zona A.- No se tiene registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores.
- **Zonas B** y C **(o zona intermedia).- Se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo**.

- Zona D.- Se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

*Actividad volcánica*

Un volcán se considera activo cuando existen reseñas de testigos presenciales de su erupción o cuando basándose en datos geológicos, es posible comprobar la ocurrencia de eventos eruptivos dentro de los últimos 10,000 años.

En el mapa de peligro volcánico (Figura I–9) se muestra la localización de los dos volcanes que bajo el criterio anterior se consideran activos, uno es el Pico de Orizaba o Citlaltépetl, localizado en la parte central en los límites con el estado de Puebla, y el otro es el San Martín o Tiltépetl, ubicado dentro del Complejo Volcánico de Los Tuxtlas, en la región sur del estado.

Como se puede en la Figura I–9 el área del proyecto no se ubica dentro de una zona de peligro volcánico.

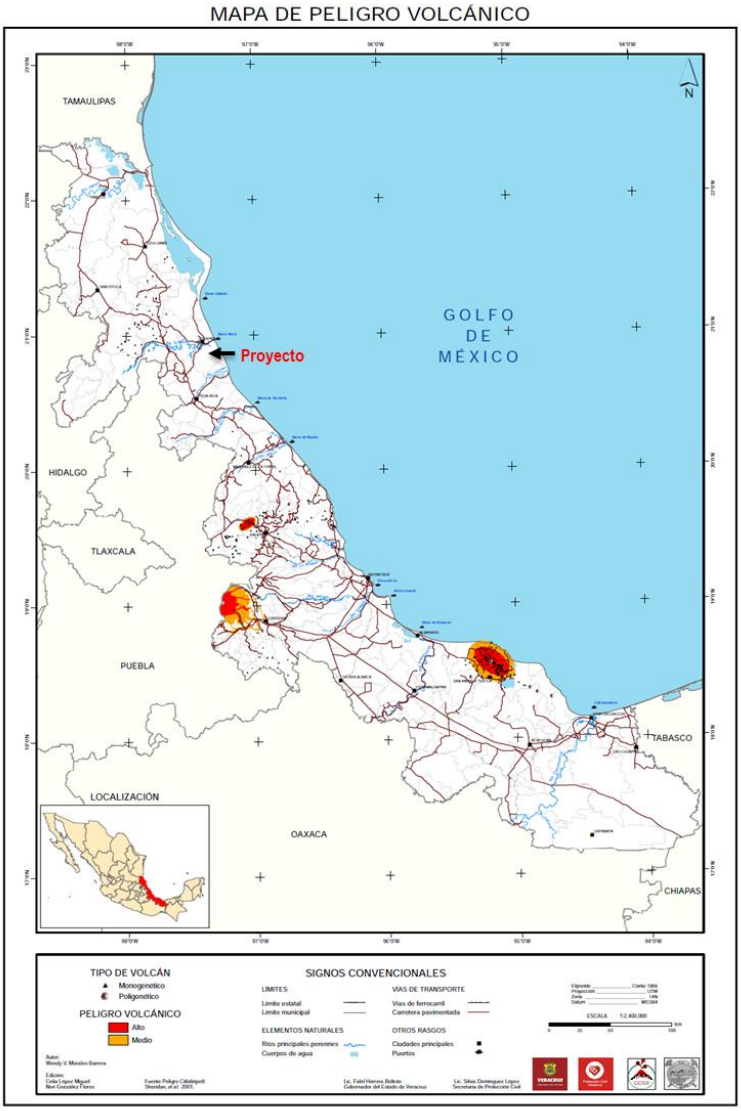



*Figura I–9. Peligro Volcánico.*

*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

*Fenómenos hidrometeorológicos*

Son los que más frecuentemente se presentan en la entidad veracruzana, los cuales pueden deberse al impacto directo de los sistemas ciclónicos por efecto de los vientos.

*Inundaciones*

Las inundaciones pueden clasificarse por su origen en pluviales, fluviales y lacustres.

Las zonas inundables de la Región Administrativa Golfo Centro de la CNA: Las áreas expuestas a inundación ante la presencia de huracanes, ondas tropicales, frentes fríos y lluvias torrenciales, las representan las cuencas bajas de los ríos: Tuxpan, Cazones, Tecolutla, Nautla, Misantla, Actopan, La Antigua, Jamapa, Papaloapan, Blanco, Coatzacoalcos y Tonalá.

De acuerdo al atlas municipal de riesgo básico Tuxpan, establece que el área del proyecto tiene un peligro medio de inundación, como se muestra en la Figura I–10.

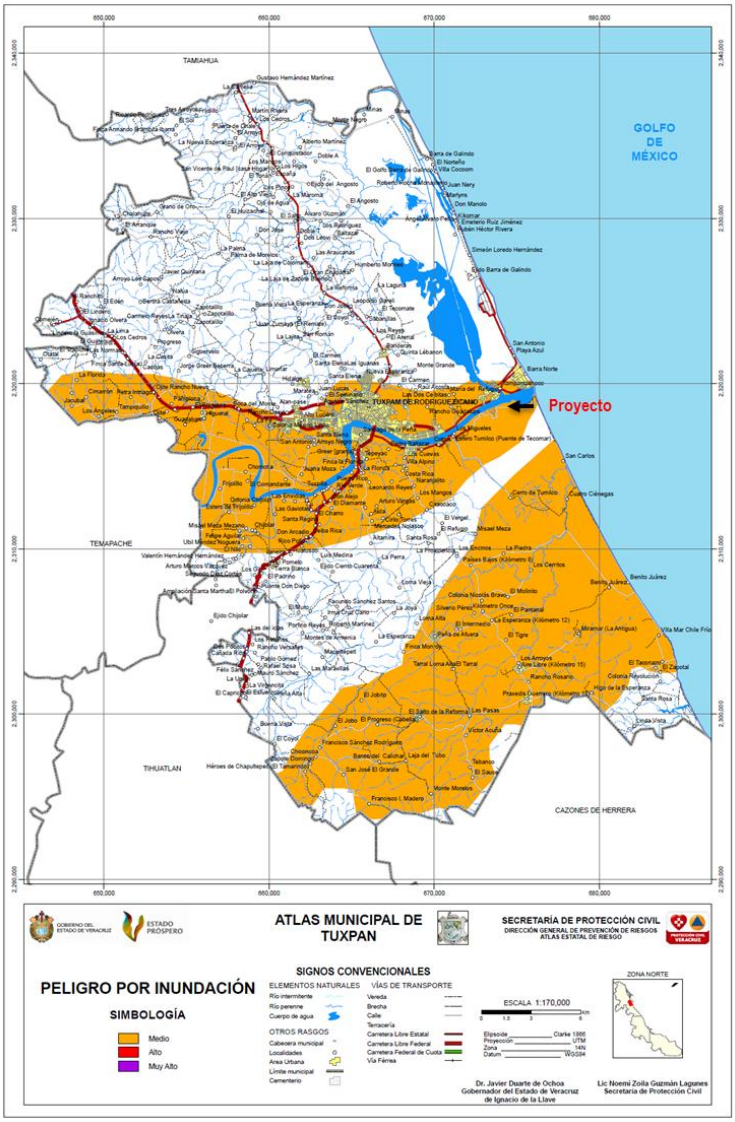



*Figura I–10. Peligro por inundaciones.*
*Fuente: Atlas Municipal de Riesgo Básico Tuxpan. Protección Civil Veracruz.*

*Depresión, tormenta, ciclón tropical*

Para tener una mejor idea acerca del desarrollo y trayectoria de los sistemas ciclónicos que han entrado en el Golfo de México se muestran tres mapas. El primero mapa (Figura I–11), corresponde a los sistemas en su etapa de Depresión Tropical que han impactado al estado de Veracruz de 1995-1999. En este caso, solo se le asignan un número, puesto que el nombre se les asigna al alcanzar cuando menos la categoría de tormenta tropical.

El segundo mapa (Figura I–12) corresponde a los sistemas en etapa de Tormenta Tropical. En esta fase a los sistemas se les asigna un nombre. Obviamente en este caso el mapa muestra un número mayor de sistemas, debido a que se consideran los sistemas que afectaron al estado o pasaron cerca de él o impactaron en estados vecinos como depresiones tropicales.

Un tercer mapa (Figura I–13) muestra a los sistemas en etapa de ciclón tropical o huracán. Desde luego, en este mapa no se considera a los sistemas en etapa de depresión tropical y tormenta tropical.

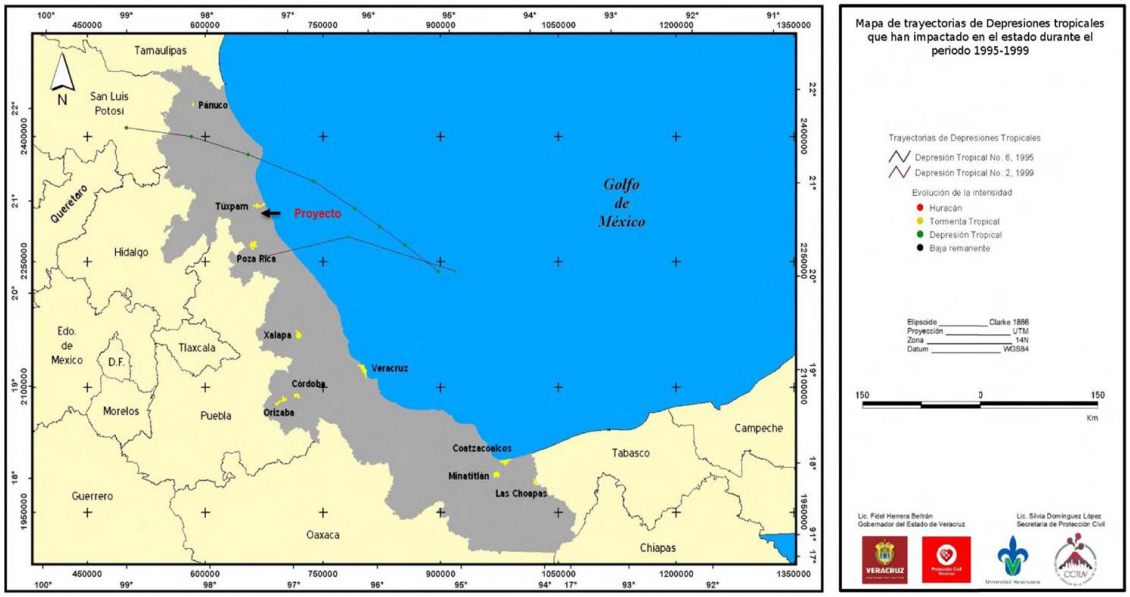



*Figura I–11. Depresiones tropicales en Veracruz de 1995 a 1999.*
*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

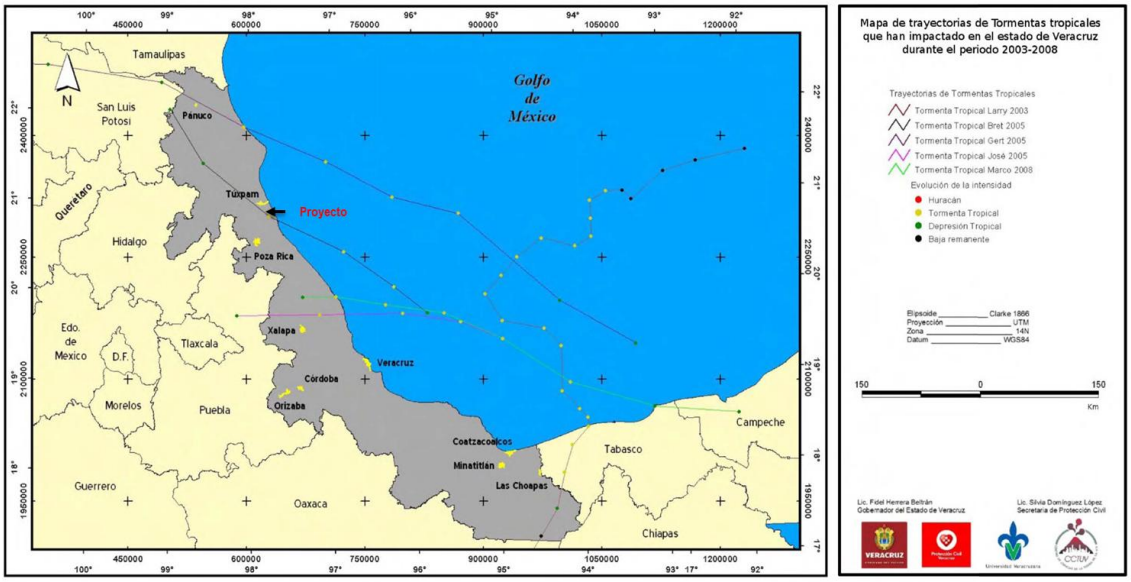



*Figura I–12. Tormentas tropicales en Veracruz de 2003 a 2008.*
*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

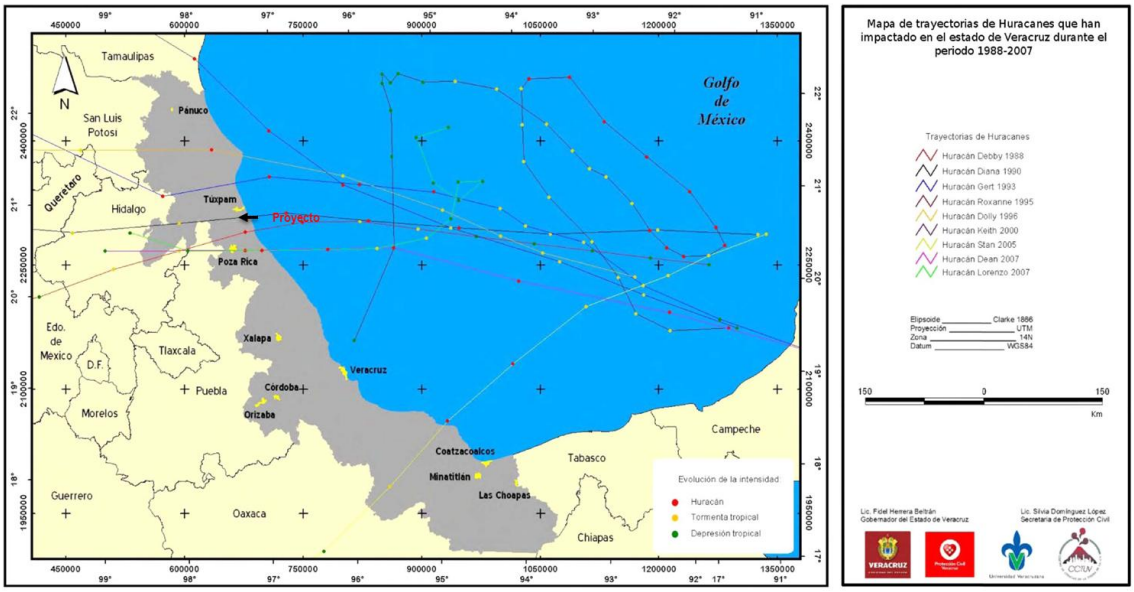



*Figura I–13. Huracanes que han impactado a Veracruz durante 1998 a 2007.*
*Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.*

## I.1.1 Proyecto civil

### I.1.1.1 Normas, Códigos y Reglamentos[1]

Los criterios y diseño de los trabajos ejecutados por la disciplina de civil planificación tendrán sustento conforme a lo indicado en la siguiente normatividad:

- ASME B31.4-2016 Pipeline Transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids
- NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code Edition 2015
- NOM-034-SCT2-2011, Señalamiento horizontal y vertical de carreteras y vialidades urbanas. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- NOM-012-SCT-2-2014, Sobre el peso y dimensiones máximas con los que pueden circular los vehículos de autotransporte que transitan en las vías generales de comunicación de jurisdicción federal. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- Manual de Proyecto Geométrico de Carreteras, 1991. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- Normativa para la infraestructura del transporte. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento de la Comisión Nacional del Agua. (MAPAS)
- Manual de Isoyetas de Intensidad, Duración, Frecuencia de la República Mexicana; Dirección General de Proyectos, Servicios Técnicos y Concesiones de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. Edición 2000
- 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.
- Diseño por Sismo: Manual de Diseño Por Sismo, MDOC-DS-CFE-15.
- Diseño por Viento: Manual de Diseño por Viento, MDOC-DV-CFE-08.
- Acero Estructural: Steel Construction Manual, Load and Resistance Factor Design LRFD, 2010 14th Edition.

[1] Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016

- Perfiles Rolados en Frio: AISI American Iron and Steel Institute Cold Formed Steel Design Manual – 2008.
- Pernos y Tornillos: AISC Specification for Structural Joints Using ASTM A325 or A490 bolts, 2009.
- Soldadura: Structural Welding Code Steel, AWS-D1.1, 2010.
- Combinaciones de diseño: Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures SEI/ASCE 7-10.

### I.1.1.2 Criterios de diseño para el proyecto civil.

Para el Diseño del proyecto Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga, se considerará al menos con los siguientes requerimientos para la etapa inicial y primera etapa, en aquellos casos donde solo aplica para una sola etapa así será identificado:

**Terrecerías**

Para la elaboración de la ingeniería de detalle en la Etapa Inicial se deberá de contar con el levantamiento topográfico y las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos en el área de la Terminal Marítima. Con esta información se analizarán los movimientos de terracerías en las áreas que lo requieran, de tal forma que se reflejen las dimensiones de corte y terraplén necesarios para llegar al nivel de piso terminado requerido en el proyecto. Para la Terminal Marítima no se cuenta con información del levantamiento topográfico ni de mecánica de suelos, así mismo se deberá de delimitar el área de amortiguamiento del manglar existente localizado sobre la colindancia este y sur del muelle.

**Pavimentos**

Se consideran como áreas pavimentadas: calles de circulación, calles de mantenimiento, explanadas, rampas, guarniciones, banquetas, etc.

De acuerdo a las necesidades del proyecto y tomando en cuenta el estudio de mecánica de suelos se considerarán dos tipos de pavimentos, pavimentos flexibles y pavimentos rígidos. Se considerará un corte en caja para alojar la estructura de pavimento correspondiente.

*Pavimentos flexibles*

Los pavimentos flexibles son aquellos que tienden a recuperarse después de sufrir deformación, transmitiendo la carga en forma lateral al suelo a través de sus capas. En las áreas en donde no circularán auto tanques se podrá usar pavimento de asfalto.

La estructura de dicho pavimento como base y sub-base, espesor de capeta, riegos de impregnación, emulsión asfáltica, características del material pétreo y el grado de compactación; se deberán definir en la etapa de ingeniería de detalle con base en las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y las normas de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte.

*Pavimentos rígidos*

Los pavimentos rígidos son aquellos que trasmiten directamente los esfuerzos al suelo, en una forma minimizada.

Los patios de maniobras deberán ser de pavimentos rígido, también llamado concreto hidráulico, esto debido al tráfico pesado que circula en esas áreas. Así mismo en las áreas de proceso, taludes, vialidades, franjas de mantenimiento, accesos y corredores de tuberías también se utilizara concreto hidráulico.

Se tendrá en cuenta que el concreto hidráulico en áreas de calles de acceso y circulación para operación y mantenimiento serán diseñados para resistir el paso de vehículos pesados, con sus respectivas juntas de expansión, contracción y de construcción, además se considerará que el relleno de estas juntas sea el adecuado para resistir hidrocarburos, la relación largo/ancho de la modulación de los tableros deberá estar entre los límites 0.71 y 1.4. Al igual que los pavimentos flexibles, las consideraciones para el diseño estarán en función de las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos en la etapa de ingeniería de detalle.

Para las banquetas y explanadas fuera de las zonas de proceso y en donde no hay paso de vehículos, se utilizará pavimento de concreto simple, formando tableros en los cuales la relación del ancho de la losa con su longitud no exceda del valor de 1.25.

Todas las banquetas se considerarán con un mismo ancho y deben estar libres de cualquier instalación sobre ellas; así mismo, todas las edificaciones contarán con una banqueta perimetral para paso peatonal, sin que ésta se vea invadida o afectada por alguna instalación sobre ella. Las vialidades de acceso principales serán de 7.0 m de ancho.

**Muelle**

Como fue manifestado al inicio de este estudio, se utilizará un muelle existente, en territorio concesionado por la Administración Portuaria Integral de Tuxpan de Rodríguez Cano, el cual cuenta con los arreglos de amarre necesarios para todos los tamaños de Buque-tanques, y diseñado para que el acceso de las embarcaciones sea segura y cumpla con las regulaciones marítimas internacionales y nacionales.

**Diseño para un cruce horizontal de tubería del libramiento de acceso al Puerto de Tuxpan (primera etapa)**

Trazo y nivelación del terreno con equipo topográfico, estableciendo ejes, niveles, y referencias de acuerdo al proyecto. Incluye: las maniobras de traslado de la cuadrilla de topografía, el trazo y nivelación del terreno, el suministro e instalación de los materiales de consumo menor para el establecimiento de ejes y referencias, la mano de obra, la herramienta, el equipo de seguridad y el equipo menor y mayor necesarios para la correcta ejecución de los trabajos de acuerdo a líneas de proyecto y/o instrucciones de la supervisión.

Cruce horizonal para tuberías de 16"de diámetro sobre el libramiento de acceso al puerto de Tuxpan (longitud de 110 M, a una profundidad de 3.0 M), incluye: trazo, permiso por parte de la SCT, excavación para colocar equipo de perforación horizontal a ambos lados de la carretera, señalamientos preventivos y restrictivos, equipo de seguridad, perforación, colocación de tubería, empate de la tubería del cruce con la línea regular, soldadura, recubrimiento anticorrosivo, carga y acarreo del material producto de la perforación a tiraderos autorizados y relleno de áreas de trabajo con material de banco, mano de obra y todo lo necesario para la correcta ejecución de los trabajos.

**Dock House**

Consta de una planta con un área aproximada de 40 $m^2$, en el cual se concentrarán actividades de operación. Los materiales y sistemas constructivos considerados serán:

- Muros

  A base de estructura principal de mampostería con muros de block hueco de concreto. Los acabados a considerar son; aplanado pulido a base de mortero cemento-arena para muros exteriores, aplanado de yeso maestreado y pulido en muros interiores y pintura

vinil acrílica aplicada a dos manos en interior y exterior considerando previo, la preparación y sellado de la superficie.

- Pisos

  El piso será loseta cerámica asentando con adhesivo cerámico.

- Plafones

  Plafón modular de fibra mineral textura fina, con suspensión visible y platabanda perimetral para ajustes, a base de paneles de yeso (tablaroca) acabado en pintura color blanco.

- Herrería y Cancelería

  Las puertas serán de lámina de acero con marco para concreto calibre 16 en acero rolado en frío. Las ventanas se consideran con marco de perfil de aluminio anodizado y cristal templado claro de 6mm de espesor.

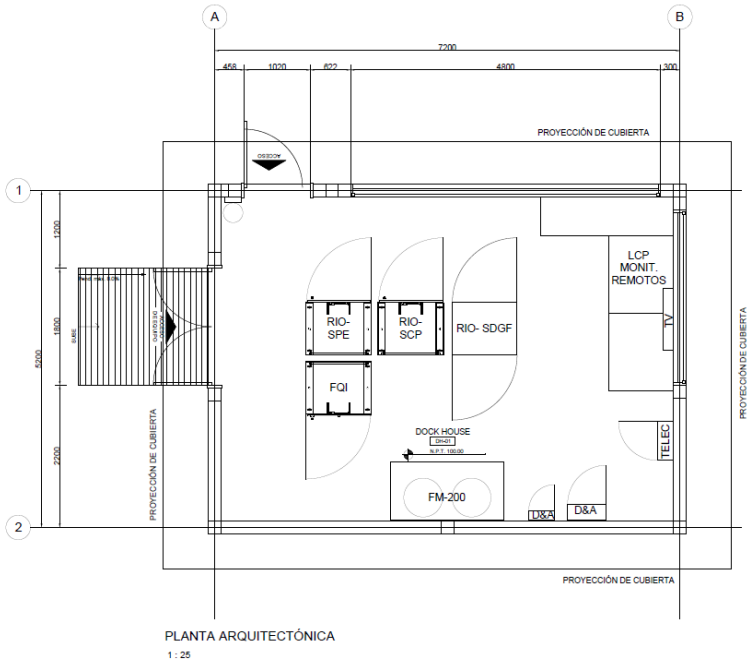



*Figura I–14. Planta de la caseta Dock House.*

**Cuarto eléctrico**

Consta de una planta con un área aproximada de 30 $m^2$, en el cual se concentrarán actividades de operación. Los materiales y sistemas constructivos considerados serán:

- Muros

  A base de estructura principal de mampostería con muros de block hueco de concreto. Los acabados a considerar son; aplanado pulido a base de mortero cemento-arena para muros interiores y exteriores y como acabado final pintura viníl acrílica aplicada a dos manos en interior y exterior considerando previo, la preparación y sellado de la superficie.

- Pisos

  El piso será con acabado pulido en piso de concreto armado. Considerando principalmente para el cuarto de baterías, losa de piso de concreto con acabado resistente a químicos ácidos concentrados.

- Plafones

  No se considera plafón.

- Herrería y Cancelería

  Las puertas serán de lámina de acero con marco para concreto calibre 16 en acero rolado en frío.

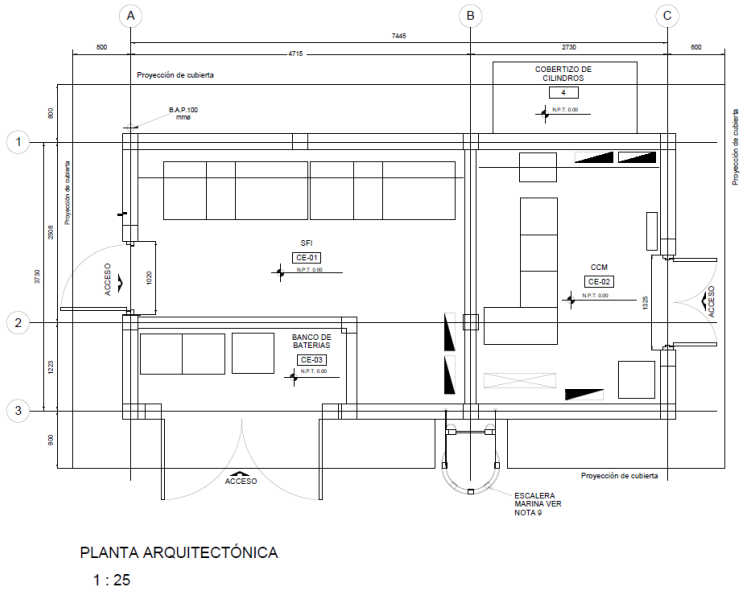



*Figura I–15. Planta del cuarto eléctrico.*

**Diseño de estructuras**

a) Excavación a mano en material tipo II de 0.00 hasta 1.50 mts de profundidad (medido en banco).
b) Relleno de cepas a base de tepetate compactado al 95 % proctor con bailarina o rodillo vibratorio en capas de 15 cm de espesor máximo, volumen medido compacto.
c) Construcción de terraplén a base de tepetate compactado al 95 % proctor con bailarina o rodillo vibratorio en capas de 15 cm de espesor máximo, volumen medido compacto.
d) Plantilla de 5 cm, de espesor de concreto de f´c = 100 kg/cm$^2$, resistencia normal.
e) Suministro y colocación de cimbra común de madera de pino de 3ra en cimentación, columnas, trabes, losas.
f) Suministro y colocación de concreto premezclado estructural clase I, f´c = 250 kg/cm$^2$ bombeable, revenimiento de 12 cm, agregado máximo de 3/4", con fluidizante e impermeabilizante integral.
g) Habilitado y colocación de acero de refuerzo resistencia normal f'y = 4200 kg/cm$^2$

**Diseño de rack externo – Trinchera (primera etapa)**

a) Excavación a mano en material tipo II de 0.00 hasta 1.50 mts de profundidad (medido en banco).

b) Relleno de cepas a base de tepetate compactado al 95 % proctor con bailarina o rodillo vibratorio en capas de 15 cm de espesor máximo, volumen medido compacto.
c) Construcción de terraplén a base de tepetate compactado al 95 % proctor con bailarina o rodillo vibratorio en capas de 15 cm de espesor máximo, volumen medido compacto.
d) Plantilla de 5 cm, de espesor de concreto de f´c = 100 kg/cm$^2$, resistencia normal.
e) Suministro y colocación de cimbra común de madera de pino de 3ra en cimentación, columnas, trabes, losas.
f) Suministro y colocación de concreto premezclado estructural clase I, f´c = 250 kg/cm$^2$ bombeable, revenimiento de 12 cm, agregado máximo de 3/4", con fluidizante e impermeabilizante integral.
g) Habilitado y colocación de acero de refuerzo resistencia normal f'y = 4200 kg/cm$^2$

**Puente de tuberías (primera etapa)**

a) Acero estructural ASTM A-992, fy=3515 kg/cm² (perfiles IR y TR), para plataformas.
b) Acero estructural ASTM A-36, fy=2530 kg/cm² (perfiles LI, CE, OS, placas base, placas de conexión) para plataformas.

**Diseño de drenajes**

El Diseño de los drenajes, considerará como mínimo con lo siguiente:

a) Capacidad de los sistemas de drenajes y la velocidad de flujo mínima y máxima permisible para evitar inundaciones;
b) La resistencia de los materiales de construcción de los sistemas de drenajes, conforme al servicio y diseño;
c) El diámetro, material y tipo de las tuberías
d) Juntas entre tubos y accesorios;
e) Tener suficiente capacidad para transportar la captación de agua esperada de los sistemas contra incendio;
f) Prevenga la propagación de un incendio a través de sellos hidráulicos;
g) Contar con registros de captación;
h) La identificación física de los tres tipos de drenajes en los registros debe realizarse conforme al siguiente código de letras y colores: aceitoso A café seguridad (4265 C), pluvial P azul seguridad (300 C) y sanitario S negro (Black C);

i) En los registros se debe indicar el sentido de flujo de las corrientes mediante flechas;
j) Su diseño, debe permitir la limpieza de los depósitos y sedimentos;
k) Los conductos, tuberías, conexiones y accesorios deben ser herméticos para evitar que los suelos se contaminen por filtraciones o fugas que resistan el efecto corrosivo de los gases emanados por las aguas residuales y que las aguas sean conducidas de tal manera que no contaminen el manto freático y los lugares por donde atraviesan otras tuberías;

**Drenaje pluvial**

Es el sistema que colecta y desaloja el escurrimiento superficial pluvial limpio y libre de hidrocarburos y conforme a la normatividad estará separado de la descarga del drenaje sanitario.

Los criterios para el drenaje pluvial para esta etapa de proyecto son los siguientes:

a) Captación de escurrimientos de techumbres.
b) Captación de escurrimiento de vialidades.
c) Determinación de gastos por el método racional americano.
d) La intensidad de diseño será determinada en base a un estudió hidrológico que se desarrollará durante la ingeniería de detalle. Este estudio nos proporcionará la intensidad y el periodo de retorno recomendable para el diseño del drenaje pluvial.
e) Diámetro mínimo de la tubería de colectores externos será de 20 cm.
f) Las vialidades nuevas tendrán pendiente transversal del 2% y longitudinal del 1% hacia los puntos de captación.
g) En las vialidades y patios nuevos se colocarán coladeras de rodamiento con tapa de rejilla.
h) Los registros llevarán tapas ciegas.
i) Todos los registros tendrán un desarenador de 40 cm y las coladeras de rodamiento o patio de 20 cm.
j) Los registros y coladeras de rodamiento y de patio serán de concreto armado.
k) El Material de la tubería será Polietileno de Alta Densidad (PEAD).
l) La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y una máxima de 5.0 m/s.
m) La tubería se diseñara para que trabajen al 85% de sus capacidad.

La captación de las techumbres se hará por medio canalones y se descargará por medio de bajadas pluviales, que vienen de las cubiertas de los edificios o naves descargando directamente a la superficie o a registros, el agua será conducida a través de la red de drenaje pluvial.

En las vialidades las captaciones de agua pluvial serán por medio de pendientes superficiales, encauzando el escurrimiento hasta puntos de captación como registros y/o cunetas hasta la red pluvial y posteriormente llegar al punto de descarga.

De forma similar para las áreas de patios se utilizarán rejillas y/o cunetas las cuales conducirán el agua a un sistema de tuberías y registros pluviales para su disposición final. El punto de descarga final será definido en la ingeniería de detalle.

La capacidad del drenaje pluvial será calculado en función del mayor volumen que resulte de la cantidad de agua colectada de áreas clasificadas como pluviales, 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, así mismo debe considerar los volúmenes del agua contra incendio.

*Drenaje aceitoso*

El drenaje aceitoso consiste en un sistema de captación de agua contaminada por derrames y/o escurrimientos de hidrocarburos, la cual deberá ser tratada para su posterior descarga.

Para el diseño del drenaje aceitoso proveniente de las áreas de proceso, se debe tomar en cuenta los valores de purga de equipos.

En áreas de llenaderas se debe considerar la aportación pluvial, en esta área se debe tener el sistema pluvial con válvulas de bloqueo (by-pass) que permitan el control selectivo de la salida de afluentes. En la losa de piso del muelle existente se colocarán drenes suficientes para desalojar el gasto pluvial o de contra incendio hacia una fosa de captación que se localizará por debajo del muelle, teniendo una capacidad de retención de 20 minutos. El área estará delimitada por un murete de contención perimetral, dimensionado en función de la capacidad del gasto generado por precipitación pluvial o por el sistema de contra incendio. En caso de que el agua pluvial esté contaminada esta será enviada a la fosa de captación para su posterior bombeo a la Fosa API.

El material de la tubería para este sistema será acero al carbón, de diámetro mínimo será de 15 cm, además de copas de purga, adecuadas al diámetro de purga de los equipos.

*Drenaje sanitario*

El drenaje sanitario consiste en un sistema que desaloja las aguas negras provenientes de los servicios sanitarios de las áreas que así lo requieran.

Los criterios para el drenaje sanitario son los siguientes:

- Método de diseño de la red de drenaje sanitario: unidades de descarga.
- Diámetro de tubería de 10 cm para albañales internos (como mínimo).
- Diámetro de tubería de 15 cm (como mínimo) para colectores.
- El Material de la tubería en el interior del edificio será de PVC cédula 40.
- El Material de la tubería en el colector principal será de PEAD.
- La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y máxima de 5.0 m/s (dependiendo del material a utilizar).

La tubería se diseñará para que trabajen óptimamente al 80% de su capacidad.

*Drenaje en Área de Recepción*

El Proyecto en el diseño del área de recepción contará con registros para drenajes aceitosos que capten posibles derrames de hidrocarburos, debe tener una pendiente no menor al 1%, para dirigir el agua de desalojo hacia el separador de aceites.

*Registros*

Los registros son estructuras que complementan los sistemas de drenajes antes mencionados. Todos los registros serán elaborados a base de concreto reforzado, con una resistencia a la compresión de f'c= 250 kg/cm² y acero de refuerzo Fy= 4200 kg/cm². Se les adicionará en el concreto un impermeabilizante integral evitando infiltraciones debido al nivel freático y se utilizará cemento puzolánico.

Los registros se ubicarán en puntos donde se requieran de acuerdo a la norma, se colocarán también en las intersecciones, cambios de diámetro y dirección.

Los registros para el sistema de drenaje aceitoso deberán contar con un sello hidráulico, para contener gases y evitar su propagación, las tapas serán ciegas de concreto armado y ventiladas.

Para el sistema de drenaje sanitario se utilizan tapas ciegas de concreto armado y para el sistema pluvial se utilizara tapas de rejilla.

*Instalaciones subterráneas*

Se consideran instalaciones subterráneas en general a los ductos eléctricos, telefónicos, de alumbrado, agua contra incendio, agua de servicio, encofrados, y todos los registros eléctricos, de instrumentación y control, drenaje aceitoso, drenaje sanitario y drenaje pluvial.

Para los registros eléctricos, telecomunicaciones, control e instrumentación y sus ductos enterrados, se considerarán las dimensiones, localización y detalles de acuerdo a lo especificado por cada disciplina.

Estos registros serán de concreto reforzado, con un resistencia a la compresión f'c = 250 kg/ cm². y acero de refuerzo F'y = 4200 kg/cm², así como impermeabilizante integral en el concreto.

Para los bancos de ductos subterráneos se protegerán con concreto de resistencia a la compresión de f'c=250 kg/cm². e impermeabilizante integral, evitando filtraciones. En la ingeniería de detalle se definirá si se utiliza polietileno como refuerzo para evitar infiltraciones.

## I.1.2 Proyecto mecánico

### I.1.2.1 Normas, Códigos y estándares de referencia[2]

El diseño, fabricación, pruebas e inspección de los equipos deberán ser conforme a todas las especificaciones, códigos y estándares nacionales e internacionales vigentes que se mencionan a continuación, incluyendo modificaciones, interpretaciones o adiciones a los mismos según aplique.

- API 682 Shaft Sealing Systems for Rotary Pumps.
- ASME Sección II parte D Ed. 2015 Materials.
- ASME Sección V Ed. 2015 Nondestructive Examination.

[2] Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016

- ASME Sección IX Ed. 2015 Welding, Brazing and Fusing Qualifications.
- ASME B16.5 2013 Pipe Flanges and Flanged Fittings.
- ASME B16.47 2011 Large Diameter Steel Flanges.
- ASME B16.20 Metallic Gaskets for Pipe Flanges - Ring Joint, Spiral- Wound and Jacketed.
- ASME B31.3 Process Piping.
- ASME B31.4 Pipeline Transportations Systems for Liquids and Slurries.
- ASTM A36 / A36M Standard Specification for Carbon Structural Steel.
- ASTM A283/ A283M Standard Specification for Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates
- ASTM A53 Gr B Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, elded and Seamless.
- ASTM A106 Gr B Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature service.
- ASTM A 105/ A-105M Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications.
- NOM-008-SCFI-2002 Sistema general de unidades y medidas.
- DISEÑO POR SISMO MDOC. CFE 2015 Manual de Diseño de Obras Civiles de CFE(Diseño por sismo)
- DISEÑO POR VIENTO MDOC. CFE 2008 Manual de Diseño de Obras Civiles de CFE (diseño por viento )
- NACE MR0103-2010 Standard material requirements.
- NOM-004-STPS-1999 Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
- 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-011-STPS-2001Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido
- 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.
- ISO 21049-1:2012 Shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps (Bombas - Sistemas de sello de flechas para Bombas centrífugas y rotatorias).
- ISO 9000 Quality management systems - Fundamentals and vocabulary.
- ISO 9001 Quality management systems – Requirements.
- ISO 9606 Approval testing welders.
- ISO 15607 Specification and qualification of welding procedure for metallic materials.
- ISO 8504-1 Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products - Surface Preparation Methods SO-12944-1-8 Pinturas y barnices - protección anticorrosiva de estructuras de acero por sistemas de pintura protectores
- ISO-2409 Paints and Varnishes /Cross/Cut Test:
- ISO-4624 Paints and Varnishes / Pull/Off Test for Adhesión.
- ISO 286 Geometrical product specifications.
- NOM-123-SEMARNAT-1998 Que establece el contenido máximo permisible de compuestos orgánicos volátiles (COV´s), en la fabricación de pinturas de secado al aire base disolvente para uso doméstico y los procedimientos para la determinación del contenido de los mismos en pinturas y recubrimientos.
- 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.

### I.1.2.2 Criterios de diseño para el proyecto mecánico

**Equipo dinámico (bombas)**

Todas las bombas deberán ser consideradas Bombas de Proceso. El motor eléctrico de las bombas debe cumplir con los requerimientos de la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar) y ser suministrados para operar en un área clasificada como: Clase 1, División 2, Grupo D.

Los motores eléctricos deben operar en forma continua en un rango de temperatura ambiente de -10°C a 40°C y cuando no se indique otra cosa se debe tomar a 0°C de bulbo seco, esta temperatura es la del medio que enfría al motor.

El equipo de bombeo debe ser suministrado incluyendo sus servicios auxiliares (entre estos debe estar considerado el plan de sellos mecánico), todo sobre una placa base de acero estructural común, la cual será diseñada para poder anclarse sobre una plancha de concreto.

El suministro debe incluir toda la instrumentación, cableado necesario para el monitoreo y control de los equipos, fijación a sus bases, plan de sellos, interconexión con suministro eléctrico y sistema de tierras, así como pruebas pre operacionales, arranque y puesta en operación.

Una vez terminado el proceso de revisión de información por parte del cliente y/o su representante, el Proveedor debe incluir pruebas del comportamiento hidrostático certificadas en el laboratorio del fabricante de la bomba. Así mismo, debe proporcionar los catálogos y dibujos detallados con la leyenda “aprobado para construcción” debidamente firmados por representantes legales y en formato de la compañía constructora, en idioma español y en dimensión del sistema internacional.

El proveedor debe notificar cualquier desviación (durante la etapa de cotización y/o fabricación), enviándola por escrito al cliente.

Debe constar, que en ningún momento esta especificación libera al proveedor del cumplimiento con todos los requerimientos del código API 610 Eleventh Edition, September 2010 y las Códigos, Estándares y Normas de referencia aplicables.

**Brazos y mangueras recepción o descarga**

Los brazos y las mangueras de descarga deben diseñarse de conformidad con la especificación de Diseño y Construcción para Áreas de Cargado Marino de la Oíl Companies International Marine Forum (OCIMF) o cualquier otra equivalente. Se considerarán usar mangueras flexibles para la descarga del petrolífero, y para facilitar las maniobras se soportarán con brazos o equipamiento mecánico.

## I.1.3 Bases de diseño del proyecto sistema contra incendio

### I.1.3.1 Códigos y estándares de referencia[3]

**Normas oficiales mexicanas**

- 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-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas "Utilización".
- NOM-008-SCFI-2002 Sistema general de unidades de medida.
- NOM-003-SEGOB-2011 Condiciones de Seguridad-Prevención Civil. Colores, formas y símbolos a utilizar.
- NOM-002-STPS-2010 Condiciones de Seguridad- Prevención y Protección Contra incendios de 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-100-STPS-1994 Seguridad-Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con presión contenida-especificaciones.

**Normas y estándares internacionales**

- NFPA 10: Norma para extintores portátiles (2013).
- NFPA 11: Norma para espumas de baja, media y alta expansión. Edición 2016.
- NFPA 12: Sistemas extintores de dióxido de carbono. Edición 2015.
- NFPA 14: Norma para la instalación de tubería y manguera. Edición 2016.
- NFPA 15: Norma para sistemas de rociadores de agua. Edición 2017.
- NFPA 16: Norma para la instalación de rociadores de agua-espuma y sistemas de pulverización de agua-espuma. Edición 2015.
- NFPA 20: Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios. Edición 2016.

[3] Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016.

- NFPA 24: Instalación de tuberías para servicio privado de incendios y sus accesorios. Edición 2016.
- NFPA 25: Norma para la prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua. Edición 2014.
- NFPA 30: Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Edición 2015.
- NFPA 70®: Código Eléctrico Nacional. Edición 2017.
- NFPA 72®: Código Nacional de Alarmas de Incendios y Señalización. Edición 2016.
- NFPA 101: Código de seguridad de vida. Edición 2015.
- NFPA 170: Norma para símbolos de emergencia y seguridad contra incendios. Edición 2015.
- NFPA 370: Norma para la construcción y protección contra incendios de terminales marítimas y muelles. Edición 2016.
- NFPA 1961: Norma para manguera de fuego. Edición 2013.
- NFPA 1962: Norma para el cuidado, uso, inspección, servicio, prueba y reemplazo de mangueras de incendio, acomplamientos, boquillas y mangueras contra incendio. Edición 2013.
- NFPA 1963: Norma para conexiones de mangueras de incendio. Edición 2014.
- NFPA 1981: Norma en aparatos de respiración autónoma para servicios de emergencia. Edición 2013.
- NFPA 2001: Norma sobre sistemas de extinción de incendios con agentes limpios. Edición 2015.
- ANSI/ISEA Z358.1-2014: Norma nacional estadunidense para equipos de lavado de ojos y ducha de emergencia.
- ASTM F1166-07(2013): Norma práctica para el diseño de ingeniería humana para sistemas, equipos e instalaciones marinas.
- ASTM F1121-87(2015): Especificaciones para conexiones a tierra internacionales para aplicaciones de incendios marinos.
- GAP.9.2.1.2: Manipulación de líquidos inflamables y combustibles en muelles.
- ISGOTT_5th Edition: Guía de seguridad internacional para petroleros y terminales.

De acuerdo con estos riesgos en el área de recepción se debe contar con los siguientes sistemas:

*Tabla I–6. Sistemas contra incendio considerando la etapa.*

| TIPO DE SISTEMA | DESCARGA ETAPA INICIAL (TIFT-D) | DESCARGA PRIMERA ETAPA (TIFT-D) |
|---|---|---|
| **I. Sistema de agua contra incendio.** | | |
| Red de agua contra incendio. | X | X |
| Hidrantes. | X | X |
| Monitores. | X | X |
| Conexión internacional en muelle | X | X |
| Conexión para botes contra incendio | X | X |
| **II. Sistema de Espuma contra incendio.** | | |
| Sistema de espuma en llenaderas | X | |
| Sistema de espuma a través de monitores | X | X |
| Tanque tipo Vejiga para protección del muelle | X | X |
| **III. Sistema de detección de gas y fuego.** | X | X |
| **IV. Sistema de supresión de incendio en edificios.** | | |
| Supresión de incendio a base de agente limpio. | X | X |
| **V. Equipo de extinción de fuego (Extintores)** | | |
| A base de polvo químico seco (PQS). | X | X |
| A base de CO2. | | X |
| **VI. Regaderas y lavaojos** | X | X |
| **VII. Conos de viento** | X | X |
| **VIII. Rutas de evacuación y letreros de seguridad.** | | |
| Rutas de evacuación. | X | X |
| Letreros de seguridad. | X | X |

## Red de agua contra incendio

La red general de agua contra incendio para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT-D) recepción/entrega (Etapa Inicial y Primera Etapa) constará de tubería aérea alrededor de las instalaciones, para llevar agua contra incendio a los puntos o sitios a proteger de las mismas instalaciones. La red nueva se interconectará con la red existente del muelle.

El punto de suministro del agua contra incendio a la red del Área de recepción/entrega (del muelle provendrá de la descarga de los equipos de bombeo contra incendio (existentes), la red estará conformadas por hidrantes, monitores y alimentación a los sistemas de rociadores agua espuma.

La red general contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos apropiados que permitan sectorizar tramos de tubería que no excedan de 6 suministros de agua contra incendio entre las válvulas de seccionamiento.

El dimensionamiento de la tubería para la red contra Incendio para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT) recepción/entrega (Etapa Inicial), debe ser determinado mediante un cálculo hidráulico, considerando la activación del sistema de mayor riesgo.

La presión mínima de la red debe mantenerse a 7 kg/cm$^2$ man. (100 psig) en el punto hidráulicamente más desfavorable, tomando como referencia la brida de descarga de la(s) bomba(s) principal(es) de alimentación de agua contra incendio.

La tubería, accesorios y otros componentes de la red general de agua contra incendio deben estar clasificados para la presión de trabajo máxima del sistema a la cual estos están expuestos, pero la clasificación no debe ser menor a 150 psi (10.54 kg/cm$^2$).

La velocidad máxima permisible para el dimensionamiento de la red general de agua contra incendio será 20 pies/seg.

**Hidrantes**

La red de agua contra incendio contará con hidrantes tipo barril seco para conectar mangueras contra incendio, los hidrantes deben contar con dos conexiones para manguera de 63.5 mm (2 ½ in).

Los hidrantes no deben localizar a menos de 12,2 m (40 ft) del área a proteger y deben estar libres de obstrucciones que puedan afectar su operación.

Los hidrantes deben estar protegidos contra golpes en aquellos sitios en donde por el tránsito o transporte de materiales se haga necesario, esto no debe representar un obstáculo para su operación.

**Monitores**

La red general de agua contra incendio contará con monitores para la protección del Area de recepción/entrega (Etapa Inicial) del muelle, la cobertura de los monitores se considera de 50 m (164.04 ft) de radio mínimo. El flujo requerido para cada monitor debe ser de 2,839 lpm (750 gpm).

**Conexión internacional en muelle**

La Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga (TIFT-D) en la zona de recepción deberá contar con una conexión internacional en muelle (International Shore connection), la cual es una conexión universal para tubo flexible que se proporciona en todos los buques. El propósito de la conexión internacional en muelle es facilitar una conexión de manguera en espera y así proporcionar una conexión desde la costa o desde otros buques en caso de que haya un fallo total de las bombas contra incendio a bordo del buque en riesgo.

La conexión internacional en muelle (International Shore connection) debe ser diseñada de acuerdo al estándar ASTM F1121 – 87 (2015) “Standard Specification for International Shore Connections for Marine Fire Applications.

**Conexión para botes contra incendio**

El área de recepción/entrega del muelle debe contar con conexiones internacionales (International Shore connection), la cual es una conexión universal para tubo flexible que se proporciona en todos los buques. El propósito de la conexión internacional en muelle es facilitar una conexión de manguera en espera y así proporcionar una conexión desde la costa o desde otros buques en caso de que haya un fallo total de las bombas contra incendio a bordo del buque en riesgo.

La conexión internacional (International Shore connection) debe ser diseñada de acuerdo al estándar ASTM F1121 - 87(2015) “Standard Specification for International Shore Connections for Marine Fire Applications.

**Sistema de espuma contra incendio**

*Sistema de espuma en llenaderas*

El área de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

La densidad de aplicación para el área de llenaderas no debe ser menor a 6.5 lpm/$m^2$ (0.16 gpm/$ft^2$).

El área de los rociadores no debe exceder de 9.3 $m^2$ (100 $ft^2$) por rociador o exceder 3.7 m (12 ft) de distancia entre rociadores en un ramal o entre ramales.

El sistema de rociadores con agua-espuma debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección.

El sistema de rociadores debe contar con una válvula de aislamiento (válvula de compuerta), normalmente abierto entre la válvula de diluvio y el suministro de agua.

El suministro de concentrado de espuma será por medio de un tanque tipo Vejiga.

*Sistema de espuma a través de monitores.*

Algunos Monitores en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT-D) contarán con boquillas para aplicación de agua-espuma, el cuál será conectado a un bidón de concentrado de espuma.

El Área de recepción/entrega del muelle será protegido con monitores que suministrarán agua-espuma por medio un Tanque tipo Vejiga. El flujo requerido para cada Monitor debe ser de 2,839 lpm (750 gpm).

**Tanque tipo vejiga para protección del muelle**

El suministro de concentrado de espuma será a través de un tanque tipo vejiga instalado cerca del muelle.

La capacidad del Tanque tipo vejiga, se deberá seleccionar de acuerdo al sistema más demandante (riesgo mayor), de acuerdo a lo indicado por la NFPA 11 Ed. 2016.

El tipo de espuma a utilizar será un concentrado espumante AFFF (Aqueous Film Forming Foam) a una proporción de 3%.

Características:

- Baja energía de entrada - requiere mínima agitación.
- La excelente fluidez proporciona rápida eliminación del fuego.
- Apropiada para ser usada con agua dulce o agua de mar.
- Compatible con proporcionadores estándar y dispositivos formadores de espuma.

Apropiada para usarse con otros agentes extintores como otros concentrados y polvo químico seco.

**Sistema de gas y fuego**

Con la finalidad de mantener un monitoreo constante y para detectar condiciones de riesgo que deriven en un incendio, explosión o daños a la salud por intoxicación, el Área de recepción/entrega del muelle contará con un sistema de Detección de Gas y Fuego (SDGF) que estará compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- Controlador.
- Interfaz Humano-Maquina (IHM).
- Detectores de Fuego.
- Detectores de Mezclas explosivas.
- Estaciones Manuales.
- Alarmas Audibles.
- Alarmas Visibles.
- Generador de tonos.

El Sistema de Gas y Fuego (SDGF) deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta, a través del monitoreo continuo y notificación oportuna de las condiciones de seguridad y deberá proveer al operador la información del estado que guarda la Instrumentación asociada dicho sistema.

Todos los detectores deberán comunicarse con el PLC del Sistema de Gas y Fuego mediante conexión punto a punto con protocolo 0-20 mA, todos los detectores deberán contar con autodiagnóstico.

Todos los equipos deberán estar listados y/o aprobados para su uso por una organización reconocida como "Underwriters Laboratories" (UL), "Factory Mutual" (FM) o equivalente y deberán estar marcados de manera permanente con dicho reconocimiento.

El sistema de gas y fuego debe ser independiente en Hardware y Software de otros sistemas de control.

Para brindar apoyo visual al personal durante un evento de incendio, el SDGF se comunicará con el sistema de CCTV (mediante señales digitales “contactos secos” y su interconexión será en el Cuarto de Control existente, el cual mediante rutinas pregrabadas posicionará y enfocará a la o las cámaras más cercanas hacia el sitio donde se produjo la alarma del SDGF y desplegará las imágenes en las pantallas localizadas en el Cuarto de Control existente.

Todos los componentes del Sistema de Gas y Fuego deberán cumplir con los requerimientos de la clasificación del área donde serán instalados.

El Controlador tendrá la capacidad de comunicarse a futuro con otros controladores por medio de fibra óptica.

**Controlador del sistema del gas y fuego (SDGF)**

El Controlador estará localizado dentro del Cuarto de Control existente y recibirá todas las señales de los dispositivos de iniciación del área a proteger por el sistema de detección y controlará las acciones de notificación en caso de que se presente un evento de incendio y se comunicará con el sistema de CCTV.

El Controlador del sistema de gas y fuego debe realizar la lógica de control y supervisión en forma continua y automática, monitoreando el estado de operación de los instrumentos y dispositivos del sistema, de tal manera que, al presentarse una emergencia se indique en forma inmediata el estado operativo de éstos y se activen las alarmas audibles y visibles. El software del sistema debe ejecutar las operaciones de control y supervisión, así como las configuradas en base a la matriz lógica de control (matriz causa y efecto desarrollada en Ingeniería de Detalle).

El controlador deberá contar con un sistema de energía principal a través de un sistema de fuerza ininterrumpible, la cual deberá contar a su vez con un sistema de energía secundaria (respaldo). El funcionamiento con energía secundaria no debe afectar el desempeño requerido de un sistema o de las instalaciones de la estación de supervisión, incluidas las indicaciones y señales de alarma, de supervisión y de falla.

**Detectores de fuego**

Los detectores de fuego serán localizados de tal forma que puedan tener una cobertura óptima para monitorear y confirmar la presencia de fuego que pudiera presentarse en los equipos de proceso.

Para la localización de los detectores se debe considerar el traslape de los campos de visión en el área a proteger, así como la relación entre la sensibilidad y la separación del detector de fuego.

Los detectores siempre deben estar dirigidos hacia abajo de 10° a 20° por lo menos, para prevenir el reflejo de la luz en el horizonte. Deben ser inmunes a falsas alarmas provocadas por arcos de soldadura, rayos del sol, para ello debe de diferenciar las características de una flama provocada por la combustión de hidrocarburos.

Los detectores de fuego deberán ser capaces de registrar la radiación ultravioleta (UV) e infrarroja (IR), producida por un fuego derivado de la combustión de hidrocarburos en el ambiente por medio de foto-sensores para cada una de las bandas requeridas.

**Detectores de gas combustible (Mezclas explosivas)**

Para la instalación y espaciamiento de estos detectores se consideran los puntos de fuga potencial tales como las bridas, purgas, conexiones, válvulas, bombas y compresores, la densidad relativa del gas, la dirección de los vientos, la concentración del gas objetivo en las corrientes de proceso, la ventilación del lugar, así como la ubicación de cada equipo a ser protegido. La canalización eléctrica deberá estar separada de líneas de alta tensión. Los detectores se deberán instalar de tal forma que se eviten las vibraciones debido que estas podrían afectar su funcionamiento, así mismo se deberán usar protecciones para evitar el ingreso de agua por salpicaduras y filtros para protección contra polvo.

El detector será capaz de transmitir al Controlador del Sistema de Gas y Fuego mediante una señal de salida será de 0mA a 20mA (0mA -4mA para diagnóstico y 4mA -20mA para

medición) las cuales serán enviadas al PLC del SDGF de la TAS a los módulos I/O mediante conexión punto a punto.

**Estaciones manuales de alarma**

Las estaciones manuales de alarma serán del tipo doble acción “empujar y jalar” o “levantar y presionar” con el objetivo de evitar su accionamiento accidental. Se debe operar con una sola mano.

La parte operable de la estación manual de alarma no debe instalarse a menos de 1.07 m (42 in) y no más de 1.22 m (48 in) desde el piso terminado.

Las estaciones manuales estarán situadas dentro de 5 pies. (1.5 m) de cada puerta de salida.

Las estaciones manuales adicionales se proporcionan de manera que la distancia de viaje a la caja de alarma contra incendios manual más cercano no será superior a 200 ft. (61 m), medidos horizontalmente.

La estación manual tendrá un acabado en color rojo bermellón e incluirá una placa con las instrucciones de operación en idioma español, fabricado en aluminio, acero inoxidable o plástico laminado con la leyenda "Fuego”.

La alarma debe contar con un mecanismo para restablecerse manualmente después de que ha sido activada, por lo cual el restablecimiento será manual con llave.

Las estaciones manuales de alarma deben cumplir con los requerimientos para instalación certificada de acuerdo a la clasificación del área donde serán instaladas.

**Alarmas audibles**

Las alarmas audibles están formadas por:

- Bocinas amplificadoras (altoparlantes).
- Generador de tonos.

El tono y mensaje correspondiente a cada tipo de riesgo, será enviado desde el generador de tonos y mensajes pregrabados hacia las alarmas audibles en campo para que estas lo reproduzcan. Los tonos reproducibles deben ser diferentes para cada tipo de riesgo detectado. La señal audible que proviene del Generador de tonos viene del gabinete del SDGF.

Se deben instalar alarmas audibles del tipo corneta con la intensidad suficiente para asegurar que sea escuchado claramente el tono/mensaje pregrabado de alarma en dichas áreas, el nivel sonoro del ambiente considerando el sonido producido por las alarmas audibles no deberá exceder los 120 dB en la distancia auditiva mínima.

Las alarmas audibles deberán producir un nivel sonoro de al menos 15 dB por encima del nivel sonoro ambiente promedio o de 5 dB sobre el nivel sonoro máximo con una duración de al menos 60 segundos. Por otro lado, la frecuencia debe estar dentro del rango de 300 Hz a 1 500 Hz y cumplir con los requerimientos para instalación certificada de acuerdo a la clasificación de área donde serán instaladas.

Las alarmas audibles estarán localizadas en la parte superior o a un lado de las alarmas visibles (semáforo), en un herraje de montaje rígidamente fijado al poste o apoyo permitiendo variar la orientación de la bocina 180 grados en campo.

**Generador de tonos**

Las alarmas audibles deben contar con un generador de tonos para producir los tonos/mensajes pregrabados y estos deben ser instalados lo más cerca posible de las alarmas audibles.

El generador debe reproducir los tonos/mensajes previamente grabados en idioma español que serán reproducidas mediante las alarmas audibles distribuidas estratégicamente en las áreas de proceso.

Los tonos o mensajes de voz deben ser grabados en forma digital y almacenados en circuitos de memoria no volátil, cada generador debe tener capacidad de hasta seis circuitos de memoria con capacidad de almacenar tonos o mensajes de hasta 30 segundos de duración, cada uno.

Los tonos/mensajes deben ser reproducidos en forma intercalada (tres rondas completas del número transmitido, y cada ronda debe consistir en no menos de tres impulsos, por una vez el mensaje programado en tiempo de duración) hasta que la señal discreta enviada al Generador de tonos del Sistema de Gas y Fuego regrese a su estado normal (contactos normalmente abiertos), esto es cuando el sistema sea restablecido.

El tono/mensaje a reproducir depende del dispositivo de inicio activado, en caso de darse dos o más eventos diferentes de manera simultánea, sólo se debe reproducir el tono y mensaje de mayor prioridad.

El circuito de control por cada Generador de tonos debe tener capacidad de manejar un esquema de prioridades en la reproducción de los tonos y mensajes, estos es, sí un tono está siendo reproducido cuando se active un tono o mensaje de mayor prioridad, este último desplaza la reproducción del primero de menor prioridad.

Los tonos que deben ser pregrabados en el generador de tonos, se muestran a continuación:

*Tabla I–7. Generador de tonos y su mensaje.*

| Prioridad | Riesgo/mensaje | Tono | Audio/frecuencia | Modulación |
|---|---|---|---|---|
| Primera | Abandono de instalación | Sirena extremadamente rápida | 560 a 1055 Hz | 6 ciclos/seg |
| Segunda | Alta concentración de gas tóxico | Sirena temporal | Bajo 424 Hz<br>Alto 77 Hz | 15 ciclos/minuto |
| Tercera | Fuego | Sirena rápida | 560 a 1055 Hz | 3.3 ciclos/seg |
| Cuarta | Alta concentración de gas combustible | Corneta continua | 470 Hz | Continuo |
| Quinto | Prueba/simulacro | Corneta intermitente lenta | 470 Hz | 50 ciclos/seg |

### Alarmas visibles

Las alarmas visibles en campo servirán para alertar al personal el tipo de riesgo existente en el área, serán dispuestas en arreglo tipo semáforo vertical o colgante horizontal de 5 luces. Todas las alarmas serán operadas por señales provenientes del Sistema de Gas y Fuego (SDGF) e indicarán el tipo de riesgo de acuerdo a la siguiente tabla:

*Tabla I–8. Color y tipo de riesgo de alarmas visibles.*

| Color | Tipo | Leyenda |
|---|---|---|
| Verde | Continuo | Condición normal |
| Rojo | Intermitente | Fuego |
| Ambar | Intermitente | Alta concentración de gas combustible |
| Azul | Intermitente | Alta concentración de gas tóxico |
| Transparente o claro | Intermitente | Abandono de instalación |

La luz destellante de la alarma debe ser vista a una distancia de 50 metros con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de hidrocarburo, considerando el montaje de las alarmas en un arreglo tipo semáforo.

Las alarmas visibles tipo semáforo serán colocadas de forma estratégica donde sean visibles rápida y oportunamente por el personal. Cada luz deberá contar con una placa de identificación con la leyenda indicada, fabricada en aluminio, acero inoxidable o plástico laminado que deberá ser sujetada de forma permanente.

La altura mínima para instalarlas será de 1.50 m para el plano vertical del nivel de piso terminado a la parte inferior del conjunto de luces (semáforo). Para su instalación en el plano horizontal la altura mínima será de 2.03 m y de 2.44 m como máximo tomando como base el nivel de piso terminado. Cuando por las bajas alturas de los techos no se pueda cumplir con la altura mínima de 2.03 m, las luces se instalarán a 150 mm debajo del techo.

Podrán estar activadas una o más alarmas visibles a la vez, excepto la verde, que solo permanecerá activa si y solo si no existe algún evento de alarma.

**Tubería conduit**

La distribución de cableado de instrumentación en el proyecto se realizará por medio de tubo conduit, charola o ductos encofrados y deberán cumplir con los requerimientos del área clasificada donde se instalen. Deben cumplir con la NOM-001-SEDE-2012 “Instalaciones Eléctricas (Utilización)”

El conduit utilizado para áreas generales será de tubo conduit metálico (RMC) Aluminio libre de cobre en tramos de 3.05 metros. De longitud, con un cople extremo. Pared gruesa para uso rudo con superficie interna lisa y específicamente manufacturado para instalaciones eléctricas. El máximo relleno del tubo conduit será del 40 %. El número de conductores en un conduit depende del tamaño de los conductores. Los empalmes entre conductores no están permitidos, las conexiones de los cables se harán desde una terminal a otra. Las cajas unión son permitidas.

El diámetro mínimo del conduit que se usará, es de 3/4”. Se evitará el cruce de trayectorias de control con aquellas de alimentación. Los cambios de dirección se harán con los accesorios adecuados.

Los tubos conduit seguirán trayectorias paralelas o en ángulos rectos con paredes, columnas, vigas, puentes de tubería, etc., siempre que sea posible. Los tubos conduit que corran paralelos formando grupos deberán ser soportados a cada 2.5 m. En ningún caso se permite que los tubos conduit se soporten de tuberías y equipos de proceso, ni expuesta a altas temperaturas de los equipos y tuberías de proceso.

Para la acometida a tableros, panel de control o cajas de conexiones cada conduit debe estar perfectamente fijado en estos dispositivos por medio de conectores MYER. Este ajuste no debe permitir movimientos o filtraciones de polvo o agua.

Las instalaciones involucradas deben modificarse con los accesorios necesarios (placas ahogadas, soportes, entre otros) para la instalación del conduit para el cableado de control.

La tubería conduit para el sistema de Gas y Fuego debe ser independiente a otros Sistemas de Control.

Se deben suministrar tuberías conduit y cajas de conexión separadas para los siguientes servicios de control:

- Señales de Audio.
- Circuitos de potencia limitada.
- Circuitos de potencia no limitada.

La tubería conduit hacia instrumentos no debe obstruir las áreas de trabajo (mantenimiento) alrededor de los equipos., Igualmente no se debe usar la tubería conduit como conductor de puesta a tierra de equipos eléctricos.

**Charola**

En interiores se podrá usar charola tipo malla de acero galvanizado por inmersión en caliente. El sistema de soportes tipo charola para conductores, el ancho de charolas y tipo de conductores deben cumplir con los requerimientos del artículo 318 de la NOM-001-SEDE-2012.

La trayectoria de los soportes tipo charola para conductores deben contar con un 20 por ciento de espacio disponible a lo largo de su trayectoria.

No se permite que los soportes tipo charola para conductores se sujeten de tuberías o equipos de Proceso.

**Ductos encofrados**

La Distribución Eléctrica Subterránea debe realizarse por medio de tuberías conduit de PVC tipo pesado agrupadas en bancos de ductos, que lleguen a registros eléctricos convenientemente ubicados para facilitar la introducción de conductores eléctricos en cambios de dirección, así como en tramos rectos de mayor longitud. Los registros eléctricos subterráneos deben tener accesorios para soportar y ordenar el cableado dentro de ellos.

Los tamaños nominales (diámetros) normales a utilizar de tubería conduit debe ser de 27 a 103 mm (1 a 4 pulg.) durante el desarrollo del proyecto se puede aprobar la utilización de tamaño 155 mm (6 pulg).

El espaciamiento entre tuberías en banco de ductos subterráneos se indica NOM-001-SEDE-2012.

Entre registros de instrumentación debe existir una pendiente para drenaje de acumulación de líquidos.

Los registros deberán estar identificados como registros de entrada mano o registros de entrada hombre.

**Cable de instrumentos**

Los conductores para señalización y control deben ser de acuerdo con la recomendación del fabricante y con la NFPA 72 Ed. 2017.

**Sistema de detección en edificios**

Los dispositivos del sistema de detección y alarma en edificios cumplirán con la norma NFPA 72 Ed. 2017.

El sistema de detección de humo y alarma constituido principalmente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Detectores de humo.
- Detectores de temperatura.
- Estaciones manuales de alarma.
- Dispositivos de notificación audible y visible.

Los detectores de humo deberán ser del tipo fotoeléctrico e inteligentes para ser direccionados al Tablero de Control del Sistema de Detección y Alamas.

Se colocarán estaciones manuales de alarma para que el personal que se encuentre en el área pueda dar aviso del evento de fuego y se activen las alarmas visibles y audibles.

Como dispositivos de notificación, se colocarán alarmas visibles color rojo y alarmas audibles que reproducirán el tono de "fuego" en caso de activación de uno o más detectores de humo; así como con la activación de las estaciones manuales de alarma.

Todos los dispositivos estarán diseñados y certificados para cumplir con los requerimientos de la instalación de acuerdo a la clasificación de área donde serán instalados.

**Detectores de humo**

Los detectores de humo deberán operar bajo el principio de operación iónico y fotoeléctrico.

Deberán cumplir con los requisitos especificados en la NFPA 72 Ed. 2017.

La distancia entre detectores no deberá exceder 9 m (espaciamiento recomendado por la NFPA 72 Ed. 2017 con una velocidad del viento menor a 1.524 m/seg), y deberán ubicarse dentro de una distancia de un medio del espaciamiento, medida en ángulo recto, desde todas las paredes o particiones que se extiendan hasta 18 pulgadas (460 mm) del techo hacia abajo.

**Detector de temperatura**

Los detectores de temperatura será tipo lápiz, apto para clasificación 1, división 1 grupo B. Serán instalados en cuarto de residuos peligrosos y cocina. El detector se conectará al tablero de seguridad del sistema de supresión de incendios. Debe ser listado y/o aprobado por UL/FM y tener envolvente NEMA 4x.

**Alarma audiovisible**

La alarma audio-visible (bocina/estroboscopio) consisten en un dispositivo eléctrico, que genera una advertencia audible y visible, un evento que pone en peligro el personal y/o instalación, permitiendo que los ocupantes del edificio conocer el estado debido a una situación de emergencia.

La alarma audio-visible tiene una bocina con luz estroboscópica seleccionable estroboscópica intensidad 15, 30, 75 ó 110 Intensidad cd seleccionable, sirena de alta o baja dB, sirena máxima intensidad de 99 dB.

El dispositivo deberá estar situado cada 200 $m^2$ mínimo.

**Sistema de supresión de incendio en edificios**

Supresión de incendio a base de agente limpio.

De acuerdo al tipo de instalación en donde se encuentra, el cuarto eléctrico, cuarto de Telecomunicaciones e Instrumentos y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñará e instalará un sistema de supresión a base de agente limpio heptafluoropropano tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá tablero de control de supresión de incendios, cilindros contenedores de agente limpio (principal y de reserva), red de tubería de descarga, boquillas, detectores de humo, bastidor para los cilindros, agente extintor, interruptor supervisor de presencia de cabeza de control, interruptores de presión, cabezas eléctricas, válvulas solenoides, estación manual de alarma, estación manual de descarga, botón de aborto, selector automático/mantenimiento, selector principal/reserva, alarmas audibles, alarmas visibles, tubería conduit, cableado, accesorios, letreros de señalización y la interconexión electromecánica para el correcto funcionamiento.

El diseño de este sistema deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 2001 ed. 2015.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de agente limpio, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013.

**Equipo de extinción de fuego (Extintores)**

El proyecto debe contar con equipo portátil contra incendio, por lo que se consideran los siguientes dispositivos:

- Extinguidores a base de polvo químico seco tipo ABC.
- Extinguidores a base de bióxido de carbono tipo BC.

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales y deben instalarse aun en el caso de contar con otros equipos fijos de protección.

El equipo portátil de extinción, deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y Norma: NOM-002-STPS-2010 y el NFPA 10 Ed. 2013.

El agente de extinción deberá considerarse de acuerdo al tipo de fuego y clasificación de riesgo:

- Clase A: Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.
- Clase B: Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables.
- Clase C: Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

**Regaderas y lavaojos**

En caso de actividades de muestreo o purgado de líneas en que un operador resulte salpicado, se debe contar con un área de regadera y lavaojos, a modo que el operador pueda limpiarse y quitarse el líquido que le haya caído en alguna parte del cuerpo.

Las regaderas de emergencia y estaciones de lavaojos deben instalarse donde el personal tiene que manejar sustancias que son perjudiciales para la piel o los ojos al entrar en contacto; deben estar localizadas en un lugar donde el tiempo máximo de recorrido sea de 10 segundos. Las regaderas de emergencia debe estar situadas en el mismo nivel que el peligro y la trayectoria de desplazamiento debe estar libre de obstrucciones que pueden impedir su uso inmediato.

Las regaderas de emergencia se abastecerán de agua potable. Los caudales mínimos necesarios serán los siguientes:

- Para las duchas de seguridad: 114 l/min (en general) y 76 l/min
- Para las estaciones lavaojos: 1.13 l/min.

Las estaciones de regadera y lava ojos deben cumplir con lo indicado en el ANSI Z358.1_2014.

**Conos de viento**

Se debe considerar la instalación de conos indicadores de viento. El cono indicador de viento debe colocarse en la parte o equipo más elevado del Área de recepción/entrega del muelle , a modo que en caso de un derrame de hidrocarburo, el personal de la estación pueda ubicarse y conocer la dirección del viento en el momento de presentarse el derrame o fuga.

**Rutas de evacuación**

Las salidas normales y de emergencia, deben cumplir con lo indicado en el apartado 9 de la NOM-002-STPS-2000, donde se indica:

1. La distancia a recorrer desde el punto más alejado del interior de una edificación a un área de salida, no debe ser mayor de 40 metros.
2. En caso de que la distancia sea mayor a la indicada en el apartado anterior, el tiempo máximo en que debe evacuar al personal a un lugar seguro, es de tres minutos.
3. Las puertas de las salidas normales de la ruta de evacuación y de las salidas de emergencia deben:

    a) Abrirse en el sentido de la salida y contar con un mecanismo que las cierre y otro que permita abrirlas desde adentro mediante una operación simple de empuje.
    b) Estar libres de obstáculos, candados, picaportes o de cerraduras con seguros puestos durante las horas laborales.
    c) Comunicar a un descanso, en caso de acceder a una escalera.
    d) Ser de materiales resistentes al fuego y capaces de impedir el paso del humo entre áreas de trabajo.
    e) Estar identificadas de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008

4. Los pasillos, corredores, rampas y escaleras que sean parte del área de salida deben:

    a) Ser de materiales ignífugos, y si tienen acabados, éstos deben ser de materiales resistentes al fuego.

b) Estar libres de obstáculos que impidan el tránsito de los trabajadores.

Identificarse con señales visibles en todo momento, que indiquen la dirección de la ruta de evacuación, de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008. Adicionalmente a lo antes indicado se debe de dar cumplimiento al CRF 1910.7 en su última edición.

**Letreros de seguridad**

Se deben instalar señales de seguridad e higiene en las instalaciones y deben cumplir con lo indicado en la norma NOM-026-STPS-2008.

Las señales de seguridad e higiene se clasifican en señales de: PROHIBICIÓN, ADVERTENCIA o PRECAUCIÓN, OBLIGACIÓN e INFORMACIÓN, y deben:

- Captar la atención de usuarios y visitantes.
- Conducir a una sola interpretación.
- Ser claras para facilitar su comprensión e interpretación.
- Informar claramente sobre la acción específica a seguir.
- Representar acciones y situaciones que puedan ser reconocidas fácilmente.
- Estar libres de todo tipo de propaganda, logotipo o mensajes ajenos al contenido de imagen establecidos en la norma NOM-026-STPS-2008.

# I.2 Descripción detallada del proceso

## I.2.1 Diagrama de bloques

En las Figuras I–16 y 17 se muestran los diagrama de bloques con los principales procesos involucrados para la etapa inicial y primera etapa.

**DIAGRAMA DE BLOQUES ETAPA INICIAL**

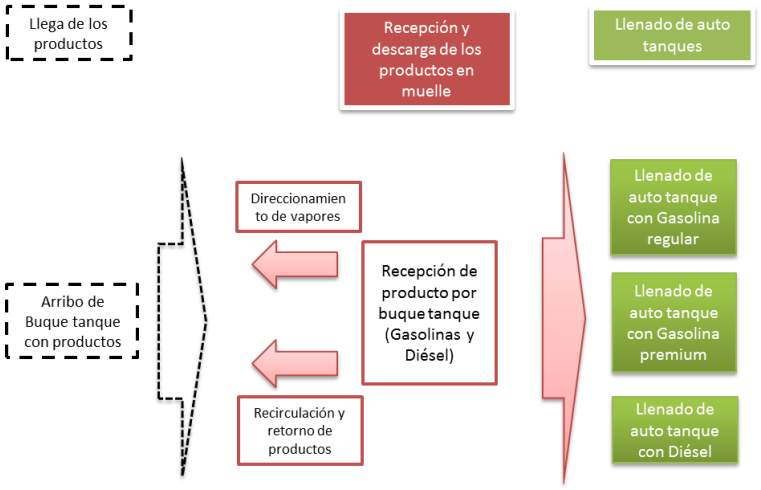



*Figura I–16. Diagrama de bloques del proceso del proyecto en su etapa inicial.*

**DIAGRAMA DE BLOQUES PRIMERA ETAPA**

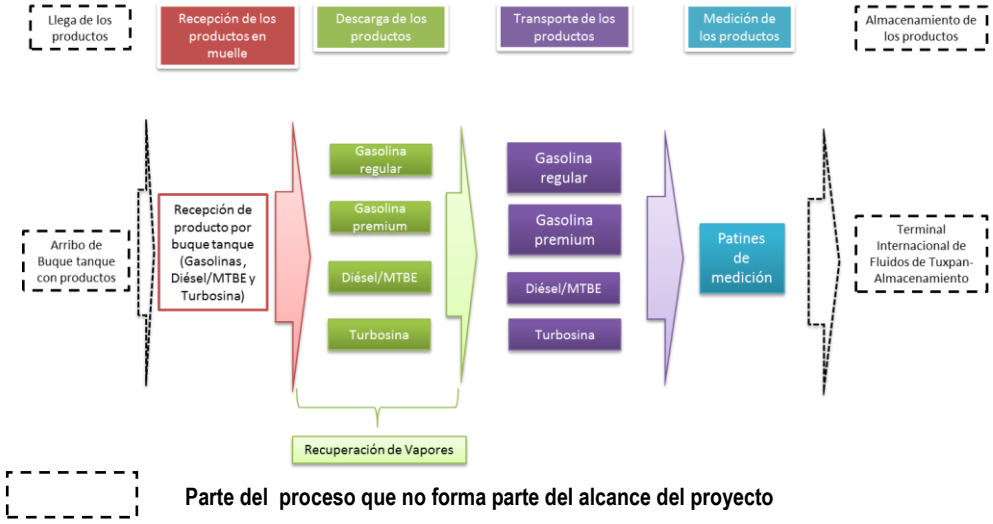



*Figura I–17. Diagrama de bloques del proceso del proyecto en su primera etapa.*

**ETAPA INICIAL**

En el muelle de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Descarga TIFT-D, en su etapa inicial se realizará la recepción de los buques tanques cargados de combustibles (Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel). El proceso en esta etapa se describe a continuación de acuerdo al diagrama de bloques de la figura I.17.

## I.2.2 Descripción de la recepción de los productos

En la Etapa Inicial en el Muelle se contará con un edificio de control y monitoreo de las operaciones de descarga/retorno de gasolinas y diésel; considerado los siguientes sistemas:

- Sistema de monitoreo de presión, temperatura, operación e indicación de la posición de válvulas MOV de la líneas de descarga de gasolinas y diésel.
- **Sistema de actuadores eléctricos de las válvulas MOV, las cuales contarán con un control local**

Las operaciones que se llevan a cabo en el buque tanque para la conexión, descarga y desconexión, no están relacionadas mediante algún tipo de control automático con la operación de las instalaciones en tierra, se requiere que durante la etapa de la ingeniería de detalle, como parte del manual de operación se elabore un procedimiento operativo que se asegure la operación eficiente y segura de la descarga de combustibles.

La comunicación entre los operadores del buque y los operadores de las instalaciones del muelle, para la solicitud de paro y arranque de la bomba de buque, confirmación de estado y datos de las variables de control, monitoreo y permisivos de las instalaciones en tierra que tengan relación con la operación del buque tanque y viceversa, se realizarán vía radio.

En el muelle se contará con tres líneas de descarga de 12” y tres líneas de retorno de 8” a buque tanque, un par, conformado por cada una de éstas, para cada producto. Cada una de las líneas de descarga ha sido diseñada para una capacidad de descarga de 5,714 BPH. Mediante éstas se hará el envió a las 4 islas de llenado ubicadas en el muelle que cuentan con un sistema de medición tipo LACT (Lease Automatic Custody Transfer Unit), por cada posición de llenado, para la medición de flujo de transferencia de custodia. Adicionalmente se contará con una línea de 10” para el direccionamiento de vapores de las islas al sistema de recuperación de vapores localizado en el buque tanque.

El facilitador del buque tanque deberá contar con un equipo de bombeo que pueda manejar un flujo de 4000 GPM y garantizar una presión de descarga de 8.0 kg/cm$^2$ man. (la presión de suministro será confirmada durante la ingeniería de detalle). Por lo que con el fin de mantener en un punto estable el equipo de bombeo del buque tanque se toma un disparo de la línea de descarga del buque tanque de cada producto y se conecta con la línea de retorno del mismo producto para mantener a control de flujo el retorno del combustible que no se requiera en el área de llenaderas.

**Descarga de Diésel**

Sobre el cabezal de Diésel (12”-DE-101-301-CSAA) se toma señal para medición de flujo mediante la placa de orificio FE-0900 que envía señal al FI-0900 y este a su vez al FY-0900 el cual también recibe señal del FE-0900A ubicado sobre la línea de recirculación (8”-DE-101-306-CSAA) donde el FY-0900 deberá realizar la sumatoria de flujo para cumplir con 4000 GPM y mediante el FIC-0900 regule la cantidad de flujo excedente no requerido en la posición de llenado de las islas, de manera tal que el punto de operación de la bomba se mantenga estable.

**Descarga de Gasolina Regular**

Sobre el cabezal de Gasolina Regular (12”-DE-101-201-CSAA) se toma señal para medición de flujo mediante la placa de orificio FE-0901 que envía señal al FI-0901 y este a su vez al FY-0901 el cual también recibe señal del FE-0901A ubicado sobre la línea de recirculación (8”-GR-101-206-CSAA) donde el FY-0901 deberá realizar la sumatoria de flujo para cumplir con 4000 GPM y mediante el FIC-0901 regule la cantidad de flujo excedente no requerido en la posición de llenado de las islas, de manera tal que el punto de operación de la bomba se mantenga estable.

**Descarga de Gasolina Premium**

Sobre el cabezal de Gasolina Premium (12”-GP-101-101-CSAA) se toma señal para medición de flujo mediante la placa de orificio FE-0902 que envía señal al FI-0902 y este a su vez al FY-0902 el cual también recibe señal del FE-0902A ubicado sobre la línea de recirculación (8”-GP-101-105-CSAA) donde el FY-0902 deberá realizar la sumatoria de flujo para cumplir con 4000 GPM y mediante el FIC-0902 regule la cantidad de flujo excedente no requerido en la posición de llenado de las islas, de manera tal que el punto de operación de la bomba se mantenga estable.

**Recuperación de vapores**

En el muelle contará con un cabezal de 10" para direccionar los vapores de las islas de llenado hacia el sistema de recuperación de vapores localizados en el buque tanque.

Los vapores generados durante la operación de llenado de los auto tanques serán colectados mediante una conexión que tienen provista los vehículos y serán enviados por medio de un cabezal de 10" (10"-VR-101-850-CSAA) en el cual se instalará un soplador que direccionará los vapores hacia el paquete de recuperación de vapores del buque tanque.

El sistema entrará en operación de forma automática cuando se tenga llenado de gasolinas en cualquiera de las islas, para esto el operador del auto tanque deberá realizar la conexión al sistema de recuperación de vapores. Al iniciarse la carga se incrementará la presión en cabezal colector la cual será detectada por el Soplador e iniciará su operación de forma automática.

Los vapores tratados serán enviados a la atmosfera deberá en cumplimiento con la NOM-016-CRE-2016 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

## I.2.3 Llenado de auto tanques

La distribución de combustibles, se efectúa por medio de auto tanques, para lo cual se cuenta con 4 islas para el llenado de Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, en cada isla se cuenta con brazos de llenado dobles para cada uno de los productos, a excepción de la isla 4 que solo cuenta con brazos dobles para Diésel y Gasolina Regular, ya que esta contará con una descargadera.

Todos los brazos de llenado cuentan con la instrumentación propia para la medición del producto y temperatura, así como para el control de la carga de producto, en lo que se denomina "patín de medición" el cual se conforma de válvula de bloqueo, filtro, medidor de flujo, válvula electrohidráulica VOS, sensor de temperatura, unidad de control local, monitor óptico de prevención de sobrellenado y detector de conexión a tierra. Adicionalmente se tiene una válvula de control de vapores.

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

Todas las Unidades de Control Local se conectan a la red de operación. La interfase de comunicación para el intercambio de datos reside en los servidores de aplicación.

Si alguna de las unidades de control local llegara a fallar, no deberá interrumpirse el funcionamiento de las otras, ni la comunicación de estas con los servidores de aplicación.

En lo que respecta a cada posición de llenado se cuenta con un medidor de flujo tipo coriolis por cada brazo de llenado.

Durante el proceso de carga, si se cumplen todas las condiciones, la UCL de cada sistema de carga manda abrir la válvula operada por solenoide VOS para controlar el flujo de llenado del auto tanque, esta abrirá de forma paulatina para controlar la velocidad de alimentación al remolque, de igual forma cierra de forma paulatina cuando se está alcanzando el volumen preestablecido de llenado, lo anterior para evitar un sobre nivel en el remolque.

Asimismo cada una de las islas tiene una línea con válvula accionada eléctricamente, conexión rápida y manguera para la conexión de los auto tanques al cabezal de recuperación de vapores del buque tanque.

**Isla 1: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto**

La isla 1 contará con la Unidad de Control Local UCL-1000, Válvula para la recuperación de vapores VRV-100 A/B, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-100A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-1000A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado se contará con la siguiente instrumentación, con la cual se tiene el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se puede monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

a) Brazo para Diésel BL-201A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1000A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1000A/B

- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1000, VOS-1000A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1000A/B, XV-1000A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1000A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1000A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000
- Indicador de Presión PG-1000A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1000A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000

b) Brazo para Gasolina Regular BL-202A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1001A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1001A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1001, VOS-1001A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1000, XV-1001A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE -1001A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1001A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000
- Indicador de Presión PG-1001A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1001A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000

c) Brazo para Gasolina Premium BL-203A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1002A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1002A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1000, VOS-1002A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1000, XV-1002A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE -1002A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1002A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000

- Indicador de Presión PG-1002A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1002A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1000

**Isla 2: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto.**

La isla 2 contará con la Unidad de Control Local UCL-1100, Válvula para la recuperación de vapores VRV-1100A/B, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-1100A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-1100A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado se contará con la siguiente instrumentación, con la cual se tiene el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se puede monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

a) Brazo para Diésel BL-204A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1100A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1100A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1100, VOS-1100A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1100, XV-1100A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1100A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1100A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Indicador de Presión PG-1100A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1100A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100

b) Brazo para Gasolina Regular BL-205A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1101A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1101A/B

- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1101, VOS-1101A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1101, XV-1101A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE -1101A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1101A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Indicador de Presión PG-1101A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1101A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100

c) Brazo para Gasolina Premium BL-206A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1102A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1102A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1100, VOS-1102A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1100, XV-1102A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1102A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1102A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100
- Indicador de Presión PG-1102A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1102A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1100

**Isla 3: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto.**

La isla 3 cuenta con la Unidad de Control Local UCL-1200, Válvula para la recuperación de vapores VRV-1200A/B, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-1200A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-1200A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado se cuenta con la siguiente instrumentación, con la cual se tiene el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se puede monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del

elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

a) Brazo para Diésel BL-207A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1200A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1200A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1200, VOS-1200A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1200, XV-1200A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1200A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1200A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Indicador de Presión PG-1200A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1200A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200

b) Brazo para Gasolina Regular BL-208A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1201A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1201A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1200, VOS-1201A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1200, XV-1201A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Indicador de Presión PG-1201A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200

c) Brazo para Gasolina Premium BL-209A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1202A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1202A/B

- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1202, VOS-1202A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1200, XV-1202A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Indicador de Presión PG-1202A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200

**Isla 4: Llenadera de Gasolina Regular y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto.**

La isla 4 contará con la Unidad de Control Local UCL-1300, Válvula para la recuperación de vapores VRV-1300 A/B, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-1300A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-1300A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado se contará con la siguiente instrumentación, con la cual se tiene el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se puede monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

a) Brazo para Diésel BL-210A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1300A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1300A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1300, VOS-1300A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1300, XV-1300A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1300A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1300
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1300A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1300
- Indicador de Presión PG-1300A/B

- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1200, VOS-1201A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1200, XV-1201A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Indicador de Presión PG-1201A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1201A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200

b) Brazo para Gasolina Premium BL-209A/B

- Medidor de Flujo tipo Coriolis FE/FIT-1202A/B
- Transmisor Indicador de Densidad DIT-1202A/B
- Válvula operada con solenoides accionada por la UCL-1202, VOS-1202A/B
- Válvula de corte accionada por la UCL-1200, XV-1202A/B
- Medidor de Temperatura TW/TE-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Transmisor Indicador de Presión PIT-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200
- Indicador de Presión PG-1202A/B
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial PDIT-1202A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-1200

## PRIMERA ETAPA

En el muelle de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Descarga TIFT-D, en su primera etapa se realizará la recepción de los buques tanques cargados de combustibles (Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel/MTBE y Turbosina). El proceso en esta etapa se describe a continuación de acuerdo al diagrama de bloques de la figura I.18.

## I.2.4 Descripción de descarga de los productos

En el área de Descarga (TIFT-D) se cuenta con un edificio de control y monitoreo de las operaciones de descarga de gasolinas, diésel, turbosina y MTBE; en este se han considerado los siguientes sistemas:

- Sistema de monitoreo de presión, temperatura, operación e indicación de la posición de válvulas MOV de la líneas de descarga de gasolinas, diésel, Turbosina y MTBE.
- Sistema de actuadores eléctricos de las válvulas MOV, las cuales contarán con un control local.

Las operaciones que se llevan a cabo en el buque tanque para la conexión, descarga y desconexión, no están relacionadas mediante algún tipo de control automático con la operación de las instalaciones en tierra, se requiere que durante la etapa de la ingeniería de detalle, como parte del manual de operación se elabore un procedimiento operativo que se asegure la operación eficiente y segura de la descarga de combustibles.

La comunicación entre los operadores del buque y los operadores de las instalaciones del área de Descarga (TIFT-D), para la solicitud de paro y arranque de la bomba de buque, confirmación de estado y datos de las variables de control, monitoreo y permisivos de las instalaciones en tierra que tengan relación con la operación del buque tanque y viceversa, se realizarán vía radio.

El régimen de flujo de descarga será el que se acuerde entre el personal del buque y el personal de la Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan (TIFT), deberán acordar el régimen de flujo para el inicio del llenado del tanque seleccionado para no generar cargas electrostáticas y para la finalización del llenado del tanque para evitar un sobrellenado.

La presión de descarga de los combustibles del buque tanque es monitoreada mediante instrumentos localizados en el muelle. El manómetro PI-111 y el transmisor indicador de presión PIT-111 miden la presión de la línea de Turbosina, los instrumentos PI-113 y PIT-113 miden la presión de la línea de Gasolinas Regular y Premium, el manómetro PI-114 y el transmisor indicador de presión PIT-114 miden la presión de la línea de Diésel/MTBE. Los transmisores de presión envían la señal hacia el RTU-100 ubicado en el cuarto de control del área de Descarga (TIFT-D).

Para permitir la conexión y descarga de combustibles es requisito indispensable que se garantice por parte del buque tanque que la presión máxima de descarga no rebasará la presión de diseño de los ductos de 14.4 kg/cm$^2$ man.

La temperatura de descarga de los combustibles del buque tanque es monitoreada mediante instrumentos localizados en el muelle. Para la medición de temperatura de Turbosina se tienen el TI-111 y el transmisor indicador de temperatura TE/TIT-111; para la gasolinas Regular-Premium el TI-113 y TIT-113, y para el Diésel/MTBE se cuenta con el TI-114 y TIT-114.

No se tiene control alguno de temperatura de los combustibles, únicamente se monitorea. Las condiciones típicas de temperatura de operación pueden fluctuar entre 15° C y 29 °C, las cuales corresponden a la mínima promedio y la máxima promedio ambientales.

El control de la descarga de combustibles desde el buquetanque a cada línea del muelle es mediante la operación de válvulas tipo on-off operadas eléctricamente (MOV). Para la línea de Turbosina se tiene la válvula MOV-111; MOV-113 para gasolina Regular/Premium y la MOV-114 para el Diésel y MTBE.

Cada válvula motorizada cuenta con un selector de operación Manual/Fuera/Remoto y uno de apertura y cierre: HS-111 y HS-111A para la válvulas de la línea de Turbosina, HS-113 y HS-113A para la válvulas de la línea de Gasolinas y HS-114 y HS-114A para las válvulas de la línea de Diésel/MTBE; tendrán una perilla de operación local para apertura/cierre de la válvula, un display para indicar la posición o estado de la válvula y actuador e interruptores de posición: ZSC-111/ZSO-111, ZSC-113/ZSO-113, y ZSC-114/ZSO-114, bloque de conexiones de señales y bloque de alimentación eléctrica.

Los actuadores eléctricos de las válvulas MOV localizadas en las estaciones de medición se encuentran conectadas punto a punto a la RTU de la TIFT y está a su vez se conecta al DCS.

Las válvulas MOV´s de entrada de producto a los ductos portuarios, serán invariablemente operadas por el personal de operación de la Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan (TIFT) del área de Descarga (TIFT-D).

La secuencia de operación de descarga de combustibles requiere que antes de que sea puesta en operación la bomba del buque tanque se alineen todas las válvulas MOVs en la trayectoria desde el buque tanque hasta el tanque de almacenamiento a donde se realice la descarga del

combustible y cuando se termine la descarga, se pare la bomba y de manera secuencial se cierren las válvulas MOVs.

En el área de Descarga (TIFT-D) se cuenta con un edificio de control y monitoreo de las operaciones de descarga.

**Recuperación de vapores**

El área de Descarga (TIFT-D) contará con una unidad de seguridad de muelle (DSU), tendrá la finalidad de evitar cualquier sobrepresión o generación de vacío que pudiera dañar el contenedor del buque tanque y evitar un conato de incendio en la línea de 10" de recuperación de vapores que pueda afectar al buque tanque. Así mismo habrá un soplador que ayudará al transporte de los vapores de hidrocarburos a través de la línea de conducción hacía la unidad recuperadora de vapores que se encuentra localizada cercana a los patines de medición del área de Descarga (TIFT-D). El proveedor deberá dar sus recomendaciones de instalación para los equipos que conforman el sistema de recuperación de vapores del buque tanque. Este sistema operará cuando se esté llenando el buque tanque.

La medición y cuantificación de flujo, temperatura y presión de los vapores recuperados, serán responsabilidad total del proveedor de la unidad recuperadora de vapores.

## I.2.5 Descripción del transporte de los productos del muelle al patín de medición

El área de Descarga (TIFT-D) comprende los brazos de descarga, que conectan el buque tanque con las tuberías de recibo, estas transportan los productos hasta el patín de medición y de ahí son transportados por medio de ductos hasta el área de Almacenamiento (TIFT-A), la cual se encentrará a una distancia aproximada de 1500 metros (no forma parte del alcance del proyecto). El transporte de los productos se realiza por medio de cuatro (4) ductos de 16 pulgadas de diámetro distribuidos de la siguiente forma: uno dedicado para el transporte de Turbosina (16"-TUR-101-006-CSAD), otro para el transporte de Gasolina Regular (16"GR-101-007-CSAA), otro para Gasolina Premium (16"-GP-101-001-CSAA), y uno para el transporte de MTBE y Diésel (16"-PL-101-008-CSAA), cada línea cuenta con un patín de medición para transferencia de custodia. Adicionalmente se tiene una Tubería de 10" para la recuperación de vapores cuando se realice operaciones de llenado de buque tanques, se cuenta también con un paquete de

seguridad de muelle y soplador, que enviará los vapores al paquete de recuperación de vapores, localizado en el área de Descarga (TIFT-D).

Las 4 líneas de carga/descarga; serán diseñadas diseñadas para una capacidad de descarga de 16,000 BPH, de cada uno de los combustibles que se almacenarán en la Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Almacenamiento (TIFT-A), la cual no es parte del alcance del proyecto.

### I.2.6 Medición de los productos

Se cuenta con cuatro patines de medición bidireccionales para la cuantificación del flujo proveniente del buquetanque, los patines de medición deben cumplir con los requerimientos de transferencia de custodia de acuerdo con el API MPMS 21.2 sección 2.

Los instrumentos de flujo que comprenden estos patines son los siguientes:

PM-101: Patín de medición para Turbosina

a) Transmisor de densidad DIT-101.
b) Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-101.
c) Cuantificador de flujo FQI-101.
d) Válvulas MOV's: MOV-101A, 101B.

PM-102: Patín de medición para Gasolina Regular.

a) Transmisor de densidad DIT-102.
b) Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-102.
c) Cuantificador de flujo FQI-102.
d) Válvulas MOV's: MOV-102A, 102B.

PM-103: Patín de medición para Gasolina Premium.

a) Transmisor de densidad DIT-103.
b) Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-103.
c) Cuantificador de flujo FQI-103.
d) Válvulas MOV's: MOV-103A, 103B.

PM-104: Patín de medición para Diésel y MTBE

a) Transmisor de densidad DIT-104.
b) Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-104.
c) Cuantificador de flujo FQI-103.
d) Válvulas MOV's: MOV-103A, 103B.

El equipo encargado de registrar todas las variables del patín de medición y regulación de cada uno de los 4 ductos se denomina FQI, cada patín de medición tendrá su propio Controlador de flujo, ubicado en el cuarto de control el área de Descarga (TIFT-D).

Los FQI envían sus señales directamente al DCS.

Dentro de cada patín de medición se lleva a cabo otro monitoreo de presión, para lo cual cada uno cuenta con la siguiente instrumentación:

Dentro del patín de medición PM-101 de Turbosina:

a) Indicador de Presión. PI-101 localizados después de los medidores másicos.
b) Transmisor Indicador de Presión. PIT-101, localizado después de los medidores másicos.

Dentro del patín de medición PM-102 de Gasolina Regular:

a) Indicador de Presión. PI-102 localizados después de los medidores másicos.
b) Transmisor Indicador de Presión. PIT-102, localizado después de los medidores másicos.

Dentro del patín de medición PM-103 de Gasolina Premium:

a) Indicador de Presión. PI-103 localizados después de los medidores másicos.
b) Transmisor Indicador de Presión. PIT-103, localizado después de los medidores másicos.

Dentro del patín de medición PM-104 de Diesel/MTBE:

a) Indicador de Presión. PI-104 localizados después de los medidores másicos.
b) Transmisor Indicador de Presión. PIT-104, localizado después de los medidores másicos.

Como parte del patín de medición dentro del equipo paquete se tienen los siguientes instrumentos de temperatura:

Para Turbosina

a) Indicador de Temperatura. TI-101
b) Transmisor Indicador de Temperatura. TIT-1101.

Para Gasolina Regular

a) Indicador de Temperatura. TI-102.
b) Transmisor Indicador de Temperatura. TIT-102.

Para Gasolina Premium

a) Indicador de Temperatura. TI-103.
b) Transmisor Indicador de Temperatura. TIT-103.

Para Diésel/MTBE

a) Indicador de Temperatura. TI-104.
b) Transmisor Indicador de Temperatura. TIT-104.

En los patines de medición ubicados en el área de Descarga (TIFT-D); la alineación del flujo durante la descarga de buquetanque se realiza mediante las válvulas motorizadas (MOV):

PM-101:

a) Válvulas Motorizadas a la entrada del patín de medición: MOV-101A
b) Válvulas Motorizadas a la salida del patín de medición. MOV-101B

PM-102:

a) Válvulas Motorizadas a la entrada del patín de medición: MOV-1102A
b) Válvulas Motorizadas a la salida del patín de medición. MOV-1102ª

PM-103:

a) Válvulas Motorizadas a la entrada del patín de medición: MOV-103A
b) Válvulas Motorizadas a la salida del patín de medición. MOV-103B

PM-104:

a) Válvulas Motorizadas a la entrada del patín de medición: MOV-104A
b) Válvulas Motorizadas a la salida del patín de medición. MOV-104B

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/o bloque de conexiones y bloqueo de alimentación eléctrica.

Los actuadores eléctricos de las válvulas MOV localizadas en las estaciones de medición se encuentran conectadas punto a punto a la RTU de la TIFT y está a su vez se conecta al DCS.

## I.2.7 Hojas de seguridad

En el **Anexo 1** denominado hojas de seguridad se encuentran las hojas de seguridad correspondientes a sustancias a manejar en el proyecto.

## I.2.8 Almacenamiento

El alcance del proyecto no prevé almacenamiento de sustancias consideradas como altamente riesgosas. Los productos que sean recibidos en el proyecto serán enviados a la Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Almacenamiento, la cual no forma parte del alcance del proyecto.

## I.2.9 Equipos de proceso y auxiliares

### I.2.9.1 Equipos de proceso

**Recuperación de vapores en la etapa inicial**

En el muelle contará con un cabezal de 10” para direccionar los vapores de las islas de llenado hacia el sistema de recuperación de vapores localizados en el buque tanque.

Los vapores generados durante la operación de llenado de los auto tanques serán colectados mediante una conexión que tienen provista los vehículos y serán enviados por medio de un cabezal de 10” (10”-VR-101-850-CSAA) en el cual se instalará un soplador que direccionará los vapores hacia el paquete de recuperación de vapores del buque tanque.

El sistema entrará en operación de forma automática cuando se tenga llenado de gasolinas en cualquiera de las islas, para esto el operador del auto tanque deberá realizar la conexión al sistema de recuperación de vapores. Al iniciarse la carga se incrementará la presión en cabezal colector la cual será detectada por el Soplador e iniciará su operación de forma automática.

Los vapores tratados serán enviados a la atmosfera deberá en cumplimiento con la NOM-016-CRE-2016 y NOM-EM-003-ASEA-2016.

**Recuperación de vapores primera etapa**

El área de Descarga (TIFT-D) contará con una unidad de seguridad de muelle (DSU), tendrá la finalidad de evitar cualquier sobrepresión o generación de vacío que pudiera dañar el contenedor del buque tanque y evitar un conato de incendio en la línea de 10" de recuperación de vapores que pueda afectar al buque tanque. Así mismo habrá un soplador que ayudará al transporte de los vapores de hidrocarburos a través de la línea de conducción hacía la unidad recuperadora de vapores que se encuentra localizada cercana a los patines de medición del área de Descarga (TIFT-D). El proveedor deberá dar sus recomendaciones de instalación para los equipos que conforman el sistema de recuperación de vapores del buque tanque. Este sistema operará cuando se esté llenando el buque tanque.

La medición y cuantificación de flujo, temperatura y presión de los vapores recuperados, serán responsabilidad total del proveedor de la unidad recuperadora de vapores.

### I.2.9.2 Servicios auxiliares

Las características y el flujo de los servicios auxiliares requeridos por el proyecto serán confirmados durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

**Aire de planta e instrumentos**

El proyecto contará con un sistema de suministro de aire de planta y un sistema de suministro de aire de instrumentos, los cuales estarán formados cada uno por un compresor y un tanque acumulador. El flujo final de aire de planta requerido deberá ser confirmado durante la ingeniería de detalle.

El aire de instrumentos cumplirá con las siguientes condiciones:

*Tabla I–9. Condiciones del aire de instrumentos.*

| Condiciones | Parámetro |
|---|---|
| Presión, kg/cm² man | 7.0 |
| Temperatura, max , (°C) | 40 |
| Temperatura de rocío, (ºC). | -40 |
| Impurezas (aceite) | Libre de aceite |

El aire de planta cumplirá con las siguientes condiciones:

*Tabla I–10. Condiciones del aire de planta.*

| Condiciones | Parámetro. |
|---|---|
| Presión, kg/cm² man | 7.0 |
| Temperatura, max , (°C) | 40 |

**Tratamiento de drenajes aceitosos**

El tratamiento de aguas -aceitosas en el proyecto será mediante un sistema integral (tipo paquete), el cual contará con una fosa de captación y una fosa API para colectar los drenajes aceitosos, un separador de placas corrugadas API y tanque para colectar el aceite y agua recuperados. En la fosa de captación se captarán los drenajes aceitosos y se enviarán a la fosa API donde se llevará a cabo la primera etapa de separación, la segunda etapa se llevará a cabo en el separador de placas corrugadas, se enviarán el aceite y el agua recuperados a sus respectivos tanques de recuperados. Este sistema debe ser analizado y confirmado durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

El aceite recuperado será enviado a disposición fuera del proyecto, para ser tratado por una empresa especialista en tratamiento de aceites recuperados. La capacidad del tanque de aceite recuperado, será determinada en función de los requerimientos que se analicen en la fase de ingeniería de detalle, para no requerir vaciarse más de una vez al mes, salvo en caso de eventos extraordinarios.

**Sistema de desfogues**

No se contempla Sistema de desfogues.

**Sistemas de drenajes**

Se contará con 3 tipos de drenajes: pluvial, sanitario y aceitoso, para direccionar el drenaje pluvial.

**Drenaje pluvial**

El agua pluvial captada en las zonas libres de derrames, será canalizada hacia el sistema de drenaje pluvial existente.

Las zonas donde se puedan tener derrames de hidrocarburos, serán captadas y canalizadas hacia la fosa de captación y su posterior envío a la fosa API, para su tratamiento.

*Drenaje aceitoso*

El drenaje aceitoso será diseñado con la capacidad adecuada para desalojar el volumen total de los efluentes aportados como aguas de proceso y aguas aceitosas provenientes de las purgas de equipos y maquinarias existentes en el área industrial, las cuales se deben enviar al área de tratamiento de efluentes, así mismo se debe evitar que los hidrocarburos de los drenajes aceitosos fluyan a los drenajes pluviales.
Se deben diseñar cárcamos reguladores para controlar el flujo hacia la fosa API del área de tratamiento de efluentes. Los registros de los drenajes aceitosos deben tener sellos hidráulicos en las tuberías de llegada a los mismos.

El diámetro mínimo de las tuberías que aplica en la red de los drenajes aceitosos es de 10 cm (4 pulgadas), aunque el resultado del diseño indique un diámetro menor.

En áreas de diques se debe considerar la aportación pluvial, en esta área se debe tener el sistema pluvial con válvulas de bloqueo (by-pass) que permitan el control selectivo de la salida de efluentes.

*Drenaje sanitario*

El drenaje sanitario consiste en un sistema que desaloja las aguas negras provenientes de los servicios sanitarios de las áreas que así lo requieran.

Los criterios para el drenaje sanitario son los siguientes:

- Método de diseño de la red de drenaje sanitario: unidades de descarga.
- Diámetro de tubería de 10 cm para albañales internos (como mínimo).
- Diámetro de tubería de 15 cm (como mínimo) para colectores.
- El Material de la tubería en el interior del edificio será de PVC cédula 40.
- El Material de la tubería en el colector principal será de PEAD.
- La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y máxima de 5.0 m/s (dependiendo del material a utilizar).

La tubería se diseñará para que trabajen óptimamente al 80% de su capacidad.

**Sistema de Nitrógeno**

En los tanques de los buques se sustituye la atmósfera de aire por una atmósfera inerte, ausente de oxígeno. El gas inerte además de posibilitar un transporte seguro se utiliza para desplazar los vapores de hidrocarburo en las situaciones en las que deba accederse a los tanques: inspecciones, revisiones, reparaciones, etc.

Por lo anterior, el proyecto tendrá un sistema de gas inerte (nitrógeno), el cual tendrá un generador de nitrógeno.

## I.2.10 Pruebas de verificación

### I.2.10.1 Bombas

**Pruebas**

*Pruebas de taller (FAT)*

El proveedor debe enviar el protocolo de pruebas con 20 días de anticipación. El equipo de bombeo, incluyendo bomba, motor, variador de velocidad y controlador (lo que aplique de acuerdo a Hojas de Datos debe ser probado por el Proveedor a las condiciones del sitio de instalación.

El proveedor o fabricante de la bomba debe proporcionar una curva de prueba certificada para la bomba, indicando en la curva de comportamiento completa, su relación entre el flujo de operación

de la bomba y la velocidad de operación en rpm. Si es aplicable, las curvas deben indicar las correcciones por viscosidad.

El flujo mínimo (térmico y estable), las regiones de operación preferida y permisible y cualquier limitación de operación deben ser indicados. Todas estas pruebas se realizan durante la prueba en taller y los puntos garantizados de operación.

Las pruebas efectuadas al equipo deben ser en presencia del personal asignado por el cliente y el proveedor. Los reportes de dichas pruebas y las certificaciones correspondientes deben entregarse al cliente previamente al traslado del equipo al sitio donde se van a instalar.

La inspección y aceptación del equipo y/o de las pruebas que se efectúen, no relevaran al Proveedor de la responsabilidad de reemplazar por su cuenta, cualquier parte de éste que llegará a fallar por defectos de materiales o mano de obra, durante la instalación, interconexión, pruebas de arranque, puesta en operación y mantenimiento, hasta el fin de la vigencia de la garantía.

El fabricante debe realizar la prueba Hidrostática de la Bomba.

*Pruebas de aceptación en campo (SAT)*

Después de instalado en su sitio, el proveedor debe operar cada sistema de bombeo en presencia del cliente y/o su representante. La prueba se debe llevar a cabo en condiciones manual y automática de acuerdo a lo siguiente:

- La bomba debe descargar a la presión neta de diseño sin que haya calentamiento objetable en las chumaceras del motor. La operación de la bomba debe reproducir la curva de operación suministrada por el fabricante.
- La bomba debe arrancarse y llevarse hasta su velocidad de diseño, sin interrupción, teniendo la válvula principal de descarga abierta hasta el punto correspondiente de la carga pico.

Se debe de proveer la carga a la succión adecuada para obtener la máxima potencia requerida. Se considera que se obtiene la máxima potencia de la bomba, cuando un incremento de la carga a la succión ya no produce un incremento de la potencia requerida por la bomba.

Se deben determinar puntos adicionales para poder verificar la exactitud de la curva de rendimiento de la bomba.

Las pruebas efectuadas al equipo deben ser en presencia del residente de obra asignado por el cliente y por parte del proveedor. Los registros de dichas pruebas y las certificaciones correspondientes deben entregarse al cliente. El cliente notificará por escrito al proveedor, la aceptación o rechazo de la prueba.

El proveedor debe considerar la asistencia técnica (del personal especializado) del fabricante del equipo para la detección y solución de los problemas de operación más frecuentes que pueden presentarse.

Esta asistencia debe ser por un periodo de quince (15) días, contados a partir de que el equipo quede operando a satisfacción del propietario, para verificar el desempeño del mismo.

*Prueba hidrostática*

El equipo de bombeo debe probarse hidrostáticamente con agua a una temperatura ambiente de 15.55°C (60°F) mínima, para el material de carcasa acero al carbón. La presión de prueba hidrostática debe ser 1.5 veces la presión máxima permitida en la carcasa y el tiempo de prueba será mínimo de 30 minutos sin variar la presión, para realizar la inspección total del equipo.

*Prueba de comportamiento*

El proveedor o fabricante debe operar cada bomba en su banco de prueba el tiempo suficiente para que obtenga por lo menos en cinco puntos los datos completos de prueba, incluyendo carga, gasto y potencia. Estos puntos deben ser: a flujo cero (válvula de descarga cerrada), a flujo mínimo continuo estable, a la mitad del flujo mínimo y el nominal, a flujo nominal y a 120% del flujo nominal.

*Prueba de NPSH*

Los datos para el NPSH deben tomarse en los siguientes cuatro puntos: flujo mínimo continuo estable, punto medio entre flujo mínimo y flujo nominal, flujo nominal y 120% del flujo nominal. La prueba de NPSH debe ser de acuerdo con el código de pruebas de los estándares del Instituto Hidráulico.

La prueba de NPSH en base a estrangulamiento de la válvula de succión no debe ser aceptada, para bombas operando con reducidos valores de NPSH.

La prueba solo debe ser aceptada para bombas centrífugas con diferencia entre NPSHA y NPSHR menor de 1 m (acorde a punto 8.3.4.3 del API 610 Eleventh Edition, September 2010).

*Pruebas de motores eléctricos*

Se deberán suministrar las pruebas como se define en la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar) y que comprenda de manera enunciativa más no limitativa con lo siguiente:

- A plena carga.
- A rotor bloqueado.
- Temperatura máxima en devanados.

Así mismo, se entregará un reporte por escrito de las pruebas citadas (para bombas y motores), si alguna prueba causa un costo extra, se deberá indicar el monto de la misma en la oferta comercial.

Con antelación a la ejecución de las pruebas, el proveedor deberá presentar al cliente para su aprobación el protocolo para cada prueba y posteriormente y con fines de aprobación del equipo, el proveedor deberá suministrar un reporte de los resultados logrados a excepción de las pruebas certificadas, para las cuales solo deberá presentar los certificados.

Para las pruebas solicitadas el proveedor deberá declarar que tiene y/o dispone de las instalaciones necesarias para la realización de dichas pruebas, ya que no se aceptarán modificaciones ni delegación de responsabilidades en este aspecto, entendiéndose que las pruebas solicitadas son independientes de las requeridas en campo.

Las bombas deberán ser probadas en fábrica en conjunto con su motor, por lo que el proveedor y/o el fabricante deberán considerar la infraestructura necesaria para probar los equipos de bombeo en forma integral, en caso de que no sea posible probarse de esta manera deberán entregar al cliente una justificación para que resuelva lo conducente.

### I.2.10.2 Tuberías

**Pruebas no destructivas**

Se examinará el 100% de la soldadura. Se harán estudios ultrasónicos de la soldadura. Tan pronto como el sub-contratista sea seleccionado, se requerirán niples de distintos proveedores y

espesores de tubo para poder preparar las sondas ultrasónicas. Éste es un requerimiento inicial, dado que estas sondas son preparadas especialmente sólo en el establecimiento del sub-contratista, y no es posible iniciar ninguna actividad hasta que lleguen al sitio.

*Prueba hidrostática*

La tubería de descarga instalada será sometido a prueba hidrostática para comprobar la integridad de los materiales e identificar cualquier fuga.

La tubería será sometido a prueba hidrostática durante un período mínimo de ocho horas. Previo a su uso en las pruebas, todos los registradores de presión, los registradores de temperatura y los indicadores de peso muerto serán calibrados.

Los registros de prueba incluyendo los formularios de calibración, las cartas de presión y de temperatura, y los registros de presión de peso muerto, se mantendrán durante la vida útil de la tubería. Estos registros estarán disponibles en todo momento para su inspección.

Toda tubería y accesorio que no haya sido incluido en los ensayos regulares de la tubería será sometido a prueba por separado, previo a su instalación y el 100% de toda soldadura será inspeccionada a base de pruebas no destructivas. Toda fuga que se detecte mediante las pruebas será localizada y reparada, y será sometida a prueba nuevamente.

## I.3 Condiciones de operación

### Presión, Temperatura y Flujo en el límite del proyecto

### ETAPA INICIAL

A continuación se muestra las condiciones de operación de la etapa inicial:

*Tabla I–11. Condiciones de operación del proyecto en su etapa inicial en descarga*

| Características | Diésel | Gasolina Regular | Premium |
|---|---|---|---|
| Flujo (Bbls/h) | 5,714 | 5,714 | 5,714 |
| Flujo (GPM) | 4,000 | 4,000 | 4,000 |
| Temp. Operación (°C) | Amb | Amb | Amb |
| Presión de operación ($Kg/cm^2g$) | 8.0 | 8.0 | 8.0 |

| Características | Diésel | Gasolina Regular | Premium |
|---|---|---|---|
| Grav. Espec. | 0.87-0-95 | 0.70-0-77 | 0-70-0.77 |
| Viscosidad (cP) | 0.3-3.9 | 0.4-0.5 | 0.4-0-5 |

*Tabla I–12. Condiciones de operación del proyecto en su etapa inicial en llenaderas.*

| Características | Diésel | Gasolina Regular | Premium |
|---|---|---|---|
| Flujo (Bbls/h) | 1,428 | 1,428 | 1,428 |
| Flujo (GPM) | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Temp. Operación (°C) | Amb | Amb | Amb |
| Presión de operación ($Kg/cm^2g$) | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| Grav. Espec. | 0.87-0-95 | 0.70-0-77 | 0-70-0.77 |
| Viscosidad (cP) | 0.3-3.9 | 0.4-0.5 | 0.4-0-5 |

## PRIMERA ETAPA

Las variables de operación en la primera etapa serán las siguientes:

*Tabla I–13. Condiciones de operación del proyecto primera etapa*

| Variable | Gasolina Regular | Gasolina Premium | Diésel/MTBE | Turbosina | Unidades |
|---|---|---|---|---|---|
| Flujo promedio de operación | 10,000 a 12,000 | 10,000 a 12,000 | 10,000 a 12,000 | 10,000 a 12,000 | Bbls/hr |
| Flujo máximo de operación | 16,000 | 16,000 | 16,000 | 16,000 | Bbls/hr |
| Viscosidad @ T y P | 0.4 - 0.5 | 0.4 - 0.5 | 0.3 - 3.9 | 6.18 - 6.7 | cP |
| Gr. específica @ T y P | 0.7 - 0.77 | 0.7 - 0.77 | 0.74 - 0.95 | 0.77 - 0.83 | |
| Peso molecular | variable | variable | variable | variable | |
| Temperatura de operación | Ambiente | Ambiente | Ambiente | Ambiente | °C |
| Presión de operación | 10.76 | 10.76 | 10.76 | 10.76 | $Kg/cm^2$ |

**Diagramas de flujo de proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación**

En los **Anexos 2 y 3** se incluyen los diagramas de flujo de proceso y de tubería e instrumentación, respectivamente.

## I.3.1 Especificación del cuarto de control

Consta de una planta con un área aproximada de 40 $m^2$, en el cual se concentrarán actividades de operación. Los materiales y sistemas constructivos considerados serán:

- Muros

  A base de estructura principal de mampostería con muros de block hueco de concreto. Los acabados a considerar son; aplanado pulido a base de mortero cemento-arena para muros exteriores, aplanado de yeso maestreado y pulido en muros interiores y pintura vinil acrílica aplicada a dos manos en interior y exterior considerando previo, la preparación y sellado de la superficie.

- Pisos

  El piso será loseta cerámica asentando con adhesivo cerámico.

- Plafones

  Plafón modular de fibra mineral textura fina, con suspensión visible y platabanda perimetral para ajustes, a base de paneles de yeso (tablaroca) acabado en pintura color blanco.

- Herrería y Cancelería

  Las puertas serán de lámina de acero con marco para concreto calibre 16 en acero rolado en frío. Las ventanas se consideran con marco de perfil de aluminio anodizado y cristal templado claro de 6mm de espesor.

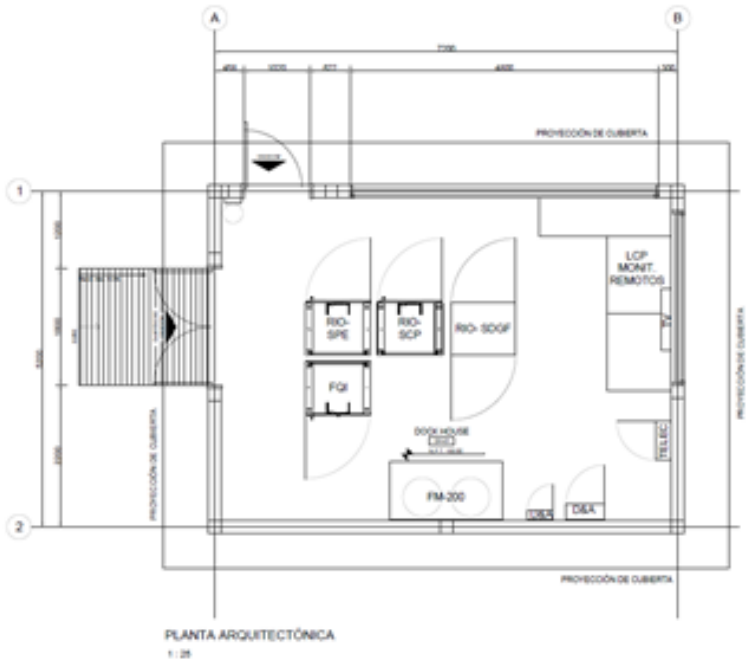



*Figura I–18. Planta arquitectónica del cuarto de control (Dock House).*

## I.3.2 Sistemas de aislamiento

Los sistemas de aislamiento implementados en el proyecto serán los siguientes:

- Sistema de drenajes
- Sistema de barreras de protección ambiental.

### Sistema de drenajes

Se contará con 3 tipos de drenajes: pluvial, sanitario y aceitoso, para direccionar el drenaje pluvial.

### Drenaje pluvial

El Drenaje pluvial deberá tener la capacidad de conducir las aguas recuperadas a un punto de descarga autorizado.

Deberá ser controlado para evitar la libre entrada a los cuerpos naturales de agua, alcantarillas o drenajes públicos.

La capacidad del drenaje pluvial será calculado en función del mayor volumen que resulte de la cantidad de agua colectada de áreas clasificadas como pluviales, 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, así mismo debe considerar los volúmenes del agua contra incendio.

*Drenaje aceitoso*

El drenaje aceitoso debe conducir el Producto o agua aceitosa captada a un separador de aceite.

El sistema de Drenaje aceitoso será diseñado para evitar que el Producto proveniente de derrames accidentales, penetre a los cuerpos de agua natural, al suelo y subsuelo.

*Drenaje sanitario*

El drenaje sanitario consiste en un sistema que desaloja las aguas negras provenientes de los servicios sanitarios de las áreas que así lo requieran.

Los criterios para el drenaje sanitario son los siguientes:

- Método de diseño de la red de drenaje sanitario: unidades de descarga.
- Diámetro de tubería de 10 cm para albañales internos (como mínimo).
- Diámetro de tubería de 15 cm (como mínimo) para colectores.
- El Material de la tubería en el interior del edificio será de PVC cédula 40.
- El Material de la tubería en el colector principal será de PEAD.
- La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y máxima de 5.0 m/s (dependiendo del material a utilizar).

La tubería se diseñará para que trabajen óptimamente al 80% de su capacidad.

**Sistema de barreras de protección ambiental**

Se hará uso de barreras absorbentes, mismas que permiten retirar los petrolíferos en situaciones que no resultan adecuadas por otras técnicas, tienen la capacidad de absorber el petrolífero y repeler el agua.

# I.4 Análisis y evaluación de riesgos

## I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

Como una primera etapa del análisis y evaluación de riesgos del proyecto, se revisaron diversas fuentes para determinar antecedentes de accidentes e incidentes para obras y actividades similares al proyecto, sin embargo solamente se encontraron registros o notas periodísticas que indican accidentes principalmente en buque tanques, mucho de estos incidentes fueron fuera de la costa y en su mayoría con cargamento de petróleo crudo. A continuación se muestran algunos de los accidentes ocurridos a nivel mundial.

*Tabla I–14. Lista de accidentes e incidentes.*

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 2010 | Australia | Carbón/Combustible | Derrame | El buque chino Shen Neng 1, que transportaba 65.000 toneladas de carbón y 975 toneladas de carburante, provoca un derrame de dos toneladas de combustible y genera una marea negra de tres kilómetros de largo y 100 metros de ancho, al quedar varado en un banco de arena cerca de la costa de la isla de Great Kepel, en la zona protegida de los arrecifes de la Gran Barrera de Coral. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 2002 | Galicia | Combustible | Derrame | El petrolero Prestige, que se dirigía a Gibraltar, se hunde con 66.000 toneladas de combustible a bordo, tras ser polémicamente remolcado a unos 250 Km de la costa de Galicia. Su avería siete días antes ya había causado el vertido de otras 11.000 toneladas de combustible y una marea negra que alcanzó los 80.000 metros cuadrados. | Revista General Marina 2003 |
| 1996 | Gales | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero de bandera liberiana Sea Empress embarrancó en la costa suroeste de Gales, derramando 70.000 toneladas de crudo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1994 | Bósforo | Petróleo crudo | Derrame/incendio | El petrolero Nassia, con 98.000 toneladas de crudo, y un carguero, ambos chipriotas, se incendiaron tras chocar en el Estrecho del Bósforo, en las cercanías de Estambul, y contaminaron sus aguas. La colisión causó 36 muertos. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1993 | Sumatra | Petróleo crudo | Derrame | El superpetrolero danés Maersk Navigator, con unas 255.000 toneladas de crudo, chocó contra el japonés Sanko Honor, con 96.000 toneladas, frente a la isla indonesia de Sumatra. La marea negra, de 56 Km2, afectó a uno de los depósitos de coral y vida marina. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1992 | Galicia | Petróleo crudo | Derrame | Buque griego Mar Egeo encalló frente a la Torre de Hércules en A Coruña. Transportaba 79.300 toneladas de crudo. La marea negra, que al día siguiente alcanzó los 50 $Km^2$, invadió las rías de Ferrol, Ares y Betanzos. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1990 | Nueva Jersey | Petróleo Crudo | Explosión y fuego | El buque tanque petrolero Cibro Savannah exploto y se incendió mientras salia del muelle CITGO en Linden, Nueva Jersey el 6 de Marzo de 1990. Unos 127.000 galones de petroleo se perdieron, pero nadie sabe cuánto se quemó y cuánto fue al medio ambiente | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1990 | Michigan | Gasolina | Incendio | El buque tanque Jupiter estaba descargando gasolina en Bay City, Michigan cuando comenzó un fuego a bordo del buque. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1989 | Alaska | Petróleo crudo | Derrame | El buque estadounidense Exxon Valdez chocó contra un arrecife, en el estuario de Prince Willian Sound, en Valdez (Alaska), y vertió al agua más de 42 millones de litros de petróleo, causando una marea negra de unos 250 Km2, en el mayor desastre ecológico de toda la historia de Estados Unidos hasta entonces. | Revista General de Marina Noviembre de 2007 |

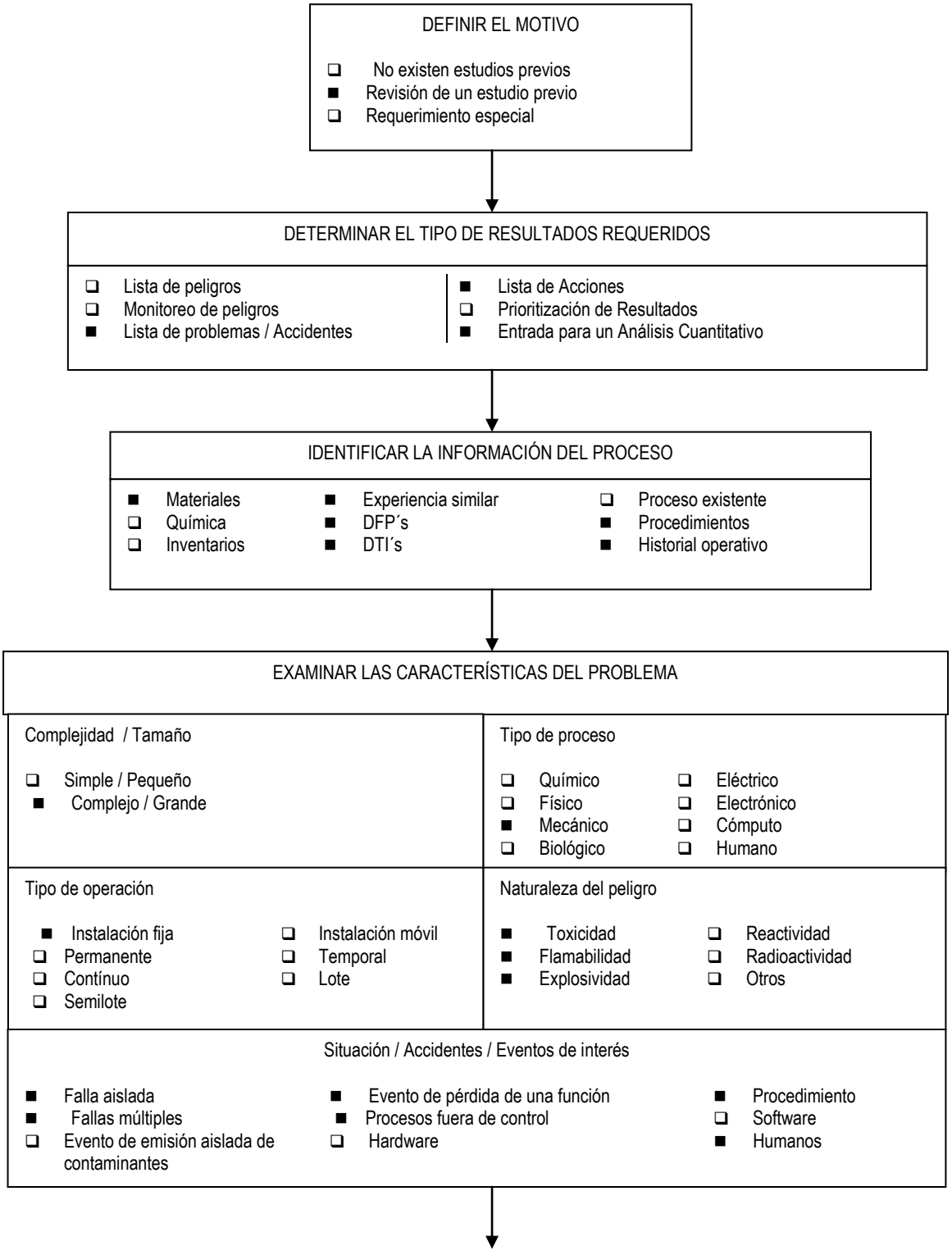
| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1983 | Sudáfrica | Petróleo crudo | Derrame | El naufragio del petrolero español Castillo de Bellver frente al cabo de Buena Esperanza, en la costa sudafricana, causó el vertido al mar de 250.000 toneladas de crudo, que provocaron una mancha de más de 40 Km2. Tres de sus tripulantes murieron. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1978 | Francia | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero de bandera liberiana Amoco Cádiz naufragó en las costas de la Bretaña francesa, derramando 223.000 toneladas de crudo, que contaminaron 360 Km2de las playas galas. La marea negra fue un precedente, por su magnitud, de las provocadas años más tarde por los barcos Exxon Valdez, en Alaska | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1975 | Estrecho de Malaca | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero japonés Showa Maru naufragó en el estrecho de Malaca, en el océano Indico, con sus 237.000 toneladas de petróleo | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1972 | Sudáfrica | Petróleo crudo | Derrame | La colisión de dos petroleros liberianos, el Taxanita y el Oswego Guardian, en el litoral de Sudáfrica, provocó el derrame de 100.000 toneladas de crudo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1967 | Francia | Petróleo crudo | Derrame | El naufragio del petrolero liberiano Torrey Canyon frente a la costa de Bretaña causó una marea negra de 300 Km2 al derramarse 123.000 toneladas de petróleo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

## I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

### I.4.2.1 Criterios de selección de la técnica de evaluación de riesgo

Para seleccionar la metodología más adecuada para la elaboración para el análisis de riesgo se utilizó la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos (CCPs) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) publicada bajo el título de Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, segunda edición con ejemplos desarrollados, 1995. Los factores que se involucran se muestran en la Figura I–19, que se muestra a continuación.




*Continua en siguiente página…….*

*Figura I–19. Diagrama para seleccionar la metodología para el análisis de riesgo.*

Las metodologías de evaluación de riesgo que se consideran, se muestran a continuación:

1.- Revisión de Seguridad, Safety Review (SR)
2.- Análisis de Lista de verificación, ChecklistAnalysis (CL)
3.- Ponderación Relativa, Relative Ranking (RR)
4.- Análisis Preliminar de Riesgo, PreliminaryHazardAnalysis (PHA)
5.- Análisis que pasa sí, WhatifAnalysis (WI)
6.- Análisis Que pasa sí / Lista de verificación, Whatif / Checklist (WI/CL)
7.- Estudio de análisis de riesgo y operabilidad, Hazard and OperabilityAnalysis (HazOp)
8.- Análisis de modo de falla y sus efectos, FailureModes and EffectsAnalysis (FMEA)
9.- Análisis de árbol de eventos, EventTreeAnalysis (ET)
10.- Análisis de árbol de fallas, FaultTreeAnalysis (FT)
11.- Análisis Causa-Consecuencia, Cause ConsecuenceAnalysis (CCA)
12.- Análisis de confiabilidad humana, Human ReliabilityAnalysis (HRA)

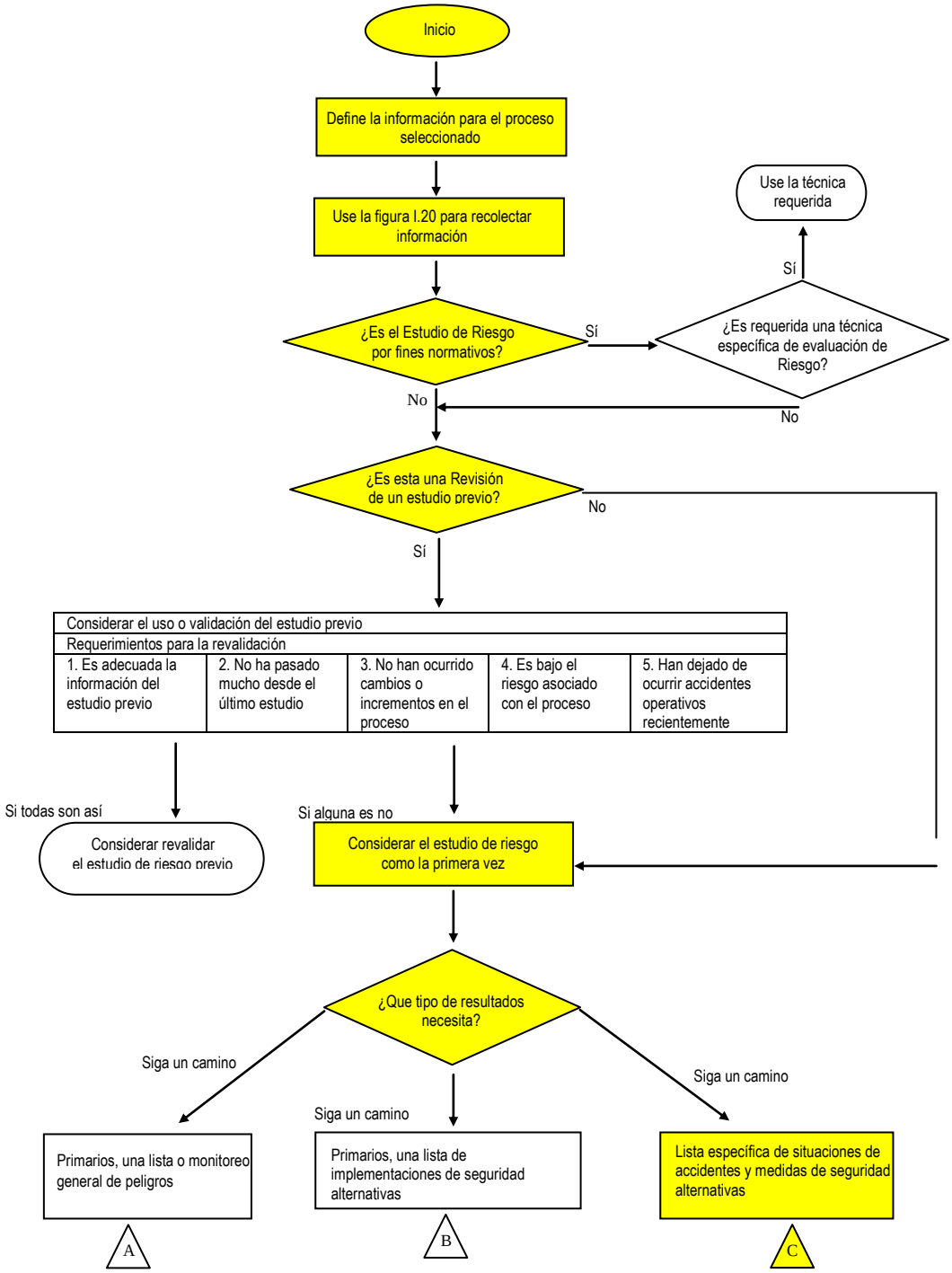



*Figura I–20. Diagrama para seleccionar la metodología para la evaluación de riesgo.*

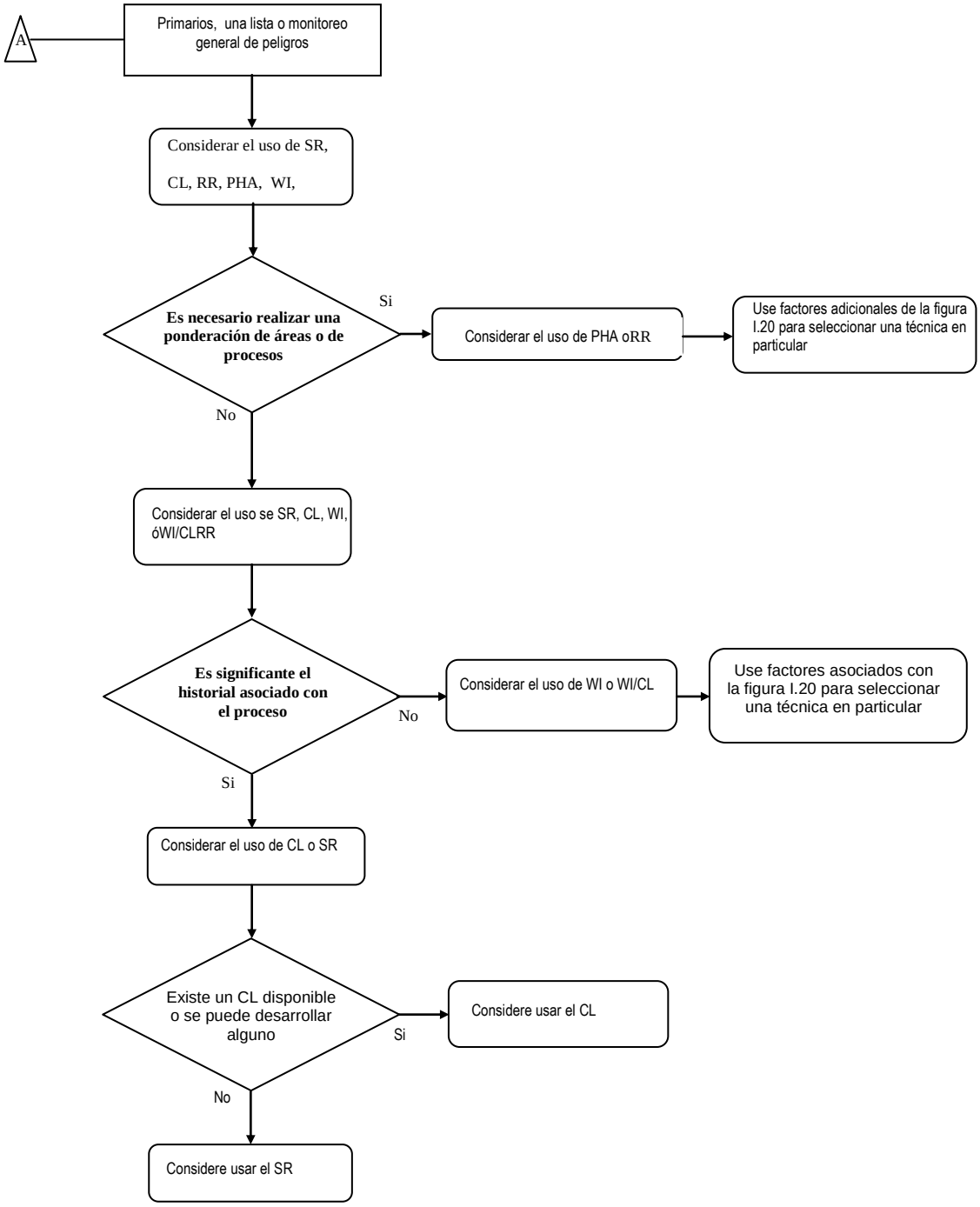



*Figura I–21. Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos.*

*Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I–21 Continuación)*

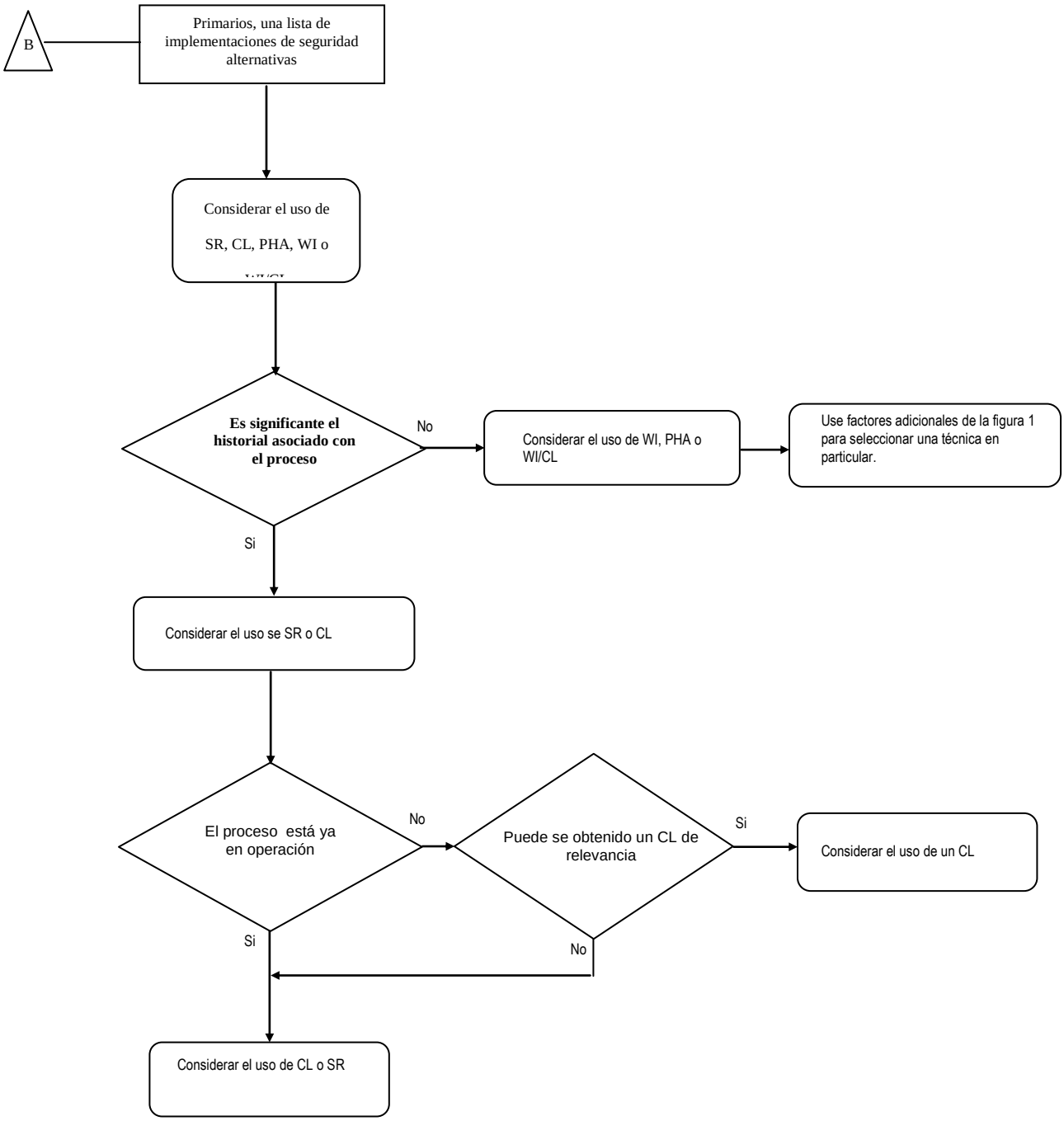


*Diagrama de flujo de la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I–21 Continuación)*

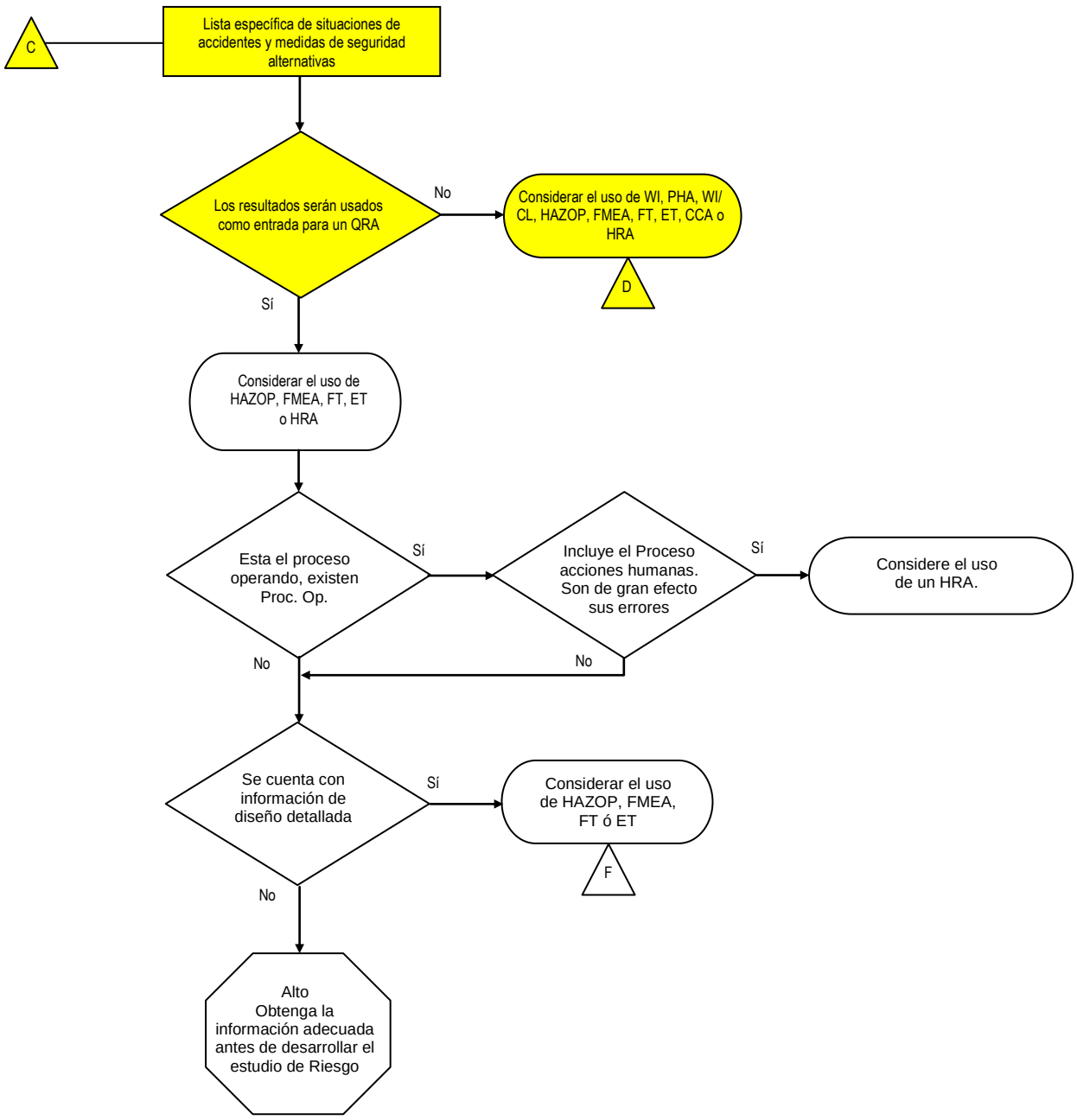


*Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I–21 Continuación).*

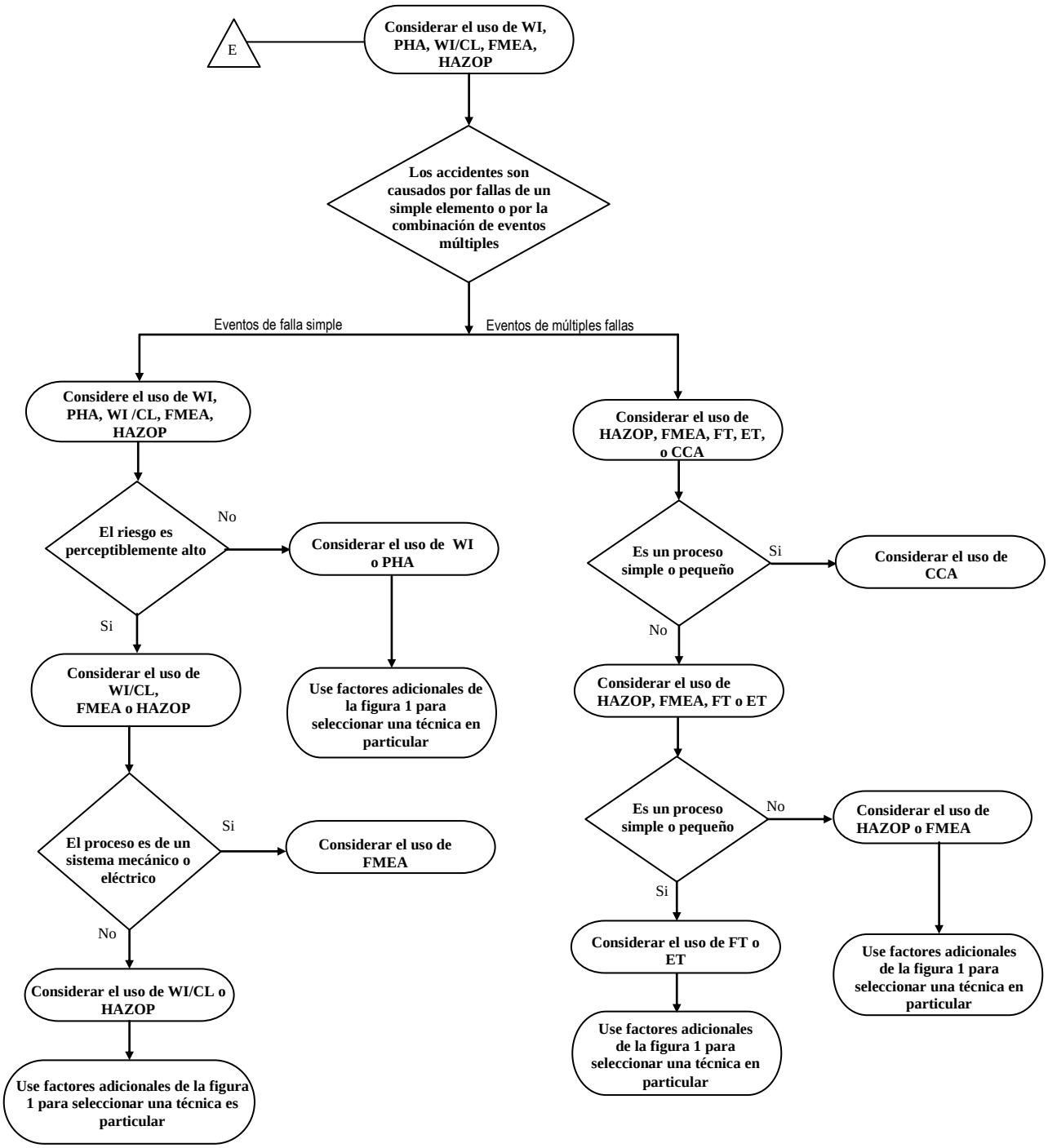
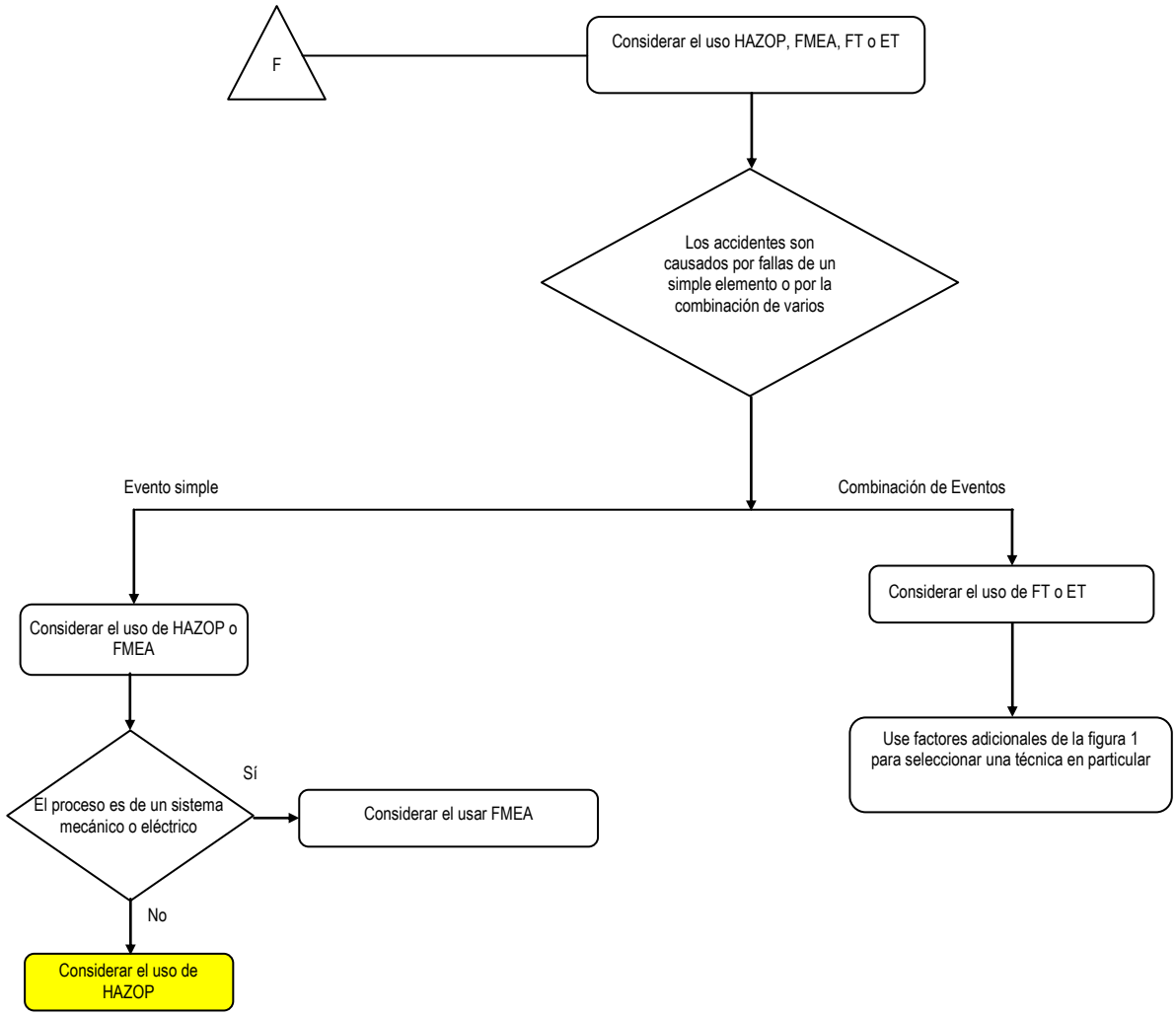


*Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I–21 Continuación)*



Como ya fue señalado la selección de la metodología que mejor se aplica al estudio de riesgo se hizo usando la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos de Instituto Americano de Ingenieros Químicos (Center for Chemical Process Safety (CCPs) del American Institute of Chemical Engineers (AIChE). Los criterios de selección para la metodología utilizada que se tomaron fueron los siguientes:

Motivo del estudio (sin estudios previos); tipo de resultado requerido (lista de problemas / accidentes, lista de acciones y entrada para un análisis cuantitativo); información del proceso con que se cuenta (experiencia similar, diagramas de la instalación); características del problema (operación simple, proceso mecánico, operación continua, peligro de inflamabilidad y explosividad, situación falla aislada, pérdida de una función); riesgo percibido e historial (experiencia con procesos similares, sin historial de accidentes, riesgo percibido medio). En el presente apartado se presenta el diagrama de flujo y los criterios para la determinación de la técnica más adecuada en el análisis de riesgo.

El resultado de aplicar los criterios arriba mencionados conlleva a la selección de la técnica Análisis de Riesgo y Operabilidad (HazOp).

HAZOP (Análisis de Riesgo y Operabilidad) 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 sea que se aplique en la etapa de diseño o en la etapa de operación, la mecánica consiste en evaluar en todas las líneas y en todos los sistemas, las consecuencias de posibles desviaciones en las unidades de proceso, tanto si es continúo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las **Causas** y **Consecuencias** de ciertas **Desviaciones** de las **Variables de Proceso**, planteadas a través de **Palabras Guía** predeterminadas.

El método surgió en 1963, en la compañía Imperial Chemical Industries (ICI) que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

El uso de esta metodología de análisis cualitativo de riesgo HazOp requiere de una fuente de información detallada referente al diseño y operación del proceso. Esta práctica es aplicable a

todas las fases de vida del proceso, tanto para un diseño o tecnología nueva como para instalaciones ya existentes.

La realización de un análisis HazOp requiere del manejo de terminología y de usar las denominadas "Palabras Guías", cuyos significados se muestran en las siguientes tablas, respectivamente.

*Tabla I–15. Terminología más común usada en el Análisis Hazop.*

| Termino | Definición |
|---|---|
| Nodos | Son secciones de un equipo, circuito o proceso con fronteras bien definidas, cuyas condiciones de operación son constantes o similares. |
| Intención de diseño | Definición de cómo se espera que el equipo, circuito o proceso opere en ausencia de desviaciones. |
| Palabras guía | Palabras simples que son usadas para determinar una desviación en el proceso con el fin de estimular una tormenta de ideas para identificar los peligros y riesgos del mismo. (p. ej. No, menos, más, bajo, alto, otro, además de, etc.) |
| Parámetros del proceso | Variables a controlar en la operación de un proceso. |
| Desviación | Es el alejamiento hipotético o desvío de la intención de diseño de un equipo, circuito o proceso, que resulta de aplicar las palabras guía a los parámetros o variables de proceso. |
| Causas | Son los motivos o razones más probables por las cuales las desviaciones pueden ocurrir. Estas causas pueden ser fallas, errores humanos, variaciones del proceso, perturbaciones externas, etc. |
| Consecuencias | Son los resultados de las desviaciones considerando que las protecciones fallan. |
| Protecciones o salvaguardas | Sistemas de Ingeniería o de control, equipos, instrumentación, procedimientos operativos o de seguridad, diseñados para prever las causas o mitigar las consecuencias de las desviaciones |
| Recomendaciones | Sugerencias para evitar las desviaciones, p. ej. cambios en el diseño, modificaciones al procedimiento, nuevos procedimientos o aplicación de procedimientos existentes, etc. |

*Tabla I–16. Palabras claves del análisis Hazop.*

| Desviaciones | Parámetros | Palabras guía |
|---|---|---|
| Baja Presión | Presión | No/Baja |
| Alta Presión | Presión | Alta |
| No Flujo | Flujo | No/Flujo |
| Bajo Flujo | Flujo | Bajo |
| Otro flujo | Flujo | Otro, además de |
| Temperatura Baja | Temperatura | Baja |
| Temperatura Alta | Temperatura | Alta |
| Nivel Bajo | Nivel | Bajo |
| Nivel Alto | Nivel | Alto |

Para el desarrollo del análisis se siguen los siguientes pasos:

- Seleccionar los nodos de estudio siguiendo el sentido del flujo del proceso.
- Establecer la intención de diseño del nodo.
- Seleccionar la palabra guía combinada con un parámetro de proceso para definir la desviación en el nodo de estudio (revisar todas las palabras guía con cada parámetro aplicable buscando que tenga un significado o sentido lógico y después, cambiar de parámetro hasta agotar todas las posibles desviaciones).
- Evaluar las posibles consecuencias (suponiendo que todas las protecciones fallan).
- Listar las causas que originan la desviación.
- Ponderar la frecuencia del escenario (frecuencia de la causa - efectividad de la protección) y la severidad de la consecuencia de la desviación analizada con el fin de jerarquizar el riesgo identificado.
- El riesgo identificado es representado dentro de una Matriz de Riesgo.
- Listar todas las protecciones o salvaguardas existentes.
- Considerar y recomendar las acciones necesarias para evitar la desviación, reducir su frecuencia o para mitigar las consecuencias.
- Se establece la siguiente desviación del nodo, hasta concluir con todas las combinaciones posibles.
- Analizar un nuevo nodo o punto de estudio.

Para la aplicación de la técnica se utilizaron diagramas de tubería e instrumentación de instalaciones similares ya que la instalación en cuestión no cuenta aún con información de este tipo. Los DTI´s se presentan en el **Anexo 3**.

Los nodos del proceso que se seleccionaron de los planos de acuerdo a los equipos que se presentan en el sentido del flujo del proceso son los siguientes:

En las Tablas I–17 y 18 se presentan la definición de los nodos efectuada por el grupo técnico de riesgo para la instalación objeto de este estudio, se describen en la tabla siguiente:

*Tabla I–17. Descripción de nodos definición y descripción de nodos etapa inicial*

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 1 | Manguera marina de gasolina regular de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |
| 2 | Tubería de gasolina regular 12"-GR-101-201-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1001 de 12" Ø. |
| 3 | Patín de medición de gasolina regular desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1001 de 12" Ø en tubería 12"-GR-101-201-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, en islas 1 a la 4. |
| 4 | Brazo de llenado de gasolina regular BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 5 | Autotanque de gasolina regular desde la descarga del brazo de llenado BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B/1300/1300B. |
| 6 | Manguera marina de gasolina premium de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0800 de 12" Ø. |
| 7 | Tubería de gasolina premium 12"-GP-101-101-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0800 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1002 de 12" Ø. |
| 8 | Patín de medición de gasolina premium desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1002 de 12" Ø en tubería 12"-GP-101-101-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B, a la salida del patín de medición en islas 1 a la 3. |
| 9 | Brazo de llenado de gasolina premium BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 10 | Autotanque de gasolina premium desde la descarga del brazo de llenado BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B. |

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 11 | Manguera marina de gasolina diésel de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0700 de 12" Ø. |
| 12 | Tubería de diésel 12"-DE-101-301-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0700 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1000 de 12" Ø. |
| 13 | Patín de medición de diésel desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1000 de 12" Ø en tubería 12"-DE-101-301-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1000A/B, VOS-1100A/B, VOS-1200A/B, VOS-1300A/B, a la salida del patín de medición, en islas 1 a la 4. |
| 14 | Brazo de llenado de diésel BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1000A/B, VOS-1100A/B, VOS-1200A/B, 1300A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 15 | Autotanque de diésel desde la descarga del brazo de llenado BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B en islas 1 a la 4, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B/1300/1300B. |
| 16 | Soplador de vapores C-101A y Unidad de Seguridad del Muelle DSU-101A desde la válvula recuperadora de vapores VRV-1000B/1100B/1200B/1300B/ 1001B/1101B/1201B/1301B/ 1002B/1102B/1202B hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0802 de 10" Ø. |
| 17 | Manguera marina de vapores recuperados de 10" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0802 de 10" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| 18 | Descargadera de gasolina regular/gasolina premium/diésel de autotanques desde el brazo de descarga BD-212 hasta la válvula manual de bloqueo de 6" Ø en la unión con la tubería 8"-GR-101-206-CSAA/8"-GP-101-105-CSAA/8"-DE-101-306-CSAA. |
| 19 | Tubería de gasolina regular/gasolina premium/diésel 8"-GR-101-206-CSAA/8"-GP-101-105-CSAA/8"-DE-101-306-CSAA desde la válvula manual de bloqueo de 6" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703/MOV-0801/ MOV-0701 de 8" Ø. |
| 20 | Manguera marina de recirculación de 10" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703/MOV-0801/ MOV-0701 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |

*Tabla I–18. Descripción de nodos definición y descripción de nodos primera etapa.*

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 1 | Tubería de gasolina regular/premium 16"-GR-101-007-CSAA/16"-GP-101-001-CSAA, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín de medición de gasolina regular PM-102 y de gasolina premium PM-103. |
| 2 | Patín de medición de gasolina regular PM-102, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 3 | Patín de medición de gasolina premium PM-103, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 4 | Tubería de diésel/MTBE 16"-PL-101-008-CSAA, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín de medición de diésel/MTBE PM-104. |

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 5 | Patín de medición de diésel/MTBE PM-104, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 6 | Tubería de turbosina 16"-TUR-101-006-CSAD, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø de entrada al patín de medición PM-101. |
| 7 | Patín de medición de turbosina PM-101, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |

Las hojas de desarrollo del HazOp se presentan en el **Anexo 4**. En ellas se pueden encontrar las desviaciones, causas que las originan, salvaguardas y recomendaciones aplicadas al proceso.

### Estimación de la Frecuencia

En esta etapa se estima la frecuencia con que los eventos identificados y seleccionados pudieran presentarse; es decir se estima cada cuando ocurrirían, de acuerdo a la definición de cuatro posibles niveles cualitativos para la ocurrencia de los eventos:

- Frecuencia Alta equivale a Categoría F4
- Frecuencia Media equivale a Categoría F3
- Frecuencia Baja equivale a Categoría F2
- Frecuencia Remota equivale a Categoría F1

*Tabla I–19. Niveles de Frecuencia.*

| Frecuencia | | Criterios de ocurrencia | | |
|---|---|---|---|---|
| Categoría | Tipo | Cuantitativo | | Cualitativo |
| Alta | F4 | >10ªIa-1 | >1 en 10 años | El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años |
| Media | F3 | 10-1–10-2 | 1 en 10 años a 1 en 100 años | Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones |
| Baja | F2 | 10-2-10-3 | 1 en 100 a 1 en mil años | Concebible, nunca ha sucedido en el Centro de Trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar |
| Remota | F1 | < 10-3 | < 1 en 1000 años | Esencialmente imposible. No es realista que ocurra |

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

Para estimar la frecuencia con que ocurrirían los eventos identificados debe evaluarse bajo criterios cualitativos y/o cuantitativos, la efectividad de las líneas de defensa disponibles en las instalaciones y/o procesos, considerando la experiencia y los factores de ingeniería y humanos; es decir la independencia de operación; la confiabilidad; la auditabilidad para inspección y pruebas y la integridad mecánica de las protecciones de seguridad, así como la disciplina operativa, lo adecuado de la instrumentación, distribución de planta y sistemas de control; cargas de trabajo; comunicación y ambiente laboral.

**Estimación de las Consecuencias**

Las áreas de afectación en las que se analizarán y evaluarán las consecuencias son:

- La Seguridad del Personal, Contratistas y aledaños
- Al Ambiente (aire y suelo), por fugas y derrames dentro y fuera de las instalaciones.
- A la pérdida de producción, daños a terceros y a instalaciones.
- A la reputación e imagen de la empresa y a la relación con las comunidades vecinas.

En función de la severidad de los daños e impactos potenciales, se definen cuatro niveles cualitativos de consecuencias:

*Tabla I–20. Índice de severidad de las consecuencias.*

| Categoría | Consecuencia | Descripción |
|---|---|---|
| 4 | Catastrófico | Fatalidad/daños irreversibles y pérdidas de producción mayores a USD $1 000 000,00 |
| 3 | Grave | Heridas múltiples/daños mayores a propiedades y pérdidas de producción entre USD $100 000,00 y USD $ 1 000 000,00 |
| 2 | Moderada | Heridas ligeras/daños menores a propiedades y pérdidas de producción entre USD $10 000,00 y USD $100 000,00 |
| 1 | Ligera | No hay heridas/daños mínimos a propiedades y pérdidas de producción menores a USD $10 000,00 |

**Caracterización y Jerarquización de Riesgos**

En esta etapa, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los eventos o escenarios v seleccionados deben caracterizarse y posicionarse en la Matriz de Riesgos. En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la Matriz de Riesgos se obtiene para cada evento un grado de riesgo (A-D), que permite jerarquizar las áreas de proceso que

requieren acciones correctivas urgentes o bien interpretar el riesgo asociado de la instalación con sus posibles efectos. El grado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para el análisis de consecuencias (simulaciones), por lo regular aquellos eventos que resultan en grados de riesgo tales como "A" y "B" (intolerable e indeseable) son considerados para el análisis de consecuencias.

*Tabla I–21. Matriz de jerarquización de Riesgos.*

| | | CONSECUENCIA | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| FRECUENCIA | | C1 | C2 | C3 | C4 |
| | F1 | D | D | C | B |
| | F2 | D | C | B | A |
| | F3 | C | B | B | A |
| | F4 | B | B | A | A |

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

**Definiciones del Grado de Riesgo**

**Tipo A – Riesgo Intolerable:** El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo “A” representa una situación de emergencia y deben establecerse **Controles Temporales Inmediatos**. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días.

**Tipo B – Riesgo Indeseable:** El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo deben establecerse **Controles Temporales Inmediatos** en sitio, para reducir el riesgo.

**Tipo C – Riesgo Aceptable con Controles:** El riesgo es significativo, pero se pueden acompasar las acciones correctivas con el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

**Tipo D – Riesgo Razonablemente Aceptable:** El riesgo requiere acción, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas.

*Tabla I–22. Grado de Riesgo.*

| Grado de Riesgo | Descripción | Prioridad | Acción | Acciones requeridas |
|---|---|---|---|---|
| A | Intolerable | Alta | Inmediata | Deben establecerse Controles Temporales Inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días. |
| B | Indeseable | Media | Inmediata | La acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo deben establecerse Controles Temporales Inmediatos en sitio, para reducir el riesgo. |
| C | Aceptable con controles | Baja | Verificación | Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección. |
| D | Razonablemente aceptable | Normal | Inspección | Requiere acción, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas. |

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evaluaron las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HazOp. Donde se le asignó una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación, de esta manera se pudieron identificar las situaciones que presentan mayor índice de riesgo.

## RESULTADOS

En las Tablas I–23 y 24 se presenta un resumen de los elementos de análisis del presente estudio, cuyos detalles se encuentran en **Anexo 4**.

*Tabla I–23. Elementos de análisis de estudio etapa inicial*

| Elementos de análisis | Ocurrencias |
|---|---|
| Nodos | 20 |
| Desviaciones | 95 |
| Causas | 207 |
| Consecuencias | 581 |
| Recomendaciones | 34 |

*Tabla I–24. Elementos de análisis de estudio primera etapa*

| Elementos de análisis | Ocurrencias |
|---|---|
| Nodos | 7 |
| Desviaciones | 43 |
| Causas | 44 |
| Consecuencias | 203 |
| Recomendaciones | 12 |

Aplicando la metodología de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp) se realizó la categorización del grado de riesgo para cada desviación. En las Tablas I–25 y 26 se muestran los resultados de los grados de riesgo por desviación, utilizando para ello las matrices y criterios establecidos en la descripción de la metodología.

*Tabla I–25. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones para etapa inicial*

| | Categoría del riesgo | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Intolerable "A"** | **Indeseable "B"** | **Aceptable con controles "C"** | **Razonablemente aceptable "D"** |
| **Cantidad de desviaciones** | 0 | 27 | 180 | 503 |

*Tabla I–26. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones para primera etapa*

| | Categoría del riesgo | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Intolerable "A"** | **Indeseable "B"** | **Aceptable con controles "C"** | **Razonablemente aceptable "D"** |
| **Cantidad de desviaciones** | 0 | 4 | 96 | 197 |

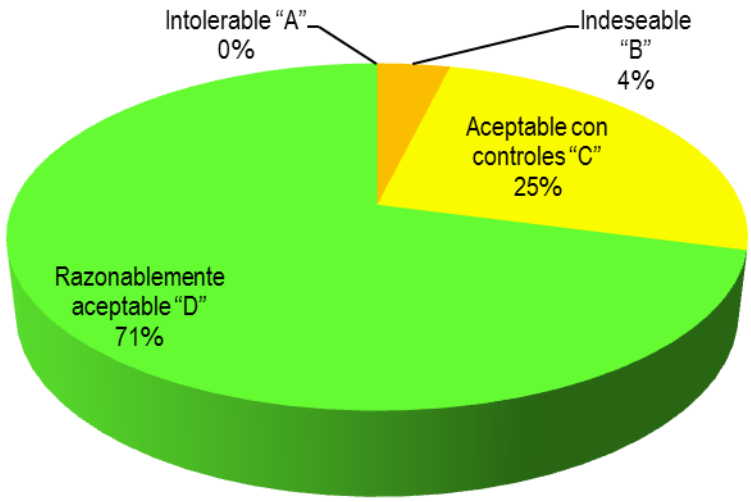



*Figura I–22. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones para etapa inicial*

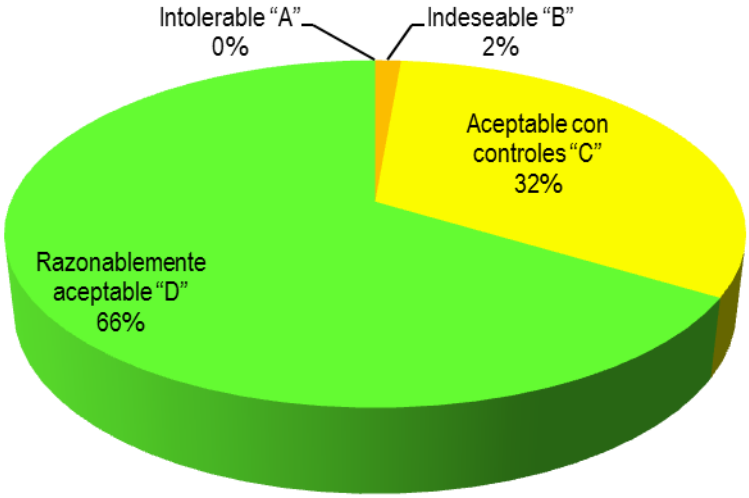



*Figura I–23. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones para primera etapa*

En el **Anexo 4** se muestran las hojas que contienen, a detalle, los resultados de la aplicación de la metodología HazOp.

# II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

## II.1 Radios potenciales de afectación

### II.1.1 Evaluación de Consecuencias

El análisis de consecuencias permite estimar el alcance de los escenarios de riesgo a través de modelos de simulación para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento dentro de las instalaciones analizadas; así mismo es posible confirmar las expectativas ponderadas en el análisis HAZOP por el grupo multidisciplinario en cuanto los efectos potenciales del evento por radiación térmica y sobrepresión para los escenarios propuestos. Con estos resultados es posible generar las medidas y/o recomendaciones adicionales respecto a la ubicación de equipos de operación y seguridad.

En este punto se presenta un estimado de la extensión de los efectos físicos para los escenarios de accidentes seleccionados previamente. Los efectos físicos considerados en este estudio son aquellos que resultaron de los escenarios de perdida de contención (fuga o ruptura) con afectaciones por radiación térmica y sobrepresión. En el **Anexo 6** se muestra el resultado generado por el software PHAST (Process Hazard Analysis Safety Tool) Ver. 7.1, con referencia a la simulación de consecuencias de los escenarios propuestos

Este software es un paquete computacional para analizar las consecuencias asociadas a la liberación de sustancias peligrosas a la atmósfera.

El simulador Phast Ver. 7.1 usa datos de parámetros y de sustancias químicas contenidas dentro de él, además de datos meteorológicos y de los escenarios proporcionados para predecir los efectos inflamables y tóxicos originados por el evento.

Las fases involucradas que puede manejar el simulador son:

a) Selección y entrada de datos básicos incluidos parámetros particulares del producto químico, condiciones meteorológicas y ambientales, componentes y premisas de los modelos matemáticos y mapas para graficar los resultados;
b) Elección de la hipótesis de la falla, por ejemplo; la caracterización de las fugas.

c) Procesamiento de los cálculos de las consecuencias para los casos seleccionados aplicando los modelos de:

- Evaporación de charcos
- Dispersión de nubes
- Inflamabilidad
- Explosión
- Toxicidad

Visualización de los resultados, incluyendo tablas con el detalle de las simulaciones y la posibilidad de representar los resultados en mapas.

A continuación se muestra la aplicación de los modelos matemáticos y los detalles, la descripción y procesamiento específico tomado en cuenta para este estudio.

**Modelos de descarga**

El modelo de descarga predice la tasa de flujo y el estado físico del material mientras es liberado a la atmósfera.

Los algoritmos usados en la modelación de escenarios de orificios en tuberías y recipientes de proceso simulando la descarga de un producto pueden ser divididos en:

1) Escape de gas,
2) escape de producto en dos fases y
3) escape de un líquido que forma un charco sobre la superficie que posteriormente se evapora.

El modelo de la ruptura del tanque calcula las descargas de gases y/o líquidos de un sistema de tubería –tanque (ruptura de un tanque o tubería conectada a él). Este estimado considera las propiedades físico-químicas, variables ambientales (presión atmosférica y temperatura), geometría de la ruptura (circular, rectangular, etc.) y variables de proceso como presión y temperatura.

**Dispersión atmosférica**

El software Phast modela la dispersión de una nube de vapor tanto de una liberación a nivel de suelo como elevada. También maneja liberaciones continuas o transcientes de gases densos (activa) o ligeros (pasiva).

Los modelos para gases densos a nivel del suelo, empiezan con una nube inicial cilíndrica de vapor que se dispersa, considerando los efectos de la gravedad, la mezcla con el aire del ambiente, el viento, los intercambios térmicos con el aire y el suelo y la transferencia de la dispersión a la fase activa.

El modelo de liberación de vapores ligeros considera el balance de masa de los componentes, conservación del momento, el balance de energía y el esquema de la mezcla de aire en la nube. El nivel de concentración en la nube usa el modelo Gausiano.

Como la mayoría de las liberaciones de material son continuas de duración finita o variable como resultado del tiempo (por ejemplo: evaporación de un charco), Phast simula esos escenarios asumiendo que las liberaciones están compuestas de una secuencia de pequeñas nubes y/o plumas.

**Modelos de fuego**

Los cálculos de la radiación térmica son hechos para fuegos de los siguientes tipos: Bola de fuego, principal resultante de un “BLEVE” (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion); charco de fuego (pool fire), fuego tipo jet, quemadores y chimeneas, fuego tipo flash, y de fuentes genéricas. El modelo estima cada uno de los factores que influyen en la radiación térmica, los cuales son: el factor de observación de la flama (el ángulo sólido desde la fuente al observador); y la transmitancia atmosférica.

El algoritmo para evaluar los escenarios de fuego tipo charco considera la formación del charco y las características del fuego en una geometría circular o rectangular. El escenario de fuga puede ser especificado como una liberación continua o instantánea. El programa calcula la tasa de quemado del producto, el tamaño de la flama y su geometría (inclinación y movimiento debido a la acción del viento). Por último, la intensidad de la flama es calculada.

El modelo simula los fuegos tipo flash debido a una ignición de una nube de vapor, de una manera integrada al algoritmo de dispersión atmosférica. El tamaño de influencia de la nube es

usado en la modelación del frente del transciente de las flamas que viajan a través de la nube. La radiación térmica en el receptor es calculado como una función del transciente debido a la variación del tamaño de la flama dentro de la nube.

Para bolas de fuego, el modelo calcula su radio, su duración y asume que la base de la bola toca el suelo.

**Modelos de explosión**

Phast tiene modelos para simular la onda de sobrepresión debido a las explosiones. Esto concierne a las explosiones de recipientes a presión, tanto para gases presurizados como licuados (BLEVE). Simula las explosiones de nubes de vapor por medio de dos metodologías alternativas: Multienergía y Baker-Strehlow.

El modelo de explosión de un recipiente con gas presurizado toma en cuenta el tamaño y la forma del recipiente, las propiedades del gas y calcula la energía del gas comprimido y entonces, la sobrepresión y el impulso de acuerdo a la distancia del receptor. De una manera similar, el modelo de explosión de un recipiente con gas licuado toma en cuenta el tamaño y forma del recipiente, las propiedades y cantidades de líquido y gas, para calcular la energía de expansión y entonces, la sobrepresión e impulso de acuerdo a la distancia del receptor.

Para explosiones de nube de vapor, el modelo de Baker-Strehlow considera: La reactividad química, el grado de confinamiento de la nube, la densidad de los obstáculos cerca de la fuente, y el tipo de fuente de ignición en el cálculo de la velocidad de la flama. En el caso de la metodología de la Multienergía, el usuario especifica la intensidad inicial de la explosión. El grado de confinamiento es clasificado como alto, medio o bajo, de acuerdo si la explosión es uni-bi- o tri-dimensional. La densidad de los obstáculos es clasificada como alta, media y baja, de acuerdo al producto involucrado (por ejemplo: metano-baja reactividad, propano-alta, e hidrógeno-alta). El tipo de ignición es clasificado como fuerte (por ejemplo: jets turbulentos o explosivos), o ligero (por ejemplo: flamas abiertas o superficies calientes).

### Simulaciones del análisis de consecuencias

Para la evaluación mediante el software, es necesario conocer y/o determinar parámetros o criterios, tales como la masa liberada, el flujo y la fase de liberación, condiciones ambientales, criterios para la evaluación por efectos de sobrepresión, radiación térmica y por efectos de toxicidad.

### Premisas del cálculo

Los criterios para la evaluación de consecuencias por efectos de radiación térmica, por sobrepresión y por toxicidad empleados, fueron los establecidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), en dos zonas receptivas respecto a cada parámetro de afectación; en la Tabla II–1 se observan las zonas de riesgo por toxicidad, inflamabilidad y explosividad.

*Tabla II–1. Zonas de riesgo por toxicidad, inflamabilidad y explosividad.*

| Evento | Zona de: | |
|---|---|---|
| | **Amortiguamiento (1)** | **Alto Riesgo (1)** |
| Toxicidad (concentración) | $TLV_8$ o $TLV_{15}$ | IDLH |
| Inflamabilidad (radiación térmica) | 1.4 KW/$m^2$ o 440 BTU/$Pie^2$h | 5 KW/$m^2$ o 1,500 BTU/$Pie^2$ h |
| Explosividad (sobrepresión) | 0.035 kg/$cm^2$ o 0.5 lb/$plg^2$ o 0.034 bar | 0.070 kg/$cm^2$ o 1.0 lb/$plg^2$ o 0.068 bar |

Referencias: Guía para la presentación del Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgo.
TLV8 o TLV15: Valores Umbrales límites.
IDLH: Valores inmediatamente peligrosos para la vida o la salud.

### Efectos físicos investigados

Debido a las características físicas y químicas de las sustancias involucradas en los procesos del proyecto y los eventos que pueden evolucionar por la pérdida de contención (fugas sin ignición, incendios y explosiones), es importante conocer los efectos ocasionados al factor humano para poder evaluar escenarios donde los radios de afectación nos permitan definir la implementación adecuada de rutas de evacuación, medidas, sistemas, dispositivos de mitigación y/o contención que minimicen la exposición, los daños y efectos probables hacia el personal operativo garantizando con ello las condiciones seguras del área de trabajo.

En las Tablas II–2 y II–3 se muestra la descripción de los efectos físicos para los niveles de sobrepresión y radiación térmica definidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

*Tabla II–2. Efectos de la sobrepresión.*

| Presión[4] | Descripción[5] |
|---|---|
| 0,5 lb/pulg$^2$ (0.034 bar) | Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras. Esta área se considera como zona de amortiguamiento. |
| 1,0 lb/pulg$^2$ (0.069 bar) | Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos; daño en paneles de aluminio o acero corrugados y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1 % de heridas serias 1 por proyectiles. Esta área se considerará como zona de alto riesgo. |

*Tabla II–3. Efectos de la radiación térmica.*

| Radiación[6] | Descripción[7] |
|---|---|
| 1,4 Kw/m$^2$ | Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial. No se presentan molestias, aún durante largos períodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como zona de amortiguamiento |
| 5,0 Kw/m$^2$ | Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos, Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado, El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55,0 C aparecen ampollas. Esta radiación es considerada como límite de zona de alto riesgo |

Por otra parte, la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias de los Estados Unidos (Emergency Management Agency; FEMA) en su manual de procedimientos para el análisis de riesgos químicos (Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures) estableció la relación entre la intensidad de la radiación térmica y el tiempo de exposición para sufrir quemaduras de segundo grado (Tabla II–4; FEMA, 1990).

[4] Referencia en la Guía para la Elaboración de Estudios de Riesgo Ambiental, modalidad Análisis de Riesgo

[5] Manual del simulador PHAST

[6] Referencia en la Guía para la Elaboración de Estudios de Riesgo Ambiental, modalidad Análisis de Riesgo

[7] Manual del simulador PHAST

La Tabla II–4 indica la intensidad de la radiación térmica con respecto al tiempo sin sentir dolor y cuánto tiempo pasaría sin sufrir quemaduras de 2° grado con la misma intensidad. Por ejemplo con una radiación térmica de 1.4 kW/m$^2$ (marcado en amarillo) el tiempo que tardaría una persona sin sentir dolor sería de aproximadamente 115 s y para sufrir quemaduras de segundo grado tendría que pasar un tiempo de 663 s. Con una radiación térmica de 5 kW/m$^2$ (marcado en rojo) el tiempo sin sufrir dolor severo será únicamente de 13 s y para sufrir quemaduras de segundo grado, 40 s; estos valores se establecen para un área de alto riesgo.

*Tabla II–4. Intensidad de la radiación térmica y el tiempo de exposición.*

| Intensidad de Radiación Térmica | | Tiempo para sufrir dolor severo (seg) | Tiempo para sufrir quemaduras de segundo grado (seg) |
|---|---|---|---|
| Btu/hr ft$^2$ | kW/m$^2$ | | |
| 300 | 1 | 115 | 663 |
| 600 | 2 | 45 | 187 |
| 1000 | 3 | 27 | 92 |
| 1300 | 4 | 18 | 57 |
| 1600 | 5 | 13 | 40 |
| 1900 | 6 | 11 | 30 |
| 2500 | 8 | 7 | 20 |
| 3200 | 10 | 5 | 14 |
| 3800 | 12 | 4 | 11 |

Zona de Alto Riesgo

Zona de Amortiguamiento

Finalmente, en relación a las especies vegetales debemos señalar que la ignición de la madera está en función del tiempo y los niveles de exposición de radiación térmica (Figura II–1) y esta se encendería si tuviera expuesta a una radiación térmica por arriba de un valor crítico de 13.1 kW/m$^2$ (Cohen & Butler 1996).

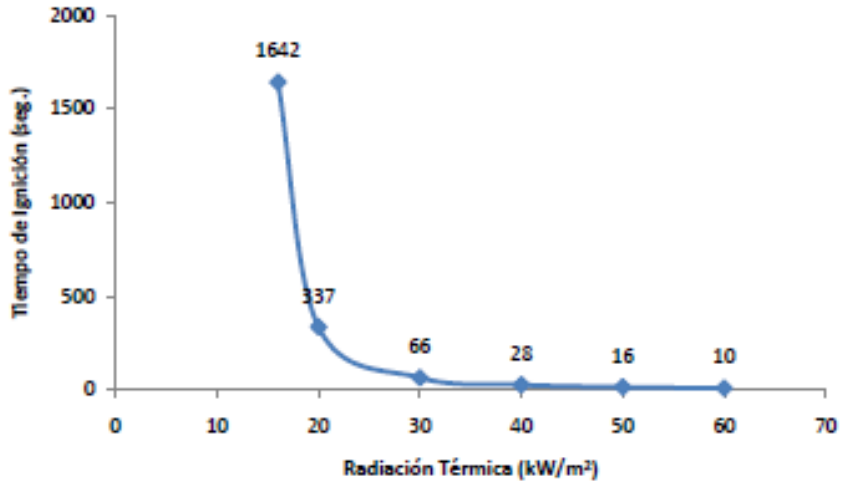



*Figura II–1. Tiempo mínimo para la ignición de madera. Tomado y adaptado de Cohen & Butler.*

Un escenario por sobrepresión o explosión, se conoce como una liberación repentina de energía, que genera una onda de presión que se desplaza alejándose de la fuente mientras va disipando energía. Esta liberación tiende a ser bastante rápida y concentrada para que la onda que se genera sea audible. Si la velocidad de la onda de sobrepresión en el medio sin reaccionar es supersónica, se conoce como una detonación, mientras que una deflagración se manifiesta con una velocidad de la onda de sobrepresión subsónica. Las detonaciones, son más destructivas que las deflagraciones, pero es muy difícil que se inicie una detonación en forma contraria a una deflagración que requieren de muy poca energía para iniciarse.

Los valores de la Tabla II–5 nos orientan para poder proponer las medidas que se deben adoptar para reducir los efectos de una posible explosión dentro de las instalaciones del proyecto. Los efectos a manifestarse con una sobrepresión de 0.5 psi (marcado en amarillo) corresponden a daños en ventanas pequeñas y grandes para una zona de amortiguamiento, mientras en la zona de alto riesgo con una sobrepresión de 1.0 psi (marcado en rojo) los daños serán estructurales severos en viviendas, demolición parcial de casa dejándolas inhabitables.

*Tabla II–5. Efectos asociados a fenómenos peligrosos de tipo mecánico.*

| Zonas | Presión psi | Efecto |
|---|---|---|
| Zona de amortiguamiento | 0.02 | Ruido (equivalente a 137 dB a bajas frecuencias 10 – 15 Hertz) |
| | 0.03 | Rotura ocasional de vidrio en ventanas de gran superficie y bajo tensión |
| | 0.04 | Ruido muy fuerte (148 dB) falla de vidrio por onda sonora |
| | 0.1 | Rotura de ventana pequeñas bajo tensión |
| | 0.15 | Presión típica para rotura de vidrio de cualquier tamaño |
| | 0.3 | Distancia segura (95 % de probabilidad de no sufrir daños severos, 10 % de vidrios rotos) |
| | 0.4 | Daño estructural menor (en las estructuras ordinarias), rotura total de vidrios |
| | 0.5* | Daño a ventanas pequeñas y grandes |
| Zona de alto riesgo | 1.0* | Daños estructurales severos en viviendas, demolición parcial de casas (inhabitables) |
| | 1-2 | Asbesto corrugado, acero corrugado, paneles de madera dañados. |
| | 2 | Colapso parcial de paredes y techos de casas. Panales de madera o aluminio (vivienda estándar) removidos de sus soportes |
| | 2-3 | Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados |
| | 2.3 | Límite inferior para serio daño estructural |
| | 2.5 | Destrucción del 50% de la construcción de ladrillo. |
| | 2.6 | Límite mínimo para ocasionar rotura del tímpano |
| | 2.8 | 10 % de probabilidad de rotura del tímpano |
| | 3 | Daños a edificios con estructura metálica, equipo pesado sufre poco daño |
| | 3-4 | Ruptura de tanques de almacenamiento de crudo. Estructuras metálicas de edificios distorsionadas y/o arrancadas de sus cimientos |
| | 4 | Recubrimiento de edificios industriales fracturados |
| | 5 | Postes de madera de líneas telefónicas o de electricidad rotos, arrancados o derribados. |
| | 5-7 | Destrucción prácticamente completa de casas |
| | 6.3 | 50% de probabilidad de rotura del tímpano |
| | 7 | Vagones de tren cargados volteados (destrucción de viviendas ordinarias) |
| | 7-8 | Paredes de ladrillo, de 8 a 12 “ delgados no reforzados, fallan por fricción. |
| | 9 | Carros caja de tren cargados completamente destruidos |
| | 10 | Probable destrucción total de edificios, maquinaria pesada (arriba de 12000 sobrevive) |
| | 14.5 | Límite mínimo para fatalidades ocasionales |

| Zonas | Presión psi | Efecto |
|---|---|---|
| | 17.5 | 10% de probabilidad de fatalidades |
| | 20.5 | 50% de probabilidad de fatalidades. |

*Zona de Alto Riesgo*

*Zona de Amortiguamiento*

Fuente: American Institute of Chemical Engineering 1994.

Nota*: Niveles de protección adoptados por ASEA.

## II.1.2 Escenarios

### II.1.2.1 Criterios para los escenarios máximos probables

#### 1. Condiciones climatológicas

Con base en la guía para la presentación del estudio de riesgo, modalidad análisis de riesgo propuesta por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambienta (ASEA), en la que señala que para todas las modelaciones deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio en la información de los últimos diez años, por lo anterior y partiendo de la información contenida en el boletín 118 del Observatorio Meteorológico Tuxpan de la Comisión Nacional del Agua para el periodo 1987 a 2016, se considerando las siguientes condiciones meteorológicas:

a) Temperatura media (°C) = 25.2
b) Humedad Relativa (%) = 87
c) Presión media mb = 1006.6
d) Velocidad y estabilidad del viento = Este 3 m/s (estabilidad F de Pasquill).

#### 2. Tiempo de fuga

*Etapa inicial*

Tuberías.- El tiempo de respuesta del sistema es inmediato (milisegundos), sin embargo el tiempo de aislamiento y/o bloqueo de las válvulas depende del resultado del estudio de golpe de ariete (hidráulico), es decir, qué tan rápido puede cerrarse la válvula. Ese estudio se realizará en la ingeniería de detalle, por lo que consideramos que el tiempo de respuesta debe considerarse como 12 segundos (la válvula de mayor diámetro en la etapa inicial es de 12", por lo que se considera 1 segundo por pulgada de diámetro de la válvula).

*Primera Etapa*

Tuberías.- El tiempo de respuesta del sistema es inmediato (milisegundos), sin embargo el tiempo de aislamiento y/o bloqueo de las válvulas depende del resultado del estudio de golpe de ariete (hidráulico), es decir, qué tan rápido puede cerrarse la válvula. Ese estudio se realizará en la ingeniería de detalle, por lo que consideramos que el tiempo de respuesta debe considerarse como 16 segundos (la válvula de mayor diámetro en la primera etapa es de 16" por lo que se considera 1 segundo por pulgada de diámetro de la válvula).

**3. Diámetro de fuga**

En tuberías se consideró lo siguiente:

Para el caso máximo probable: Fuga por un orificio del 10% del diámetro del tubo y hasta un máximo de 50 mm.

Para el caso catastrófico: Ruptura total.

De acuerdo con la tabla 3.6 del Libro Guidelines for the quantitative risk assessment (purple book) CPR 18 E.

**4. Datos del equipo**

*Etapa inicial*

Manguera marina de 12 pulgadas de diámetro.

Brazo de llenado en islas 1 a la 4.

Manguera marina de recirculación de 8" pulgadas de diámetro.

*Primera etapa*

Brazo marino de 16 pulgadas de diámetro:

De acuerdo a las características tipo de un brazo de descarga marino de 16" de diámetro, el brazo primero y secundario tendría una longitud de 11000 mm o 11 m, como se puede apreciar en la siguiente figura (en la figura se muestra un brazo típico el diseño final puede diferir de este).

| NB | A + B | X | C | D | N | S | Flow rate | Weight | Bending moment |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | mm | mm | mm | mm | mm | mm | m³/h | kN | kNm |
| 4" | 4500 | 1000 | 8000 | 8000 | 590 | 3900 | 300 | 62 | 103 |
| 6" | 4500 | 1000 | 8000 | 8000 | 590 | 3900 | 600 | 63 | 105 |
| 8" | 4500 | 1000 | 9000 | 9000 | 740 | 3900 | 1100 | 87 | 144 |
| 10" | 6000 | 1500 | 10000 | 10000 | 890 | 5250 | 1700 | 119 | 230 |
| 12" | 7000 | 1500 | 11000 | 11000 | 1040 | 6250 | 2500 | 157 | 340 |
| 16" | 7000 | 1500 | 11000 | 11000 | 1310 | 6250 | 4000 | 224 | 500 |

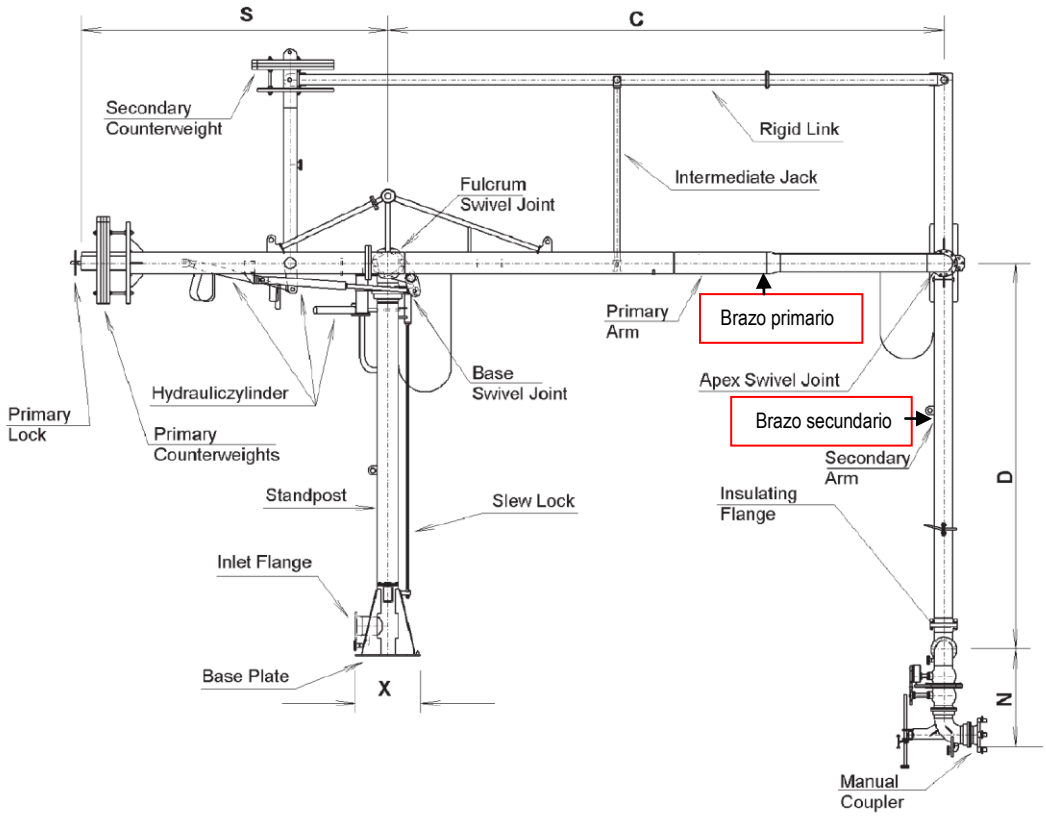



*Figura II–2. Dimensiones del brazo primerio y secundario.*

a) De acuerdo con el diagrama de flujo 681431-02-MT-PR-DFP-001_0 y al diagrama de tubería e instrumentación 681431-02-MT-PR-DTI-001_0, el brazo de descarga marino de 16" de diámetro, consideraría dos válvulas del mismo diámetro, como se muestra en la figura.

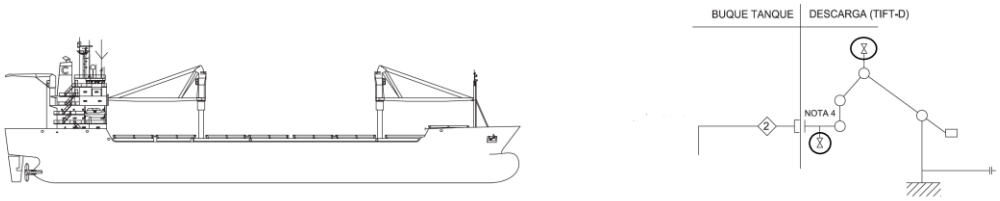



*Figura II–3. Representación de las válvulas en el DFP y DTI.*

### II.1.2.2 Escenarios máximos probables

Los escenarios identificados como máximos probables para las simulaciones, se obtuvieron de la etapa de jerarquización de riesgos (**Anexo 4**). A continuación se establecen los escenarios, se descripción, la corriente y las condiciones de operación que alimentaron al software PHAST Ver. 7.1 para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los parámetros para radiación térmica, sobrepresión y toxicidad establecidos por la ASEA en la guía para la presentación del estudio del riesgo ambiental, modalidad análisis de riesgo.

*Tabla II–6. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias etapa inicial*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-1 | Manguera marina 12" Ø | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø |
| TUXTRAS-2 | Brazo de llenado | Fuga de gasolina regular en el Brazo de llenado BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado |
| TUXTRAS-3 | Manguera marina de 12" Ø | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |
| TUXTRAS-4 | Brazo de llenado | Fuga de gasolina premium en el Brazo de llenado BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| TUXTRAS-5 | Manguera marina 12" Ø | Fuga de diésel en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-6 | Brazo de llenado | Fuga de diésel en el Brazo de llenado de BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| TUXTRAS-7 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| TUSTRAX-8 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0801 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| TUSTRAS-9 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de diésel en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0701 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |

*Tabla II–7. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias primera etapa*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXDES-1 | Brazo de descarga marino | Fuga de gasolina regular. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-2 | Brazo de descarga marino | Fuga de gasolina Premium. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-3 | Brazo de descarga marino | Fuga de diésel. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-4 | Brazo de descarga marino | Fuga de Turbosina. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |

### II.1.2.3 Escenarios catastróficos

Estos escenarios corresponden a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente o línea de proceso, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica. La identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios serán considerados para fines ilustrativos.

Con base en lo señalado en el primer párrafo, los escenarios catastróficos propuestos, estarán definidos a partir de los resultados de los escenarios máximos probables; es decir, se tomarán aquellos escenarios que presenten el mayor distanciamiento para la zona de alto riesgo.

*Tabla II–8. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias etapa inicial*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-10 | Manguera marina 12" Ø | Ruptura de la manguera marina de 12" Ø diésel |
| TUXTRAS-11 | Brazo de llenado | Ruptura del brazo de llenado de diésel islas 1 a la 4 |

*Tabla II–9. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias primera etapa*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXDES-5 | Brazo de descarga marino | Ruptura total. Brazo secundario de 16" de diámetro de diésel con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |

## II.1.3 Resultados de las simulaciones

### II.1.3.1 Escenarios máximos probables

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados:

*Tabla II–10. Resultados para los escenarios máximos probables etapa inicial*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXTRAS-1 | 165.86 | 205.46 | 105.73 | 123.26 |
| TUXTRAS-2 | 75.94 | 98.84 | 52.24 | 59.75 |
| TUXTRAS-3 | 165.86 | 205.46 | 105.73 | 123.26 |
| TUXTRAS-4 | 80.84 | 96.49 | 54.99 | 66.29 |
| TUXTRAS-5 | 177.05 | 199.03 | 114.06 | 134.79 |
| TUXTRAS-6 | 99.08 | 120.16 | 76.89 | 98.51 |
| TUXTRAS-7 | 73.32 | 87.52 | 49.88 | 60.13 |
| TUXTRAS-8 | 73.32 | 87.52 | 49.88 | 60.13 |
| TUXTRAS-9 | 78.97 | 94.26 | 53.72 | 64.76 |

*Tabla II–11. Resultados para los escenarios máximos probables primera etapa.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXDES-1 | 415.08 | 539.20 | 201.05 | 284.50 |
| TUXDES-2 | 415.08 | 539.20 | 201.05 | 284.50 |
| TUXDES-3 | 483.32 | 627.85 | 210.07 | 234.20 |
| TUXDES-4 | 457.21 | 593.94 | 237.09 | 299.93 |

Las zonas de alto riesgo que tuvieron que presentaron un mayor radio fueron aquellos relacionados con las radiación térmica, debemos recordar que los resultados obtenidos en todos los casos parten de escenarios hipotéticos bajo condiciones críticas de velocidad y estabilidad del viento y sin considerar todos los sistemas de seguridad previstos para el proyecto, recomendaciones y medidas propuestas en el capítulo III del presente estudio.

### II.1.3.2 Escenario catastrófico

*Tabla II–12. Resultados para los escenarios catastróficos etapa inicial.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXTRAS-10 | 293.46 | 307.15 | 189.73 | 219.57 |
| TUXTRAS-11 | 141.00 | 168.13 | 117.18 | 141.93 |

*Tabla II–13. Resultados para los escenarios catastróficos primera etapa.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXDES-5 | 717.73 | 932.35 | 301.63 | 346.70 |

Como fue señalado con anterioridad, la identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios son considerados para fines ilustrativos.

Los resultados obtenidos de este escenario sirvieron para fortalecer las recomendaciones y las medidas preventivas que fueron establecidas en el capítulo III del presente estudio.

## II.1.4 Representación gráfica

En las figuras siguientes se representan las zonas de protección resultantes de la simulación de consecuencias para los escenarios máximos probables, en el cual se muestran las afectaciones evaluadas en este estudio, las simulaciones fueron representadas en el plano de localización general de equipos, en donde se indican las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los escenarios simulados.

**Escenarios máximos probables etapa inicial**

*Figura II–4. Representación de radiación térmica escenarios TUXTRAS-1 y TUXTRAS-3.*

*Figura II–5. Representación de sobrepresión escenarios TUXTRAS-1 y TUXTRAS-3.*

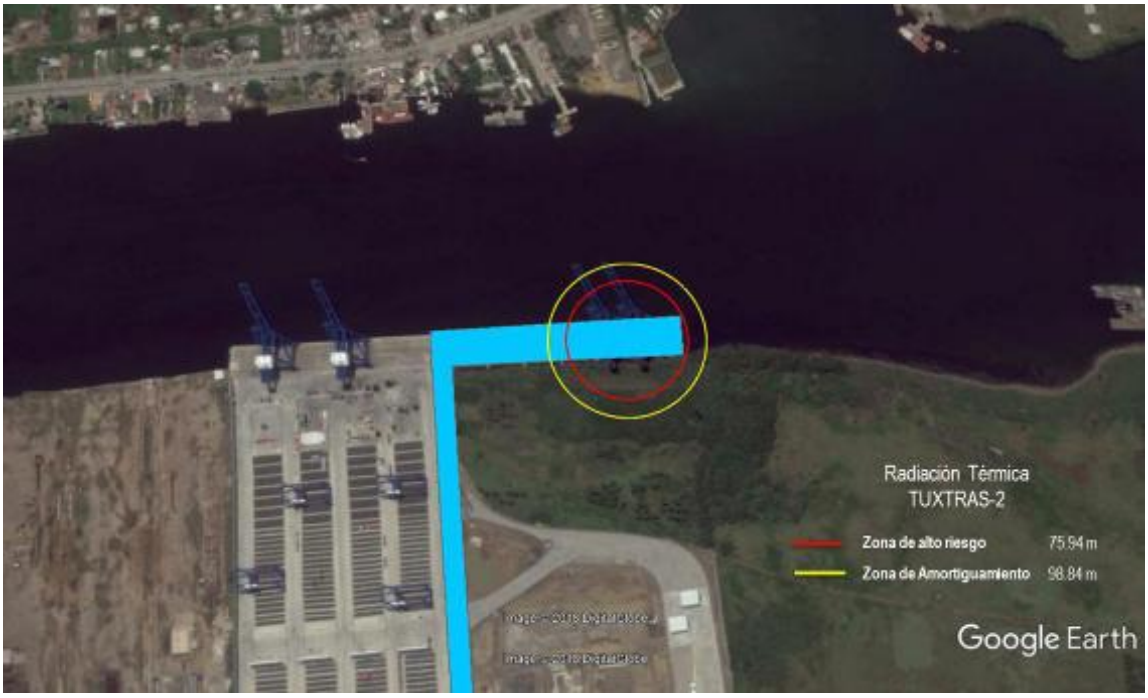



*Figura II–6. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-2.*

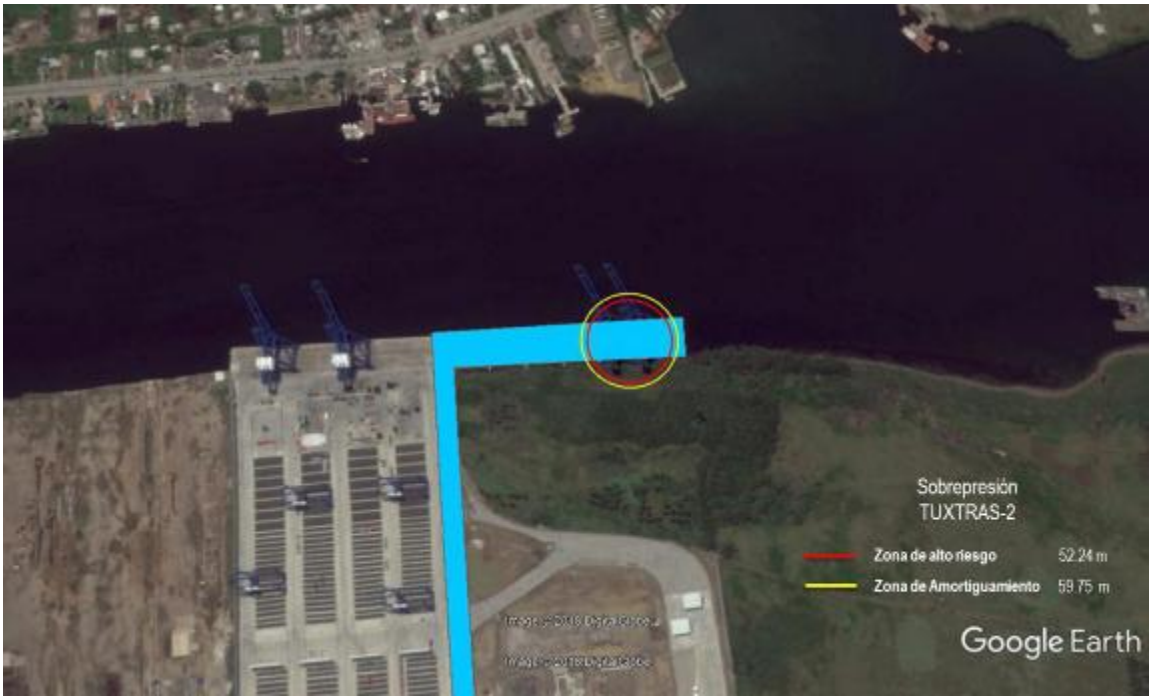



*Figura II–7. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-2.*

*Figura II–8. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-4.*

*Figura II–9. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-4.*

*Figura II–10. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-5.*

*Figura II–11. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-5.*

*Figura II–12. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-6.*

*Figura II–13. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-6.*

*Figura II–14. Representación de radiación térmica escenarios TUXTRAS-7 y 8.*

*Figura II–15. Representación de sobrepresión escenarios TUXTRAS-7 y 8.*

*Figura II–16. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-9.*

*Figura II–17. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-9.*

## Escenarios máximos probables primera etapa

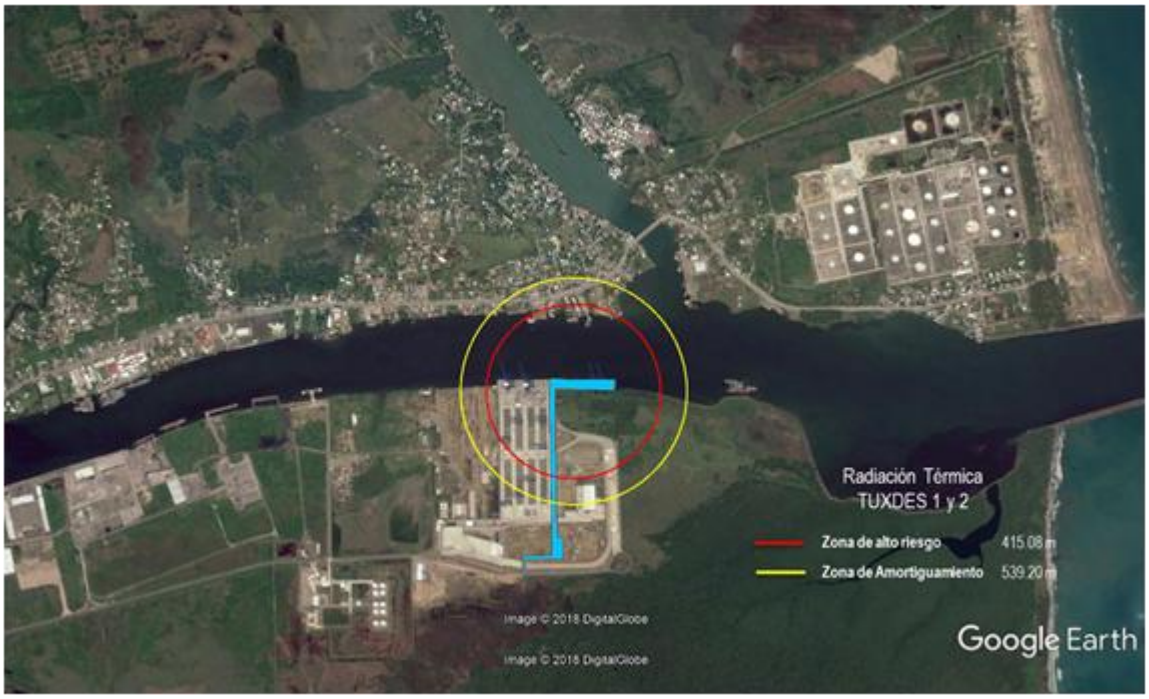



*Figura II–18. Representación de radiación térmica escenarios TUXDES-1 y TUXDES-2.*

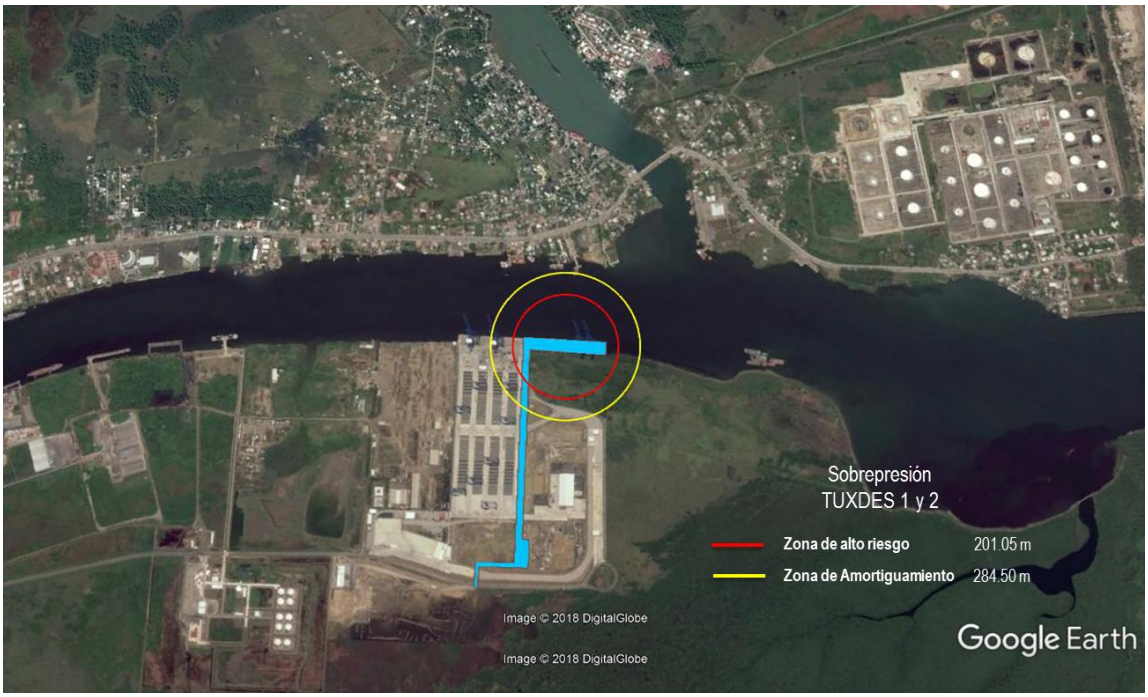



*Figura II–19. Representación de sobrepresión escenarios TUXDES-1 y TUXDES-2.*

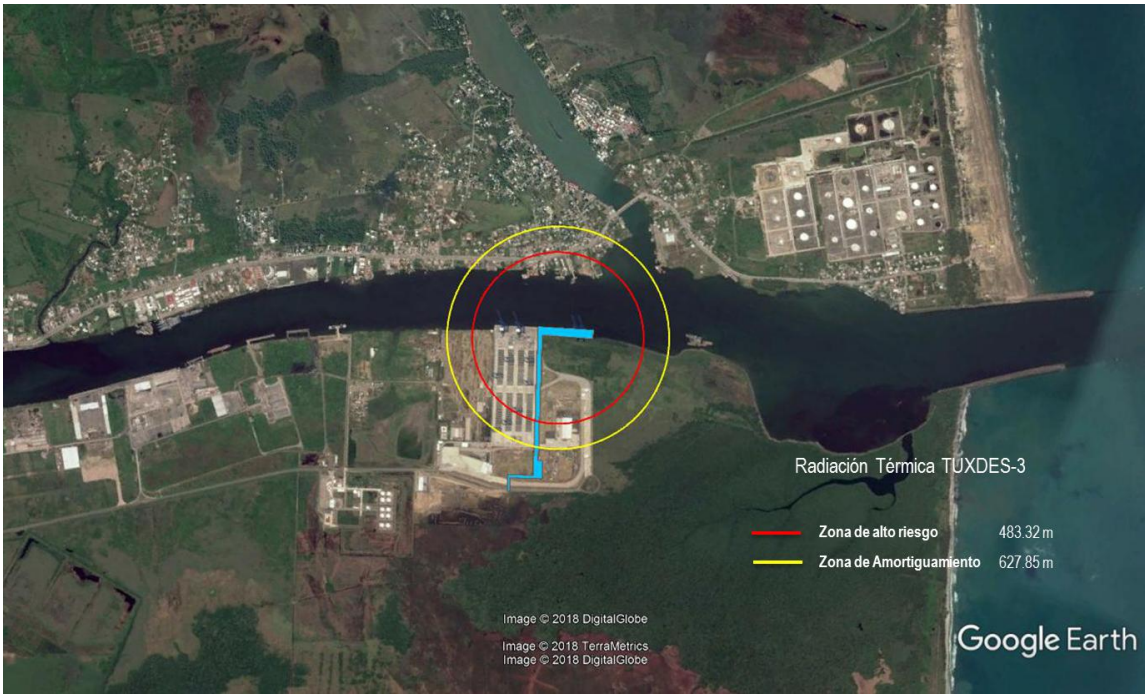



*Figura II–20. Representación de radiación térmica escenario TUXDES-3.*

*Figura II–21. Representación de sobrepresión escenario TUXDES-3.*

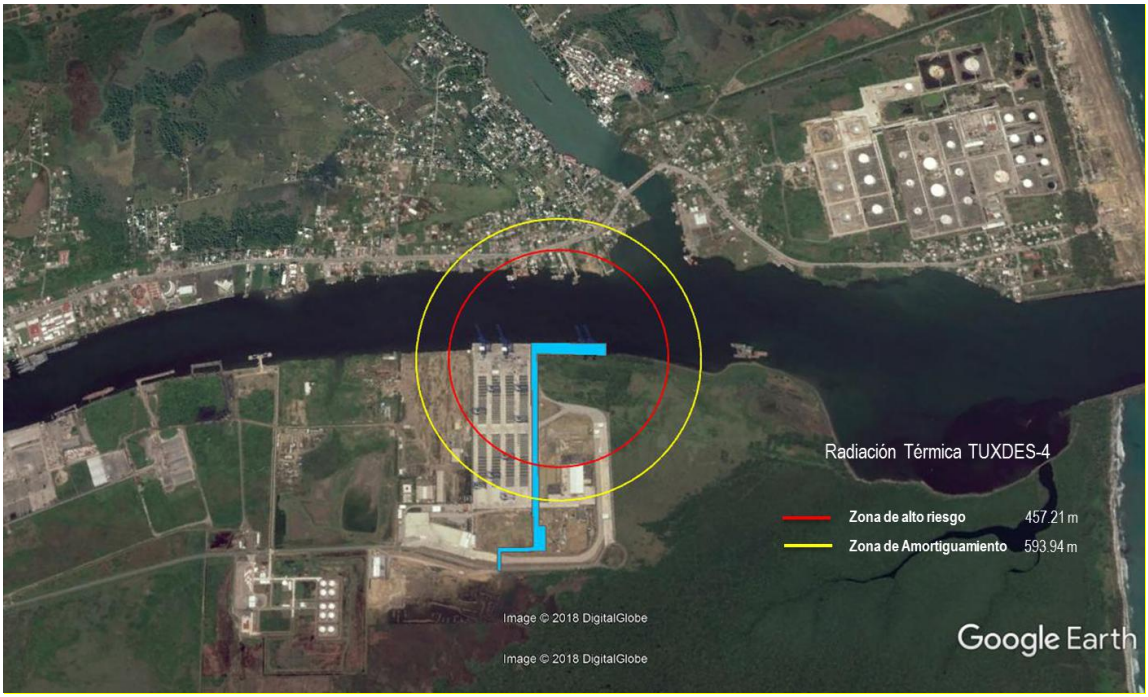



*Figura II–22. Representación de radiación térmica escenario TUXDES-4.*

*Figura II–23. Representación de sobrepresión escenario TUXDES-4.*

## Escenario catastrófico etapa inicial

*Figura II–24. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-10.*

*Figura II–25. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-10.*

*Figura II–26. Representación de radiación térmica escenario TUXTRAS-11.*

*Figura II–27. Representación de sobrepresión escenario TUXTRAS-11.*

## Escenario catastrófico primera etapa

*Figura II–28. Representación de radiación térmica escenario TUXDES-5.*

*Figura II–29. Representación de sobrepresión escenario TUXDES-5.*

Como fue mencionado en párrafos anteriores las zonas de alto riesgo que tuvieron un mayor radio fueron aquellos escenarios relacionados con la radiación térmica, no obstante las recomendaciones técnico-operativas, las recomendaciones generales, las medidas preventivas y los sistemas de seguridad establecidos para el proyecto buscan reducir la probabilidad de ocurrencia de los escenarios analizados y representados gráficamente, además de poder contralarlos en caso de ocurrencia con los sistemas de seguridad previstos para el proyecto.

Debemos resaltar también que la representación gráfica, principalmente de radiación térmica es ilustrativo, en virtud de que el simulador modelo un fuego tipo jet (Jet fire), el cual en términos reales tiene representación gráfica de un dardo, pero con fines de análisis e ilustrativos se establece una representación geometría de una circunferencia, es decir, los efectos de este escenario no sería en todas direcciones.

En el capítulo V se incluyen las memorias de cálculo de las modelaciones correspondiente a cada escenario y los resúmenes del software PHAST.

## II.2 Interacciones de riesgo

A continuación se presenta un análisis de las posibles interacciones de riesgo considerando las zonas de alto riesgo de los escenarios máximos probables, con la finalidad de determinar aquellas instalaciones que en determinado momento, en el caso que se presentara algún incidente pudiera afectar las instalaciones inmediatas a su entorno, lo cual permita establecer las medidas necesarias para evitar la manifestación de un posible efecto dominó. El análisis se realizará sobre aquellos escenarios zonas de alto riesgo.

*Tabla II–14. Interacciones con instalaciones existentes etapa inicial*

| Escenario | Riesgo | Zona de Alto riesgo (m) | Interacción |
|---|---|---|---|
| Escenarios máximos probables | | | |
| TUXTRAS-1 | Radiación térmica<br>5 kW/m$^2$<br>(m) | 165.86 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-1 | Sobrepresión<br>1 psi<br>(m) | 105.73 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-2 | Radiación térmica<br>5 kW/m$^2$<br>(m) | 75.94 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |

| Escenario | Riesgo | Zona de Alto riesgo (m) | Interacción |
|---|---|---|---|
| TUXTRAS-2 | Sobrepresión 1 psi (m) | 52.24 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-3 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 165.86 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-3 | Sobrepresión 1 psi (m) | 105.73 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-4 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 80.84 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-4 | Sobrepresión 1 psi (m) | 54.99 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-5 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 177.05 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-5 | Sobrepresión 1 psi (m) | 114.06 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-6 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 99.08 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-6 | Sobrepresión 1 psi (m) | 76.89 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-7 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 73.32 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-7 | Sobrepresión 1 psi (m) | 49.88 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-8 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 73.32 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-8 | Sobrepresión 1 psi (m) | 49.88 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |
| TUXTRAS-9 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 78.97 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |

| Escenario | Riesgo | Zona de Alto riesgo (m) | Interacción |
|---|---|---|---|
| TUXTRAS-9 | Sobrepresión 1 psi (m) | 94.26 | Instalaciones del proyecto. Muelle. |

En relación a las interacciones de los escenarios por radiación térmica y sobrepresión, estos tendrían principalmente interacción con instalaciones del propio proyecto y con el muelle, sin que esto signifique que pueda ocurrir un efecto dominó.

*Tabla II–15. Interacciones con instalaciones existentes primera etapa.*

| Escenario | Riesgo | Zona de Alto riesgo (m) | Interacción |
|---|---|---|---|
| Escenarios máximos probables | | | |
| TUXDES-1 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 415.08 | Instalaciones del proyecto. Patio de contenedores del muelle de carga aledaño.<br>Grúas del muelle de carga aledaño.<br>Muelles para embarcaciones frente al área del proyecto.<br>Estación de servicio marina. |
| TUXDES-1 | Sobrepresión 1 psi (m) | 201.05 | Instalaciones del proyecto. |
| TUXDES-2 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 415.08 | Instalaciones del proyecto. Patio de contenedores del muelle de carga aledaño.<br>Grúas del muelle de carga aledaño.<br>Muelles para embarcaciones frente al área del proyecto. |
| TUXDES-2 | Sobrepresión 1 psi (m) | 201.05 | Instalaciones del proyecto. |
| TUXDES-3 | Radiación térmica 5 kW/m$^2$ (m) | 483.32 | Instalaciones del proyecto. Patio de contenedores del muelle de carga aledaño.<br>Grúas del muelle de carga aledaño. |

| Escenario | Riesgo | Zona de Alto riesgo (m) | Interacción |
|---|---|---|---|
| | | | Muelles para embarcaciones frente al área del proyecto<br>Estación de servicio marina. |
| TUXDES-3 | Sobrepresión<br>1 psi<br>(m) | 210.07 | Instalaciones del proyecto. |
| TUXDES-4 | Radiación térmica<br>5 kW/m$^2$<br>(m) | 457.21 | Instalaciones del proyecto. Patio de contenedores del muelle de carga aledaño.<br>Grúas del muelle de carga aledaño.<br>Muelles para embarcaciones frente al área del proyecto<br>Estación de servicio marina. |
| TUXDES-4 | Sobrepresión<br>1 psi<br>(m) | 237.09 | Instalaciones del proyecto. |

En relación a las interacciones de los escenarios por sobrepresión, estos tendrían interacción con instalaciones del propio proyecto sin que esto signifique que pueda ocurrir un efecto dominó.

Para el caso de los escenarios por radiación térmica uno de los puntos de interés para analizar algún efecto dominó fue con la estación de servicio marina que se localiza al otro lado del río Pantepec (Tuxpan). Al respecto, se tiene lo siguiente:

1. Se trata de la estación de servicio urbana y marina, número 9506 de franquicia PEMEX, la cual brinda en la parte terrestre servicio para vehículos y camiones (estación de servicio urbana) y en la parte colindante al río el servicio para embarcaciones (estación de servicio marina), como se puede observar en la siguiente figura.

*Figura II–30. Estación de servicio urbana y marina.*

2. Los tanques de almacenamiento que abastecen a los dispensarios tanto en la estación de servicio urbana, como marina, se localizan en la estación de servicio urbana bajo el nivel de piso terminado, es decir son tanques subterráneos. Por lo anterior, la estación de servicio marina no cuenta con tanques superficiales.

3. De acuerdo a las especificaciones técnicas establecidas en su momento por PEMEX las estaciones de servicio debe de contar con: Sistemas de detección de fugas en tanques y dispensarios, sistemas de paro de emergencia, sistemas contra incendio, entre otros.

4. Los tanques que se instalen en forma subterránea o superficial deben estar certificados UL de fábrica (resistentes al fuego)

Con base en todos los elementos antes mencionados, podemos concluir que si bien en la representación gráfica se tiene en el escenario por radiación térmica una interacción con una estación de servicio marina, esto no implicaría que se tuviera un efecto dominó.

No obstante lo anterior, se consideraran todas las recomendaciones técnico operativas obtenidas del HAZOP, las recomendaciones generales, los sistema de seguridad y las medidas preventivas propuestas en el capítulo III, posibles interacciones de riesgo.

Adicionalmente, resulta relevante indicar que las medidas propuestas en el capítulo III del estudio de riesgo ambiental aseguran el prevenir, controlar y contener un posible incidente relacionado con los escenarios analizados y también tienen como objetivo evitar que se genere una cadena de sucesos que lleven a la ocurrencia de un incidente catastrófico.

## II.3 Efectos sobre el sistema ambiental

**Metodología para identificar y evaluar los impactos ambientales por la posible ocurrencia de los escenarios analizados**

Del conjunto de metodologías disponibles, las que mejor se ajustan a las características del proyecto y al estado del entorno, son las listas de chequeo y las matrices de interacciones.

Por lo anterior, en la formulación de la matriz de identificación de impactos que se aborda para el proyecto fue antecedida por la identificación de los componentes ambientales y de los escenarios analizados que potencialmente pueden propiciar impactos al ambiente y por los componentes del ambiente que pueden recibir el efecto de los diferentes escenarios de riesgo analizados; así, en esta etapa se llega a un nivel prospectivo que inició a partir del conocimiento de la estructura y del funcionamiento del sistema ambiental para concluir con la determinación de las interacciones (impactos) entre los escenarios de riesgo y los factores del ambiente para lograr concretar algún proceso que permita determinar la significancia de los impactos, en el contexto de la definición que al respecto ofrece el REIA.

En una etapa subsecuente se pasa a la etapa de evaluación (valoración) de los impactos, en la cual el valor de cada impacto dependerá de la cantidad y de la calidad del factor afectado, de la importancia o contribución de éste a la variación de la calidad del ambiente en el área de influencia del proyecto, del grado de incidencia de la afectación y de las características del efecto expresadas en los atributos que pudieran describirlos.

Sobre ese esquema, la valoración de los impactos identificados, realizada en el contexto del proceso descrito, integra un trabajo cuantitativo que determina el valor de cada impacto a partir de su magnitud y de su incidencia. La magnitud a su vez, es ponderada a través del uso de indicadores de impacto, algunos de los cuales son esquematizados en este reporte.

Como parte culminante de esta etapa, la metodología concluye con la determinación del nivel de significancia de cada uno de los impactos y con su descripción. Esta etapa del proceso se aborda

en dos etapas: en la primera, con bases cualitativas y tomando como referencia el contexto de la definición de impacto significativo del artículo 3º fracción IX del REIA y el universo de impactos de atención especial identificados en el procedimiento descrito, se desarrolla una práctica para cribar los impactos y llegar a aquellos que se ajustan al concepto de significancia o relevancia citado.

En la segunda etapa y ante la carencia de impactos que alcancen la dimensión de significancia que define la fracción IX del artículo 3° del REIA, se aplica un proceso que permite diferenciar los impactos de mayor valor, del conjunto de impactos identificados.

Identificación de impactos: tomando como punto de referencia la información que deriva de los escenarios de riesgo analizados, se elaboró una lista de chequeo; en ella se enlistan los escenarios de riesgo y los impactos ambientales (positivos y negativos) resultantes. Resulta importante destacar que junto con las matrices de interacciones (genéricamente conocidas como "Matriz de Leopold), conforman las herramientas más empleadas para la identificación de impactos ambientales; respecto a la lista de chequeo, se anticipa su limitación fundamental en términos de no favorecer una precisión más útil respecto al origen y el alcance de cada impacto, aunque sus alcances le confieren alguna utilidad en el proceso.

*Tabla II–16. Lista de chequeo para identificación de impactos.*

| Escenario de Riesgo | Efectos de impacto ambiental sobre un determinado factor ambiental | Signo del impacto | |
|---|---|---|---|
| | | + | - |
| | Efecto a la hidrología superficial | | 1 |
| Escenarios por Radiación térmica y/o Sobrepresión.. | Efecto a la vegetación | | 1 |
| | Efecto a la fauna | | 1 |
| | Efecto a la población | | 1 |
| | Efecto al aíre | | 1 |
| | Efecto al suelo | | 1 |
| | Efecto al paisaje | | 1 |
| Total de impactos por los diferentes escenarios | | 0 | 7 |

Posteriormente se desarrolló una matriz de interacción entre los escenarios de riesgo y los impactos ambientales identificados en la lista de chequeo por componente ambiental potencialmente afectable, se conformó así una matriz de identificación de impactos ambientales, con el método de la matriz de Leopold:

*Tabla II–17. Matriz de Leopold.*

| MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES | | | | Escenarios por radiación térmica | Escenarios por sobrepresión |
|---|---|---|---|---|---|
| **SISTEMA** | **MEDIO** | **FACTOR** | **ATRIBUTO** | | |
| FÍSICO-NATURAL | ABIÓTICO | Aire | Partículas suspendidas | 1 | 1 |
| | | | Confort sonoro | 1 | 1 |
| | | Suelo | Estructura | - | 1 |
| | | Hidrología superficial | Calidad | 1 | 1 |
| | BIÓTICO | Vegetación | Cobertura | 1 | 1 |
| | | | Diversidad | 1 | 1 |
| | | | Abundancia | 1 | 1 |
| | | Fauna | Diversidad | 1 | 1 |
| | | | Abundancia | 1 | 1 |
| | | | Hábitat | 1 | 1 |
| | | Procesos bióticos | Movilidad de especies | 1 | 1 |
| | | | Pautas de comportamiento | 1 | 1 |
| | | Ecosistemas | Integridad funcional | 1 | 1 |
| | | | Capacidad de carga | 1 | 1 |
| | PERCEPTUAL | Paisaje | Visibilidad | 1 | 1 |
| | | | Calidad paisajística | 1 | 1 |
| | | | Frecuencia de la presencia humana | 1 | 1 |
| SOCIOECONÓMICO | POBLACIÓN | Asentamiento humanos | Daños a la salud | 1 | 1 |
| TOTAL | | | | 17 | 18 |

## Cribado y denominación de las interacciones o impactos

Del análisis de las interacciones encontradas en las redes de interacciones y en las matrices derivó el reconocimiento de los impactos potenciales a través de un ejercicio de análisis y

cribado, determinando cuáles son los efectos que resultan de dichas interacciones entre la obra o actividad y los factores ambientales que se intervienen; lo anterior se concretó en una relación de 18 impactos potenciales esto debido a que en cualquiera de los escenarios analizados se identificaron los mismos impactos ambientales.

*Tabla II–18. Efecto o Impactos Ambientales.*

| Componente | Factor | No. | Posible efecto o Impacto Ambiental |
|---|---|---|---|
| Aire | Partículas suspendidas | 1 | Contaminación atmosférica por generación polvos durante la ocurrencia del evento |
| | Confort sonoro | 2 | Contaminación atmosférica por el ruido generado durante la ocurrencia del evento |
| Suelo | Estructura | 3 | Modificación física del suelo |
| Hidrología superficial | Calidad | 4 | Modificación de la calidad del agua por derrame accidental de combustible |
| Vegetación | Cobertura | 5 | Eliminación de la capa vegetal |
| | Diversidad | 6 | Modificación de la diversidad |
| | Abundancia | 7 | Modificación en la abundancia de especies vegetales |
| Fauna | Diversidad | 8 | Modificación en la diversidad |
| | Abundancia | 9 | Modificación en la abundancia |
| | Hábitat | 10 | Reducción de hábitats |
| Procesos bióticos | Movilidad de especies | 11 | Desplazamiento de fauna silvestre |
| | Pautas de comportamiento | 12 | Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre |
| Ecosistemas | Integridad funcional | 13 | Alteración en el funcionamiento en uno o más procesos del ecosistema |
| | Capacidad de carga | 14 | Modificación en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales. |
| Paisaje | Visibilidad | 15 | Modificación de la visibilidad |
| | Calidad paisajística | 16 | Alteración de la calidad paisajística |
| | Frecuencia de la presencia humana | 17 | Modificación del paisaje por la presencia humana |
| Asentamiento humanos | Salud pública | 18 | Alteración en la salud |

### Valoración de los Impactos ambientales

El siguiente paso en la aplicación de la metodología para la evaluación de los impactos ambientales es, la valoración de los impactos identificados para determinar su significancia; esta etapa del proceso se abordó en dos fases completamente independientes: la primera, se identifica la significancia con bases cualitativas y tomando como referencia el alcance de la definición de impacto significativo que establece la fracción IX del artículo 3º del REIA, mientras que la segunda se basó en la propuesta de Gómez Orea (Op. Cit), modificada para permitir aplicar las definiciones y disposiciones del marco jurídico que regula este procedimiento (LGEEPA y su reglamento en materia de evaluación del impacto ambiental); (Figura II–13)

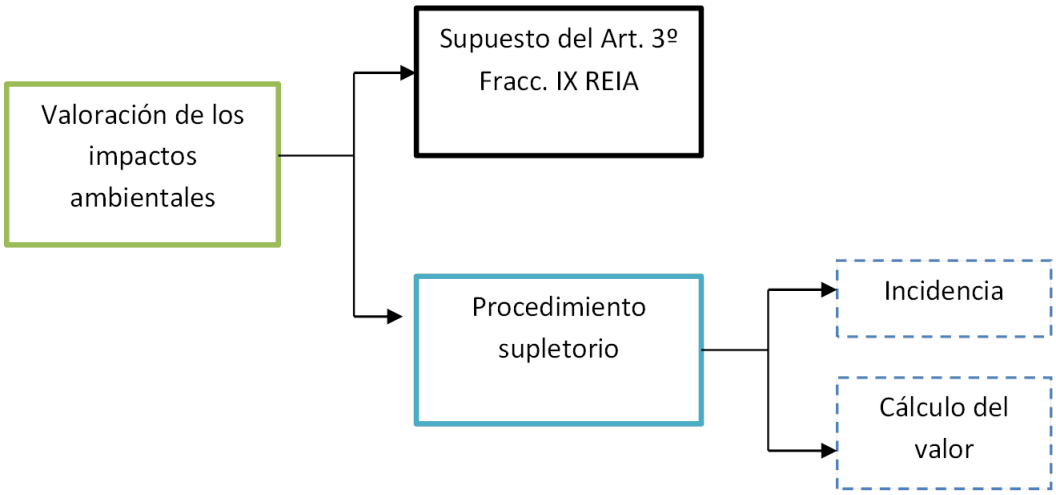



*Figura II–31. Procedimiento para valorar la significancia de los impactos ambientales.*

### Valoración bajo los supuestos del Artículo 3° Fracción IX del REIA

Como se ha mencionado con anterioridad, el primer procedimiento en la valoración de los impactos se ajustó a los lineamientos de la normatividad, en particular a las disposiciones del reglamento de la LGEEPA en materia de evaluación del impacto ambiental.

En tal sentido, toda vez que la Ley (LGEEPA) dispone en la fracción XX de su artículo 3º que la manifestación de impacto ambiental es el documento mediante el cual se da a conocer, con base en estudios, el impacto ambiental significativo y potencial que generaría una obra o actividad, así como la forma de evitarlo o atenuarlo en caso de que sea negativo.

Por otro lado, se consideró la definición que establece la fracción IX del artículo 3º del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, el cual define que

un impacto ambiental significativo es aquel que resulta de la acción del hombre o la naturaleza, que provoca alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales

En este sentido, asumiendo los alcances de la hermenéutica de esta definición, como aquella que implica el que para que un impacto sea significativo éste debe satisfacer todos los supuestos que relaciona esa definición, resultó importante para la técnica definir los conceptos:

- Alteraciones en los ecosistemas y recursos naturales,
- Alteración de la salud,
- Obstaculización de la existencia y desarrollo del hombre,
- Obstaculización de la existencia y desarrollo de los seres vivos,
- Continuidad de los procesos naturales.

En tal sentido, la aceptación con la que se asumen los conceptos anteriores en la determinación del impacto significativo se describen a continuación:

**Alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales**.- El concepto de alteración en los ecosistemas y sus recursos naturales se asume como aquel efecto que provoca un cambio en la esencia o forma de los ecosistemas en su organización para que funcionen como la unidad básica de interacción de los organismos vivos entre si y de estos con el ambiente, en un espacio y tiempos determinados (Fracción XIII, Artículo 3º, LGEEPA), por lo tanto un impacto alcanzará significancia cuando cambie la esencia de la función de los ecosistemas y estos dejen de conformar la unidad básica de interacción de los organismos vivos entre si y de estos con su ambiente, lo que equivaldrá a la alteración radical de su integridad funcional y de su capacidad de carga.

**Alteración de la salud.-** El Diccionario de la Lengua Española de la Real Academia Española (DLERAE) define el verbo alterar como “cambiar la esencia o la forma de algo”. Por lo que se refiere al sujeto recepto de la alteración, este no se encuentra explícitamente identificado en el concepto que define el REIA, pero es de inferirse que ese atributo está dirigido hacia las personas, toda vez que la fracción I del artículo 1 de la LGEEPA dispone que este instrumento establece las bases para “Garantizar el derecho de toda persona a vivir en un medio ambiente adecuado para su desarrollo, salud y bienestar”.

Consecuentemente, un impacto significativo será aquel que modifique en sentido negativo el estado de salud de las personas, esto es que la afecte y que consecuentemente vaya en detrimento de su estado físico.

**Obstaculización de la existencia y desarrollo del hombre**.- El significado del verbo obstaculizar lo detalla el DLERAE como "Impedir o dificultar la consecuencia de un propósito" consecuentemente, un impacto será significativo cuando impida la existencia del hombre y cuando impida su desarrollo, entendiendo por lo primero la afectación negativa de la vida del hombre y de la continuidad de sus procesos vitales (desarrollo). Esto equivale a considerar, que la significancia del impacto, sustentada en este concepto implicaría poner en riesgo la vida de las personas y su desarrollo en el más amplio sentido.

**Obstaculización de la existencia y desarrollo de los seres vivos.-** Al igual que el concepto anterior, en este rubro el impacto será significativo cuando impida la existencia de los seres vivos (en general de todos aquellos que conforman la biota, flora y fauna) y cuando impida su desarrollo, entendiendo por lo primero la afectación negativa de la vida de los seres vivos y de la continuidad de sus procesos vitales.

**Continuidad de sus procesos naturales.-** Todo lo que ocurre en la naturaleza, son procesos o transformaciones naturales, y una característica de todos ellos es que se desarrollan durante un lapso de tiempo (ninguno es instantáneo); algunos ejemplos de procesos naturales son el envejecimiento, erosión, la fotosíntesis, el ciclo del agua, la productividad primaria, el ciclo de la energía, la respiración, la reproducción, la evaporación es un proceso o transformación natural; en consecuencia el número de "procesos naturales es prácticamente de difícil cuantificar. Por lo tanto, el texto que se analiza, el cual forma parte de la definición contenida en la fracción IX del artículo 3º del REIA, al no acotar el concepto "procesos naturales", alude a todos aquellos procesos que se dan en la naturaleza y que se aseguran la funcionalidad.

Por otra parte, la palabra continuidad alude a la unión natural que tienen entre si las partes de un continuum, lo que equivale a considerar que su utilización en la frase continuidad de los procesos naturales, implica que estos, los procesos naturales, están unidos y se desarrollan en el tiempo de manera secuencial, uniforme e ininterrumpida.

Consecuentemente para un impacto sea significativo deberá incidir en alterar alguna o algunas de las partes de esos continuum integrados por los procesos de transformación que ocurren en la naturaleza.

Con base en las definiciones antes desarrolladas y para determinar si alguno de los impactos negativos identificados hasta esta etapa, potencialmente generados durante el ciclo de vida del proyecto, alcanzaba el nivel de impacto ambiental significativo se aplicó el alcance conjunto de cada uno de los conceptos que integran la definición que establece la fracción IX del artículo 3º del REIA en un ejercicio simple de ajuste a cada supuesto definido por el concepto; el resultado alcanzado se presenta en la Tabla II–19 y se anticipa que ninguno de los impactos negativos identificados alcanzó el nivel de significancia, con base en la definición del Art. 3 fracción IX REIA.

*Tabla II–19. Determinación de significancia de los impactos ambientales con base el supuesto del Art. 3 fracción IX.*

| No. | Posible efecto o Impacto Ambiental | Supuestos establecidos en la fracción IX del Art. 3 del REIA | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Origen | | Altera | | Obstaculiza | | | |
| | | Hombre | Naturaleza | Ecosistemas y recursos naturales | Salud | Existencia del hombre | Desarrollo del hombre | Existencia de los demás seres vivos | Continuidad de los procesos naturales |
| 1 | Contaminación atmosférica por polvos generados durante la ocurrencia del evento | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 2 | Contaminación atmosférica por el ruido generado durante la ocurrencia del evento | √ | X | √ | √ | X | X | √ | X |
| 3 | Modificación física del suelo | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 4 | Modificación de la calidad del agua | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 5 | Eliminación de la capa vegetal | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 6 | Modificación de la diversidad de especies vegetales | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 7 | Modificación en la abundancia de especies vegetales | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 8 | Modificación en la diversidad de la fauna | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 9 | Modificación en la abundancia de la fauna | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 10 | Reducción de hábitats | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 11 | Desplazamiento de fauna silvestre | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |

| No. | Posible efecto o Impacto Ambiental | Supuestos establecidos en la fracción IX del Art. 3 del REIA | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Origen | | Altera | | Obstaculiza | | | |
| | | Hombre | Naturaleza | Ecosistemas y recursos naturales | Salud | Existencia del hombre | Desarrollo del hombre | Existencia de los demás seres vivos | Continuidad de los procesos naturales |
| 12 | Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 13 | Alteración en el funcionamiento en uno o más procesos del ecosistema | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 14 | Modificación en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales. | √ | X | √ | X | X | X | √ | X |
| 15 | Modificación de la visibilidad | √ | X | √ | X | X | X | X | X |
| 16 | Alteración de la calidad paisajística | √ | X | X | X | X | X | X | X |
| 17 | Modificación del paisaje por la presencia humana | √ | X | X | X | X | X | X | X |
| 18 | Alteración en la salud | √ | X | X | √ | X | X | X | X |

√ = Se ajusta al supuesto, X = No se ajusta al supuesto

En una aplicación estricta de la norma jurídica, con el resultado alcanzado con el ejercicio resumido en la tabla anterior, debería de haberse concluido la integración del ERA, informándole a la autoridad ambiental que no había impacto ambiental significativo que reportar, toda vez que la definición de MIA refiere a que es el documento a través del cual se da a conocer el impacto ambiental significativo de un proyecto, sin embargo el promovente del proyecto tiene como objetivo impulsar un proyecto sustentable y, ante tal enfoque se avocó a identificar la destacabilidad de los impactos que decide atener por su incidencia y que les hace destacar por encima del resto de tales efectos, para lo cual llevó adelante el desarrollo de la técnica de Gómez Orea (Op. Cit), con la cual es factible alcanzar este objetivo.

Derivado de lo anterior, fue preciso aplicar el procedimiento supletorio, dicha técnica establece que una vez identificados los impactos, es necesario determinar, en primera instancia, su valor de incidencia.

**Procedimiento supletorio. Determinación de la incidencia**

Como se mencionó anteriormente, la incidencia se refiere a la severidad y forma de la alteración, la cual viene definida por una serie de atributos de tipo cualitativo que caracterizan dicha alteración, por lo que tomando como base el juicio de expertos, la Matriz de Identificación de Impactos Ambientales, y la red de interacciones que le dio origen, se generó una tabla de impactos ambientales por factor y sub factor ambiental, a dichos impactos se atribuye un índice de incidencia que variará de 0 a 1 mediante la aplicación del modelo conocido que se describe a continuación y propuesto por Gómez Orea (2002)[8], de manera que la autoridad pueda replicarlos al evaluar la información presentada.

Se tipificaron las formas en que se puede describir cada atributo, es decir el carácter del atributo; se atribuyó un código numérico a cada carácter del atributo, acotado entre un valor máximo para la más desfavorable y uno mínimo para la más favorable, cabe hacer mención que para mayor claridad sobre la aplicación de cada valor, así como para su reproducción por parte de la autoridad ambiental.

El índice de incidencia de cada impacto, se evaluó a partir del siguiente algoritmo simple, que se muestra a continuación, por medio de la sumatoria de los valores asignados a los atributos de cada impacto y sus rangos de valor o escala:

$$I = C + A + T + Rv + Pi + Pm + Rc^3$$

**Expresión 1[9]**

1. Se estandarizó cada valor de cada impacto entre 0 y 1 mediante la expresión 2.

$$\text{Incidencia} = I - Imin \,/\, Imax - Imin$$

**Expresión 2**

[8] Modificado de Gómez-Orea, Domingo. Evaluación de Impacto Ambiental. Mundi Prensa 2002. Pag. 330
[9] El significado de las variables C, A, T Rv, Pi, Pm y Rc se definen en la tabla II.21

Siendo:

I = el valor de incidencia obtenido por un impacto.

**Imax** = el valor de la expresión en el caso de que los atributos se manifestaran con el mayor valor, que para el caso de esta evaluación será 24, por ser 8 atributos con un valor máximo cada uno de 3.

**Imin** = el valor de la expresión en caso de que los atributos se manifiesten con el menor valor, que para el caso de esta evaluación será 8, por ser 8 atributos con un valor mínimo cada uno de 1.

Previamente se determina un valor umbral de destacabilidad a aplicar a los resultados del ejercicio y éste queda a criterio del evaluador. La técnica recomienda asignar la destacabilidad[10] a los impactos que alcancen el valor Imax, sin embargo, con objeto de ser más rigurosos en la selección se decidió aplicar el siguiente valor umbral:

*Tabla II–20. Categorías de destacabilidad de los impactos ambientales evaluados.*

| Categoría | Interpretación | Intervalo de valores |
|---|---|---|
| Despreciables | Alteraciones de muy bajo impacto a factores del ambiente o procesos que no comprometen la integridad de los mismos. | Igual o menor a 0.33 |
| No destacables | Se afectan procesos o factores del ambiente sin poner en riesgo los procesos o estructura de los ecosistemas de los que forman parte. | 0.34 a 0.59 |
| Destacables | Se pueden generar alteraciones que sin medidas afecten el funcionamiento o estructura de los ecosistemas dentro del SA. | Igual o mayor a 0.60 |

Elaboración propia.

[10] En este ejercicio se utiliza el adjetivo destacable (destacabilidad), como sustituto de significativo para no propiciar una confusión con el concepto que utiliza la definición de la MIA (impacto ambiental significativo) cuya aplicación ya se analizó y evidenció que ninguno de los impactos que se han identificado que pudiera ocasionar el proyecto alcanza esa connotación, en consecuencia y de acuerdo al objetivo de identificar los impactos cuya incidencia les hace más destacables en el contexto de la generalidad del conjunto, se utilizó el adjetivo de impacto destacable

*Tabla II–21. Atributos de los impactos ambientales.*

| Atributo | Carácter del atributo | Valor o calificación |
|---|---|---|
| Signo del efecto | Benéfico | Positivo (+) |
| | Adverso | Negativo (-) |
| Consecuencia (C) | Directo | 3 |
| | Indirecto | 1 |
| Sinergia (S) | No sinérgico | 1 |
| | Sinérgico | 3 |
| Acumulación (A) | Simple | 1 |
| | Acumulativo | 3 |
| Momento o Tiempo (T) | Corto Plazo | 1 |
| | Mediano Plazo | 2 |
| | Largo Plazo | 3 |
| Reversibilidad (Rv) | Reversible a corto plazo | 1 |
| | Reversible a mediano plazo | 2 |
| | Reversible a largo plazo o irreversible | 3 |
| Periodicidad (Pi) | Periódico | 3 |
| | Aparición irregular | 1 |
| Permanencia (Pm) | Permanente | 3 |
| | Temporal | 1 |
| Recuperabilidad (Rc) | Recuperable | 1 |
| | Irrecuperable | 3 |

Como resultado de la aplicación de los pasos descritos, se obtuvo la Tabla II–23. Matriz de Caracterización de impactos ambientales (es importante señalar que en este ejercicio y con el fin de no sesgar los valores de incidencia, no serán considerados aquellos impactos positivos que fueron identificados en el medio biótico, abiótico, perceptual y de usos de suelo para la etapa de abandono del sitio ya que estos resultan de acciones de restauración) misma que permite:

a) Evaluar los impactos ambientales generados en términos de su importancia.
b) Conocer los factores ambientales más afectados por el proyecto

*Tabla II–22. Descripción de la escala de los atributos.*

| Atributos | Escala | | |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| Consecuencia (C) | Indirecto: el impacto ocurre de manera indirecta. | No aplica | Directo: el impacto ocurre de manera directa. |
| Acumulación (A) | Simple: cuando el efecto en el ambiente no resulta de la suma de los efectos de acciones particulares ocasionados por la interacción con otros que se efectuaron en el pasado o que están ocurriendo en el presente. | No aplica | Acumulativo: cuando el efecto en el ambiente resulta de la suma de los efectos de acciones particulares ocasionados por la interacción con otros que se efectuaron en el pasado o que están ocurriendo en el presente. |
| Sinergia (S) | No Sinérgico: cuando el efecto conjunto de la presencia simultánea de varias acciones no supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente. | No aplica | Sinérgico: cuando el efecto conjunto de la presencia simultánea de varias acciones supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente. |
| Momento o Tiempo (T) | Corto: cuando la actividad dura menos de 1 año. | Mediano: la acción dura más de 1 año y menos de 5 años. | Largo: la actividad dura más de 5 años. |
| Reversibilidad (Rv) | A corto plazo: la tensión puede ser revertida por las actuales condiciones del sistema en un período de tiempo relativamente corto, menos de un año. | A mediano plazo: el impacto puede ser revertido por las condiciones naturales del sistema, pero el efecto permanece de 1 a 3 años. | A largo plazo: el impacto podrá ser revertido naturalmente en un periodo mayor a tres años, o no sea reversible. |
| Periodicidad (Pi) | Aparición irregular: cuando el efecto ocurre de manera ocasional | No aplica | Periódico: cuando el efecto se produce de manera reiterativa. |
| Permanencia (Pm) | Temporal: el efecto se produce durante un periodo definido de tiempo. | No aplica | Permanente: el efecto se mantiene al paso del tiempo. |

| Atributos | Escala | | |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| Recuperabilidad (Rc) | Recuperable: que el componente afectado puede volver a contar con sus características. | No aplica | Irrecuperable: que el componente afectado no puede volver a contar con sus características (efecto residual). |

*Tabla II–23. Matriz de caracterización de posibles efectos o impactos ambientales por la posible ocurrencia de los eventos analizados.*

| Componente | Factor | Posible efecto o Impacto Ambiental | Atributos | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Signo del efecto | Consecuencia | Acumulación | Sinergia | Momento | Reversibilidad | Periodicidad | Permanencia | Recuperabilidad | Incidencia | Índice de incidencia |
| Aire | Partículas suspendidas | Contaminación atmosférica por generación de polvos | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| | Confort sonoro | Contaminación atmosférica por el ruido | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| Suelo | Estructura | Modificación física del suelo | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| Hidrología superficial | Calidad | Modificación de la calidad del agua | - | 3 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 14 | 0.375 |
| Vegetación | Cobertura | Eliminación de la capa vegetal | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| | Diversidad | Modificación de la diversidad | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| | Abundancia | Modificación en la abundancia de especies vegetales | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| Fauna | Diversidad | Modificación de la diversidad | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| | Abundancia | Modificación en la abundancia de especies de fauna | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| | Hábitat | Reducción de hábitats | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |
| Procesos bióticos | Movilidad de especies | Desplazamiento de fauna silvestre | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| | Pautas de comportamiento | Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| Ecosistemas | Integridad funcional | Alteración en el funcionamiento en uno o mas procesos del ecosistema | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| | Capacidad de carga | Alteración en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales. | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |

| Componente | Factor | Posible efecto o Impacto Ambiental | Atributos | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Signo del efecto | Consecuencia | Acumulación | Sinergia | Momento | Reversibilidad | Periodicidad | Permanencia | Recuperabilidad | Incidencia | Índice de incidencia |
| Paisaje | Visibilidad | Modificación de la visibilidad | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| | Calidad paisajística | Alteración de la calidad paisajística | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| | Frecuencia de la presencia humana | Modificación del paisaje por la presencia humana | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 10 | 0.125 |
| Asentamiento humanos | Salud pública | Alteración en la salud | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 12 | 0.250 |

Según la clasificación anterior, la distribución de los 18 impactos negativos identificados hasta este punto del proceso, ninguno alcanzó la connotación de destacable, uno (1) la incidencia no destacable y 17 se catalogan con incidencia despreciable.

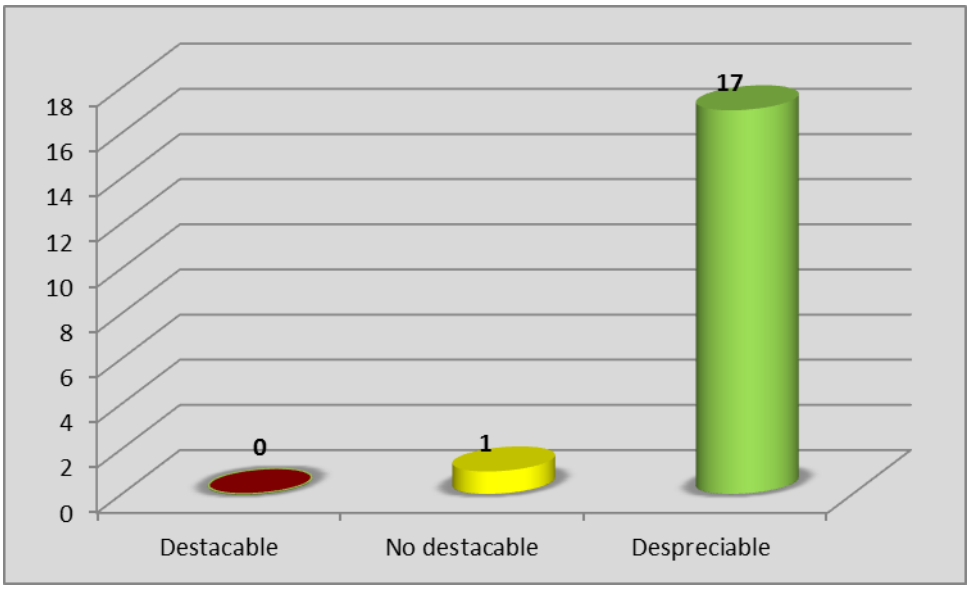



*Figura II–32. Clasificación de los impactos ambientales identificados.*

**Descripción de impactos ambientales**

*Aire*

Existe generación de emisiones de gases de combustión (CO, CO2, NOx, SO2), partículas (PST, PM10 y PM2.5), Hidrocarburos producto de una combustión parcial. La influencia de las emisiones es temporal y su afectación en la calidad del aire es momentánea.

*Fauna*

El área de proyecto ha sido sometida a cambios previos que han modificado las condiciones de hábitat para la subsistencia de fauna silvestre, debido a lo anterior las especies de fauna silvestre han sido desplazadas fuera del área del proyecto. Durante la operación las zonas amortiguamiento y de alto riesgo no se tendría sitios que propiciaran la creación de áreas de refugio y/o, alimentación de fauna silvestre, por lo que no se tendría ningún efecto sobre este componente.

En el caso particular de que existan las condiciones para formación de nubes explosivas, éstas provocarían afectación a la fauna que ocasionalmente transitara en la zona en el área de influencia del proyecto, ya que una sobrepresión de 0.02 psig ocasionaría un ruido molesto que pueda causar afectación a las especies de fauna que resulten sensibles. Además, la fauna se podría ver afectada debido al movimiento de proyectiles ocasionados de las instalaciones.

*Suelo*

Sin efectos en la calidad del suelo debido a que el piso donde se presenta el escenario será de concreto (muelle).

*Hidrología superficial.*

En caso de un derrame accidental durante la operación de descarga del buque tanque se podría tener una modificación de la calidad del agua del río Pantepec (Tuxpan). Sin embargo este impacto se consideró poco significativo, reversible y recuperable, considerando que durante la operación de descarga de los buque tanques se instalarán el sistema de barreras de protección ambiental.

*Vegetación*

En el caso de incendio y sobrepresión, se podría ver modificada la cobertura vegetal en el área de influencia del proyecto por la quema de los organismos vegetales o por modificación de la morfología del estrato arbóreo que se encuentren dentro de la zona de alto riesgo.

El impacto por la pérdida de la cobertura vegetal, no representa una afectación a la integridad funcional del ecosistema (relacionados con el ciclo del agua, la recuperación de la fertilidad a través de los elementos nutrientes y el suelo estructurado, la generación y preservación de biodiversidad -especies y hábitats-, la capacidad del sistema para afrontar estreses ambientales), toda vez que ninguna de esas funciones básicas se pierden dentro del Sistema Ambiental y el Área de Influencia.

*Procesos bióticos*

Resulta complejo establecer cuál podría ser el grupo faunístico vulnerable ante la ocurrencia de alguno de los eventos ya que los mismos inciden en un tiempo y espacio determinado. No obstante, lo anterior, la fauna se podría verse afectada por una eventual quemadura y por

exposición a las radiaciones térmicas que pudiera sufrir algún organismo como consecuencia del mismo fuego.

*Ecosistemas*

Las medidas preventivas y de seguridad conciben mantener la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental, es decir la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado, reduciendo y evitando impactos que eliminen hábitats y/o especies o que desarticulen su estructura, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el diseño del proyecto asegura estas dos condiciones.

*Paisaje*

Las modificaciones paisajísticas o impactos a la calidad del paisaje, son unos de los impactos más evidentes ante la ocurrencia de los eventos analizados, en principio, el escenario actual se verá afectado visualmente tan solo por la consecuencia del incendio y/o explosión, cambiando drásticamente la calidad del paisaje, causará un impacto visual sobre los elementos naturales del área.

*Asentamientos humanos*

Para el caso de radiación térmica en la zona de alto riesgo el efecto en el personal que labora en la instalación se manifestará con un umbral de dolor que se alcanza después de 20 segundos de exposición. Asimismo, después de 40 segundos, son probables las quemaduras de segundo grado. Para el caso de la zona de amortiguamiento el personal expuesto a esta radiación no presentará molestias mayores, aún durante periodos largos de exposición.

En evento de explosión o sobrepresión en la zona de alto riesgo el efecto en el personal que labora en la instalación se manifestará con un el 1% de ruptura de tímpano y el 1% de heridas serias por proyectiles.

Si bien donde se ubica el proyecto es una terminal portuaria existente, no se tendrían afectaciones en asentamientos humanos, no obstante con base en los resultados de los

escenarios TUXDES-3 y 4 podrían tenerse posibles afectaciones asentamientos humanos (sin que implique sitios de como: escuelas iglesias, clínicas, hospitales, parques, etc.). Es por lo anterior que en el capítulo III se establecen las recomendaciones, sistemas de seguridad y medidas preventivas para evitar y controlar los escenarios analizados.

**Conclusiones**

Con base en los resultados obtenidos es factible aseverar que el proyecto no pondrá en riesgo la estructura y función de los ecosistemas descritos en el Sistema Ambiental y dentro del Área de Influencia.

Adicionalmente, podemos concluir que si bien en la representación gráfica se tiene en el escenario por radiación térmica una interacción con una estación de servicio marina, esto no implicaría que se tuviera un efecto dominó, por los argumentos manifestados en el apartado II.2 interacciones de riesgo.

En este orden de ideas, se analizó y concluyó que:

Se puede afirmar que la ejecución de las obras y actividades que contempla el proyecto, así como escenarios analizados no representa un factor de cambio significativo o relevante debido a que las características del ecosistema ya han sido modificadas radicalmente con anterioridad.

Se considera que no se modificarán los procesos naturales de propagación, reproducción ni distribución de las especies de flora y fauna silvestre.

En el contexto de impacto ambiental significativo o relevante establecido en el propio Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en la materia en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (Art. 3º fracción IX), la extensión de los mismos es no significativa. Con esto se garantiza su continuidad de los ecosistemas dentro del Sistema Ambiental. Asimismo en términos de la misma definición y en relación del análisis realizado podemos manifestar que no se provocarían alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Con los resultados obtenidos se puede evidenciar que la ejecución del proyecto no puede ocasionar que una o más especies sean declaradas como amenazadas o en peligro de extinción, quedando fuera del supuesto establecido en el artículo 35, numeral III, inciso b) de la LGEEPA.

Partiendo de los resultados obtenidos, la ejecución del proyecto garantiza la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental y en el Área de Influencia, es decir, permite mantener la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el proyecto asegura estas dos condiciones.

Las conclusiones del presente permiten señalar que se respeta la integridad funcional de los ecosistemas, los factores ambientales dentro del Sistema Ambiental que por sí mismos son relevantes, no serán afectadas por el proyecto.

Como resultado de las anteriores conclusiones, es factible aseverar que el proyecto no generará:

- Desequilibrios ecológicos.
- Daños a la salud pública.
- Afectaciones a los ecosistemas.
- Alteración de la capacidad de carga del ecosistema.
- Alteración de la integridad funcional del ecosistema.

# III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

## III.1 Recomendaciones técnico-operativas

Con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos, así como de la simulación de escenarios y la revisión de los planes, programas y procedimientos con que contara la TIFT-D, se establecen las siguientes recomendaciones:

**Etapa inicial**

1. Dar difusión y evaluar el procedimiento de descarga de buques tanque.
2. Verificar y documentar la instalación de detectores de mezclas explosivas en el área de conexión de mangueras marinas en la terminal marítima durante la etapa de construcción.
3. Verificar y documentar la instalación de detectores de fuego en el área de conexión de mangueras marinas en la terminal marítima durante la etapa de construcción.
4. Verificar y documentar la instalación de alarma visible de 5 luces operada por señales del sistema de gas y fuego en el área de conexión de mangueras marinas en la terminal marítima durante la etapa de construcción.
5. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en el área de conexión de mangueras marinas en la terminal marítima durante la etapa de construcción.
6. Realizar simulacros de emergencia en descarga de buques tanque y evaluar el procedimiento de suspensión de actividades por condiciones meteorológicas adversas.
7. Verificar y documentar la calidad de los materiales y tuberías procuradas en la etapa de construcción.
8. Verificar y documentar la certificación de los soldadores y radiólogos en la etapa de construcción.
9. Documentar las inspecciones radiográficas y pruebas no destructivas del 100% de las soldaduras.
10. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a tuberías y accesorios.
11. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV.

12. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV y FV.
13. Instalar una válvula térmica de seguridad TSV en la tubería 12"-GR-101-201-CSAA justo en la MOV-1001.
14. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a filtros canasta de llenaderas.
15. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de gasolina regular.
16. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas de aislamiento XV-1001A/B, XV-1101A/B, XV-1201A/B, XV-1301A/B.
17. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas operadas por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B.
18. Verificar y documentar la instalación de detectores de mezclas explosivas en llenaderas durante la etapa de construcción.
19. Verificar y documentar la instalación de alarma visible de 5 luces operada por señales del sistema de gas y fuego en llenaderas durante la etapa de construcción.
20. Verificar y documentar la revisión del estado físico de los autotanques, antes de iniciar su llenado.
21. Verificar y documentar la instalación del sistema de aspersión de agua-espuma en llenaderas durante la etapa de construcción.
22. Verificar y documentar la instalación de detectores de fuego en llenaderas durante la etapa de construcción
23. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de gasolina premium.
24. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas de aislamiento XV-1002A/B, XV-1102A/B, XV-1202A/B.
25. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas operadas por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B.
26. Instalar una válvula térmica de seguridad TSV en la tubería 12"-DE-101-301-CSAA justo en la MOV-1000.
27. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de diésel.
28. Verificar y documentar la instalación de detectores de fuego en Soplador C-101A y la Unidad de Seguridad del Muelle DSU-101A durante la etapa de construcción.

29. Dar difusión y evaluar el procedimiento de descarga de buques tanque, incluyendo el sistema de recuperación de vapores.
30. Verificar y documentar la instalación de detectores de mezclas explosivas en el área de conexión de mangueras marinas en la terminal marítima durante la etapa de construcción.
31. Instalar una válvula de seguridad de presión PSV en la descarga de la bomba de descargadera P-2101 con retorno al cabezal de succión de la misma bomba.
32. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de descargadera P-2101.
33. Verificar y documentar la capacitación del personal en la operación para el arranque de la bomba de descargadera P-2101.
34. Dar difusión y evaluar el procedimiento de descarga de autot anques.

**Primera etapa**

1. Dar difusión y evaluar el procedimiento de descarga de buques tanque.
2. Realizar simulacros de emergencia en descarga de buques tanque y evaluar el procedimiento de suspensión de actividades por condiciones meteorológicas adversas.
3. Verificar y documentar la calidad de los materiales y tuberías procuradas en la etapa de construcción.
4. Verificar y documentar la certificación de los soldadores y radiólogos en la etapa de construcción.
5. Documentar las inspecciones radiográficas y pruebas no destructivas del 100% de las soldaduras.
6. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a tuberías y accesorios.
7. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV.
8. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas manuales.
9. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de gasolina regular PM-102.
10. Verificar y documentar la aplicación del procedimiento de limpieza del filtro canasta de gasolina regular F-102.
11. Verificar y documentar la aplicación del procedimiento de limpieza del filtro canasta de gasolina regular F-103

12. Verificar y documentar la aplicación del procedimiento de limpieza del filtro canasta de diésel/MTBE F-104.

**Recomendaciones Generales**

1. Implementación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Ambiente (SASISOPA).
2. Cumplimiento de los Programas Internos de Protección Civil, así como la ejecución del programa de simulacros.
3. Elaboración e implementación del Programa para la Prevención de Accidentes.
4. Contar con el programa actualizado de ayuda mutua previo al inicio de operaciones.
5. Contar con los procedimientos actualizados para el mantenimiento preventivo de los equipos de medición y control.
6. Capacitación del personal de respuesta a emergencias.
7. Mantenimiento preventivo a las llenaderas.
8. Dar mantenimiento preventivo a los equipos del sistema contra incendio.
9. Los auto tanques deben tener calzas en las ruedas, freno de mano y conexión a tierra en la carga.
10. Colocar señales de “Alto auto tanque conectado”.
11. Considerar la implementación de sistemas de paro por emergencia en el área de tanques y llenaderas.
12. Considerar en las llenaderas la implementación de un sistema de llenado con dispositivos permisivos, que evite el funcionamiento de la bomba ante falla de conexión del sistema de tierras, despresurización del sistema de recuperación de vapores o falta del testigo de motor apagado del auto tanque.
13. En relación al proceso de descarga de los combustibles desde buque tanques, se recomienda verificar que los mismos cuenten sistemas automáticos de paro de emergencia para las bombas de descarga activados en las siguientes condiciones:

    a) Caída abrupta de presión en la descarga de la bomba (indicativo de una probable desconexión o fugar mayor).
    b) Sobrepresión en la descarga de la bomba (indicativo probable de una válvula bloqueada en algún punto entre la descarga del buque tanque y el patín de medición).

14. Para el caso remoto de derrames de combustible hacia el mar, que serán confinados mediante la barrera utilizada con este fin, durante las operaciones de descarga se recomienda contar con material absorbente adecuado para recuperación del combustible derramado y contar con medios adecuados para disposición final de dichos residuos.
15. Verificar que se incluyan como actividad crítica para la prevención de fugas en el programa de mantenimiento del proyecto, la revisión y mantenimientos periódicos de los empaques y sellos de bridas, válvulas, bombas y juntas móviles de los brazos de carga marinos a utilizar.
16. Actualizar el Análisis de Riesgo y de consecuencias una vez concluida la ingeniería de Detalle.
17. Cumplimiento a cabalidad de cada una de las normas nacionales e internacionales aplicables al diseño, construcción, operación y mantenimiento del proyecto, con objeto de prevenir errores en cada una de las etapas antes mencionadas, con la finalidad de no comprometer la seguridad, la integridad y la operación del proyecto, de las instalaciones aledañas y la calidad del entorno.
18. Antes de la llegada del buque a la terminal, se deberá efectuar un intercambio de información, entre el buque y la terminal, con el objetivo de recopilar antecedentes y poder elaborar un completo plan de operaciones para la descarga, el cual deberá hacerse del conocimiento a todo el personal, tanto del buque, como de tierra.
19. Llevar a cabo los siguientes procedimientos generales en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Descarga. Información que se detallará de la terminal hacia el buque referente a operaciones de descarga:

    - Método/orden de descarga con base en el requerimiento de la terminal.
    - Cantidades de producto o ser descargado.
    - Caudales de descarga máximo aceptables.
    - Limitaciones en el movimiento de mangueras o brazos de descarga.
    - Sistemas de comunicación disponibles, incluyendo señal para el paro de emergencia.

20. Una vez que el buque está amarrado en el muelle, la terminal informará de las precauciones y disposiciones que se siguen en sus instalaciones durante las maniobras de descarga y en general, mientras permanezca en el muelle de la terminal.

21. El intercambio de información entre el buque y la terminal se realizará a través de un sistema de comunicación confiable, con el fin de asegurar un control seguro de las operaciones en todo momento. También deberán establecer un sistema secundario de comunicación, en caso de alguna emergencia. El sistema de comunicación deberá ser probado antes de iniciar cualquier operación de descarga. La comunicación deberá incluir por lo menos lo siguiente:

    - Identificación del buque, amarradero y carga.
    - Comienzo de las operaciones de descarga.
    - Disminución del caudal.
    - Interrupción de las operaciones de descarga
    - Interrupción de emergencia.
    - Comunicar la hora estimada de finalización de la operación.

22. Una vez amarrado el buque al muelle, la terminal acordará con el buque lo siguiente:

    - Medidas a tomar en caso de incendio o alguna emergencia. En caso de incendio, la terminal tendrá un plan de emergencia, del cual deberá hacer del conocimiento del buque.
    - Contar con un procedimiento de evacuación del puesto de atraque en caso de emergencia.
    - Informe de otras actividades relevantes en las proximidades del buque.
    - Informar sobre el modo de solicitar, la asistencia de la terminal o a servicios de emergencia.

23. Quedará estrictamente prohibido fumar en el área operativa del proyecto.
24. Se deberán tomar en cuenta las siguientes precauciones y procedimientos durante el tiempo que los brazos estén conectados al buque:

    - Las amarras del buque deberán ser manipuladas de forma frecuente, para que los movimientos estén dentro de los límites operativos del brazo.
    - Los brazos deberán estar equipados con alarmas de deriva o de distancia horizontal. En el caso que se activen, todas las operaciones de carga deberán ser suspendidas, hasta volver a las condiciones normales de operación.

- Si se pronostican vientos en los límites operativos de la conexión, por precaución, se suspenderán las operaciones, junto con drenar y desconectar los brazos de descarga.

## III.1.1 Sistemas de seguridad

Para el proyecto contará con los siguientes sistemas que se explicarán a detalle en las especificaciones particulares de cada uno:

a) Sistema de agua contra incendio
b) Sistema de espuma contra incendio
c) Tanque tipo vejiga para protección del muelle
d) Sistema gas y fuego
e) Sistema de detección y alarma en edificios
f) Sistema de supresión de incendios en edificios
g) Sistema de voz y datos.
h) Sistema de circuito cerrado de TV (CCTV)
i) Sistema de control de acceso.
j) Sistema de intercomunicación y voceo.
k) Sistema de radio comunicación.

**Sistema de agua contra incendio**

La red general de agua contra incendio para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT-D) recepción/entrega (Etapa Inicial y Primera Etapa) constará de tubería aérea alrededor de las instalaciones, para llevar agua contra incendio a los puntos o sitios a proteger de las mismas instalaciones. La red nueva se interconectará con la red existente del muelle.

El punto de suministro del agua contra incendio a la red del Área de recepción/entrega (del muelle provendrá de la descarga de los equipos de bombeo contra incendio (existentes), la red estará conformadas por hidrantes, monitores y alimentación a los sistemas de rociadores agua espuma.

La red general contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos apropiados que permitan sectorizar tramos de tubería que no excedan de 6 suministros de agua contra incendio entre las válvulas de seccionamiento.

El dimensionamiento de la tubería para la red contra Incendio para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT) recepción/entrega (Etapa Inicial), debe ser determinado mediante un cálculo hidráulico, considerando la activación del sistema de mayor riesgo.

La presión mínima de la red debe mantenerse a 7 kg/cm$^2$ man. (100 psig) en el punto hidráulicamente más desfavorable, tomando como referencia la brida de descarga de la(s) bomba(s) principal(es) de alimentación de agua contra incendio.

La tubería, accesorios y otros componentes de la red general de agua contra incendio deben estar clasificados para la presión de trabajo máxima del sistema a la cual estos están expuestos, pero la clasificación no debe ser menor a 150 psi (10.54 kg/cm$^2$).

La velocidad máxima permisible para el dimensionamiento de la red general de agua contra incendio será 20 pies/seg.

El material de la tubería de la red general es la siguiente:

Tubería enterrada: ACERO AL CARBON ASTM A106 Gr. B CLASE 150 o equivalente.

**Hidrantes**

La red de agua contra incendio contará con hidrantes tipo barril seco para conectar mangueras contra incendio, los hidrantes deben contar con dos conexiones para manguera de 63.5 mm (2 ½ in).

Los hidrantes no deben localizar a menos de 12,2 m (40 ft) del área a proteger y deben estar libres de obstrucciones que puedan afectar su operación.

Los hidrantes deben estar protegidos contra golpes en aquellos sitios en donde por el tránsito o transporte de materiales se haga necesario, esto no debe representar un obstáculo para su operación.

**Monitores**

La red general de agua contra incendio contará con monitores para la protección del Area de recepción/entrega (Etapa Inicial) del muelle, la cobertura de los monitores se considera de 50 m (164.04 ft) de radio mínimo. El flujo requerido para cada monitor debe ser de 2,839 lpm (750 gpm).

**Conexión internacional en muelle**

La Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga (TIFT-D) en la zona de recepción deberá contar con una conexión internacional en muelle (International Shore connection), la cual es una conexión universal para tubo flexible que se proporciona en todos los buques. El propósito de la conexión internacional en muelle es facilitar una conexión de manguera en espera y así proporcionar una conexión desde la costa o desde otros buques en caso de que haya un fallo total de las bombas contra incendio a bordo del buque en riesgo.

La conexión internacional en muelle (International Shore connection) debe ser diseñada de acuerdo al estándar ASTM F1121 – 87 (2015) "Standard Specification for International Shore Connections for Marine Fire Applications.

**Conexión para botes contra incendio**

El área de recepción/entrega del muelle debe contar con conexiones internacionales (International Shore connection), la cual es una conexión universal para tubo flexible que se proporciona en todos los buques. El propósito de la conexión internacional en muelle es facilitar una conexión de manguera en espera y así proporcionar una conexión desde la costa o desde otros buques en caso de que haya un fallo total de las bombas contra incendio a bordo del buque en riesgo.

La conexión internacional (International Shore connection) debe ser diseñada de acuerdo al estándar ASTM F1121 - 87(2015) "Standard Specification for International Shore Connections for Marine Fire Applications.

**Sistema de espuma contra incendio**

*Sistema de espuma en llenaderas*

El área de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

La densidad de aplicación para el área de llenaderas no debe ser menor a 6.5 lpm/$m^2$ (0.16 gpm/$ft^2$).

El área de los rociadores no debe exceder de 9.3 $m^2$ (100 $ft^2$) por rociador o exceder 3.7 m (12 ft) de distancia entre rociadores en un ramal o entre ramales.

El sistema de rociadores con agua-espuma debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección.

El sistema de rociadores debe contar con una válvula de aislamiento (válvula de compuerta), normalmente abierto entre la válvula de diluvio y el suministro de agua.

El suministro de concentrado de espuma será por medio de un tanque tipo Vejiga.

*Sistema de espuma a través de monitores.*

Algunos Monitores en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan (TIFT-D) contarán con boquillas para aplicación de agua-espuma, el cuál será conectado a un bidón de concentrado de espuma.

El Área de recepción/entrega del muelle será protegido con monitores que suministrarán agua-espuma por medio un Tanque tipo Vejiga. El flujo requerido para cada Monitor debe ser de 2,839 lpm (750 gpm).

**Tanque tipo vejiga para protección del muelle**

El suministro de concentrado de espuma será a través de un tanque tipo vejiga instalado cerca del muelle.

La capacidad del Tanque tipo vejiga, se deberá seleccionar de acuerdo al sistema más demandante (riesgo mayor), de acuerdo a lo indicado por la NFPA 11 Ed. 2016.

El tipo de espuma a utilizar será un concentrado espumante AFFF (Aqueous Film Forming Foam) a una proporción de 3%.

Características:

- Baja energía de entrada - requiere mínima agitación.
- La excelente fluidez proporciona rápida eliminación del fuego.
- Apropiada para ser usada con agua dulce o agua de mar.
- Compatible con proporcionadores estándar y dispositivos formadores de espuma.

Apropiada para usarse con otros agentes extintores como otros concentrados y polvo químico seco.

**Sistema de gas y fuego**

Con la finalidad de mantener un monitoreo constante y para detectar condiciones de riesgo que deriven en un incendio, explosión o daños a la salud por intoxicación. El proyecto contarán de un sistema de Detección de Gas y Fuego (SDGF) que estará compuesto principalmente por los siguientes elementos principales:

- Controlador.
- Interfaz Humano-Maquina (IHM).
- Detectores de calor tipo lineal.
- Detectores de Fuego.
- Detectores de Mezclas explosivas.
- Detector de temperatura
- Estaciones Manuales.
- Alarmas Audibles.
- Alarmas Visibles.
- Generador de tonos.

El Sistema de Gas y Fuego (SDGF) deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta, a través del monitoreo continuo y notificación oportuna de las condiciones de seguridad y deberá proveer al operador la información del estado que guarda la Instrumentación asociada dicho sistema.

Todos los detectores deberán comunicarse con el PLC del Sistema de Gas y Fuego mediante conexión punto a punto con protocolo 0-20 mA; todos los detectores deberán contar con autodiagnóstico.

Todos los equipos deberán estar listados y/o aprobados para su uso por una organización reconocida como "Underwriters Laboratories" (UL), "Factory Mutual" (FM) o equivalente y deberán estar marcados de manera permanente con dicho reconocimiento.

El sistema de gas y fuego debe ser independiente en hardware y software de otros sistemas de control.

Para brindar apoyo visual al personal durante un evento de incendio, el SDGF se comunicará con el sistema de CCTV (mediante señales digitales “contactos secos” y su interconexión será en el Cuarto de Control), el cual mediante rutinas pregrabadas posicionará y enfocará a la o las cámaras más cercanas hacia el sitio donde se produjo la alarma del SDGF y desplegará las imágenes en las pantallas localizadas en el cuarto de control.

En caso de un incendio, el SDGF se comunicará con los paneles de control de acceso del proyecto mediante contacto secos para la liberación de las puertas de emergencia. Todos los componentes del Sistema de Gas y Fuego deberán cumplir con los requerimientos de la clasificación del área donde serán instalados. Los controladores del proyecto estarán comunicados por medio de fibra óptica.

**Sistema de detección en edificios**

Los dispositivos del sistema de detección y alarma en edificios cumplirán con la norma NFPA 72 Ed. 2017.

El sistema de detección de humo y alarma constituido principalmente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Detectores de humo.
- Detectores de temperatura.
- Estaciones manuales de alarma.
- Dispositivos de notificación audible y visible.

Los detectores de humo deberán ser del tipo fotoeléctrico e inteligentes para ser direccionados al Tablero de Control del Sistema de Detección y Alamas.

Se colocarán estaciones manuales de alarma para que el personal que se encuentre en el área pueda dar aviso del evento de fuego y se activen las alarmas visibles y audibles.

Como dispositivos de notificación, se colocarán alarmas visibles color rojo y alarmas audibles que reproducirán el tono de “fuego” en caso de activación de uno o más detectores de humo; así como con la activación de las estaciones manuales de alarma.

Todos los dispositivos estarán diseñados y certificados para cumplir con los requerimientos de la instalación de acuerdo a la clasificación de área donde serán instalados.

**Detectores de humo**

Los detectores de humo deberán operar bajo el principio de operación iónico y fotoeléctrico.

Deberán cumplir con los requisitos especificados en la NFPA 72 Ed. 2017.

La distancia entre detectores no deberá exceder 9 m (espaciamiento recomendado por la NFPA 72 Ed. 2017 con una velocidad del viento menor a 1.524 m/seg), y deberán ubicarse dentro de una distancia de un medio del espaciamiento, medida en ángulo recto, desde todas las paredes o particiones que se extiendan hasta 18 pulgadas (460 mm) del techo hacia abajo.

**Detector de temperatura**

Los detectores de temperatura será tipo lápiz, apto para clasificación 1, división 1 grupo B. Serán instalados en cuarto de residuos peligrosos y cocina. El detector se conectará al tablero de seguridad del sistema de supresión de incendios. Debe ser listado y/o aprobado por UL/FM y tener envolvente NEMA 4x.

**Alarma audiovisible**

La alarma audio-visible (bocina/estroboscopio) consisten en un dispositivo eléctrico, que genera una advertencia audible y visible, un evento que pone en peligro el personal y/o instalación, permitiendo que los ocupantes del edificio conocer el estado debido a una situación de emergencia.

La alarma audio-visible tiene una bocina con luz estroboscópica seleccionable estroboscópica intensidad 15, 30, 75 ó 110 Intensidad cd seleccionable, sirena de alta o baja dB, sirena máxima intensidad de 99 dB.

El dispositivo deberá estar situado cada 200 $m^2$ mínimo.

**Sistema de supresión de incendio en edificios**

Supresión de incendio a base de agente limpio.

De acuerdo al tipo de instalación en donde se encuentra, el cuarto eléctrico, cuarto de Telecomunicaciones e Instrumentos y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñará e instalará un sistema de supresión a base de agente limpio

heptafluoropropano tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá tablero de control de supresión de incendios, cilindros contenedores de agente limpio (principal y de reserva), red de tubería de descarga, boquillas, detectores de humo, bastidor para los cilindros, agente extintor, interruptor supervisor de presencia de cabeza de control, interruptores de presión, cabezas eléctricas, válvulas solenoides, estación manual de alarma, estación manual de descarga, botón de aborto, selector automático/mantenimiento, selector principal/reserva, alarmas audibles, alarmas visibles, tubería conduit, cableado, accesorios, letreros de señalización y la interconexión electromecánica para el correcto funcionamiento.

El diseño de este sistema deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 2001 ed. 2015.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de agente limpio, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013.

**Sistemas de telecomunicación**

Los sistemas de telecomunicaciones del proyecto deberán permitir la comunicación de voz y datos y video, entre las instalaciones mencionadas, apoyar en la seguridad y operación de las Terminales, así como transmitir las señales generadas durante el proceso de medición en las instalaciones.

*Tabla III–1. Distribución de sistemas de telecomunicación.*

| SISTEMA | TIFT-D | |
|---|---|---|
| | Cuarto de control (Dock House) | Área del muelle |
| Voz y datos | X | --- |
| Circuito cerrado de televisión | X | X |
| Intercomunicacion y voceo | X | X |
| Control de acceso | X | X |
| Detección de intrusión (*) | X | X |
| Radiocomunicación | X | X |

**Sistema de voz y datos**

Las instalaciones donde se deberán proporcionar servicios de voz y datos son las siguientes:

Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Descarga (TIFT-D)

- Cuarto de control (Dock House).

El sistema de voz y datos se debe suministrar e instalar considerando todos los materiales, accesorios, cableado, canalización y herrajes de sujeción para una correcta y funcional puesta en operación. Cualquier material, hardware o software que no esté mencionado en esta especificación, pero necesario para la completa funcionalidad del sistema debe ser suministrado por el proveedor.

El sistema de voz y datos debe proporcionar servicio al cuarto de control mediante la implementación de una red de área local (LAN) en configuración Ethernet, con protocolo de comunicación TCP/IP.

El cableado horizontal debe soportar aplicaciones en red de área local de 10 Mbps (10Baset-T), 100 Mbps (100Base-T) y 1Gbps (1000Base-T) utilizando cable de cobre FTP, de 4 pares trenzados, Categoría 6A, Calibre 23 AWG.

Los equipos switch de datos proporcionarán los servicios de voz, datos y video utilizando el protocolo IP, y estarán interconectados al equipo switch que se encargará de integrar toda la red, proporcionar las rutas de los paquetes de datos entre las diferentes redes locales, manejo de tráfico de manera confiable y veloz.

Para proveer seguridad a la red de voz y datos se deben integrar equipos firewall (muro cortafuego) para realizar el monitoreo y control de todo el tráfico de datos de entrada o salida basado en reglas de seguridad predeterminadas, y proporcionar una barrera entre la red local segura y cualquier red externa de área amplia (WAN).

Los equipos switch de datos deben cumplir con el estándar IEEE 802.3af para proporcionar alimentación eléctrica desde los puertos RJ-45 vía PoE según lo determinen las especificaciones técnicas de los equipos de voz, datos y video.

Los equipos switch datos deben permitir segmentar la red LAN del proyecto para optimizar y separar el tráfico de voz, datos y video en redes virtuales VLANs o mejores técnicas de segmentación de tráfico.

Los servicios de voz deben ser de tecnología VoIP para la comunicación de forma local dentro de las instalaciones del proyecto y de acceso a la red telefónica pública. Los teléfonos IP deben trabajar conforme al protocolo SIP, además deben poder ser alimentados desde un puerto del equipo conmutador de datos vía PoE.

A continuación se muestra la distribución de servicios de voz y datos para las instalaciones siguientes:

*Tabla III–2. Distribución de servicios de voz y datos en el proyecto.*

| Ubicación | Servicio de Datos | Servicio de Voz |
|---|---|---|
| Cuarto de control | 2 | 2 |

**Sistema de circuito cerrado de TV (CCTV)**

Dentro del proyecto se deberán proporcionar servicios de CCTV son las siguientes:

- Cuarto de control
- Área del muelle

El sistema de CCTV debe proporcionar los servicio de vigilancia y monitoreo de los edificios e instalaciones indicados en la sección 2 de este documento mediante la instalación de cámaras de video IP en áreas estratégicas para la grabación de imágenes y transmisión hacia el servidor de video a través de integración a la red de área local (LAN) en configuración Ethernet, con protocolo de comunicación TCP/IP.

El sistema de CCTV debe contar con equipos suficientes y con características necesarias para brindar la cobertura total de las áreas críticas a vigilar dentro de las instalaciones, se deben contemplar los siguientes equipos: servidor de administración y grabación de video, cámaras de video IP PTZ tipo domo, cámaras de video IP fijas tipo domo, cámaras de video IP fija tipo bala, cámaras de video IP fijas de carcasa, cámaras de video IP fijas perimetrales, estaciones de trabajo de CCTV, monitores de video, teclados de control, convertidores de medios FO-FTP,

fuentes de alimentación y DFOs distribuidores de fibra óptica. Para que en conjunto con los sistema de voz y datos, control de acceso, red de fibra óptica y sistema de detección de intrusión perimetral brinden los servicios de vigilancia y monitoreo del personal e instalaciones dentro del proyecto.

El sistema de CCTV debe contar con equipos suficientes y con características necesarias para brindar la cobertura total de las áreas críticas a vigilar dentro de las instalaciones, se deben contemplar los siguientes equipos: servidor de administración y grabación de video, cámaras de video IP PTZ tipo domo, estacion de trabajo de CCTV, monitor de video, teclado de control, convertidores de medios FO-FTP, fuentes de alimentación y DFOs distribuidores de fibra óptica. Para que en conjunto con los sistema de voz y datos, control de acceso, red de fibra óptica y sistema de detección de intrusión perimetral brinden los servicios de vigilancia y monitoreo del personal e instalaciones dentro del área de Recepcion/Entrega.

Las cámaras de video deben ser integradas a la red LAN a través de los equipos switches de datos alojados dentro de los gabinetes de telecomunicaciones, las señales de video captadas por las cámaras deben ser transmitidas hacia los equipos conmutadores de datos a través de cable FTP Cat. 6A y cable de fibra óptica multimodo OM3 o monomodo OS2, para posteriormente ser direccionados hacia el servidor de administración y grabación de video alojado en el gabinete de telecomunicaciones dentro del cuarto de control (Dock House).

Las cámaras de video IP del sistema de CCTV deben enviar imágenes con una resolución desde 1MPX hasta 5 MPX a una velocidad mínima de 15 cuadros por segundo y en un formato de compresión de video H. 264, las resoluciones finales por cada tipo de cámara deberán ser determinadas en la etapa de ingeniería de detalle.

El servidor de administración y grabación de video debe ser el encargado de recibir, procesar, administrar y almacenar el video captado por las cámaras, además de que debe ser capaz de transmitir streamings de video y audio en vivo. El equipo servidor de administración y grabación de video debe tener capacidad suficiente para almacenar el video del total de las cámaras a instalar más un 25% adicional de crecimiento a futuro, durante un periodo de 30 días, 24 horas al día 365 días del año, en una resolución Full HD a 15 cuadros por segundo mínimo bajo una compresión de video H.264.

Durante un periodo de 30 días el video será almacenado de manera automática dentro del servidor de administración y grabación de video, una vez trascurrido el periodo de 30 días el video almacenado podrá ser respaldado de manera local o remota, para que el video del nuevo periodo de grabación sea sobrescrito.

El servidor de administración y grabación de video debe ser suministrado con el software necesario para la completa gestión de las cámaras de video IP y del video almacenado e integración con los sistemas antes mencionados, además de que deberá contar con las licencias necesarias para el total de cámaras a instalar más un 25% adicional de crecimiento a futuro, licencias para usuarios de estaciones de trabajo (locales y remotos) y licencias para teclados de control.

Las imágenes de video capturadas por las cámaras IP del proyecto podrán ser visualizadas en vivo a través de las estaciones de trabajo y los monitores de video ubicados en el cuarto de control (Dock House).

El video almacenado podrá ser consultado en cualquier momento con la finalidad de analizar eventos ocurridos y detectar riesgos que amenacen el continuo funcionamiento y operación de los sistemas de telecomunicaciones, equipos dentro de las instalaciones e incluso del propio sistema de CCTV.

Las señales de video deben ser transmitidas desde la cámara de video IP hasta el switch de datos a través de cable FTP Cat. 6A para los casos donde la distancia máxima de 90 metros para cableado horizontal de cobre no sea superada, en los casos donde esta distancia sea superada se deberá realizar el enlace utilizando como medio de transmisión cable de fibra óptica, y como dispositivos de conversión los equipos convertidores de medios FO-FTP.

La alimentación eléctrica para las cámaras de video IP debe ser a través de cable FTP Cat. 6A, mediante tecnología PoE en los casos donde la distancia máxima de 90 metros para cableado horizontal de cobre no sea superada, para los casos donde esta distancia es superada la alimentación eléctrica deberá ser a 120 VCA a pie de equipo (alimentación eléctrica a 120 VCA alcance del departamento Eléctrico).

El sistema de CCTV debe contar con un sistema de energía ininterrumpida UPS, que brinde un respaldo de 2 horas a plena carga en caso de falla del suministro eléctrico principal.

El sistema de CCTV debe tener integración con el sistema de gas y fuego, de tal manera que en el momento de disparo de una alarma del sistema de gas y fuego, ésta sea recibida en un panel de alarmas del sistema de CCTV para proceder al direccionamiento y enfoque de la cámara más cercana para la visualización y grabación del evento.

En áreas clasificadas como peligrosas se deberán utilizar elementos de canalización, condulets, sellos, aprobados para operar en áreas Clase I División 1 o 2 según aplique a la clasificación de área conforme la NOM-001-SEDE-2012.

Las trayectorias de canalización deben seguir la ruta más recta posible y evitar interferencias con ductos de aire acondicionado, ductos eléctricos, balastros, tuberías de agua y/o servicios. Las rutas de canalización no deberán presentar más de dos curvas de 90° en su trayectoria para evitar daños en el cable durante el jalado, por lo que se deberá utilizar cajas de registro de lámina galvanizada calibre 16 fabricada conforme la norma NMX-J-023/1-ANCE -2007.

A continuación se muestra la distribución de servicios de CCTV para las instalaciones:

*Tabla III–3. Distribución de servicios de CCTV en el proyecto*.

| Ubicación | Monitor | Teclado | Equipo activo | Cámara PTZ domo | Cámara fija perimetral |
|---|---|---|---|---|---|
| Área del muelle | - | - | - | 5 | - |
| Dock House | 1 | 1 | 1 | - | - |

**Sistema de control de acceso**

El sistema de control de acceso tendrá la función de controlar y gestionar la entrada y salida de personal y vehículos a las instalaciones de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Descarga). Así como incrementar los niveles de seguridad al restringir accesos a personal no autorizado a las áreas seguras dentro de las instalaciones, el sistema de control de acceso estará dividido en control de acceso vehicular y control de acceso peatona

El sistema de control de acceso estará dividido en:

- Control de acceso vehicular.
- Control de acceso peatonal.

El control de acceso vehicular se deberá considerar en la caseta de acceso. El control de acceso peatonal se deberá considerar en la caseta de acceso, edificio de oficinas y cuarto de control.

*Sistema de control de acceso vehicular*

El sistema de control de acceso vehicular tiene como función:

- Automatizar la entrada y salida de vehículos de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Descarga (TIFT-D). Así como la entrada, carga y salida de auto tanques hacia el área de recepción/entrega (etapa inicial).
- Proporcionar al personal operativo la información necesaria para verificar que las operaciones de los vehículos se realicen conforme al proceso de entrada/salida indicado en la filosofía de operación y con el sistema de control distribuido.
- Proporcionar al sistema de administración de la terminal la información para identificar vehículos no autorizados o fuera de horario o de programación que pretendan ingresar a las instalaciones.
- El sistema de control de acceso vehicular debe tener la capacidad de integrarse con el sistema de control distribuido (DCS), con la finalidad de monitorear y controlar los puntos de acceso a la terminal así como hacer uso de la información generada por el control de acceso vehicular para la realización de reportes y estadísticas así como proporcionar información al sistema de administración de la terminal.

El sistema de control de acceso vehicular debe permitir la comunicación con diversos sistemas y dispositivos usando protocolos de comunicación abiertos, incluyendo Modbus, OPC y Wiegand.

Los vehículos que pretendan accesar a la terminal deberán portar tarjetas auto adheribles identificadoras (Tag) las cuales deberán estar registradas en el sistema de administración de la terminal para que al momento de que un Tag registrado sea detectado por la antena RFID y además sensado por el loop detector de vehículo, el sistema por medio del PLC del DCS envíe la señal de apertura de la barrera vehicular correspondiente.

Los datos provenientes de la antena RFID y del lector con teclado numérico deberán ser enviados y procesados en el DCS y a través de éste serán integrados a la red LAN para la

comunicación con el sistema de administración de la terminal y permitir la apertura o cierre de las barreras vehiculares.

Se utilizarán sensores de haz fotoeléctrico y loops detectores de vehículo como medio para sensar la presencia vehicular, los cuales estarán conectados a entradas digitales del PLC del DCS para realizar la apertura de las barreras vehiculares. Así mismo, el cierre de las barreras vehiculares solo se llevará a cabo cuando no se registre señal de los sensores de haz fotoeléctrico y de los loops detectores de vehículos y a su vez no se tenga comando de apertura proveniente del sistema de administración de la terminal.

Los loops detectores de vehículos deberán estar ubicados en ambos lados de la barrera vehicular (entrada / salida) para poder detectar de forma continua la presencia de un auto tanque o vehículo un metro antes y un metro después de cruzar la barrera vehicular.

El sistema de administración de la terminal deberá realizar la adquisición de los datos provenientes de los lectores y antenas RFID para el control de acceso y generación de reportes de forma automática y a solicitud del operador, así como para la generación y desplegado de alarmas en caso de forzamiento de barrera vehicular, lectura de claves o códigos no autorizados o vigentes, etc.

*Sistema de control de acceso peatonal*

El sistema de control de acceso peatonal debe realizar la función de permitir o denegar el acceso del personal a la terminal, así como a las áreas aseguradas de los edificios, por medio de tarjetas de proximidad cuya información será cotejada contra la base de datos en el servidor de administración y configuración a ubicarse en el Cuarto de control del Dock House.

El servidor de administración y configuración debe conservar actualizada la base de datos del sistema de control de acceso, así mismo es el encargado de validar la información de las tarjetas de proximidad para permitir o denegar el acceso en el área controlada y tener el registro diario de todo el personal que acceda o salga de las instalaciones.

El sistema de control de acceso peatonal debe contar con una estación de trabajo en donde se podrá consultar la información del sistema así como obtener reportes, realizar alta o baja de personal, configurar accesos temporales para visitantes, personalización de tarjetas de acceso entre otras funcionalidades.

Cada puerta a controlar debe presentar la configuración de lector de proximidad en la entrada y en el interior un botón liberador para la apertura de la puerta, el aseguramiento de la puerta se realizará por medio de chapas electromagnéticas con reconocimiento del estado de la puerta (abierta / cerrada). En caso de ausencia de energía las puertas deben quedar liberadas.

Los lectores de proximidad recolectan los datos propios de identificación de la tarjeta de proximidad presentada, esta información pasa al controlador local de acceso, y posteriormente es enviada al servidor de administración y control por medio de la red LAN (alcance del sistema de voz y datos), para ser verificada y validada contra la base de datos del sistema, en caso de que el servidor de administración y configuración determine que es válida la información presentada el acceso será autorizado y el servidor enviará la señal de liberación al controlador local para la liberación de la chapa electromagnética para permitir el acceso o salida del personal. En el caso de que el acceso no sea validado por el servidor de administración y control, la puerta permanecerá cerrada hasta que sea presentada una tarjeta válida o se presione el botón liberador de puerta. El estado de la puerta está dado por la chapa electromagnética considerada por puerta, el cual permite al sistema determinar el estado (abierto / cerrado) de cada puerta controlada.

El sistema de control de acceso peatonal deberá tener interconexión con el sistema de gas y fuego, para que en caso de presencia de fuego, los equipos controladores reciban una señal de alarma del sistema de gas y fuego para liberar de forma automática las puertas controladas.

El sistema debe contar con una impresora de tarjetas de proximidad en la caseta de acceso al proyecto, para la impresión de tarjetas que servirán de identificación tanto de personal como de visitantes. Para el caso de las tarjetas de visitantes el sistema asignará un nivel de acceso restringido y temporal a ciertas áreas dentro de las instalaciones, manteniendo el registro de acceso y salida.

*Sistema de detección de instrusión perimetral*

El objetivo principal del sistema es proporcionar un sistema de detección de intrusión, para poder detectar oportunamente cualquier intento de entrada o posible daño a las instalaciones de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Descarga (TIFT-D), como una forma de mantener la operación de las mismas, sin contratiempos.

El sistema de detección de intrusión perimetral debe utilizar fibra óptica como elemento sensor, para detectar cualquier intento de saltar la malla que altere el cable sensor, incluyendo los tipos de acciones de intrusión como apoyar una escalera, tirar una cuerda por encima malla o sujetar el borde del mismo.

El sistema debe detectar varios eventos simultáneos por lo que deberá notificar las perturbaciones generadas en diferentes lugares de forma independiente.

El sistema debe localizar intentos de intrusión con una precisión de 8 metros incluso cuando se presenten varias intrusiones simultáneas o ruido ambiental.

En caso de corte del cable sensor, el sistema deberá notificar inmediatamente el incidente incluyendo la ubicación del mismo, la detección de intrusión debe continuar hasta el punto de corte.

Para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Descarga (TIFT-D) el sistema de detección de intrusión perimetral deberá ser capaz de soportar al menos el perímetro del muelle y hasta el área donde se ubicará el Dock House.

El sistema de detección de intrusión debe tener interfaz con el sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV), para que en caso de generar una alarma por intrusión, el sistema de CCTV posicione automáticamente la cámara más cercana al evento para la visualización y grabación del mismo.

El sistema debe permitir diferenciar las amenazas inofensivas ocasionadas por condiciones climáticas adversas como vientos fuertes o tormentas, así como aquellas ocasionas por el paso vehículos pesados o fauna local de las amenazas reales que pongan en peligro la integridad y seguridad de las instalaciones como penetraciones en muro, intentos de saltos, excavaciones cerca de la barda perimetral, etc., y generar una alarma por medio del DCS en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Descarga (TIFT-D), que será enviada a los centros de control para su atención.

**Sistema de intercomunicación y voceo**

Las instalaciones donde se deberán proporcionar servicios de intercomunicación y voceo son las siguientes:

- Cuarto de control (Dock house).
- Área operativa del muelle.

La función del Sistema de intercomunicación y voceo debe ser la de comunicar y brindar el apoyo para coordinar las operaciones de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Descarga (TIFT-D), con la finalidad de contribuir a disminuir los riesgos, además de que el sistema deberá permitir notificar y dar instrucciones a todo el personal en caso de alguna emergencia en cada una de las áreas.

Para brindar los servicios del sistema de intercomunicación y voceo se debe de instalar por lo menos el siguiente equipamiento:

- Estaciones multilínea para uso exterior, Clase I División 2, con amplificador integrado.
- Estaciones multilínea para uso interior.
- Altavoces tipo trompeta de uso exterior con excitador integrado, Clase I División 2.
- Amplificador de uso interior para estación multilínea para uso interior.
- Altavoz de uso interior para montaje en plafón.
- Balanceador de línea.

Se deberá suministrar, instalar, probar y poner en operación el sistema de intercomunicación y voceo el cual deberá ser del tipo convencional. Debe contar con estaciones multilínea para uso exterior con 5 canales de intercomunicación y una de voceo con amplificador integrado, altavoces, estaciones multilínea para interior tipo escritorio con control de volumen de altavoz y amplificador para interior.

Los usuarios deberán tener acceso al sistema, descolgando el auricular y oprimiendo un botón (ubicado en el propio auricular o en el equipo), permitiendo así el voceo general de todos los altavoces del sistema, excepto a los asociados con la estación que lo origina y además realizar la intercomunicación con cualquiera de las 5 líneas disponibles, ofreciendo una comunicación simultánea e independiente. Los equipos de este sistema deberán ser del tipo telefónico.

Se debe de contar con un balanceador de línea para el sistema de intercomunicación y voceo. La longitud máxima del cable entre balanceador de línea y la estación o amplificador del sistema más alejado no deberá ser mayor de 1600 metros y debe ubicarse lo más cerca posible del centro de carga eléctrico del sistema.

La ubicación de los equipos debe considerarse en el lugar más cercano posible donde el personal realizará las actividades de mantenimiento, operación y supervisión, sin obstruir las áreas de circulación del personal, ni la operación adecuada de los equipos de proceso.

Los altavoces deben ubicarse lo más cerca posible de la fuente de ruido con la finalidad de mantener la misma relación de señal a ruido.

Las áreas en donde se ubicarán las estaciones multilínea (para uso interior y exterior) deben quedar perfectamente sonorizadas, es decir, se debe mantener el nivel de la intensidad de sonido (tonos y mensajes de voz) en un rango de 6 a 10 dB, por encima del ruido ambiental.

Los equipos de intercomunicación y voceo ubicados en las áreas operativas definidas como áreas clasificadas dentro de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Descarga (TIFT-D), deben contar con certificados de aprobación para operar en áreas clasificadas como peligrosas conforme las Normas NOM-001-SEDE-2012.

Cada estación multilínea para uso exterior, debe tener una caseta acústica de fibra de vidrio, de diseño robusto, resistente a ambientes corrosivos, capaz de reducir el ruido en 23 dB.

En la siguiente tabla se muestra la ubicación de los equipos del sistema de intercomunicación y voceo:

*Tabla III–4. Número y ubicación del sistema de intercomunicación y voceo.*

| Ubicación | EMI (Estación Multilínea Interior) | EME (Estación Multilínea Exterior) | AI (Altavoz Interior) | AMI (Amplificador Interior) | ATE (Altavoz Tipo Trompeta Exterior) | BL (Balanceador de Línea) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cuarto de control (Dock House) | 1 | - | 2 | 1 | - | 1 |
| Área operativa del muelle | - | 3 | - | - | 6 | - |

**Sistema de radio comunicación**

El alcance para el sistema de radiocomunicación incluye el suministro, instalación y puesta en operación del siguiente equipamiento para proporcionar el servicio de radiocomunicación:

- Una radio base.
- Cinco equipos de radiocomunicación tipo portátil.
- Una antena tipo Yagui.
- Suministro de equipos de radiocomunicación tipo portátil, los cuales se deben entregar sin programación alguna, ya que la Gerencia de la terminal, es la responsable de realizar dicha programación.

Los equipos a suministrar deben de ser en la versión Digital ASTRO 25 más actual del mercado. El proveedor debe informar al cliente que esta versión sean la vigente al momento de la compra.

El equipo radio base debe ser troncalizado con capacidad de transmitir servicios de voz y datos, cuente con micrófono de escritorio, con teclado alfanumérico y software de programación, debe ser suministrado con todos los accesorios y dispositivos necesarios para que opere en la banda de 800 MHz UHF-FM. Debe ser instalado en la cuarto de control o Dock House del muelle.

Además debe tener contacto con el operador del barco durante el acercamiento y atraque al muelle, debe servir como medio de comunicación durante la operación de descarga de producto y en casos de emergencia debe tener capacidad de comunicación con la Capitanía del puerto y la API (Administración Portuaria Integral).

Los equipos de radiocomunicación tipo portátil deben ser del tipo troncalizado con pantalla LCD, teclado alfanumérico, con capacidad de transmisión y recepción de mensajes de texto, con teclas de navegación y teclas programables. Deben ser entregados sin programación alguna junto con sus accesorios, ya que la programación de los mismos es efectuada por personal de la Gerencia de la terminal.

Los equipos portátiles deben estar diseñados para operar en interiores y exteriores, por lo que deben cumplir con las normas militares 810 C, D, E, F Y G, además de cumplir con la característica de ser intrínsecamente seguros.

Los equipos de radiocomunicación deben soportar una temperatura de -30°C a +60°C, deben ser IP67.

Se debe de suministrar e instalar una antena tipo Yagui para exterior, con soporte incluido y todos los accesorios necesarios para instalarse en la radio base, que opere en una frecuencia del rango de 800 MHz, además debe contar con un rendimiento de 5 dBi.

Se debe de incluir el licenciamiento del software de programación y mantenimiento correspondiente a la versión de los equipos en la fecha de suministro, que permita su uso y programación en la terminal.

## III.1.2 Medidas Preventivas

Los sistemas de seguridad o capas de protección se emplearán con la finalidad de reducir la frecuencia de una consecuencia de interés (normalmente, una consecuencia no deseada y previamente identificada en un estudio de identificación de peligros). Los orígenes de contar con estas capas, responden al deseo y a la necesidad de proteger las unidades de proceso e instalaciones adyacentes, medio ambiente, población localizada en las inmediaciones de la terminal y personal operativo. Para evitar este tipo de consecuencias será necesario implementar diversos tipos de sistemas de aislamiento que permitan confinar una posible fuga de material peligroso de una manera segura.

A continuación, se describen las medidas preventivas que aplicarán durante la operación normal de la terminal; así como, aquellas medidas orientadas a la restauración de la zona afectada, en caso de que se presentara alguna incidencia.

### III.1.2.1 Capas de Protección

Dentro de las medidas preventivas del proyecto se considerará las siguientes capas de protección.

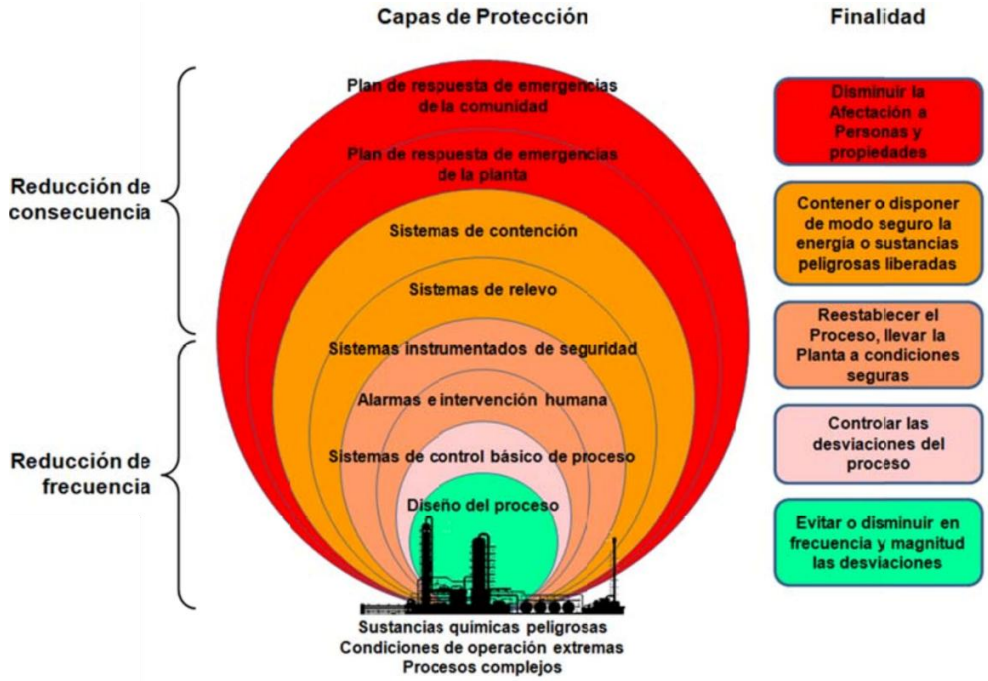



*Figura III–1. Capas de protección de las medidas preventivas del proyecto.*

Con base en el diagrama anterior, las salvaguardas se clasificaron de la siguiente manera:

a) Activas o pasivas.
b) Preventivas (pre-reléase o antes de que la liberación del material ocurra).
c) Mitigantes (post-reléase o después de que la liberación del material ocurra).

De esta forma, a continuación se describen cada una de las capas independientes consideradas en el diagrama anterior:

**Las Capas de Protección**

*Diseño del proceso*

Esta capa contará en todo momento de inspecciones y mantenimientos, cada uno sus respectivos programas, los cuales se describen más adelante.

Las medidas de prevención que fueron consideradas en la etapa de diseño, serán las siguientes:

- Verificar que se cumpla con la normatividad y códigos de diseño para la terminal.
- Cumplir con las bases de diseño para el proyecto.

- Incluir los sistemas de seguridad indicados en este capítulo.
- Actualizar las recomendaciones técnico-operativas, para la terminal una vez que se cuente con la ingeniería de detalle.
- Verificar que se lleven a cabo las pruebas de verificación indicadas en el capítulo I del presente estudio.

*Sistemas básicos de control de proceso*

Una vez que la terminal se encuentre en operación, los sistemas básicos de control de proceso son el primer nivel de protección, los cuales mantendrán el proceso en los niveles de operación de diseño. Como ejemplo se tienen los dispositivos de bajo y alto nivel, indicadores de temperatura, etc, son todos aquellos instrumentos que de forma automatizada, mantienen dentro de rango el proceso de descarga.

El control de la emergencia se realizará de forma remota con la ayuda del personal operativo y el circuito cerrado de televisión con el cual se podrán visualizar cualquier lado de la terminal.

*Alarmas de proceso con intervención humana*

Las alarmas críticas de proceso, son el segundo nivel de protección durante la operación, las alarmas son activadas por señalas que emitan los sistemas básicos de control de proceso; para que estos sistemas puedan brindar la protección esperada, tienen que ser acompañados por la acción de equipos auxiliares para mitigar el efecto, es decir por ejemplo, que en caso de bajo nivel, entrarán en operación para reestablecer el nivel de operación normal. Para completar esta capa es necesaria la intervención del operador.

*Sistemas instrumentados de seguridad*

La función instrumentada de seguridad, llevará al proceso a un estado seguro. Estos sistemas son independientes de los sistemas básicos de control de proceso, lo conforman equipos y sistemas independientes, que muy a menudo son redundantes en dos o en tres fases.

*Sistemas de relevo*

La terminal contará con válvulas de seguridad, lo cual provee de un alto grado de protección.

Como medida preventiva se llevará a cabo la inspección y mantenimiento de las válvulas para mantener la efectividad de esta capa de protección.

*Sistemas de protección*

Los sistemas de protección en caso de post-liberación se refieren a los dispositivos y/o accesorios pasivos enfocados hacia la mitigación de las consecuencias o efectos asociados a la liberación del material al ambiente. Los sistemas de este tipo con los que va a contar la terminal son:

- Sistemas de agua contra incendio.
- Sistema de espuma contra incendio.
- Tanque tipo vejiga para protección del muelle.
- Sistema de gas y fuego.
- Sistemas supresión de incendios en edificios.

*Plan de respuesta a emergencias*

Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, se elaborará un Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), que establezca las acciones a realizar antes, durante y después de la ocurrencia de una emergencia, con el propósito de que el personal desarrolle la capacidad para responder de manera oportuna y eficaz, mitigando el impacto a los trabajadores, a las instalaciones, al medio ambiente y a terceros. El PRE describirá las características generales de la terminal y del entorno en que se ubica; así mismo, detallará los mecanismos de respuesta que se deben activar en caso de emergencia.

En esta etapa se incluirán y desarrollarán conceptos tales como:

- Formación y actuación de Brigadas Contra incendio.
- Filosofía Operación de Sistemas Contra incendio.
- Programas y procedimientos de evacuación y abandono de la instalación, entre otros.

*Programas o Planes de Respuesta a la Comunidad*

La Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Descarga contará con un Plan de Emergencia Externo, con los procedimientos de combate específicos y las responsabilidades del personal y áreas involucradas.

### III.1.2.2 Programas de mantenimiento

A continuación se presenta un esquema con el mapa de ruta que se sigue en el proceso de gestión del mantenimiento:

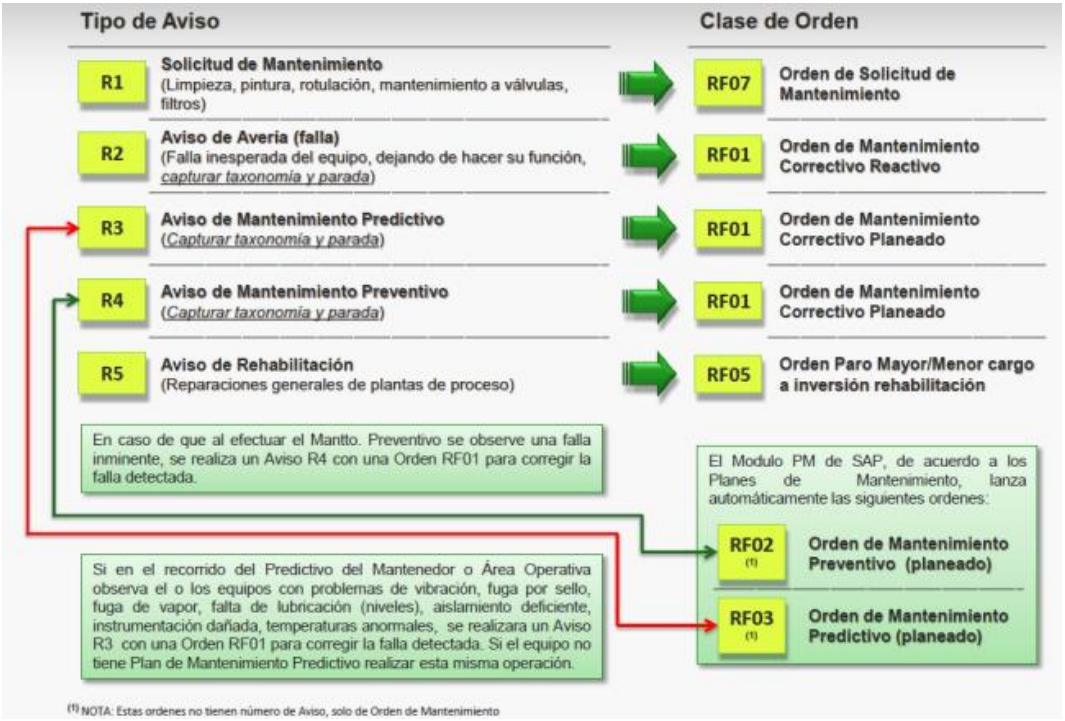



*Figura III–2. Gestión de Mantenimiento.*

### Tipos de mantenimiento instalaciones

Las actividades de mantenimiento se clasifican en general en:

*Mantenimiento preventivo*

Son las acciones de mantenimiento aplicadas a la terminal que se ejecutan a intervalos fijos independientemente de su condición actual para restituir un elemento a una condición específica.

Tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema. Se basa en inspecciones preventivas, por ejemplo lubricación de motores y bombas.

Este tipo de mantenimiento está basado en la prevención de fallas que conllevan a la, predicción o eliminación de las fallas, o disminución, a niveles tolerables, antes de ocurrir una falla.

*Mantenimiento correctivo o reactivo*

Se refiere a todas las acciones desempeñadas como resultado de una falla, para restituir un elemento a su condición específica.

En este estado el mantenimiento está basado en intervenciones correctivas no planeadas, independientemente de su impacto a las actividades propias de la terminal, seguridad o medio ambiente.

Se considera mantenimiento correctivo o reactivo cuando la falla impide un cumplimiento total o parcial de las funciones de ese activo.

El mantenimiento correctivo puede incluir cualquier o todos de los siguientes pasos:

1. Localización
2. Aislamiento
3. Desarmado
4. Intercambio
5. Armado
6. Alineamiento y
7. Verificación.

**Mantenimiento correctivo planeado**

Se refiere a todas las acciones de mantenimiento correctivo desempeñadas como resultado del hallazgo de anomalías que pueden desencadenar una futura falla potencial, durante la ejecución de actividades de mantenimiento predictivo y/o preventivo. Este tipo de mantenimiento está reducido a aquellas fallas que no tienen otras consecuencias que los costos de reparación.

Dentro de este tipo de mantenimiento se considera el “cero horas” (overhaul), que se caracteriza por un conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados, antes de que aparezca ningún fallo, cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente, de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión

consiste en dejar el equipo a cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo.

En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Ejemplo: remplazo de tubería, cableado eléctrico, instrumentos de medición, entre otros.

El mantenimiento correctivo puede incluir cualquier o todos de los siguientes pasos:

1. Localización,
2. Aislamiento,
3. Desarmado,
4. Intercambio,
5. Armado,
6. Alineamiento, y
7. Verificación.

El proceso de administración de éste tipo de mantenimiento se lleva a cabo a través de sistemas informáticos.

**Mantenimiento predictivo**

Permite conocer e informa permanentemente el estado y operatividad de las instalaciones, mediante valores de determinadas variables representativas de las mismas. Para aplicar este mantenimiento, es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, entre otros), cuya variación sea indicativa de problemas que están apareciendo en el equipo.

Está basado en la condición de un equipo para evaluar su probabilidad de falla durante algún período futuro, con objeto de tomar la acción apropiada para evitar las consecuencias de esa falla. La condición del equipo es monitoreada usando Monitoreo de Condición, Técnicas de Control Estadístico de Proceso, Monitoreo del Funcionamiento del equipo con un hardware y software específicos y/o a través del uso de los Sentidos Humanos.

Este tipo de mantenimiento consiste en una serie de tareas elementales como toma de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos, repintado de instalaciones.

Generalmente cada equipo necesita una mezcla de cada uno de estos tipos de mantenimiento, de manera que no se aplica uno sólo de ellos a un equipo en particular.

**Mantenimiento proactivo**

Las instalaciones en esta fase se caracterizan por la planeación y programación de actividades que conllevan a la prevención, predicción o eliminación de las fallas o disminución, a niveles tolerables, de las consecuencias de las fallas.

Respecto a los procedimientos existentes se tiene entre otros:

- Procedimientos para el paro y arranque por emergencias, como, falla de energía eléctrica, etc.
- Procedimiento para la atención de contingencias.
- Catálogo de empresas especialistas en recuperación y saneamiento de áreas contaminadas.
- Procedimiento para la recepción de obras.
- Procedimientos para contratistas.

# IV. RESUMEN

## IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental

Los nodos del proceso que se seleccionaron de los planos de acuerdo a los equipos que se presentan en el sentido del flujo del proceso son los siguientes:

En las Tablas IV–1 y 2 se presentan la definición de los nodos efectuada por el grupo técnico de riesgo para la instalación objeto de este estudio, se describen en la tabla siguiente:

*Tabla IV–1. Descripción de nodos etapa inicial.*

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 1 | Manguera marina de gasolina regular de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |
| 2 | Tubería de gasolina regular 12"-GR-101-201-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1001 de 12" Ø. |
| 3 | Patín de medición de gasolina regular desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1001 de 12" Ø en tubería 12"-GR-101-201-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, en islas 1 a la 4. |
| 4 | Brazo de llenado de gasolina regular BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 5 | Autotanque de gasolina regular desde la descarga del brazo de llenado BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B/1300/1300B. |
| 6 | Manguera marina de gasolina premium de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0800 de 12" Ø. |
| 7 | Tubería de gasolina premium 12"-GP-101-101-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0800 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1002 de 12" Ø. |
| 8 | Patín de medición de gasolina premium desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1002 de 12" Ø en tubería 12"-GP-101-101-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B, a la salida del patín de medición en islas 1 a la 3. |
| 9 | Brazo de llenado de gasolina premium BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 10 | Autotanque de gasolina premium desde la descarga del brazo de llenado BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B. |

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 11 | Manguera marina de gasolina diésel de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0700 de 12" Ø. |
| 12 | Tubería de diésel 12"-DE-101-301-CSAA desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0700 de 12" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-1000 de 12" Ø. |
| 13 | Patín de medición de diésel desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-1000 de 12" Ø en tubería 12"-DE-101-301-CSAA hasta la válvula operada por solenoide VOS-1000A/B, VOS-1100A/B, VOS-1200A/B, VOS-1300A/B, a la salida del patín de medición, en islas 1 a la 4. |
| 14 | Brazo de llenado de diésel BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1000A/B, VOS-1100A/B, VOS-1200A/B, 1300A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| 15 | Autotanque de diésel desde la descarga del brazo de llenado BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B en islas 1 a la 4, hasta la válvula recuperadora de vapores VRV-1000/1000B/1100/1100B/ 1200/1200B/1300/1300B. |
| 16 | Soplador de vapores C-101A y Unidad de Seguridad del Muelle DSU-101A desde la válvula recuperadora de vapores VRV-1000B/1100B/1200B/1300B/ 1001B/1101B/1201B/1301B/ 1002B/1102B/1202B hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0802 de 10" Ø. |
| 17 | Manguera marina de vapores recuperados de 10" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0802 de 10" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| 18 | Descargadera de gasolina regular/gasolina premium/diésel de autotanques desde el brazo de descarga BD-212 hasta la válvula manual de bloqueo de 6" Ø en la unión con la tubería 8"-GR-101-206-CSAA/8"-GP-101-105-CSAA/8"-DE-101-306-CSAA. |
| 19 | Tubería de gasolina regular/gasolina premium/diésel 8"-GR-101-206-CSAA/8"-GP-101-105-CSAA/8"-DE-101-306-CSAA desde la válvula manual de bloqueo de 6" Ø hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703/MOV-0801/ MOV-0701 de 8" Ø. |
| 20 | Manguera marina de recirculación de 10" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703/MOV-0801/ MOV-0701 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |

*Tabla IV–2. Descripción de nodos primera etapa.*

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 1 | Tubería de gasolina regular/premium 16"-GR-101-007-CSAA/16"-GP-101-001-CSAA, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín de medición de gasolina regular PM-102 y de gasolina premium PM-103. |
| 2 | Patín de medición de gasolina regular PM-102, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 3 | Patín de medición de gasolina premium PM-103, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 4 | Tubería de diésel/MTBE 16"-PL-101-008-CSAA, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín de medición de diésel/MTBE PM-104. |

| No. Nodo | Descripción |
|---|---|
| 5 | Patín de medición de diésel/MTBE PM-104, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |
| 6 | Tubería de turbosina 16"-TUR-101-006-CSAD, desde el brazo de descarga del buque tanque hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø de entrada al patín de medición PM-101. |
| 7 | Patín de medición de turbosina PM-101, desde la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de entrada al patín, hasta la válvula de bloqueo de 16" Ø s/n de salida del patín de medición. |

En las Tablas IV–3 y 4 se presenta un resumen de los elementos de análisis del presente estudio para la etapa inicial y primera etapa.

*Tabla IV–3. Elementos de análisis de estudio etapa inicial.*

| Elementos de análisis | Ocurrencias |
|---|---|
| Nodos | 20 |
| Desviaciones | 95 |
| Causas | 207 |
| Consecuencias | 581 |
| Recomendaciones | 34 |

*Tabla IV–4. Elementos de análisis de estudio primera etapa*

| Elementos de análisis | Ocurrencias |
|---|---|
| Nodos | 7 |
| Desviaciones | 43 |
| Causas | 44 |
| Consecuencias | 203 |
| Recomendaciones | 12 |

Aplicando la metodología de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp) se realizó la categorización del grado de riesgo para cada desviación. En las Tablas IV–5 y 6 se muestran los resultados de los grados de riesgo por desviación, utilizando para ello las matrices y criterios establecidos en la descripción de la metodología.

*Tabla IV–5. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones etapa inicial.*

| | Categoría del riesgo | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Intolerable "A"** | **Indeseable "B"** | **Aceptable con controles "C"** | **Razonablemente aceptable "D"** |
| **Cantidad de desviaciones** | 0 | 27 | 180 | 503 |

*Tabla IV–6. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones primera etapa*

| | Categoría del riesgo | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Intolerable "A"** | **Indeseable "B"** | **Aceptable con controles "C"** | **Razonablemente aceptable "D"** |
| **Cantidad de desviaciones** | 0 | 4 | 96 | 197 |

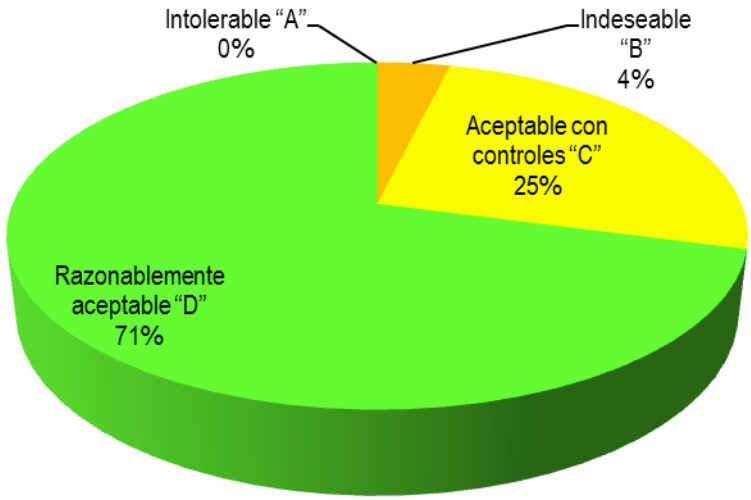



*Figura IV–1. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones etapa inicial.*

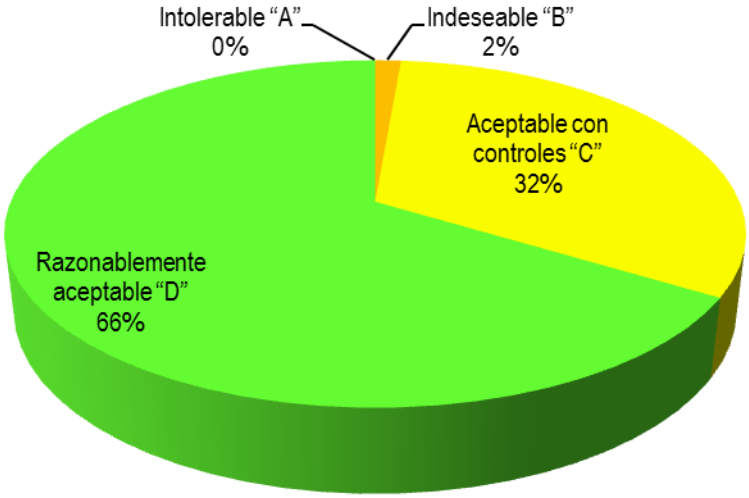



*Figura IV–2. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones primera etapa.*

## Escenarios máximos probables

Los escenarios identificados como máximos probables para las simulaciones, se obtuvieron de la etapa de jerarquización de riesgos. A continuación se establecen los escenarios, se descripción, la corriente y las condiciones de operación que alimentaron al software PHAST Ver. 7.1 para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los criterios de la ASEA.

*Tabla IV–7. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias etapa inicial.*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-1 | Manguera marina 12" Ø | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø |
| TUXTRAS-2 | Brazo de llenado | Fuga de gasolina regular en el Brazo de llenado BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1001A/B, VOS-1101A/B, VOS-1201A/B, VOS-1301A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado |
| TUXTRAS-3 | Manguera marina de 12" Ø | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-4 | Brazo de llenado | Fuga de gasolina premium en el Brazo de llenado BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 3, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| TUXTRAS-5 | Manguera marina 12" Ø | Fuga de diésel en la manguera marina de 12" Ø desde la conexión con el buque tanque hasta la válvula operada por motor eléctrico MOV-0702 de 12" Ø. |
| TUXTRAS-6 | Brazo de llenado | Fuga de diésel en el Brazo de llenado de BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B en islas 1 a la 4, desde la válvula operada por solenoide VOS-1002A/B, VOS-1102A/B, VOS-1202A/B a la salida del patín de medición, hasta la descarga del brazo de llenado. |
| TUXTRAS-7 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0703 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| TUSTRAX-8 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0801 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |
| TUSTRAS-9 | Manguera marina 8" Ø | Fuga de diésel en la manguera marina de recirculación de 8" Ø desde la válvula operada por motor eléctrico MOV-0701 de 8" Ø hasta la conexión con el buque tanque. |

*Tabla IV–8. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias primera etapa.*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXDES-1 | Brazo de descarga marino | Fuga de gasolina regular. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-2 | Brazo de descarga marino | Fuga de gasolina Premium. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-3 | Brazo de descarga marino | Fuga de diésel. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |
| TUXDES-4 | Brazo de descarga marino | Fuga de Turbosina. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |

### Escenarios catastróficos

Estos escenarios corresponden a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente o línea de proceso, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica. La identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios serán considerados para fines ilustrativos.

Con base en lo señalado en el primer párrafo, los escenarios catastróficos propuestos, estarán definidos a partir de los resultados del escenario máximos probable; es decir, se tomarán aquel escenario que presente los mayores distanciamientos para las zonas de alto riesgo. Para el caso que nos ocupa los mayores distanciamientos se presentaron en el manejo del diésel.

*Tabla IV–9. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias etapa inicial*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXTRAS-10 | Manguera marina 12" Ø | Ruptura de la manguera marina de 12" Ø diésel |
| TUXTRAS-11 | Brazo de llenado | Ruptura del brazo de llenado de diésel islas 1 a la 4 |

*Tabla IV–10. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias primera etapa.*

| Clave del Escenario | Instalación | Descripción del Escenario |
|---|---|---|
| TUXDES-5 | Brazo de descarga marino | Ruptura total. Brazo secundario de 16" de diámetro de diésel con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. |

## Resultados de las simulaciones

*Escenarios máximos probables*

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados:

*Tabla IV–11. Resultados para los escenarios máximos probables etapa inicial.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXTRAS-1 | 165.86 | 205.46 | 105.73 | 123.26 |
| TUXTRAS-2 | 75.94 | 98.84 | 52.24 | 59.75 |
| TUXTRAS-3 | 165.86 | 205.46 | 105.73 | 123.26 |
| TUXTRAS-4 | 80.84 | 96.49 | 54.99 | 66.29 |
| TUXTRAS-5 | 177.05 | 199.03 | 114.06 | 134.79 |
| TUXTRAS-6 | 99.08 | 120.16 | 76.89 | 98.51 |
| TUXTRAS-7 | 73.32 | 87.52 | 49.88 | 60.13 |
| TUXTRAS-8 | 73.32 | 87.52 | 49.88 | 60.13 |
| TUXTRAS-9 | 78.97 | 94.26 | 53.72 | 64.76 |

*Tabla IV–12. Resultados para los escenarios máximos probables primera etapa.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXDES-1 | 415.08 | 539.20 | 201.05 | 284.50 |
| TUXDES-2 | 415.08 | 539.20 | 201.05 | 284.50 |
| TUXDES-3 | 483.32 | 627.85 | 210.07 | 234.20 |
| TUXDES-4 | 457.21 | 593.94 | 237.09 | 299.93 |

Las zonas de alto riesgo que tuvieron que presentaron un mayor radio fueron aquellos relacionados con las radiación térmica, debemos recordar que los resultados obtenidos en todos los casos parten de escenarios hipotéticos bajo condiciones críticas de velocidad y estabilidad del viento y sin considerar todos los sistemas de seguridad previstos para el proyecto, recomendaciones y medidas propuestas en el capítulo III del presente estudio.

*Escenario catastrófico*

*Tabla IV–13. Resultados para los escenarios catastróficos etapa inicial.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXTRAS-10 | 293.46 | 307.15 | 189.73 | 219.57 |
| TUXTRAS-11 | 141.00 | 168.13 | 117.18 | 141.93 |

*Tabla IV–14. Resultados para los escenarios catastróficos primera etapa.*

| Escenarios | Radiación térmica (m) | | Sobrepresión (m) | |
|---|---|---|---|---|
| | 5 kw/m² | 1.4 kw/m² | 1 psi | 0.5 psi |
| TUXDES-5 | 717.73 | 932.35 | 301.63 | 346.70 |

Como fue señalado con anterioridad, la identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios son considerados para fines ilustrativos.

Los resultados obtenidos de este escenario sirvieron para fortalecer las recomendaciones y las medidas preventivas que fueron establecidas en el capítulo III del presente estudio.

## IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Con base en los resultados obtenidos es factible aseverar que el proyecto no pondrá en riesgo la estructura y función de los ecosistemas descritos en el Sistema Ambiental y dentro del Área de Influencia.

Adicionalmente, podemos concluir que si bien en la representación gráfica se tiene en el escenario por radiación térmica una interacción con una estación de servicio marina, esto no implicaría que se tuviera un efecto dominó, por los argumentos manifestados en el apartado II.2 interacciones de riesgo.

En este orden de ideas, se analizó y concluyó que:

Se puede afirmar que la ejecución de las obras y actividades que contempla el proyecto, así como escenarios analizados no representa un factor de cambio significativo o relevante debido a que las características del ecosistema ya han sido modificadas radicalmente con anterioridad.

Se considera que no se modificarán los procesos naturales de propagación, reproducción ni distribución de las especies de flora y fauna silvestre.

En el contexto de impacto ambiental significativo o relevante establecido en el propio Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en la materia en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (Art. 3º fracción IX), la extensión de los mismos es no significativa. Con esto se garantiza su continuidad de los ecosistemas dentro del Sistema Ambiental. Asimismo en términos de la misma definición y en relación del análisis realizado podemos manifestar que no se provocarían alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Con los resultados obtenidos se puede evidenciar que la ejecución del proyecto no puede ocasionar que una o más especies sean declaradas como amenazadas o en peligro de extinción, quedando fuera del supuesto establecido en el artículo 35, numeral III, inciso b) de la LGEEPA.

Partiendo de los resultados obtenidos, la ejecución del proyecto garantiza la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental y en el Área de Influencia, es decir, permite mantener la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el proyecto asegura estas dos condiciones.

Las conclusiones del presente permiten señalar que se respeta la integridad funcional de los ecosistemas, los factores ambientales dentro del Sistema Ambiental que por sí mismos son relevantes, no serán afectadas por el proyecto.

Como resultado de las anteriores conclusiones, es factible aseverar que el proyecto no generará:

- Desequilibrios ecológicos.
- Daños a la salud pública.
- Afectaciones a los ecosistemas.
- Alteración de la capacidad de carga del ecosistema.
- Alteración de la integridad funcional del ecosistema.

Finalmente, resulta relevante indicar que las medidas propuestas en el capítulo III del estudio de riesgo ambiental garantizan el prevenir, controlar y contener un posible incidente relacionado con los escenarios analizados y también tienen como objetivo evitar que se genere una cadena de sucesos que lleven a la ocurrencia de un incidente catastrófico.

## IV.3 Informe Técnico

Las sustancias que serán manejadas en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Descarga.

*Tabla IV–15. Sustancias Almacenadas consideradas Altamente Riesgosa etapa inicial.*

| Nombre químico de la sustancia | No. CAS | Densidad ($g/cm^3$) | Flujo máximo (Bbls/hr) | Longitud de la tubería (Km) | Diámetro de la tubería (cm) | Presión de operación ($Kg/cm^2$) | Espesor (mm) | Descripción de la trayectoria |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Descarga | | | | | | | | |
| Diésel | 68476-34-6 | 0.87-0-95 | 5,714 | - | - | 8.0 | - | - |
| Gasolina Regular/Premium | 8006-61-9 | 0.70 - 0.77 | 5,714 | - | - | 8.0 | - | - |
| Llenaderas | | | | | | | | |
| Diésel | 68476-34-6 | 0.87-0-95 | 1,428 | | | 1.0 | | |
| Gasolina Regular/Premium | 8006-61-9 | 0.70 - 0.77 | 1,428 | | | 1.0 | | |

*Tabla IV–16. Sustancias Almacenadas consideradas Altamente Riesgosa primera etapa.*

| Nombre químico de la sustancia | No. CAS | Densidad ($g/cm^3$) | Flujo promedio (Bbls/hr) | Flujo máximo (Bbls/hr) | Longitud de la tubería (Km) | Diámetro de la tubería (cm) | Presión de operación ($Kg/cm^2$) | Espesor (mm) | Descripción de la trayectoria |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Turbosina | No disponible | 0.772-0.837 | 10,000 a 12,000 | 16,000 | - | - | 10.76 | - | - |
| Diésel | 68476-34-6 | 0.74-0.95 | 10,000 a 12,000 | 16,000 | - | - | 10.76 | - | - |
| Gasolina Regular/Premium | 8006-61-9 | 0.70 - 0.77 | 10,000 a 12,000 | 16,000 | - | - | 10.76 | - | - |

## IV.3.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

Como una primera etapa del análisis y evaluación de riesgos del proyecto, se revisaron diversas fuentes para determinar antecedentes de accidentes e incidentes para obras y actividades similares al proyecto, sin embargo solamente se encontraron registros o notas periodísticas que indican accidentes principalmente en buque tanques, mucho de estos incidentes fueron fuera de la costa y en su mayoría con cargamento de petróleo crudo. A continuación se muestran algunos de los accidentes ocurridos a nivel mundial.

*Tabla IV–17. Lista de accidentes e incidentes.*

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 2010 | Australia | Carbón/Combustible | Derrame | El buque chino Shen Neng 1, que transportaba 65.000 toneladas de carbón y 975 toneladas de carburante, provoca un derrame de dos toneladas de combustible y genera una marea negra de tres kilómetros de largo y 100 metros de ancho, al quedar varado en un banco de arena cerca de la costa de la isla de Great Kepel, en la zona protegida de los arrecifes de la Gran Barrera de Coral. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 2002 | Galicia | Combustible | Derrame | El petrolero Prestige, que se dirigía a Gibraltar, se hunde con 66.000 toneladas de combustible a bordo, tras ser polémicamente remolcado a unos 250 Km de la costa de Galicia. Su avería siete días antes ya había causado el vertido de otras 11.000 toneladas de combustible y una marea negra que alcanzó los 80.000 metros cuadrados. | Revista General Marina 2003 |
| 1996 | Gales | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero de bandera liberiana Sea Empress embarrancó en la costa suroeste de Gales, derramando 70.000 toneladas de crudo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1994 | Bósforo | Petróleo crudo | Derrame/incendio | El petrolero Nassia, con 98.000 toneladas de crudo, y un carguero, ambos chipriotas, se incendiaron tras chocar en el Estrecho del Bósforo, en las cercanías de Estambul, y contaminaron sus aguas. La colisión causó 36 muertos. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1993 | Sumatra | Petróleo crudo | Derrame | El superpetrolero danés Maersk Navigator, con unas 255.000 toneladas de crudo, chocó contra el japonés Sanko Honor, con 96.000 toneladas, frente a la isla indonesia de Sumatra. La marea negra, de 56 Km2, afectó a uno de los depósitos de coral y vida marina. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1992 | Galicia | Petróleo crudo | Derrame | Buque griego Mar Egeo encalló frente a la Torre de Hércules en A Coruña. Transportaba 79.300 toneladas de crudo. La marea negra, que al día siguiente alcanzó los 50 $Km^2$, invadió las rías de Ferrol, Ares y Betanzos. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1990 | Nueva Jersey | Petróleo Crudo | Explosión y fuego | El buque tanque petrolero Cibro Savannah exploto y se incendió mientras salia del muelle CITGO en Linden, Nueva Jersey el 6 de Marzo de 1990. Unos 127.000 galones de petroleo se perdieron, pero nadie sabe cuánto se quemó y cuánto fue al medio ambiente | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1990 | Michigan | Gasolina | Incendio | El buque tanque Jupiter estaba descargando gasolina en Bay City, Michigan cuando comenzó un fuego a bordo del buque. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1989 | Alaska | Petróleo crudo | Derrame | El buque estadounidense Exxon Valdez chocó contra un arrecife, en el estuario de Prince Willian Sound, en Valdez (Alaska), y vertió al agua más de 42 millones de litros de petróleo, causando una marea negra de unos 250 Km2, en el mayor desastre ecológico de toda la historia de Estados Unidos hasta entonces. | Revista General de Marina Noviembre de 2007 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1983 | Sudáfrica | Petróleo crudo | Derrame | El naufragio del petrolero español Castillo de Bellver frente al cabo de Buena Esperanza, en la costa sudafricana, causó el vertido al mar de 250.000 toneladas de crudo, que provocaron una mancha de más de 40 Km2. Tres de sus tripulantes murieron. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1978 | Francia | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero de bandera liberiana Amoco Cádiz naufragó en las costas de la Bretaña francesa, derramando 223.000 toneladas de crudo, que contaminaron 360 Km2de las playas galas. La marea negra fue un precedente, por su magnitud, de las provocadas años más tarde por los barcos Exxon Valdez, en Alaska | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1975 | Estrecho de Malaca | Petróleo crudo | Derrame | El petrolero japonés Showa Maru naufragó en el estrecho de Malaca, en el océano Indico, con sus 237.000 toneladas de petróleo | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |
| 1972 | Sudáfrica | Petróleo crudo | Derrame | La colisión de dos petroleros liberianos, el Taxanita y el Oswego Guardian, en el litoral de Sudáfrica, provocó el derrame de 100.000 toneladas de crudo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

| Año | Lugar | Sustancia | Evento | Descripción | Fuente |
|---|---|---|---|---|---|
| 1967 | Francia | Petróleo crudo | Derrame | El naufragio del petrolero liberiano Torrey Canyon frente a la costa de Bretaña causó una marea negra de 300 Km2 al derramarse 123.000 toneladas de petróleo. | Ver más en: http://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/#xtor=AD-15&xts=467263 |

*Tabla IV–18. Identificación y jerarquización de riesgos ambientales etapa inicial*

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXTRAS-1 | 1 | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de 12" Ø | X | | X | X | Manguera de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-2 | 2 | Fuga de gasolina regular en el Brazo de llenado | X | | X | X | Brazo de llenado en islas | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-3 | 3 | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de 12" Ø | X | | X | X | Manguera de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXTRAS-4 | 4 | Fuga de gasolina premium en el Brazo de llenado | X | | X | X | Brazo de llenado en islas | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-5 | 5 | Fuga de diésel en la manguera marina de 12" Ø | X | | X | X | Manguera de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-6 | 6 | Fuga de diésel en el Brazo de llenado | X | | X | X | Brazo de llenado en islas | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-7 | 7 | Fuga de gasolina regular en la manguera marina de recirculación de 8" Ø | X | | X | X | Manguera marina de recirculación | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-8 | 8 | Fuga de gasolina premium en la manguera marina de recirculación de 8" Ø | X | | X | X | Manguera marina de recirculación | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXTRAS-9 | 9 | Fuga de diésel en la manguera marina de recirculación de 8" Ø | X | | X | X | Manguera marina de recirculación | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-10 | 10 | Ruptura de la manguera marina de 12" Ø diésel | X | | X | X | Maguera de descarga marina | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXTRAS-11 | 11 | Ruptura del brazo de llenado de diésel islas 1 a la 4 | X | | X | X | Brazo de llenado en islas | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |

*Tabla IV–19. Identificación y jerarquización de riesgos ambientales primera etapa.*

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXDES-1 | 1 | Fuga de gasolina regular. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. | X | | X | X | Brazo de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXDES-2 | 2 | Fuga de gasolina Premium. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. | X | | X | X | Brazo de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje |
| TUXDES-3 | 3 | Fuga de diésel. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. | X | | X | X | Brazo de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar Procesos bióticos y paisaje Asentamientos humanos (sin que implique sitios de como: escuelas iglesias, clínicas, hospitales, parques, etc.) |

| No. de Escenario | No. de evento | Falla | Accidente hipotético | | | | | Metodología empleada para la identificación de riesgos | Componente ambiental afectado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fuga | Derrame | Incendio | Explosión | Unidad o equipo | | |
| TUXDES-4 | 4 | Fuga de Turbosina. Brazo secundario de 16" de diámetro con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud.. | X | | X | X | Brazo de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar<br>Procesos bióticos y paisaje<br>Asentamientos humanos (sin que implique sitios de como: escuelas iglesias, clínicas, hospitales, parques, etc.) |
| TUXDES-5 | 5 | Ruptura total. Brazo secundario de 16" de diámetro de turbosina con una longitud entre válvulas de 11 metros de longitud. | X | | X | X | Brazo de descarga marino | HazOp | Aire, Suelo, Vegetación secundaría y manglar<br>Procesos bióticos y paisaje<br>Asentamientos humanos (sin que implique sitios de como: escuelas iglesias, clínicas, hospitales, parques, centros de reunión, etc.) |

*Tabla IV–20. Estimación de consecuencias etapa inicial.*

| No. de evento | Tipo de Liberación | | Cantidad Hipotética liberada | | Estado Físico | Efectos Potenciales | | | | | Programa de simulación empleado | Zona de alto riesgo (m) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Masiva | Continua | Cantidad | Unidad | | C | G | S | R | N | | Radiación Térmica | Explosión |
| TUXTRAS-1 | X | | 2903.08 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 165.86 | 105.73 |
| TUXTRAS-2 | X | | 789.21 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 75.94 | 52.24 |
| TUXTRAS-3 | X | | 2903.08 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 165.86 | 105.73 |
| TUXTRAS-4 | X | | 789.21 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 80.84 | 54.99 |
| TUXTRAS-5 | X | | 3380.39 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 177.05 | 114.06 |
| TUXTRAS-6 | X | | 1263.52 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 99.08 | 76.89 |
| TUXTRAS-7 | X | | 568.29 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 73.32 | 49.88 |
| TUXTRAS-8 | X | | 568.29 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 73.32 | 49.88 |
| TUXTRAS-9 | X | | 749.45 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 78.97 | 53.72 |
| TUXTRAS-10 | X | | 3380.39 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 293.46 | 189.73 |
| TUXTRAS-11 | X | | 1263.52 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 141.00 | 117.18 |

*Tabla IV–21. Estimación de consecuencias primera etapa.*

| No. de evento | Tipo de Liberación | | Cantidad Hipotética liberada | | Estado Físico | Efectos Potenciales | | | | | Programa de simulación empleado | Zona de alto riesgo (m) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Masiva | Continua | Cantidad | Unidad | | C | G | S | R | N | | Radiación Térmica | Explosión |
| TUXDES-1 | X | | 6101.65 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 415.08 | 201.05 |
| TUXDES-2 | X | | 6101.65 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 415.08 | 201.05 |
| TUXDES-3 | X | | 7104.68 | Kg | Líquido | | | X | | | Phast 7.1 | 483.32 | 210.07 |
| TUXDES-4 | X | | 6720.94 | Kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 457.21 | 237.09 |
| TUXDES-5 | X | | 7104.68 | kg | Líquido | | | | X | | Phast 7.1 | 717.73 | 301.63 |

EFECTOS POTENCIALES:

(C) Catastrófico: Este evento puede afectar áreas externos a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o sólo después de muy largo tiempo, causando perdida o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010,tipo de vegetación amenazada, entre otros).

(G) Grave: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo detenido, y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.

(S) Significativo: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o remplazar por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

(R) Recuperable: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.

(N) Ninguno: Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

*Tabla IV–22. Criterios utilizados etapa inicial*

| No. de evento | Toxicidad | | | | Explosividad | | Radiación Térmica | | Otros Criterios |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | IDLH | TLV8 | Velocidad del viento (m/s) | Estabilidad Atmosférica | 0.5 psi | 1 psi | 1.4 kw/m$^2$ | 5.0 kw/m$^2$ | |
| TUXTRAS-1 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-2 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-3 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-4 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-5 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-6 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-7 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-8 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-9 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-10 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |
| TUXTRAS-11 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 12 segundos |

*Tabla IV–23. Criterios utilizados primera etapa*

| No. de evento | Toxicidad | | | | Explosividad | | Radiación Térmica | | Otros Criterios |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | IDLH | TLV8 | Velocidad del viento (m/s) | Estabilidad Atmosférica | 0.5 psi | 1 psi | 1.4 kw/m$^2$ | 5.0 kw/m$^2$ | |
| TUXDES-1 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 16 segundos |
| TUXDES-2 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 16 segundos |
| TUXDES-3 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 16 segundos |
| TUXDES-4 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 16 segundos |
| TUXDES-5 | | | 3.0 | F | X | X | X | X | Tiempo de fuga 16 segundos |

*IDLH: Inminentemente peligrosa para la vida y la salud

**$TLV_8$: Valor Umbral Límite

# V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS

1. Hojas de seguridad.
2. Diagramas de flujo de proceso (DFP).
    2.1. Etapa inicial (trasvase).
    2.2 Primera etapa (Instalaciones definitivas).
3. Diagramas de tubería e instrumentación (DTIs).
    3.1. Etapa inicial (trasvase).
    3.2 Primera etapa (Instalaciones definitivas).
4. Análisis HAZOP.
    4.1. Etapa inicial (trasvase).
    4.2 Primera etapa (Instalaciones definitivas).
5. Plano de arreglo general.
    5.1. Etapa inicial (trasvase).
    5.2 Primera etapa (Instalaciones definitivas).
6. Simulaciones.
    6.1. Etapa inicial (trasvase).
    6.2 Primera etapa (Instalaciones definitivas).