

I. ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

ÍNDICE GENERAL

i. ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	i
ÍNDICE GENERAL	i
ÍNDICE DE FIGURAS.....	i
ÍNDICE DE TABLAS.....	iii
I. ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	1
I.1. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	1
I.1.1. OBJETIVO.....	1
I.2. ALCANCE	10
I.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN	11
I.3.1. BASES DE DISEÑO.....	11
I.3.2. PROYECTO CIVIL.....	18
I.3.3. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO	31
I.3.4. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	73
I.3.5. CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	83
I.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	93
I.4.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS	93
I.4.2. METODOLOGÍAS DE IDENTIFICACIÓN, ANÁLISIS Y JERARQUIZACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN DE RIESGOS	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I. 1 Localización del proyecto Terminal Onshore.....	4
Figura I. 2 Ubicación de Polígono 1 y Polígono 2	6
Figura I. 3 Localización del proyecto Terminal Offshore (Anexo 4).	9
Figura I. 4. Dimensiones y trayectoria de giro del vehículo de Proyecto DE-2545.....	23
Figura I. 5 Ejemplo de Soportes de concreto en la playa	26
Figura I. 6 Monoboya.	31
Figura I. 7 Rack de tuberías de CFE a utilizar.	37
Figura I. 8 Localización de la zona de almacenamiento (LOG-MEX-CPR-PIP-0001_Rev C).....	39
Figura I. 9 Sistemas de seguridad y de contra incendio, localización de extintores, hidrantes, rutas de emergencias, etc. (LOG-MEX-CPR-PLP-8005.00.IFR.00.01 y LOG-MEX-CPR-PLP- 8006.A.IFR.A.01).....	64
Figura I. 10 Localización de los detectores de fuego (LOG-MEX-CPR-PLP-8001.B.IFA.B.01).	71
Figura I. 11 Ubicación de Polígono 1 y Polígono 2	74

Figura I. 12 Climatograma de la estación Rosarito	77
Figura I. 13 Gráfica de Número de días con lluvia, niebla, granizo y tormentas de la estación Rosarito	78
Figura I. 14 Localización de microcuencas	79
Figura I. 15 Localización de la Subcuenca A. <i>El Descanso</i>	82
Figura I. 16 Esquema del proceso de la Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito - Onshore.....	83
Figura I. 17 Rack de tuberías a utilizar.	85
Figura I. 18 Esquema del proceso de la Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito - Offshore.....	86
Figura I. 19 Ejemplo de Amarre de punto único (SPM) y Mangueras flotantes.....	89
Figura I. 20 Diagrama de bloques del Proyecto RINA (Anexo 2 LOG-MEX-CPR-PFD-0001).	90
Figura I. 21 Explosiones registradas por País	95
Figura I. 22 Sustancia Involucrada en la Emergencia	96
Figura I. 23 Ubicación donde se presenta la Emergencia	97
Figura I. 24 Sustancias involucradas en emergencias ambientales	98
Figura I. 25 Ubicación de los Accidentes Registrados en México	99
Figura I. 26 Medio de transporte involucrado en Emergencias con sustancias Peligrosas.....	100
Figura I. 27 Tipo de Emergencias presentadas en México.....	102
Figura I. 28 Distribución Anual de las Emergencias Ambientales Reportadas a la PROFEPA durante el periodo 1993-2014	104
Figura I. 29 Distribución Estatal de las Emergencias Ambientales Reportadas a la PROFEPA en el periodo 1993 - 2014	105
Figura I. 30 Identificación de las causas de accidentes.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. 1	Coordenadas geográficas Polígono 1 y Polígono 2.....	3
Tabla I. 2	Coordenadas geográficas línea marina	7
Tabla I. 3	Coordenadas geográficas monoboya	7
Tabla I. 4.	Detalles adicionales para cada paso de construcción.	19
Tabla I. 5	Características de Operación.....	32
Tabla I. 6	Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas	33
Tabla I. 7	Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas	34
Tabla I. 8	Condiciones de operación de la bomba.....	45
Tabla I. 9	Condiciones de operación de la bomba.....	45
Tabla I. 10	Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular	46
Tabla I. 11	Características bombas de almacenamiento de gasolina premium	46
Tabla I. 12	Características bombas de almacenamiento Diesel.....	47
Tabla I. 13.	Especificaciones de Gasolinas.	50
Tabla I. 14	Especificaciones de Diesel.	50
Tabla I. 15.	Características de Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos	51
Tabla I. 16	Características tanques de día	51
Tabla I. 17	Condiciones de operación de la bomba.....	53
Tabla I. 18	Condiciones de operación de la bomba.....	53
Tabla I. 19	Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular.	54
Tabla I. 20	Características bombas de almacenamiento de gasolina premium.	54
Tabla I. 21	Características bombas de almacenamiento Diésel.....	54
Tabla I. 22	Áreas de instalación de HM.	65
Tabla I. 23	Áreas a colocar detectores de fuego	70
Tabla I. 24	Normales climatológicas 1951-2010	76
Tabla I. 25	Sistema de Cuencas	78
Tabla I. 26	Superficies de las microcuencas que integran la subcuenca de aportación.	81
Tabla I. 27	Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas	86
Tabla I. 28	Características de Operación.....	87
Tabla I. 29	Registros de Explosiones por País	94
Tabla I. 30	Sustancias Involucradas en Emergencias	95
Tabla I. 31	Ubicación donde se presenta la emergencia	97
Tabla I. 32	Sustancias involucradas en emergencias ambientales	97
Tabla I. 33	Accidentes reportados en el país entre 1993 y 2014.....	98
Tabla I. 34	Medio de transporte involucrado en accidentes en México entre 1993 y 2014.....	99
Tabla I. 35	Tipos de Accidentes registrados en México entre 1993 y 2014	101
Tabla I. 36	Análisis anual de Emergencias por Entidad Federativa	103
Tabla I. 37	Análisis Estadístico de los Daños a la Población, ocasionados por las Emergencias Ambientales reportadas a la PROFEPA durante el Período 1993 - 2009.	108
Tabla I. 38	Análisis Estatal de Daños a la Población en el periodo de 1998-2009.	109
Tabla I. 39	Resumen de accidentes por el manejo, almacenamiento y transporte de diésel y gasolina manga y premium.....	122
Tabla I. 40	Determinación de sistemas y nodos	128
Tabla I. 41	Nodos determinados	129
Tabla I. 42	Nodos identificados con desglose de desviaciones consideradas	130
Tabla I. 43	Desglose por Nodo.....	131
Tabla I. 44	Desglose por Desviación.....	131
Tabla I. 45	Resumen	132
Tabla I. 46	Jerarquización de riesgos	133

I. ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

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

En la actualidad el mercado mexicano está abierto a nuevas inversiones en materia de almacenamiento y transporte de petrolíferos, con la finalidad de satisfacer la demanda del mercado y tener costos más competitivos de los productos. Derivado de lo anterior, el Proyecto RINA, promovido por Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V, plantea la construcción, operación y mantenimiento de la terminal marítima de almacenamiento denominada “**Terminal de Combustibles Playa Rosarito**”, la cual, se ubicará en el municipio de Playas de Rosarito en el estado de Baja California, México, con el objeto de recibir combustibles productos derivados de la refinación del petróleo (Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel).

I.1.1. OBJETIVO.

La **Terminal de Combustibles Playa Rosarito**, tendrá una capacidad de almacenamiento de 520,000 BBLs para Gasolina Regular, 80,000 BBLs para Gasolina Premium y 160,000 BBLs para Diésel. La operación de la terminal, en términos generales, estará integrada por dos sistemas uno terrestre (Onshore) y otro marino (Offshore). El sistema Onshore se compone de cuatro tanques de almacenamiento (dos tanques de 260,000 BBLs para gasolina regular, un tanque de 150,000 BBLs para diésel, un tanque de 75,000 BBLs para gasolina premium), dos tanques de día (uno de 10,000 BBLs para diésel y otro de 5,000 BBLs para gasolina premium), ducto de 470 m de 10” de diámetro que conecta los tanques de almacenamiento con el área de llenaderas y patín de medición. El sistema Offshore se compone por una monoboja que conecta la descarga de los buque-tanques por medio de mangueras flexibles flotantes de 12” de diámetro de 21 m aproximadamente, y ésta a su vez con el PLEM mediante dos mangueras submarinas de 12” de diámetro con una longitud aproximada de 21 m. Finalmente el PLEM se conecta con el patín de medición del sistema

Onshore a través de dos ductos submarinos de 18" de diámetro con una longitud aproximada de 4,559 m con revestimiento de concreto.

La Terminal (sistema terrestre Onshore) se localizará dentro del predio donde se ubica la Central Termoeléctrica Presidente Juárez de Ciclo Combinado "CFE Presidente Juárez", el sitio que ocupará el Proyecto RINA será cedido por arrendamiento a largo plazo bajo los términos de un acuerdo con CF Energía, filial de CFE. Así mismo, el sitio a ocupar, está dividido en dos polígonos; en el Polígono 1 se ubicarán en el área de tanques de almacenamiento, patín medición y cuarto de bombas, mientras que en el Polígono 2 se ubicarán los edificios oficinas generales y laboratorio, llenaderas, patio de maniobras y estacionamiento. El proyecto se integrará dentro de un terreno, donde ya existen instalaciones, propias de CFE. El sitio propuesto evita posibles lugares históricos, monumentos, parques, áreas escénicas y áreas de vida silvestre decretadas, así como áreas de recreo.

Para dicha elección influyeron factores económicos, topográficos, operativos y de seguridad, así como sociales y ambientales. Dicha decisión contempló no sólo aspectos técnicos y de ingeniería, sino también de índole social y natural para provocar el menor impacto posible, por lo que se considera que la ubicación propuesta es la más adecuada.

En este caso la elección del sitio obedece al plan de acción de Combustibles Playa Rosarito, considerándolo como adecuado y estratégico, por la infraestructura existente; el área libre utilizable y su ubicación respecto a los sitios disponibles.

El Proyecto RINA, se ubicará en Rosarito Baja California, México. En términos generales, el Proyecto, estará integrada por dos sistemas uno terrestre (Onshore) y otro marino (Offshore).

C=U> !>UÄ° EM@ èèÄhM>äÄ !ëä fè!>>UÄ° U EM@! @gä!uè h fè!>>UÄ° U EM@! @fä!uè

1 se ubicarán el patín de medición, área de almacenamiento. En el Polígono 2 se ubicarán el edificio de oficinas y laboratorio, estacionamiento, patio de maniobras y llenaderas. Ambos polígonos se conectarán por medio de un ducto que estará instalado sobre un rack. Las coordenadas geográficas aproximadas, donde el proyecto será ubicado, se muestran en la siguiente Tabla I.1.

EÄ , U>UÄ h äM@NfÄ° Ä EM@ èMèèMóM°a! °äM @Mg !@ !ëä è"èè! fÄ èèU , MèÄ EM@! @gä!uè h

Tabla I. 1 Coordenadas geográficas Polígono 1 y Polígono 2

COORDENADAS DE UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

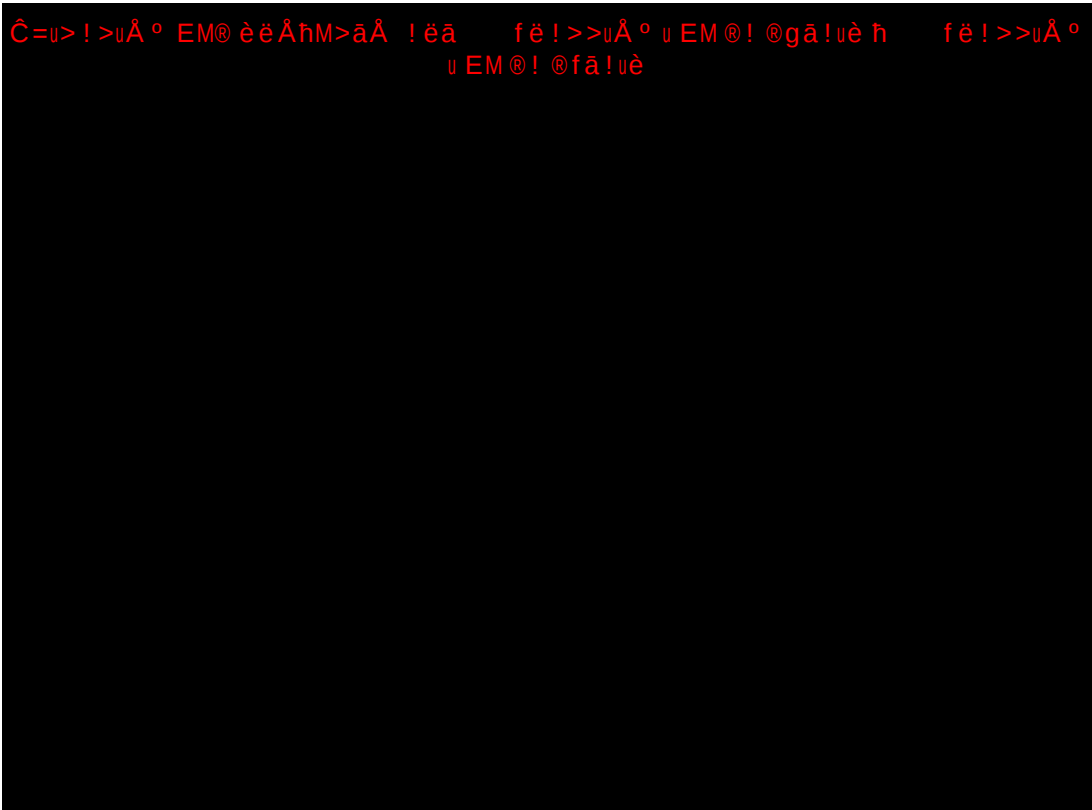
COORDENADAS DE UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

EÄ , u>u@uÄ ħ āM@NfÄ ° Ä EM® èMèèMÓM° ā! ° āM®Mg !® ! ëā
è"ëë! fÄ èëu , MëÄ EM®! ®gā!uè ħ

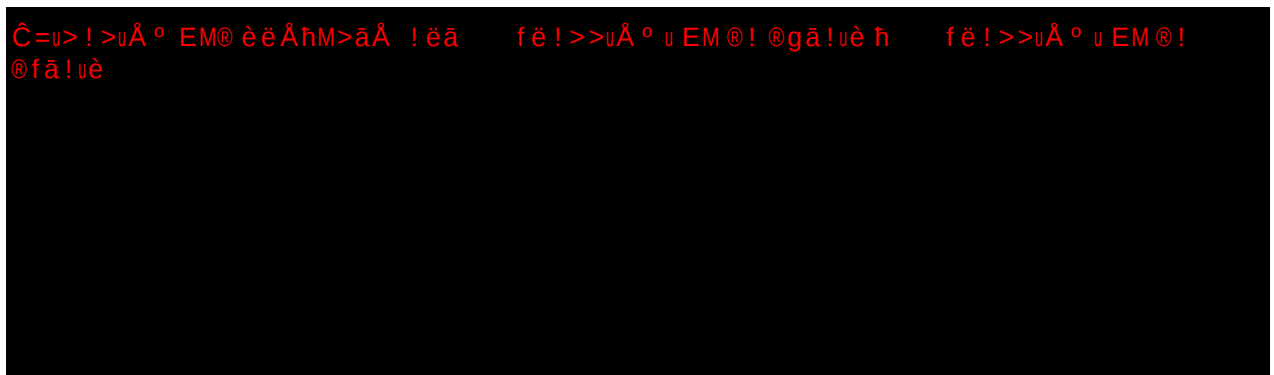
Ê=ú> !>úÅ ° EM® èèÅñM>aÅ !ëã fë!>>úÅ ° ú EM®! ®gã!ùè h fë!>>úÅ ° ú EM®! ®fã!ùè

EÅ , ú>úúÅ h ãM®Nf Å ° Å EM® ëMèëMóM °ã! ° ãM®Mg !® !ëã
è"èè! fÅ èèú , MëÅ EM®! ®gã!ùè h

El Polígono 1 (Figura I.2), actualmente, presenta las siguientes colindancias:

- El diagrama muestra un polígono negro con una línea roja que define su perímetro. En la parte superior del polígono, hay una etiqueta roja que contiene el siguiente texto: "C=U>!>UÅ ° EM@ èëÅhM>ãÅ !ëā fë!>>UÅ ° U EM@! @gā!uè h fë!>>UÅ ° U EM@! @fā!uè".
-
-
-

Mientras, el Polígono 2 (Figura I.2), presenta las siguientes colindancias:



Es importante mencionar que previo a cualquier trabajo en el Polígono 2 se deberá relocalizar la cancha de futbol que se encuentra actualmente en funcionamiento. En el caso del Polígono 1 se deberá proteger o desviar la tubería de gas que alimenta la Estación de Generación.

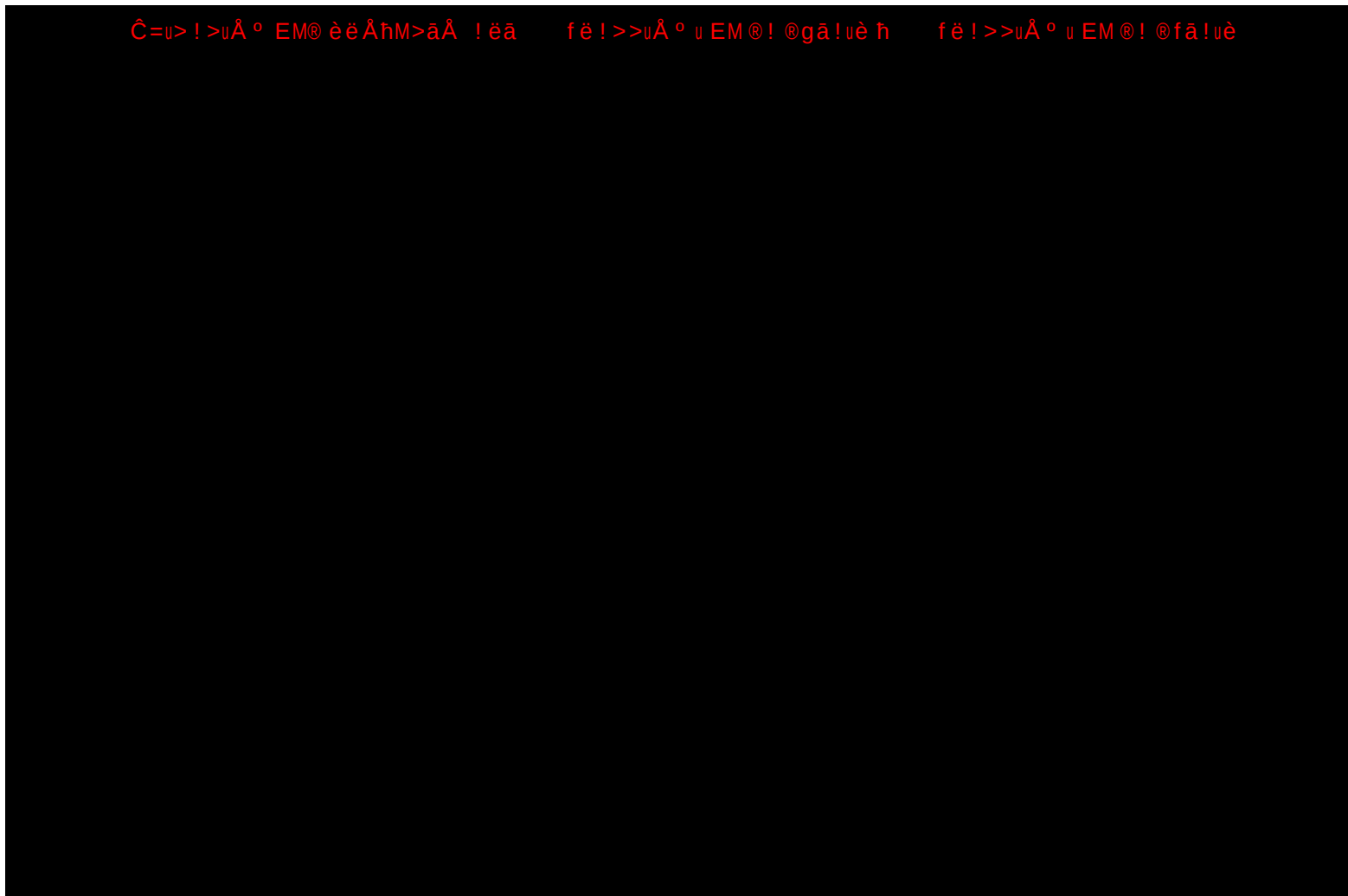


Figura I. 2 Ubicación de Polígono 1 y Polígono 2

EĂ , ŭ>ŭĂ h āM@NfĂ° Ă EM@ èMèěMóM°ă! °ām@Mg!@ !ěā
è"ěě!fĂ èěŭ , MěĂ EM@! @gā!ŭè h

El sistema Offshore se compone por una monoboya que conecta la descarga de los buques tanques por medio de dos mangueras flexibles flotantes de 12" de diámetro, y ésta a su vez con el PLEM mediante dos mangueras submarinas de 12" de diámetro. Finalmente, el PLEM se conecta con el patín de medición del sistema Onshore a través de dos ductos submarinos de 18" de diámetro (Figura I.3, Tabla I.2 y Tabla I.3).

Tabla I. 2 Coordenadas geográficas línea marina

COORDENADAS DE UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y
110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Tabla I. 3 Coordenadas geográficas monoboya

>ÅÄëEM° !E!óEMĈ=υ>!>υÅ° EM® èëÅhM>āÅ !ëā fë!>υÅ° υEM®! ®gā!υè ħ
fë!>υÅ° υEM®! ®fā!υè

EÄ , υ>υυÅ ħ āM®NfÅ° Å EM® ëMèëMÓM°ā! °āM®Mg!® !ëā
è"ëë!fÅ èëυ , MëÅ EM®! ®gā!υè ħ

>ÅÄëEM°!E!óEMĈ=ú>!>úÅ°EM@èëÅhM>ãÅ!éãfë!>úÅ°úEM@!@gã!ùè
h fë!>úÅ°úEM@!@fã!ùè

EÄ,úúúÅhãM@NfÅ°ÅEM@èMèèMóM°a!°ãM@Mg!@!éã
è"ëë!fÅèèu,MèÅEM@!@gã!ùèh

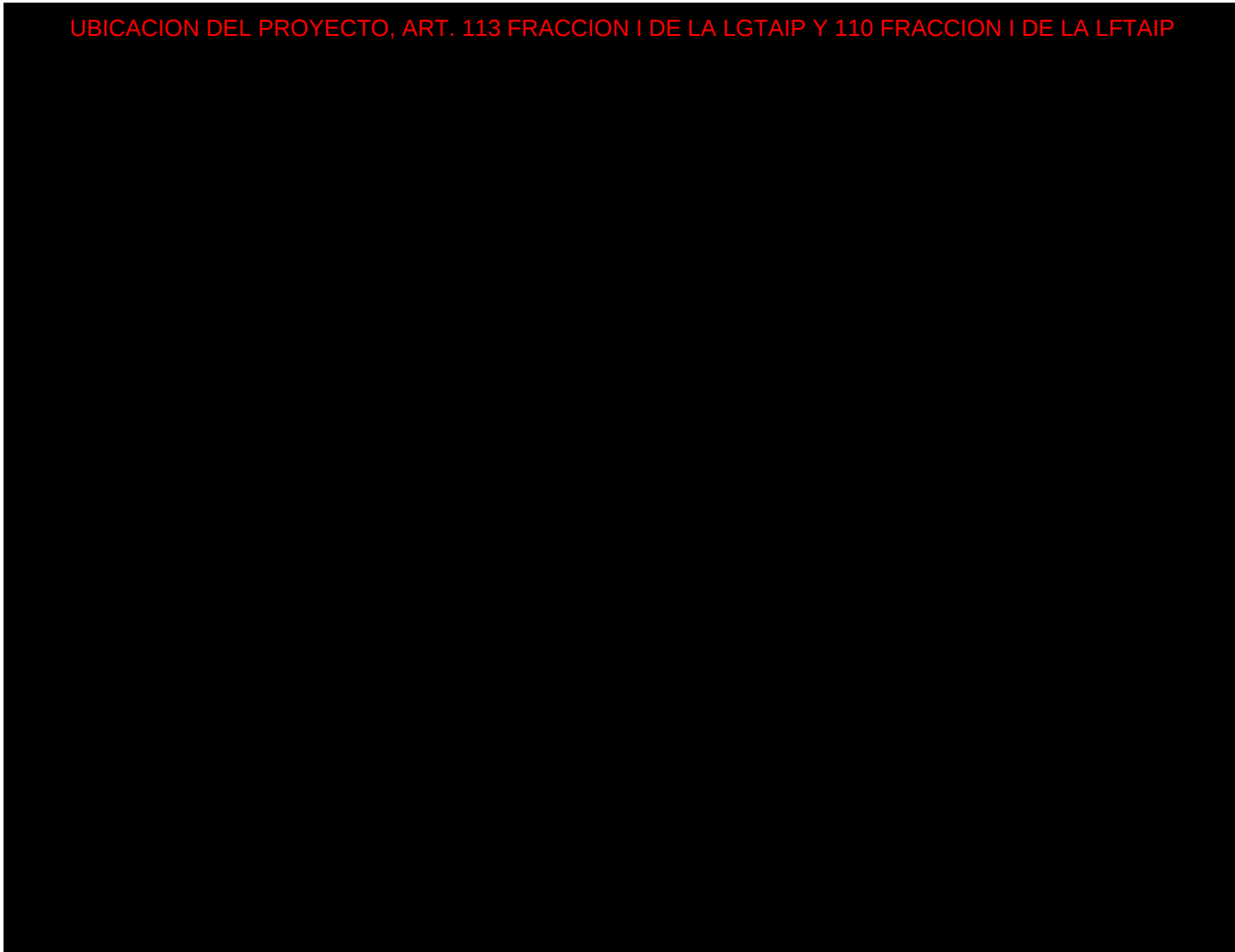


Figura I. 3 Localización del proyecto Terminal Offshore (Anexo 4).

EÁ ,u>u@uÁ h aM@NfÁ ° Á EM@ eMèeMóM°ã! °ãM @Mg!@ !èã
è"èè! fÁ èëu , MèÁ EM@! @gã!uè h

1.2. ALCANCE

Dado que el promovente manejará combustibles como se mencionó en el objetivo, cumplirá la normatividad nacional, así como los estándares internacionales y convenios vigentes, así como las mejores condiciones de seguridad para las operaciones terrestres (Onshore) y marinas (Offshore), ofreciendo mejores oportunidades para el desarrollo de la región en materia de inversión. Todo el equipo deberá estar diseñado y construido de acuerdo con los códigos y normas que figuran en el apartado 5 del Documento No. LOG-MEX-CPR-SOW-0001_Rev C Bases de Diseño de Proceso.

Las actividades que se desarrollaran durante la operación del Proyecto RINA, encuadran con lo establecido en el inciso E) de la Fracción XI del artículo 3 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como actividad del sector hidrocarburos, además está clasificada como una Actividad Altamente Riesgosa (competencia de la Federación), cuando se usa, maneja, transporta o almacena a partir de una Cantidad de Reporte de 10,000 barriles, cantidad fijada por la autoridad en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 4 de mayo de 1992, bajo criterios de inflamabilidad y explosividad.

La nueva terminal incluirá los siguientes sistemas:

Offshore

- Descarga y carga de barcos
- Patín de Medición Marina y Prover

Onshore

- Sistema de tanques de almacenamiento
- Sistema de bombas de transferencia
- Sistema de interconexión de tuberías
- Sistema de carga a autotanques
- Sistema de aditivos
- Sistema de carga de oxigenante
- Transmix: sistema de carga y descarga
- Sistema Auxiliar

- Sistema de agua aceitosa
- Recolección de aguas residuales sanitarias
- Servicio de interconexión de agua
- Sistema de colección de agua de lluvia y drenaje
- Sistema de protección contra incendio y sistema de extintores
- Sistema de monitoreo y control
- Sistema de medición de tanques
- Sistema de apagado de emergencia

I.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

El proyecto consiste en la instalación de una terminal marítima para el almacenamiento de petrolíferos, el proceso de almacenamiento estará conformado por una línea de suministro que estará conectada a la monoboya que se conectará a una línea de distribución a cuatro tanques de almacenamiento.

I.3.1. BASES DE DISEÑO

El siguiente punto enlista los códigos, normas y estándares aplicables al diseño de la Terminal de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y las actualizaciones. Los códigos, normas y estándares más relevantes y obligatorios aplicables al diseño son los siguientes:

- NOM-006-ASEA-2017, Especificaciones y Criterios Técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de las Instalaciones Terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos y Petróleo, Excepto para Gas Licuado de Petróleo.
- Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.
- RES/811/2015 de la CRE
- API 2610, "Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de la Terminal y facilidades de los Tanques".

- NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.
- NOM-117-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización).
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida.
- NOM-002-SCT4-2013, Terminología Marítima Portuaria.
- NOM-033-SCT4-2013, Lineamientos para el Ingreso de Mercancías Peligrosas a Instalaciones Portuarias.
- NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
- NOM-011-STPS-2001, Condiciones de Seguridad e Higiene en los Centros de Trabajo donde se Genere Ruido.
- NOM-018-STPS-2015, Sistema Armonizado para la Identificación y Comunicación de Peligros y Riesgos por Sustancias Químicas Peligrosas en los Centros de Trabajo.
- NOM-022-STPS-2015, Electricidad Estática en los Centros de Trabajo – Condiciones de Seguridad.
- NOM-001-CONAGUA-2011, Sistemas de Agua Potable, Toma Domiciliaria y Alcantarillado Sanitario – Hermeticidad – Especificaciones y Métodos de Prueba.
- NOM-001-SEMARNAT-1996, Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías;
- NOM-005-ASEA-2016, Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Estaciones de Servicio para Almacenamiento y Expendio de Diésel y Gasolinas.
- ANSI/ASME B16.34, “Válvulas – Bridadas, Roscadas, Extremo soldado”.

- ANSI/ASME B31.3, "Tubería de Proceso".
- ANSI/ASME B31.4, "Sistema de transporte de tuberías para líquidos y lodos".
- ANSI/ASME B36.10M, "Tubería de acero forjado soldado y sin costura".
- API SPEC 6D, "Especificación para tuberías y válvulas de tuberías".
- API STD 6FA, "Estándar para prueba contra incendio para válvulas".
- API PUBL 334, "Guía para la detección de fugas en tanques de almacenamiento sobre nivel de suelo".
- API PUBL 340, "Prevención y medidas de detección de fugas para instalaciones de almacenamiento sobre nivel de suelo".
- API PUBL 421, "Monogramas sobre control ambiental de refinerías-Gestión de Diseño descarga de agua y operación de separadores agua-aceite".
- API RP 520 PT I, "Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de Alivio de presión en refinerías-Parte I-Dimensionamiento y selección".
- API RP 520 PT II, "Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de Alivio de presión en refinerías-Parte II-Instalación".
- API STD 521, "Sistemas de Alivio de presión y de despresurización".
- API STD 570, "Código de inspección de tuberías: Inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración de sistemas de tubería".
- API RP 575, "Prácticas de inspección de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión".
- API STD 594, "Válvulas anti retorno: Bridadas, tipo Lug, tipo Wafer y de Soldadura a tope".
- API STD 599, "Válvulas con tapón de metal: Extremos Bridados, Roscados, y de Soldadura a tope".
- API STD 600, "Válvulas de compuerta de acero: Extremos bridados y de Soldadura a tope, Bonetes atornillados".
- API STD 602, "Válvulas de compuerta, globo y anti retorno para tamaños de DN 100 (NPS 4) y más pequeños para las industrias del petróleo y gas natural".
- API STD 607, "Prueba contra incendio para válvulas de un cuarto de vuelta y válvulas equipadas con asientos no metálicos".
- API STD 609, "Válvulas mariposa: Doble brida, tipo Lug y Wafer".
- API STD 610, "Bombas centrífugas para industrias petroleras, petroquímicas y de gas natural".

- API STD 620, “Diseño y construcción de tanques de gran tamaño para almacenamiento, soldados y de baja presión”.
- API STD 623, “Válvulas de globo de acero-Extremos bridados y de Soldadura a tope, bonetes atornillados”.
- API STD 650, “Tanques soldados para almacenamiento petróleo”.
- API RP 651, “Protección catódica de tanques almacenamiento de petróleo sobre nivel de suelo”.
- API STD 652, “Revestimientos de fondos de tanques de almacenamiento de petróleo sobre nivel de suelo”.
- API STD 653, “Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques”.
- API STD 670, “Sistemas de protección de maquinaria”.
- API STD 674, “Bombas de desplazamiento positive-Reciprocantes”.
- API STD 675, “Bombas de desplazamiento positive-Volumen controlado para servicios de la industria del petróleo, productos químicos y gas”.
- API STD 676, “Bombas de desplazamiento positivo-Rotativas”.
- API RP 1004, “Carga inferior y recuperación de vapor para vehículos de motor de tanque MC-306 y DOT-406”.
- API RP 1130, “Monitoreo de líquidos en tubería por computadora”
- API TR 1149, “Incertidumbres variables en las Tuberías y sus efectos en la detección de fugas”
- API RP 1640, “Calidad del producto en almacenamiento de producto ligero y manejo de operaciones”.
- API STD 2000, “Guía para venteo de tanques atmosféricos y de baja presión”.
- API RP 2003, “Protección recomendada contra igniciones debido a corrientes estáticas, de rayos y dispersas.”
- ASME “Código de calderas y recipientes a presión, y código de calderas y recipientes a presión, incluyendo todas las adendas obligatorias”:
 - “Sección II, Materiales”.
 - “Sección V, Pruebas no destructivas”
 - “Sección VIII, Reglas para la construcción de recipientes a presión, divisiones I y II”.
 - “Sección IX, Calificación de soldadura y soldadura fuerte”.

- ASME B16.5, "Bridas de tuberías y accesorios bridados: NPS ½ a NPS 24 Estándar Métrico/Pulgadas".
- ASME B16.10, "Dimensiones cara a cara y extremo a extremo de válvulas".
- ASME B16.11, "Accesorios forjados, soldados por encastre y roscados".
- ASME B16.47, "Bridas de acero de diámetro grande: NPS 26 A NPS 60 Estándar Métrico/Pulgadas".
- ASME B73.1, "Especificación para bombas centrífugas de horizontales de succión en el extremo para procesos químicos".
- ASTM A193, "Especificación estándar para materiales de empernado de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial".
- ASTM A194, "Especificación estándar para tuercas para tornillos de acero al carbón, aleación de acero o acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión o ambos".
- ASTM A325, "Especificación estándar para pernos estructurales, de acero, tratados térmicamente, con resistencia mínima a la tracción de 120/150 ksi"
- *ASTM material specifications will be used unless otherwise specified. Below is a partial listing of ASTM material specifications that may be used:*
- ASTM A193, "Especificación estándar para materiales de empernado de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial".
- ASTM A194, "Especificación estándar para tuercas para tornillos de acero al carbón, aleación de acero o acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión o ambos".
- ASTM A325, "Especificación estándar para pernos estructurales, de acero, tratados térmicamente, con resistencia mínima a la tracción de 120/150 ksi"
- IEC 60079 – PARTE 11, "Atmosferas explosivas-Parte 11: Protección de equipos por seguridad intrínseca"
- IEC 60079 – PARTE 29 – SECC 2, "Atmosferas explosivas-Parte 29: Detectores de gas- Sección 2-Selección, uso y mantenimiento de detectores para gases inflamables y oxígeno"
- IEC 60849, "Sistemas de sonido para propósitos de emergencia"

- IEC 61511, “Seguridad funcional – Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de industria de procesos”.
- IEEE 515, “Pruebas, diseño, instalación y mantenimiento de cintas calefactoras por resistencia eléctrica para aplicaciones industriales”.
- IEC 60079 – PARTE 11, “Atmosferas explosivas-Parte 11: Protección de equipos por seguridad intrínseca”
- IEC 60079 – PARTE 29 – SECC 2, “Atmosferas explosivas-Parte 29: Detectores de gas- Sección 2-Selección, uso y mantenimiento de detectores para gases inflamables y oxígeno”
- IEC 60849, “Sistemas de sonido para propósitos de emergencia”
- IEC 61511, “Seguridad funcional – Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de industria de procesos”.
- ISO 2929, “Mangueras de goma y ensambles de mangueras para la entrega de combustible a granel por camión-Especificación”.
- ISO 8504-1, “Preparación de sustratos de acero antes de la aplicación de pinturas y productos relacionados. Métodos de preparación de superficies-Parte 1-Principios generales”.
- ISO 9223, Corrosión de metales y aleaciones - Corrosividad de atmósferas - Clasificación, determinación y estimación.
- ISO 10434, “Válvulas de compuerta de acero con bonete empernado para las industrias petrolera, petroquímica y afines”.
- ISO 12944-1, “Protección contra la corrosión de estructuras de acero por sistemas de pintura protectora. Parte 1: Introducción general”.
- ISO 12944-2, Pinturas y barnices - Protección contra la corrosión de estructuras de acero mediante sistemas de pintura de protección - Parte 2: Clasificación de los ambientes.
- ISO 12944-5, “Pinturas y barnices. Protección contra la corrosión de estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectora. Parte 5: Sistemas de pintura protectora”.
- ISO 14313, “Industrias del petróleo y gas natural: Sistemas de transporte por tuberías- Válvulas de tuberías”.
- ISO 14224, “Industrias del petróleo, petroquímicas y gas natural: Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos”.

- ISO 14713-1, Recubrimientos de zinc - Pautas y recomendaciones para la protección contra la corrosión del hierro y el acero en estructuras - Parte 3: Sherardizing.
- ISO 7240-7, "Detección de incendios y sistema de alarma-Parte 7-Detectores de humo tipo punto que utilizan luz dispersa, luz transmitida o ionización".
- ISO 7240-9, "Detección de incendios y sistema de alarma-Parte 9-Incendios de prueba para detectores de incendio (Especificación técnica)".
- ISO 7240-10, "Detección de incendios y sistema de alarma-Parte 10-Detectores de llama tipo punto".
- ISO 7240-16, "Detección de incendios y sistema de alarma-Parte 16-Control de Sistema de sonido y equipo de señalización".
- ISO 7240-19, "Detección de incendios y sistema de alarma-Parte 19-Diseño, instalación, comisionamiento y servicio de sistemas de sonido para emergencias".
- MSS SP-75, "Conexiones de alta Resistencia, forjadas y de soldadura a tope".
- MSS SP-83, "Uniones de tuberías Clase 3000 y 6000, soldadas por encastre y roscadas (acero al carbono, aleación de acero, acero inoxidable y aleaciones de níquel)".
- NACE RP 0169, "Control de la corrosión externa en sistemas de tuberías metálicas subterráneas o sumergidas".
- NACE RP 0193, "Protección catódica externa de fondos de tanques de almacenamiento de acero al carbono de grado".
- NEMA 250, "Cajas para equipos eléctricos (1000 voltios máximo)".
 - NFPA 10, "Estándar para extintores portables".
 - NFPA 11, "Estándar para espumas de expansión baja, media y alta".
 - NFPA 13, "Estándar para la instalación de sistemas de rociadores".
 - NFPA 14, "Estándar para la instalación de sistemas de tubería vertical y mangueras".
 - NFPA 15, "Estándar para sistemas fijos de pulverización de agua para protección contra incendios".
 - NFPA 16, "Estándar para la instalación de aspersores espuma-agua y sistemas de aspersión de espuma-agua".
 - NFPA 17, "Estándar para sistemas de extinción química seca".
 - NFPA 20, "Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios".

- NFPA 22, “Estándar para tanques de agua para protección privada contra incendios”.
- NFPA 24, “Estándar para la instalación de redes privadas de servicios contra incendios y sus accesorios”.
- NFPA 25, “Estándar para la Inspección, Pruebas y Mantenimiento de Sistemas de Protección contra Incendios de Base de Agua”
- NFPA 30, “Código de líquidos inflamables y combustibles”.
- NFPA 69, “Estándar sobre sistemas de prevención de explosiones”.
- NFPA 72, “Código nacional de alarma y señalización de incendios”.
- NFPA FPH, “Manual de protección contra incendios”.
- UL 142, “Estándar UL para tanques de acero sobre nivel de suelo para líquidos inflamables y combustibles”.
- UL 515, “Estándar UL para cintas calefactoras con resistencia eléctrica para aplicaciones comerciales”.

I.3.2. PROYECTO CIVIL

I.3.2.1. Fases del Proyecto

De manera general, el proyecto consistirá de cuatro áreas separadas de construcción (las cuales se describen de manera más específica en el capítulo II de la MIA). Estas consisten en:

1. Onshore.
 - a. Tanques de almacenamiento.
 - b. Área de descarga para camiones/patines de medición y
 - c. Edificios eléctricos/administrativos.
2. Offshore.
 - a. Área de descarga para barcos/patines de medición.

Esta clasificación de áreas es específica para el Estudio de Riesgo.

1.3.2.2. Proceso constructivo para Onshore

El proceso constructivo para Onshore, comenzará con la excavación para las cimentaciones y redes de distribución subterránea. La tierra será acumulada en sitio y utilizada después para actividades de relleno. Cuando las cimentaciones y redes de distribución subterránea asociadas a los tanques, edificios, y equipo de planta se completen. La tubería que irá sobre la superficie será prefabricada fuera de sitio y posteriormente será transportada en secciones de tubería y finalmente se entregará en sitio para continuar con los trabajos de montaje, instalación, soldadura y pruebas. Los conductos eléctricos, jalado de cable y terminaciones se completarán después de que el equipo de planta se haya instalado. Cuando los trabajos de construcción finalicen, comenzarán las actividades de prueba no destructiva y pre-comisionamiento. Mientras las actividades de pre-comisionamiento estén marcha, se completará el pavimento asfáltico, pavimento de concreto y el alumbrado del área. Cuando las actividades de construcción y pre-comisionamiento hayan finalizado, comenzará el trabajo completo de comisionamiento.

Tabla I. 4. Detalles adicionales para cada paso de construcción.

ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
Terminal Onshore	
Cimentaciones para los tanques, equipos, tubería y edificios.	Las cimentaciones constarán de varias colocaciones de concreto en sitio, zapatas, muros, losa sobre cimentaciones niveladas, y en cualquier cimentación profunda. La tierra será compactada para soportar debidamente los cimientos antes de cualquier actividad de colado y formación de concreto. La tierra que se quite de los cimientos será acumulada en el sitio y utilizada para las actividades de relleno.
Construcción del Tanque	La construcción del tanque comenzará después de las cimentaciones, relleno y después de haber colocado el recubrimiento impermeable (liner). El cuerpo del tanque se construirá hoja por hoja de placas de acero al carbón comenzando desde el fondo hacia arriba. Las estructuras del techo consistirán de una combinación de techos cónicos fijos y techos estilo domo con membranas internas flotantes. Alrededor del área de tanques, se construirá un muro de contención, así como muros intermediarios más pequeños entre los tanques.
Edificio de Administración y Cuarto de Control	El Edificio de Administración y Cuarto de Control comprenderá de cimentaciones de concreto, piso, columnas, vigas de techo prefabricadas y bloques de concreto. Los edificios incluirán aire acondicionado adecuado para el personal y equipo localizado en ellos.

ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
Terminal Onshore	
Prefabricación e instalación del equipo y patines del equipo.	La tubería, válvulas y equipo relacionado al distribuidor extremo de la tubería, sistema de amarre de un sólo punto, sistema de recuperación de vapor, depósitos de aditivos, sistema de descarga y medición, recipientes de filtración, válvulas de control, y equipo contra incendio serán prefabricados fuera del lugar de trabajo. El control de calidad se mantendrá en estas instalaciones con el uso de inspectores gradualmente inspeccionando durante el proceso de fabricación. Los patines se enviarán a sitio e instalarán en cimientos de concreto. Los cimientos de concreto constarán de pernos de anclaje necesarios para asegurar el equipo. Los patines del equipo serán cementados para limitar las vibraciones y asegurar el equipo de forma adecuada.
Instalación de tubería y equipo	La tubería utilizada para la conexión de los componentes prefabricados constara de carretes de tubería fabricados en secciones para apoyar al proceso de instalación. Los tramos de tubería bajo tierra serán colocados en camas de arena y envueltos/recubiertos para prevenir la corrosión. Las soldaduras estarán sujetas a pruebas no destructivas mediante radiografía o pruebas de líquidos penetrantes, cuando corresponda. A toda la tubería se le hará prueba hidrostática antes del relleno. El relleno consistirá en una cama de arena alrededor de los componentes de tubería seguido de material adecuado de relleno y compactación. La tubería que irá sobre la superficie se colocará en soportes de tubería sobre el suelo y se soldarán o atornillarán para conectar la tubería y equipo. Las soldaduras realizadas en la superficie estarán sujetas a pruebas no destructivas tales como, radiografía o pruebas de líquidos penetrantes. Toda tubería y soldadura estará recubierta para prevenir corrosión.
Instalación de equipos de telecomunicación, instrumentación y eléctricos	Los equipos de control y eléctricos necesarios serán montados al piso en el cuarto de control y eléctrico. Los cables de interconexión de control, instrumentación, y eléctricos necesarios serán jalados a través de una serie de banco de ductos subterráneos, bandejas portacables suspendidos y sistemas de conducto de cables conectando los diversos equipos mecánicos, eléctricos, y de control juntos.
Conexión eléctrica permanente	La conexión eléctrica permanente se establecerá a través de las redes de distribución pública existentes e ingresará a las instalaciones mediante transformadores y equipos del edificio eléctrico. Las baterías y sistemas de respaldo necesarios se instalarán cerca al edificio eléctrico para garantizar que se entregue el suficiente suministro de alimentación al sistema todo el tiempo.
Acabados del Sitio	Los acabados del sitio constarán de caminos asfaltados conectando las diversas áreas del proyecto, pavimento de concreto en el área de mayor tráfico para carga y descarga de los camiones, así como grava entre el equipo y áreas pavimentadas. El área de tanques constará de un acabado impermeable para contener cualquier fuga o derrame de los tanques. El drenaje será direccionado para conectarse con las instalaciones de drenaje existentes de la CFE.
Cerca Perimetral	En el área de carga y descarga de camiones, se necesitará instalar una nueva cerca perimetral y puertas de seguridad asociadas. Estas paredes constarán de concreto con puertas de seguridad de malla ciclónica. El resto del sitio de proyecto se mantendrá dentro de la instalación actual de la CFE, por lo tanto, no requerirá de cerca perimetral adicional.

ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
Terminal Onshore	
Pruebas No Destructivas	Las actividades de prueba no destructivas a realizar incluyen lo siguiente: • Tubería ○ Una combinación de pruebas de presión hidrostática y pruebas en funcionamiento de toda la tubería, aditamentos y conexiones según lo requerido por el código aplicable. ○ Prueba radiográfica en soldaduras a tope y pruebas de líquidos penetrantes de soldaduras de tope para tubo según lo requerido por el código aplicable. ○ Prueba Holiday en todos los recubrimientos para evaluar el espesor adecuado de acuerdo a las especificaciones del proyecto. • Mecánico ○ A los tanques se le realizará pruebas de presión hidrostática de acuerdo a API 650. ○ A la soldadura de los tanques se le realizará pruebas radiográficas de acuerdo a API 650. ○ A los recipientes se le realizará pruebas hidrostáticas de acuerdo al código aplicable. ○ El fondo y techo de los tanques serán probados mediante prueba de caja de vacío. • Instrumentación y válvulas ○ Los instrumentos se calibrarán con certificados antes de la operación. ○ Se les realizará pruebas a las válvulas para su correcta operación antes del comisionamiento. • Eléctrico ○ A todos los cables se le realizará pruebas de resistencia (Megger) para asegurar el correcto aislamiento.
Terminal Offshore	
Instalación de sistema de amarre de un sólo punto y tubería	Será necesario instalar un sistema de amarre de un sólo punto cerca de la línea costera. Este sistema será prefabricado fuera de sitio y enviado a la ubicación de amarre para su instalación. Consistirá de todas las válvulas, mangueras y equipo eléctrico/mecánico necesario, así como un distribuidor de entrada de tubería para conectar la tubería submarina. La tubería submarina consistirá de dos tuberías y aproximación a la playa, dichas tuberías cruzarán por debajo de la playa y saldrán en la instalación.

1.3.2.2.1. Terracerías

En las áreas de proyecto se deberá realizar la limpieza de toda la vegetación en la extensión requerida. Todos los árboles que no estén marcados como protegidos y todos los troncos, arbustos, maleza y materiales similares deberán ser removidos. Se deberán cortar raíces en una profundidad mínima de 0.60m por debajo del nivel existente.

El material generado del desmonte y limpieza se deberá retirar del sitio de trabajos. La quema para eliminar residuos está prohibida. Todo el material que sea reutilizable para reciclaje o reúso deberá utilizarse al máximo posible.

Todo el material orgánico y tierra negra se deberá despallar y retirar del sitio de trabajos previo inicio de las terracerías. El material de despalle se deberá apilar para su futuro uso (en caso de ser necesario) o retirar del sitio.

Dependiendo de las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y los planos de diseño, se determinará las profundidades máximas de excavación y el ángulo de talud, asimismo se evaluará por el estudio de mecánica de suelos y el laboratorio propio en campo si el material producto de la excavación sirve para el relleno estructural o se realizará por medio de perforación direccional hasta el lecho marino.

Previo al relleno se debe de tener limpia el área de basura y materia orgánica. El relleno compacto se realizará en lugares que vayan a soportar tránsito y cargas pesadas, el método, grado de compactación y control de humedad se hará de acuerdo a las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.

1.3.2.2.2. Pavimentos

A) LOSAS DE PISO

Los niveles y pendientes de las losas serán indicados en los planos de diseño. A partir del nivel indicado, el pavimento tendrá inclinaciones en dirección hacia las estructuras de captación para encauzar, captar y desalojar el agua proveniente de precipitación pluvial, agua de contra incendio, o aquella proveniente del lavado de equipos y derrames.

Se solicitarán las recomendaciones del reporte de mecánica de suelos para la estructura del pavimento a construir para el proyecto. Se podrá utilizar cualquier método de cálculo avalado por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT). El diseño debe incluir: espesores y características mecánicas de la estructura del pavimento, módulo de ruptura

(MR) del concreto hidráulico, espesores y modulación de losas, distancia y localización de pasa juntas, tipo y sección de juntas (construcción, contracción y expansión), así como recomendaciones y procedimientos de construcción. Con bombeo (pendiente transversal del centro de calle a los extremos) mínimo en las calles será del 2% si es a dos aguas o 1% si es una sola agua.

El camión de proyecto para diseño de entronques, radios de giro y maniobras será el DE-2545 según la clasificación dada por el Manual de Proyecto Geométrico de Carreteras de la SCT. Los vehículos que circulen, accedan y egresen a las instalaciones deberán cubrir los requisitos indicados por la NOM-012-SCT-2-2017 sobre el peso, dimensiones máximas para vehículos de autotransporte en vías generales de comunicación. Las calles y avenidas de comunicación interna donde circule el vehículo de proyecto tendrán un ancho mínimo nominal de 7.0 m. Las calles de servicio alrededor del dique tendrán un ancho mínimo de 3.50 m.

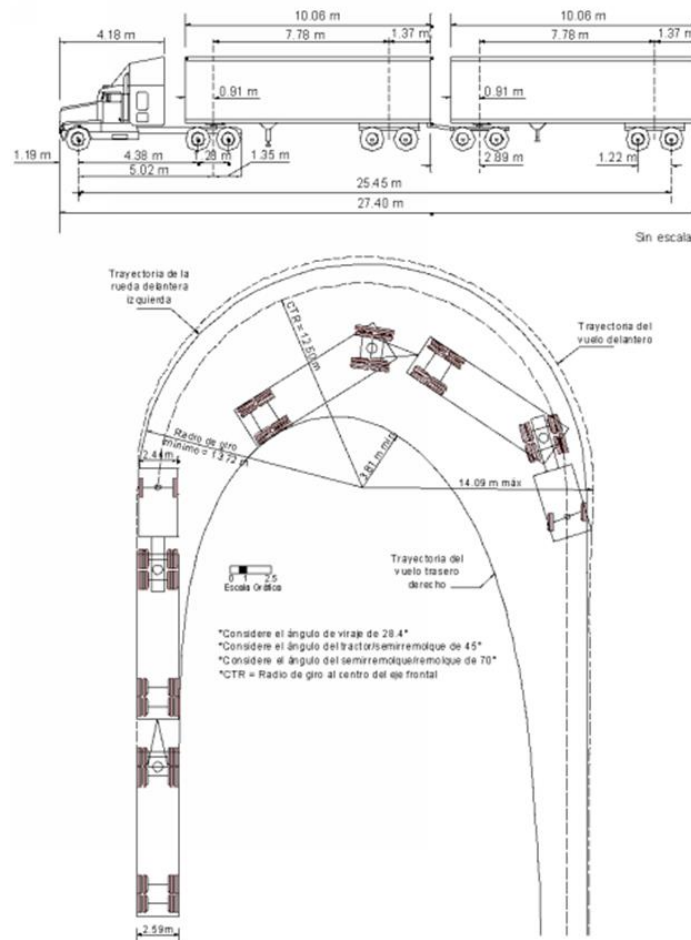


Figura I. 4. Dimensiones y trayectoria de giro del vehículo de Proyecto DE-2545

El concreto hidráulico en vialidades tendrá mínimo un $MR = 42 \text{ kg/cm}^2$ ($f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$).

El ancho de las banquetas será de 1.50 m, serán de concreto simple, con acabado escobillado con penetración de 3 mm con pendiente transversal hacia la vialidad. Para las guarniciones, las dimensiones mínimas serán de 25 cm de base, 50 cm de altura y 15 cm en la parte alta

B) NIVEL TOPE DE CONCRETO DE EQUIPOS

El nivel tope de concreto de bombas y equipos pequeños debe sobresalir 30 cm, a menos que se indique lo contrario en los planos de diseño o el fabricante.

El nivel tope de concreto para tanques, torres y otros equipos exteriores, debe sobresalir mínimo 60 cm, a menos que se indique lo contrario en los planos de diseño o el fabricante.

C) DIQUES DE CONTENCIÓN

Los tanques de almacenamiento contarán con diques de contención contruidos de concreto reforzado y tendrán la altura de 1.8 m permitiendo contener un volumen de 50,403 m^3 (317,025.3 BBIs), siendo este volumen mayor al volumen del tanque de almacenamiento de mayor volumen, cumpliendo con lo establecido en la NOM-006-ASEA-2017, adicionalmente, el dique de contención estará subdivido a través de interdiques de una altura 0.46 m.

Cada dique que confina el tanque tendrá como mínimo dos accesos opuestos entre sí, los diques serán de material impermeable con la finalidad de evitar cualquier filtración.

El dique contención contará con un sistema de contención secundario, podrá ser a base de una geomembrana o algún elemento impermeable que evite la contaminación del terreno natural.

I.3.2.3. **Proceso constructivo para Terminal OFFSHORE**

Terracerías. Para el ingreso del ducto marino a tierra previo al área del patín de medición, existirá un tramo de 200 m de longitud del ducto. Para esta área, se deberá realizar la remoción de toda la vegetación en la extensión requerida. Todos los árboles que no estén marcados como protegidos y todos los troncos, arbustos, maleza y materiales similares deberán ser removidos. Se deberán cortar raíces en una profundidad mínima de 0.60 m por debajo del nivel existente.

El material generado del desmonte y limpieza se deberá retirar del sitio de trabajo. La quema para eliminar residuos está prohibida. Todo el material que sea reutilizable para reciclaje o reúso deberá utilizarse al máximo posible.

Todo el material orgánico y tierra negra se deberá retirar del sitio de trabajos previo inicio de las terracerías. El material de despalme se deberá apilar para su futuro uso (en caso de ser necesario) o retirar del sitio.

Dependiendo de las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y los planos de diseño, se determinará las profundidades máximas de excavación y el ángulo de talud, asimismo se evaluará por el estudio de mecánica de suelos y el laboratorio propio en campo si el material producto de la excavación sirve para el relleno estructural o se realizará por medio de perforación direccional hasta el lecho marino.

Previo al relleno se deberá de tener limpia el área, libre de basura y materia orgánica. El relleno compacto se realizará en lugares que vayan a soportar tránsito y cargas pesadas, el método, grado de compactación y control de humedad se hará de acuerdo a las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.

Concreto. Se utilizará concreto para el colado de los soportes del ducto de descarga en la zona de playa (que quedará enterrado).



Figura I. 5 Ejemplo de Soportes de concreto en la playa

I.3.2.4. Proyecto mecánico

A los tanques se le realizará pruebas de presión hidrostática de acuerdo a API 650.

A la soldadura de los tanques se le realizará pruebas radiográficas de acuerdo a API 650.

A los recipientes se le realizará pruebas hidrostáticas de acuerdo al código aplicable.

El fondo y techo de los tanques serán probados mediante prueba de caja de vacío.

I.3.2.5. Drenajes.

Los sistemas de drenaje estarán diseñados de acuerdo con lo establecido en las normas y las leyes aplicables de descarga y las recomendaciones del análisis hidrológico.

Para el diseño de los drenajes se tomó en consideración el volumen de agua a descargar de cada una de las diferentes áreas de operación y de las áreas futuras.

DRENAJE PLUVIAL

El flujo de agua de lluvia recolectada en el área de proyecto se deberá direccionar y descargar directamente en los puntos de interconexión.

Para el agua pluvial se tienen considerados dos puntos de descarga, uno que corresponde al Polígono 1 donde el agua pluvial se descargará a un cuerpo receptor (al mar); para el Polígono 2 el agua pluvial se dirigirá al canal pluvial que corre al norte del predio.

La conducción del agua pluvial por el drenaje se hará por gravedad, en las áreas donde haya la posibilidad que el agua pluvial pudiese tener contacto con algún hidrocarburo, se enviará el drenaje aceitoso, con la finalidad de que sea enviada al separador de al separador de agua-aceite para su tratamiento.

El agua del drenaje pluvial que no tenga contacto con algún contaminante podrá guiarse directo al punto final de descarga.

La capacidad del drenaje pluvial está calculada tomando en cuenta el volumen de agua colectada en las áreas consideradas sobre la base de los datos estadísticos climatológicos de históricos máximos registrados en los últimos 10 años y en la intensidad de una tormenta durante 24 horas y los volúmenes del agua que en su momento pueda utilizarse en caso de incendio.

El alcantarillado, obras de excedencias y encauce de arroyos se realizarán para un periodo de 25 años.

El diámetro mínimo de las líneas de drenaje pluvial deberá ser de 20 cm sin importar que el cálculo indique un diámetro menor.

La conducción del drenaje pluvial en las áreas de operación y exteriores será de forma subterránea hasta los puntos de inspección o descarga, tales como registros y pozos de visita. La tubería que se usará en este tipo de drenaje será de polietileno de alta densidad (HPDE por las siglas en inglés).

Las características de operación del sistema de drenaje pluvial son las siguientes:

- Velocidad mínima 0.6 m/s
- Velocidad máxima 5.0 m/s
- Velocidad máxima en canales abiertos y cunetas con o sin recubrimiento. 1.5 m/s

- Colchón Mínimo: En áreas de no rodamiento es 0.30 m.
- En áreas de rodamiento de 0.60 m.
- Pendiente mínima: La que cumpla con la velocidad mínima.
- Gastos de diseño: Método Racional Americano.
- Desarenador en registros de 20 cm de profundidad.

Las tapas de los registros de visita pluviales se identificarán con la letra “P” y se pintarán de color azul para su pronta identificación, asimismo, se indicará el sentido del flujo de las corrientes de entrada y salida mediante flechas fabricadas de solera metálica embebidas.

DRENAJE SANITARIO.

El sistema de drenaje sanitario captará el efluente de aguas negras y jabonosas producto de los sanitarios y áreas de aseo, para las instalaciones que así lo requieran, este sistema será independiente de los otros sistemas de drenaje.

Las aguas negras se conducirán hasta un tanque séptico (mostrado en el Plot Plan, documento LOG-MEX-CPR-PLP-0001, Anexo 4), para su posterior retiro a través de un camión extractor.

El drenaje sanitario en las áreas exteriores será subterráneo hasta la descarga al tanque séptico. La tubería que se usará para este tipo de drenaje será de polietileno de alta densidad (HPDE por sus siglas en inglés).

La capacidad de conducción del drenaje sanitario está calculada para que las redes exteriores reciban el 80% de la dotación de agua potable por cada inmueble.

Para el diseño de instalaciones interiores se obtendrán el número de unidades mueble y aplicará la tabla de Hunter para el cálculo del gasto.

Las condiciones de operación del sistema de drenaje sanitario son las siguientes:

- Velocidad mínima 0.6 m/s
- Velocidad máxima 5.0 m/s

E Á , > u u Á h a M N f Á ° Á E M @ è M è M Ó M ° a ! ° a M @ M g ! @ ! è a
è " è e ! f Á è e u , M è Á E M @ ! @ g a ! u è h

- Colchón Mínimo:
 - En áreas de no rodamiento es 0.30 m.
 - En áreas de rodamiento de 0.60 m.
- Pendiente mínima: La que cumpla con la velocidad mínima.
- Diámetro mínimo para considerar en las tuberías de drenaje:
 - Al Interior de las edificaciones 100 mm
 - Al exterior de las edificaciones 150 mm
- Registros son desarenador y con media caña en sentido del flujo.

Las tapas de los registros de visita sanitarios serán identificadas con la letra “S” y las tapas de los registros se pintarán de color negro (black C) para su pronta identificación, asimismo, el sentido del flujo de las corrientes de entrada y salida se identificarán mediante flechas fabricadas de solera metálica embebidas.

DRENAJE ACEITOSO.

El sistema de drenaje aceitoso estará conformado por la tubería enterrada, pozos de visita, registros y trincheras requeridas para captar cualquier flujo o derrame de aceite, así como agua de lluvia en posible contacto con hidrocarburos.

Se instalarán registros de captación o trincheras en el área de carga de autotanques y dentro de los diques de los tanques de almacenamiento de combustibles, utilizando pendientes en las losas de concreto, para facilitar la captación del fluido por gravedad. El sistema de losas tendrá juntas impermeables que eviten la filtración hacia el subsuelo.

El flujo aceitoso captado en el drenaje aceitoso se dirigirá al separador de agua aceite correspondiente mostrado en el Plano LOG-MEX-CPR-PFD-0005, ver Anexo 4.

El agua de lluvia dentro de los diques será controlada por cajas de válvulas que permitan dirigir el agua hacia el drenaje pluvial o el aceitoso.

Las condiciones de operación son las siguientes:

- Velocidad mínima 0.6 m/s

- Velocidad máxima 5.0 m/s
- Colchón Mínimo:
 - En áreas de no rodamiento es 0.30 m.
 - En áreas de rodamiento de 0.60 m.
- Pendiente mínima: La que cumpla con la velocidad mínima.

Todos los registros para drenaje aceitoso llevarán sello mecánico y a los registros que reciban descargas llevarán sello hidráulico. Las tapas de estos registros serán metálicas con perforaciones que eviten la acumulación de gases explosivos. En las áreas donde pueda haber derrame de hidrocarburos, se colocarán registros con tapas metálicas de rejilla para la recolección.

Las tapas de los registros de visita aceitosos se identificarán con la letra "A" y la tapa del registro se pintará de color café para su pronta identificación, asimismo, se indicará el sentido del flujo de las corrientes de entrada y salida mediante flechas fabricadas de solera metálica embebida.

I.3.3. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

El Proyecto RINA está integrado por dos fases, la primera denominada como offshore que es donde se lleva a cabo la recepción marina de los combustibles que es transportado por buques, y una segunda fase que se le denomina como onshore o mejor conocida como Terminal, que es donde se llevará a cabo el almacenamiento de los combustibles y la carga y descarga de los mismos a través de autotanques.

Recepción Marina (Offshore)

El proceso de descarga de los combustibles inicia en el momento de la llegada de los buques, estos son anclados al Punto Único de Amarre (SPM por sus siglas en inglés), una vez que los buques quedan debidamente anclados, se conecta el cabezal de bombeo del buque al SPM a través de 2 mangueras marinas flotantes por donde se descargará el combustible (Figura I.5).

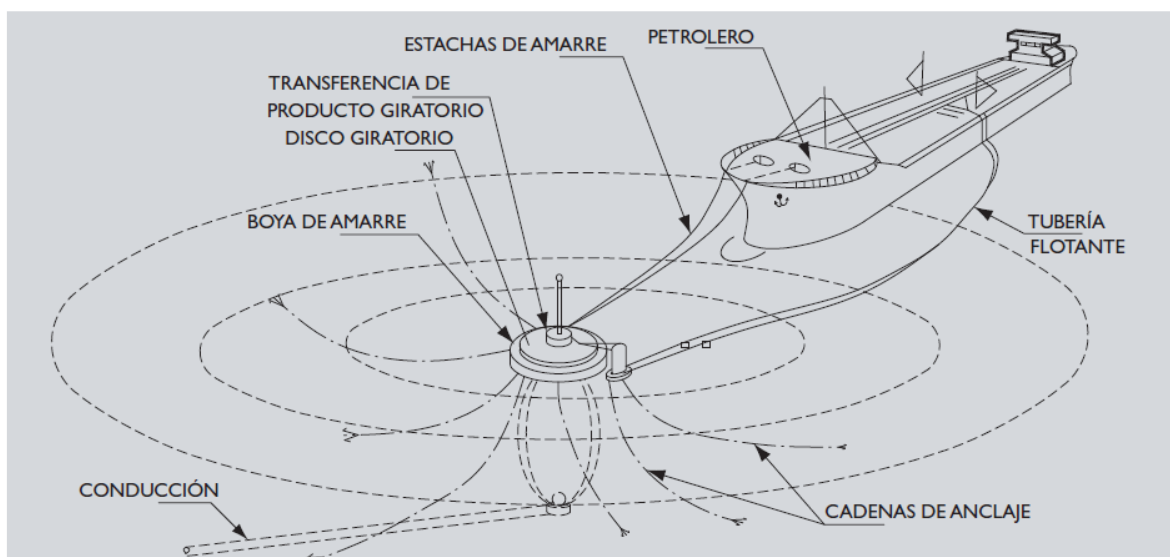


Figura I. 6 Monoboya.

El SPM se conecta a su vez con 2 mangueras marinas flotantes al distribuidor extremo de tubería (PLEM por sus siglas en inglés), localizados en el lecho marino aproximadamente a 21 m de profundidad.

Para conducir los combustibles a los tanques de almacenamiento PLEM se conecta a dos ductos marinos de 18" pulgadas de diámetro.

Los productos serán entregados por los buques MR1 o MR2 (Panamax), la presión de entrega en el distribuidor de los buques variará entre 7,0 kg/cm² y un máximo de 10,5 kg/cm², el tiempo para descargar una carga irá desde 12 horas como mínimo hasta 36 horas como máximo, en la siguiente tabla se listan las sus características de operación de las líneas marinas:

- El suministro de las gasolinas y diésel se hará a través de buques, la recepción será mediante dos mangueras marinas flotantes independientes, que se conectarán a una monoboja, y esta a su vez se conectará a través de dos mangueras flotantes marinas al Distribuidor de extremo de tubería (PLEM), las características de operación se listan en la Tabla I.7:

Tabla I. 5 Características de Operación

Condición de operación	Unidades	Línea marina 1	Línea marina 2
Presión máxima	Kg/cm ² g	10.5	10.5
Presión Normal	Kg/cm ² g	7.0	7.0
Flujo máximo	m ³ /h	1256	1590
Flujo normal	m ³ /h	795	1113

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0001, ver Anexo 4.

Terminal (Onshore)

Del PLEM se derivan dos líneas de 18" de diámetro, una para las gasolinas y la otra para diésel, cada una de las líneas se conectan a un patín de medición, las líneas salientes de los patines de medición se conectan a los tanques de almacenamiento.

La línea 1 suministrará al tanque de diésel y la línea 2 suministrará a los tanques de gasolinas (regular y premium), en caso de que se requiera descargar gasolina regular y gasolina premium, la línea destinada para el diésel podrá ser utilizada para este fin.

La descarga podrá ser línea por línea o se podrán descargarse dos productos diferentes de forma simultánea.

Las gasolinas y el diésel almacenados en los tanques son enviados al área de llenaderas a través de una bomba, los combustibles o petrolíferos son distribuidos a través de auto tanques.

Las gasolinas y el diésel son enviados al área de llenaderas a través de líneas de 18" de diámetro, Las características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas son las siguientes:

Tabla I. 6 Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas

Condición de operación	Unidades	Línea gasolina regular (4)	Línea gasolina regular (5)	Línea diésel (6)
Presión máxima	Kg/cm ² g	4.3	4.7	5.7
Presión Normal	Kg/cm ² g	4.1	4.5	5.3
Flujo máximo	m ³ /h	681.4	511.0	511.0
Flujo normal	m ³ /h	624.6	568.4	468.4

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0001, ver Anexo 4.

Se descargarán un caudal máximo y normal de 10.000 BBLs/h y 8,000 BBLs/h sucesivamente de cada línea marina y en ningún caso ambas líneas descargarán en el mismo tanque de almacenamiento. Las bombas de la embarcación estarán transfiriendo los productos a los tanques del cliente y solo se acomodará un barco a la vez para la descarga.

En la playa se considera que se proporcionará una bomba de vacío/evacuación en tierra para evacuar las líneas de carga para el mantenimiento o solucionar problemas. Un distribuidor para ambas líneas en la playa y también otro en la parte inferior que va hacia la orilla, por lo que solo se requerirá una bomba.

Se espera una distancia aproximada de 4.559 km entre el lugar donde se atará el barco y la ubicación de los tanques de almacenamiento.

El sistema está diseñado para que haya suministro a los buques, se realizará la carga marina (Marine Loading) de los tres productos mencionados y se prevé que solo se carguen de una (1) a dos (2) naves por año. El caudal de carga normal considerado es de 5.000 BBLs/h con un máximo de 5.500 BBLs/h con un solo distribuidor de bomba de cada tanque (los volúmenes deberán medirse).

Cuando esta actividad se realice, no se considera que ningún producto se entregue por tubería, pero se preverá una toma para facilitar una ampliación futura.

Terminal Onshore

En el momento que los dos ductos marinos de 18" de diámetro llegan a la playa inicia la fase onshore, considerándose estos ahora como ductos terrestres.

Cada uno de los ductos terrestres se conecta a un manifold y este a su vez a un patín de medición, para que posteriormente los combustibles sean enviados a los tanques de almacenamiento.

La línea 1 suministrará al tanque de diésel y la línea 2 suministrará a los tanques de gasolinas (regular y premium), en caso de que se requiera descargar gasolina regular y gasolina premium, la línea destinada para el diésel podrá ser utilizada para este fin.

La descarga podrá ser línea por línea o se podrán descargarse dos productos diferentes de forma simultánea.

Después de que las gasolinas y el diésel sea almacenados en los tanques, podrá ser distribuida a través de autotanques, esta actividad consistirá en enviar las gasolinas y diésel a través de bombas de carga al área de llenaderas donde se tendrán tres bahías con la capacidad de cargar tres autotanques.

Las características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas son las siguientes:

Tabla I. 7 Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas

Condición de operación	Unidades	Línea gasolina regular (4)	Línea gasolina Premium (5)	Línea diésel (6)
Presión máxima	Kg/cm ² g	4.3	4.7	5.7
Presión Normal	Kg/cm ² g	4.1	4.5	5.3
Flujo máximo	m ³ /h	681.4	511.0	511.0
Flujo normal	m ³ /h	624.6	468.4	468.4

Para llevar a cabo su operación se contará con los siguientes equipos:

A) Tuberías.

Para transportar las gasolinas y el diésel al área de llenaderas se hará a través de arreglos de tuberías, que serán diseñados de acuerdo con los estándares internacionales, procesos, ergonomía, puesta en marcha, operación, inspección y requerimientos de mantenimiento.

Con la finalidad de brindar seguridad, en las tuberías habrá una minimización del número de bridas, accesorios, válvulas y soldaduras.

Los espacios mínimos de operación y acceso entre equipos o entre equipos y tuberías serán de 900 mm, facilitando la operación, la accesibilidad y el mantenimiento.

En arreglos de tubería adyacentes con bridas, las bridas se desfazarán considerando una separación mínima de 50 mm desde la brida hasta la tubería adyacente.

En general, todas las líneas, dentro de los límites de la batería de las unidades de proceso, se colocarán sobre mochetas.

Todas las líneas estarán diseñadas en niveles comunes que les permitan estar soportadas con estructuras únicas.

En las áreas de proceso se utilizarán elevaciones específicas para las líneas con dirección al norte-sur y otras elevaciones específicas para las líneas con dirección poniente-oriente. Estas elevaciones se usarán en toda la unidad, excepto donde "no se requieran bolsillos".

Todos los sistemas de tuberías estarán diseñados para no exceder las cargas permisibles de acuerdo con el código aplicable o por el fabricante.

El acceso a los instrumentos, válvulas de alivio y bridas de orificio será desde las plataformas o suelo y se agruparán en los principales niveles de operación. Cuando no sea

práctico o factible agrupar los instrumentos cerca de una plataforma (especialmente las bridas de los orificios), se ubicarán de manera que se pueda llegar a ellos con una escalera móvil, todas las válvulas de control y las estaciones de válvulas de bloqueo tendrán libre acceso.

La línea de succión de la bomba tendrá un mínimo de cinco (5) diámetros de tubería recta entre la brida de succión y el primer accesorio.

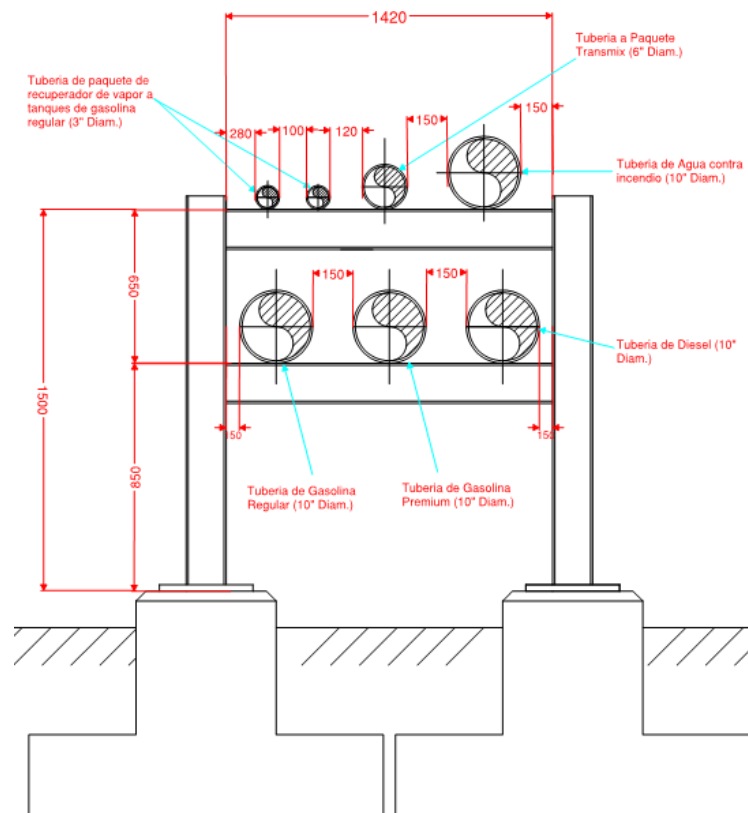
Se usarán reducciones excéntricas para mantener el mismo fondo de tubería. La reducción en la succión de la bomba se colocará con el extremo plano hacia arriba (FOT, por sus siglas en inglés) para evitar que quede aire atrapado.

En los documentos LOG-MEX-CPR-PDI-0000 al LOG-MEX-CPR-PDI-7010 (Anexo 4) se muestra el ruteo preliminar del sistema, así como diámetros de líneas y accesorios preliminares.

El rack de tuberías recorrerá una distancia de aproximadamente 470 m, y partirá del polígono 1 al polígono 2 de oeste a este, colindante al sur con la barda perimetral que divide los terrenos de CFE y PEMEX.

El rack soportar las siguientes líneas de tubería:

- Tubería de paquete de recuperador de vapor en 3" de diámetro.
- Tubería a paquete Transmix de 6" de diámetro.
- Tubería para diésel de 10" de diámetro.
- Tubería para Agua contraincendios de 10" diámetro.
- Tubería de gasolina regular de 10" de diámetro.
- Tubería de gasolina Premium de 10" de diámetro.



Nota : Todas las dimensiones mostradas estan expresadas en milímetros a excepción de los diámetros de tubería.

Figura I. 7 Rack de tuberías de CFE a utilizar.

Tubería de succión y descarga de bombas de transferencia.

El proyecto considera un distribuidor que conecta el tanque de almacenamiento regular de gasolina T-2001, el tanque de almacenamiento multipropósito T-2002 y el tanque de gasolina regular T-2006 con la succión regular de bombas de gasolina (P-1001A/B) y también con un distribuidor para distribuir carga de gasolina a camión, recirculación del tanque de almacenamiento, llenado diario del tanque y paquete de almacenamiento y distribución de transmix. Los productos (Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel) de los tanques de almacenamiento T-2001, T-2004 y T-2003 se podrán decantar al tanque de almacenamiento multiuso T-2002 usando las bombas de transferencia.

Se contará con un distribuidor para conectar el tanque de almacenamiento de gasolina premium T-2004, el tanque multipropósito T-2002 y el tanque premium T-2008 con la succión de las bombas de gasolina premium (P-1002A / B) y también un colector para distribuir la premium carga de gasolina a camión, recirculación del tanque de

almacenamiento, llenado diario del tanque y paquete de almacenamiento y distribución de transmix.

De la misma manera, habrá un distribuidor para conectar el tanque de almacenamiento diésel T-2003, el tanque de almacenamiento multipropósito T-2002 y el tanque diésel T-2007 con la succión de las bombas de gasolina premium (P-1003A / B) y también un colector para distribuir el diésel a la carga del camión, la recirculación del tanque de almacenamiento, el llenado diario del tanque y el paquete de almacenamiento y distribución de transmix.

B) Tanques de almacenamiento.

Tanque de almacenamiento de Gasolina Regular (T-2001 y T-2002)

Para el almacenamiento de la gasolina regular se transfiere desde el buque se almacenará en dos tanques (T-2001 y T-2002) de 260,000 BBLs de capacidad, estos tanques serán de techo flotante externo, ver Figura I.7.

Los tanques contarán con sistema de venteos que le permitirán evitar el sobreesfuerzo de la cubierta del techo o del sello la membrana, estos estarán colocados sobre el techo flotante. Estos venteos tendrán la capacidad para evacuar el aire y los gases desde la parte inferior del techo, de manera que el techo flotante externo no se levante de su soporte durante las operaciones de llenado, hasta que flote sobre el líquido almacenado.

Por otra parte, los venteos también ayudarán a liberar cualquier vacío generado debajo del techo después de que se asiente en sus soportes durante las operaciones de vaciado para limitar la presión externa del techo flotante.

Los techos flotantes externo que utilicen las patas como soportes estarán equipados con venteos activados de vacío o pata. Los venteos activados de pata serán ajustables como una alternativa, los techos flotantes externos que utilicen soportes de cable utilizarán un venteo de presión vacío para proporcionar la ventilación requerida para todos los niveles de soporte de techo flotante.

Ê=Ÿ> !>Ÿ° EM® èëÅhM>ãÅ !ëã fë!>>Ÿ° Ÿ EM®! ®gã!ùè ħ fë!>>Ÿ° Ÿ EM®! ®fã!ùè

E Å , Ÿ>ŸŸÅ ħ ãM®NfÅ° Å EM® èMèèMÓM°ã! °ãM®Mg !® !ëã
è"ëë!fÅ èëŸ , MëÅ EM®! ®gã!ùè ħ

Tanque diésel (T-2003)

El diésel transferido del barco se almacenará en un tanque de almacenamiento API-650, de 150,000 BBLs de capacidad.

El tanque contará con venteo será de tipo boquilla con arrestador de flama y una válvula de presión vacío PVSV 1610.

Tanque de almacenamiento de Gasolina Premium (T-2004).

La gasolina premium transferida desde el barco se almacenará en un tanque de almacenamiento API-650 que tendrá un volumen nominal de 75,000 BBLs y estará provisto de un techo flotante externo.

Los tanques contarán con sistema de venteos que le permitirán evitar el sobreesfuerzo de la cubierta del techo o del sello la membrana, estos estarán colocados sobre el techo flotante.

Estos venteos permitirán evacuar el aire y los gases desde la parte inferior del techo, de manera que el techo flotante externo no se levante de su soporte durante las operaciones de llenado, hasta que el techo flote sobre el líquido almacenado.

Por otra parte, los venteos permitirán que se libere cualquier vacío generado debajo del techo después de que se asiente en sus soportes durante las operaciones de vaciado para limitar la presión externa del techo flotante.

Los techos flotantes externos que utilicen las patas como soportes estarán equipados con venteos activados por de vacío o pata. Los venteos activados de pata serán ajustables. Como una alternativa, los techos flotantes externos que utilizan soportes de cable utilizarán un venteo de presión vacío para proporcionar la ventilación requerida para todos los niveles de soporte de techo flotante.

Tanque de almacenamiento de día de Diésel (T-2007).

El Tanque de almacenamiento de Diésel (T-2003) suministrará a un tanque de día (T-2007) con un volumen de trabajo de 10,000 BBLs, API-650, con el propósito de que haya

suministro a un camión. Este tanque diario se llenará con la bomba de relevo diésel en caso de que la bomba principal este en operación en el momento de la descarga.

El venteo de este tipo de tanque serán de tipo boquilla con arrestador de flama y una válvula de presión vacío PVSV 1910.

Tanque de almacenamiento de día de gasolina premium (T-2008).

El Tanque de almacenamiento de Gasolina premium (T-2004), suministrará a un tanque de un día (T-2008) con un volumen de trabajo de 5,000 BBLs, API-650, con el propósito de carga a un camión.

Este tanque de día contará con un techo flotante externo, se llenará a través de una bomba relevo de gasolina premium, si la bomba operativa está funcionando en la descarga del buque.

Los tanques contarán con sistema de venteos que le permitirán evitar el sobre esfuerzo de la cubierta del techo o del sello la membrana, estos estarán colocados sobre el techo flotante. Los venteos evacuarán el aire y los gases desde la parte inferior del techo, de manera que el techo flotante externos no se levante de su soporte durante las operaciones de llenado, hasta que el techo flote sobre el líquido almacenado.

Por otra parte, los venteos liberarán cualquier vacío generado debajo del techo después de que se asiente en sus soportes durante las operaciones de vaciado para limitar la presión externa del techo flotante.

Los techos flotantes externos que utilicen las patas como soportes estarán equipados con venteos activados por de vacío o pata. Los venteos activados de pata serán ajustables. Una alternativa, es que los techos flotantes externos que utilizan soportes de cable utilizarán un venteo de presión vacío para proporcionar la ventilación requerida para todos los niveles de soporte de techo flotante. Se contempla que:

- 1.- El techo flotante externo del tanque tendrá pontones de acero y será de cubierta sencilla.

2.- El fondo del tanque debe tener una pendiente de 1:120 min. Hacia el centro y en dirección al sumidero de drenaje. El dimensionamiento del sumidero será confirmado por el proveedor.

3.- Contará con plataformas, escaleras, accesorios para acceso desde el pasillo de 360° y anillo perimetral de refuerzo para operación, inspección y mantenimiento.

De acuerdo con API 650 y OSHA. El diseño considerará puntos de fijación y anclaje para seguridad y protección personal contra caídas.

4.- Contará con sistema de protección catódica.

5.- Contará con sistema de detección de fugas y protección al subsuelo para el fondo del tanque.

6.- El tanque debe contar con preparaciones de conexiones a tierra.

7. Un difusor interno debe ser considerado a la entrada de producto de tal manera que se asegure una velocidad de 1 m / s.

8.- El sistema debe tener la succión por debajo del nivel de fluido mínimo y el retorno por debajo del nivel de succión.

9.- Se debe contar con escalera rodante y barandales para el acceso al techo flotante de acuerdo con API 650 y OSHA. Así como con puntos de anclaje para protección personal contra caídas.

10.- Se debe contar con escalera rodante y barandales protegidas contra el ambiente marino y corrosivo.

11.- Para el diseño del tanque se requiere el análisis por sismo y viento de acuerdo a los criterios de diseño nacionales y las regulaciones civiles y lo indicado en API 650.

El anclaje del tanque debe determinarse con base en el análisis de viento, sismo, de acuerdo con las regulaciones nacionales y lo indicado en API 650.

12.- El factor de corrosión permisible debe considerarse en fondo, cuerpo, techo, accesorios y en todos los elementos que forman parte integral del tanque, para una vida de servicio de 30 años.

- 13.- Se deben realizar pruebas no destructivas de acuerdo a lo indicado en anexo 8 de API 650. Las pruebas no destructivas deben realizarse en campo por una compañía certificada.
- 14.- Esta información será proporcionada o confirmada por el proveedor del equipo en la fase de ingeniería de detalle.
- 15.- Entradas hombre en envoltorio y techo flotante externo de acuerdo a lo indicado en el estándar TES-340.
- 16.- Ver LOG-MEX-CPR-PID-7005 para el sistema de descarga de espuma (Anexo 2).
- 17.- Ver LOG-MEX-CPR-PID-7011 para el sistema de anillos de enfriamiento (Anexo 2).
- 18.- Se debe contar con soportes y guías adosados al tanque para los sistemas de espuma, anillos de enfriamiento contra incendio, tuberías, sistemas eléctricos e instrumentación y debe evitar cualquier interferencia con escaleras, barandales, boquillas y accesorios.
- 19.- El techo flotante externo cumplirá los requerimientos de API 650 anexo C y complementarse con lo indicado en el estándar TES-340.
- 20.- El tanque T-2002 puede ser usado como tanque multipropósito para almacenar Diesel, Gasolina Premium y Transmix.

C) Área de llenaderas.

El área de llenaderas contará con tres bahías las cuales se identificarán como bahía 1, bahía 2 y bahía 3.

Las tres bahías son de carga por el fondo, las bahías 1 y 2 son dobles para realizar la carga simultánea de autotanques tándem (autotanques dobles), la bahía 3 servirá para cargar en el rack delantero y para descarga en el rack trasero.

Las bahías 1 y 2 cuentan con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium y diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM.

La bahía 3 cuenta con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium o diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM en el rack trasero, servirá para cargar y descargar trasmix con flujo un máximo normal de 280 GPM.

La gasolina regular, gasolina premium y diésel almacenada en los tanques T-2001 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2002 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2003 (Tanque de almacenamiento de diésel), T-2004 (Tanque de almacenamiento de gasolina premium), T-2007 (Tanque de almacenamiento de diésel) y T-2008 (Tanque de almacenamiento de gasolina premium), se envía por medio de la bomba de carga de gasolina regular P-1001 A/B con un flujo máximo de 681.4 m³/h; bomba de carga de gasolina premium P-1002 A/B con un flujo máximo de 511.03 m³/h y la bomba de carga de diésel P-1003 A/B con un flujo máximo de 511.03 m³/h.

D) Bombas de transferencia.

Bombas de descarga de producto del buque.

La descarga de las gasolinas y el diésel se hará a través de la o las bombas de los buques. La gasolina regular o premium se transferirá a una velocidad máxima de 10,000 BBLs/h @ 10.5 kg/cm² (8,000 BBLs/h velocidad normal @ 7.0 kg/cm²) desde el barco a través de una tubería submarina desde el punto de amarre único (SPM) y un ducto distribuidor (PLEM) utilizando cualquiera de las dos líneas de transferencia a un tanque de almacenamiento de techo flotante externo dedicado (T-2001 o T-2004) o al tanque de usos múltiples (T-2002). De la misma manera, el diésel se transferirá a una velocidad máxima de 10,000 BBLs/h @ 10.5 kg/cm² (8,000 BBLs/h velocidad normal a 7.0 kg/cm²).

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0001, ver en Anexo 4.

Bomba de carga del producto a buque (P-1005).

La bomba de carga al barco (1X100%) se utilizará para transferir el producto desde cualquiera de los cuatro (4) tanques de almacenamiento en caso de ser necesario. La bomba deberá diseñarse para un caudal máximo de 874.4 (m3/h) y un flujo normal de 794.9 (m3/h), las condiciones de operación de la bomba se describen a continuación.

Tabla I. 8 Condiciones de operación de la bomba

TAG #	PRESIÓN MAX. (KG/CM2G)	PRESIÓN NORMAL (KG/CM2G)	FLUJO MÁXIMO (M3/H)	FLUJO NORMAL (M3/H)
P-1005	4.6	3.0	874.4	794.9

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0003, ver en Anexo 4.

Bombas de Drenaje de Líneas Marinas (P-1007).

Las líneas de transferencia de descarga del barco serán evacuadas para el mantenimiento o para dar solución a problemas mediante el uso de una bomba de desplazamiento positivo (1X100%) con un caudal máximo de 80.0 m3/h y un flujo normal de 70.0 m3/h. Se considera un colector para conectar ambas líneas de transferencia, por lo que solo se requiere una bomba, las condiciones de operación de la bomba se describen a continuación.

Tabla I. 9 Condiciones de operación de la bomba

TAG #	PRESIÓN MAX. (KG/CM2G)	PRESIÓN NORMAL (KG/CM2G)	FLUJO MÁXIMO (M3/H)	FLUJO NORMAL (M3/H)
P-1007**	3.5	3.1	80.0	70.0

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0003, ver en Anexo 4.

Bombas de Transferencia de Gasolina Regular (P-1001A/B).

Dos bombas (una operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 681.4 m3/h y un flujo normal de 624.6 m3/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el -sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla I. 10 Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular

TAG #	PRESIÓN MAX. (KG/CM2G)	PRESIÓN NORMAL (KG/CM2G)	FLUJO MÁXIMO (M3/H)	FLUJO NORMAL (M3/H)
P-1001 A/B	4.3	4.1	681.4	624.6

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 4.

Bombas de almacenamiento de gasolina premium (P-1002 A/B).

Dos bombas (una operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m3/h y un flujo normal de 468.4 m3/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla I. 11 Características bombas de almacenamiento de gasolina premium

TAG #	PRESIÓN MAX. (KG/CM2G)	PRESIÓN NORMAL (KG/CM2G)	FLUJO MÁXIMO (M3/H)	FLUJO NORMAL (M3/H)
P-1002 A/B	4.7	4.5	511.03	468.4

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 4.

Bombas de almacenamiento Diesel (P-1003A/B).

Dos bombas (un operando y una de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m3/h y un flujo normal de 468.40 m3/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla I. 12 Características bombas de almacenamiento Diesel

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm2g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm2g)	FLUJO MÁXIMO (m3/h)	FLUJO NORMAL (m3/h)
P-1003 A/B	5.7	5.3	511.03	468.40

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0005, ver en Anexo 4.

E) Motores eléctricos.

Todos los motores que se instalarán en el proyecto cumplirán con los requisitos de la norma NOM-001-SEDE-2012 y las regulaciones y especificaciones en las bases de diseño eléctrico, documento: LOG-MEX-CPR-DEB-3001 en, en Anexo 4.

Los motores de 40 HP y mayor capacidad tendrán resistencias de calentamiento, el voltaje de suministro a las resistencias, conforme lo establecido en la NOM.

El gabinete de conexiones para las resistencias de calentamiento será independiente del alimentador de potencia.

Todos los motores eléctricos deberán lubricarse, de acuerdo con NEMA: MG1, o su equivalente, incluidos los motores que activan el equipo de procesamiento.

En general, todos los motores serán de base de inducción de jaula de ardilla con clase de aislamiento F, de acuerdo con NEMA MG1, alta eficiencia, tipo Premium.

Todos los motores serán totalmente cerrados, enfriado por ventilador (TEFC), excepto la monofásica de potencia fraccionaria, y donde se requiere que sean a prueba de explosiones.

Las características de torque y la inercia total de la carga en el eje del motor deberán seguir las normas NEMA MG1-12 y MG1-20. El motor se diseñará para soportar una velocidad superior a la velocidad promedio indicada en las reglamentaciones, sin sufrir ningún tipo de daño.

Sistema de recuperación de vapor (PK-6002).

Los átomos de carbono orgánicos volátiles (VOC) que se emiten durante la carga de gasolina de los camiones se tratarán en el sistema de recuperación de vapor tipo compresor accionado por motor, Ver LOG-MEX-CPR-PLP-0001.

Tamaño de la Unidad Recuperadora de Vapor (VRU) será capaz de contener los vapores que se generen durante el llenado de 5 autotankes a la vez. El sistema de recuperación de vapor estará compuesto por un proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA).

El vapor recuperado se bombeará de vuelta a la gasolina normal o a los tanques de almacenamiento de usos múltiples, conforme lo establecido en la NOM-006-ASEA-2007, el sistema de antorcha o el venteo a la atmósfera no está permitido.

Ver LOG-MEX-CPR-PID-6007; LOG-MEX-CPR-PID-6007-1.

Sistema eléctrico en el área de tanques de almacenamiento.

Se suministrará energía en los siguientes niveles de voltaje: 13800 V, 480 V, 220/127V.

La acometida eléctrica para el área de tanques de almacenamiento será por medio de la compañía suministradora CFE (Comisión Federal de Electricidad), la cual proporcionará la energía eléctrica en media tensión en 13.8 kV, el alimentador se dirigirá a un nuevo edificio eléctrico, ubicado cerca del área de bombas mostrado en el documento LOG-MEX-CPR-PIP-0001, y terminará en el lado primario del nuevo transformador reductor de 13.8 kV-480V, tipo ONAN. El lado secundario del transformador se conectará a un interruptor de transferencia automática (ATS) con capacidad de 480 V, 3 fases, 3 hilos, ubicado en el edificio eléctrico. Además, habrá un generador Diésel auxiliar de respaldo instalado al aire libre y conectado al ATS, ubicación mostrada en el Plot Plan, LOG-MEX-CPR-PLP-0001 (ver Anexo 2).

El lado de la carga ATS se conectará a un nuevo centro de control de los motores interno (MCC) desde el cual se suministrarán la energía eléctrica, a su vez el MCC alimentará transformadores tipo seco para alimentar paneles de distribución en 220/127 V.

Además, se proporcionará una fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) en un nivel de voltaje 480/220-127 V. La UPS suministrará energía principalmente a cargas críticas

(MOV's, ESD, DCS, Computadoras, paneles de control de acceso, etc., de acuerdo con un análisis y necesidades específicas del cliente).

I.3.3.1. Hojas de seguridad

La Terminal marítima de almacenamiento denominado RINA recibirá Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel. De forma adicional, el diseño de la Terminal marítima de almacenamiento contempla la recepción de producto a través de buques tanque y está contara con un sistema de llenaderas para camiones cisterna.

Los combustibles suministrados cumplirán con las características indicadas en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, como se indica a continuación:

Tabla I. 13. Especificaciones de Gasolinas.

Parámetro	Unidades	Premium	Magna	Condición
Gravedad API		60.7 a 61.7	60.7 a 61.8	Típico
Gravedad específica		0.732 a 0.736	0.732 a 0.737	Típico
Contenido de Azufre	ppmw	80	80	Máximo
Azufre mercaptánico	ppmw	20	20	Máximo
Olefinas	% vol	15	---	Máximo
Aromáticos	% vol	35	---	Máximo
Benceno	% vol	2	3	Máximo
Oxígeno	% peso	2.7	---	Máximo
Periodo de inducción	minutos	300	300	Mínimo
Número de Octano (RON)		95	----	Mínimo
Número de Octano (MON)		---	82	Mínimo
Índice de Octano (RON+MON)/2		92	87	Mínimo
50 °C		Estándar No.1	Estándar No.2	Máximo
Goma preformada	g/l	0.04	0.04	Máximo
Gomas no lavadas	g/l	0.7	0.7	Máximo

Fuente: Elaboración con base a la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005.

Tabla I. 14 Especificaciones de Diesel.

Parámetro	Unidades	Valor	Condición
Gravedad API		24.1 a 24.8	Típico
Gravedad específica		0.905 a 0.909	Típico
Contenido de Azufre	ppmw	15	Máximo
Nitrógeno total	ppmw	319	Máximo
Nitrógeno básico	ppmw	48	Máximo
Parafinas	% vol	25.1 a 32.4	Típico
Olefinas	% vol	9.96×10^{-7}	Máximo
Naftenos	% vol	34.7 a 41.1	Típico
Aromáticos	% vol	30	Máximo
Punto de Flash	°C	100 a 102	Típico
Punto de escurrimiento	°C	-5 a 0	Máximo
Punto de nublamiento	°C	0	Máximo
Punto de congelación	°C	35.3 a 35.9	Típico
Punto de inflamación	°C	45	Mínimo
Color ASTM D 1500-04		2.5	Máximo
Índice de Cetano ASTM 0976-04be1		48	Mínimo
Número de Cetano ASTM 0613-05		48	Mínimo
Corrosión al Cu 3 horas a 50 °C		Estándar No.1	Máximo
Viscosidad cinemática @ 40	mm ² /seg	1.9 - 4.1	Típico
Residuos de carbón (en 10 % del residuo)	% peso	0.25	Máximo
Cenizas	% peso	0.01	Máximo
Agua y sedimento	% volumen	0.05	Máximo
Prueba al Acetato		Negativa	Mínimo
Lubricidad (HFRR Test, ISO-12156)	micrones	520	Máximo

Fuente: Elaboración con base a la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005.

I.3.3.2. Almacenamiento

La terminal Marítima de almacenamiento de combustibles está conformada por cuatro tanques de almacenamiento tipo vertical y estarán montados sobre cimentaciones tipo anillo de concreto con relleno de arena apisonada que en su superficie contará con una geomembrana para que en caso de algún derrame evite que los fluidos almacenados se filtren al subsuelo y manto freático.

Los tanques de almacenamiento cumplirán en estricto orden con lo indicado en norma oficial mexicana NOM-006-ASEA-2017. Debido a que la norma oficial mexicana toma como referencia de diseño y fabricación el documento extranjero API-650 “Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos”, las características de estos tanques se listan a continuación:

Tabla I. 15. Características de Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos

Núm.	TAG	Sustancia almacenada	Capacidad nominal (BBIs)	Material	Dimensiones
1	T-2001	Gasolina	260,000	Acero al carbono	60 m D.I. x 17.10 m altura
2	T-2002	Gasolina	260,000	Acero al carbono	60 m D.I. x 17.10 m altura
3	T-2003	Diesel	150,000	Acero al carbono	45.72 m D.I. x 17.10 m altura
4	T-2004	Gasolina premium	75,000	Acero al carbono	36.57 m D.I. x 12.19 m altura

Adicionalmente se contará con dos tanques de día para facilitar la operación durante la carga marina, sus características se describen a continuación.

Tabla I. 16 Características tanques de día

Núm.	TAG	Sustancia almacenada	Capacidad (BBIs)	Material	Dimensiones
5	T-2007	Diesel	10,000	Acero al carbono	12.95 m D.I. x 14.63 m altura
6	T-2008	Gasolina premium	5,000	Acero al carbono	9.65 m D.I. x 12.19 m altura

I.3.3.3. Equipos de proceso y auxiliares

El sistema de recepción, almacenamiento y suministro de combustibles está integrado por los siguientes equipos.

TAG	Nombre del equipo
PK-7001	Punto Único de Amarre (SPM)
PLEM	Distribuidor Extremo de Tubería
T-2001	Tanque de gasolina regular
T-2002	Tanque de gasolina regular
T-2004	Tanque de almacenamiento de Gasolina Premium.
T-2003	Tanque diésel
T-2004	Tanque de almacenamiento de Gasolina Premium
T-2007	Tanque de día de diesel
T-2008	Tanque de almacenamiento de día de gasolina premium.
PK-1003	Sistema de separación de agua/aceite.
P-1001 A/B	Bombas de Transferencia de Gasolina Regular
P-1002 A/B	Bombas de almacenamiento de gasolina premium
P-1003 A/B	Bombas de almacenamiento Diesel
P-1005	Bomba de carga del producto a buque
P-1006	Bombas de descarga de producto del buque.
P-1007	Bombas de Drenaje de Líneas Marinas
PK-1002 A/B	Patines de medición y regulación
PK-1001	Patín de medición y regulación de carga a buque.
PK-6002	Sistema de recuperación de vapor.

Bombas de transferencia.

1. Bomba de descarga de producto del buque.

La descarga de las gasolinas y el diésel se hará a través de las bombas de los buques. La gasolina regular o premium se transferirá a una velocidad máxima de 10,000 BBLs/h @ 10.5 kg/cm² (8,000 BBLs/h velocidad normal @ 7.0 kg/cm²) desde el barco a través de una tubería submarina desde el punto de amarre único (SPM) y un ducto distribuidor (PLEM) utilizando cualquiera de las dos líneas de transferencia a un tanque de almacenamiento de techo flotante externo dedicado (T-2001 o T-2004) o al tanque de usos múltiples (T-2002).

De la misma manera, el diésel se transferirá a una velocidad máxima de 10.000 BBLs/h @ 10.5 kg/cm² (8,000 BBLs/h velocidad normal a 7.0 kg/cm²).

Bomba de carga del producto a buque (P-1005).

La bomba de carga al barco (1X100%) se utilizará para transferir el producto desde cualquiera de los cuatro (4) tanques de almacenamiento en caso de ser necesario. La bomba deberá diseñarse para un flujo máximo de 874.4 (m³/h) y un flujo normal de 794.9 (m³/h), las condiciones de operación de la bomba se describen a continuación.

Tabla I. 17 Condiciones de operación de la bomba

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm ² g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm ² g)	FLUJO MÁXIMO (m ³ /h)	FLUJO NORMAL (m ³ /h)
P-1005	4.6	3.0	874.4	794.9

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0003, ver en Anexo 2.

Bombas de Drenaje de Líneas Marinas (P-1007).

Las líneas de transferencia de descarga del barco serán evacuadas para el mantenimiento o para dar solución a problemas mediante el uso de una bomba de desplazamiento positivo (1X100%) con un flujo máximo de 80.0 m³/h y un flujo normal de 70.0 m³/h. Se considera un colector para conectar ambas líneas de transferencia, por lo que solo se requiere una bomba, las condiciones de operación de la bomba se describen a continuación.

Tabla I. 18 Condiciones de operación de la bomba

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm ² g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm ² g)	FLUJO MÁXIMO (m ³ /h)	FLUJO NORMAL (m ³ /h)
P-1007**	3.5	3.1	80.0	70.0

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0003, ver en Anexo 2.

Bombas de Transferencia de Gasolina Regular (P-1001A/B).

Dos bombas (un operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 681.4 m³/h y un flujo normal de 624.6 m³/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo

será controlado por el -sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimentos.

Tabla I. 19 Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular.

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm2g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm2g)	FLUJO MÁXIMO (m3/h)	FLUJO NORMAL (m3/h)
P-1001 A/B	4.3	4.1	681.4	624.6

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 2.

Bombas de almacenamiento de gasolina premium (P-1002 A/B).

Dos bombas (un operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimentos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m3/h y un flujo normal de 468.4 m3/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimentos.

Tabla I. 20 Características bombas de almacenamiento de gasolina premium.

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm2g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm2g)	FLUJO MÁXIMO (m3/h)	FLUJO NORMAL (m3/h)
P-1002 A/B	4.7	4.5	511.03	468.4

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 2.

Bombas de almacenamiento Diésel (P-1003A/B).

Dos bombas (un operando y una de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimentos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m3/h y un flujo normal de 468.40 m3/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimentos.

Tabla I. 21 Características bombas de almacenamiento Diésel

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm2g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm2g)	FLUJO MÁXIMO (m3/h)	FLUJO NORMAL (m3/h)
P-1003 A/B	5.7	5.3	511.03	468.40

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0005, ver en Anexo 2.

I.3.3.4. Sistema eléctrico en el área de tanques de almacenamiento.

Se suministrará energía en los siguientes niveles de voltaje: 13800 V, 480 V, 220/127V.

La acometida eléctrica para el área de tanques de almacenamiento será por medio de la compañía suministradora CFE (Comisión Federal de Electricidad), la cual proporcionará la energía eléctrica en media tensión en 13.8 kV, el alimentador se dirigirá a un nuevo edificio eléctrico, ubicado cerca del área de bombas mostrado en el documento LOG-MEX-CPR-PIP-0001, y terminará en el lado primario del nuevo transformador reductor de 13.8 kV-480V, tipo ONAN. El lado secundario del transformador se conectará a un interruptor de transferencia automática (ATS) con capacidad de 480 V, 3 fases, 3 hilos, ubicado en el edificio eléctrico. Además, habrá un generador Diésel auxiliar de respaldo instalado al aire libre y conectado al ATS.

El lado de la carga ATS se conectará a un nuevo centro de control de los motores internos (MCC) desde el cual se suministrarán la energía eléctrica, a su vez el MCC alimentará transformadores tipo seco para alimentar paneles de distribución en 220/127 V.

Además, se proporcionará una fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) en un nivel de voltaje 480/220-127 V. La UPS suministrará energía principalmente a cargas críticas (MOV's, ESD, DCS, Computadoras, paneles de control de acceso, etc., de acuerdo con un análisis y necesidades específicas del cliente).

I.3.3.5. Pruebas de verificación

Prueba de aceptación de fábrica (FAT).

Se realizará una prueba de aceptación de fábrica (FAT) y una verificación de todos los equipos, programas y la documentación asociada entregados antes del envío del sistema.

Las pruebas verificarán que el equipo se fabricó y se ensambló correctamente, su funcionamiento es como se diseñó y que cumple con los requisitos contractuales. Las pruebas verificarán que el software y el hardware cumplan con los requisitos funcionales exigidos por el proyecto. La FAT se realizará en la fábrica del proveedor y será atestiguada por el personal del propietario.

El FAT incluirá las siguientes actividades principales de prueba y verificación:

- Verificación de la configuración del sistema. No se permitirán reemplazos o sustituciones de equipos sin una contabilidad rigurosa de control de calidad y una nueva prueba del equipo afectado.
- El FAT deberá probar principalmente el hardware del gabinete de control, y el Contratista es responsable de desarrollar y administrar el procedimiento de prueba que se aprobó en el proceso de envío.
- Durante la prueba FAT, se realizará una inspección visual para verificar que el equipo se haya ensamblado de acuerdo con los planos aprobados. Como mínimo, se verificará la integridad estructural del gabinete, así como la estructura del subpanel, el trabajo de pintura y el acabado, y las dimensiones del gabinete.

Prueba de aceptación del sitio (SAT).

Se realizará una prueba de instalación del sistema y una prueba operativa del sistema en el sitio. La documentación final será revisada para verificar si fue concluida y actualizada. Las pruebas de aceptación del sitio serán atestiguadas por el personal del propietario.

La prueba de instalación verificará que el equipo y todos los cables se hayan instalado correctamente, no se hayan dañado y no hayan fallado durante el envío o almacenamiento.

La prueba de instalación demostrará un funcionamiento estable. Estas pruebas verificarán la operación completa del sistema en sitio, incluyendo pruebas adicionales requeridas para verificar su perfecta operación.

Pruebas pre-operación.

Cuando los trabajos de construcción finalicen, comenzarán las actividades de pruebas no destructivas y pre-comisionamiento.

Las soldaduras estarán sujetas a pruebas no destructivas mediante radiografía o pruebas de líquidos penetrantes, cuando corresponda. A toda la tubería se le hará prueba hidrostática antes del relleno.

El relleno consistirá en una cama de arena alrededor de los componentes de tubería seguido de material adecuado de relleno y compactación. La tubería que irá sobre la superficie se colocará en soportes de tubería sobre el suelo y se soldarán o atornillarán para conectar la tubería y equipo.

Las soldaduras realizadas en la superficie estarán sujetas a pruebas no destructivas tales como, radiografía o pruebas de líquidos penetrantes. Toda tubería y soldadura estará recubierta para prevenir corrosión.

Las actividades de prueba no destructivas a realizar incluyen lo siguiente:

Tubería

- Una combinación de pruebas de presión hidrostática y pruebas en funcionamiento de toda la tubería, aditamentos y conexiones según lo requerido por el código aplicable.
- Prueba radiográfica en soldaduras a tope y pruebas de líquidos penetrantes de soldaduras de tope para tubo según lo requerido por el código aplicable.
- Prueba Holiday en todos los recubrimientos para evaluar el espesor adecuado de acuerdo a las especificaciones del proyecto.

Mecánico

- A los tanques se le realizará pruebas de presión hidrostática de acuerdo a API 650.
- A la soldadura de los tanques se le realizará pruebas radiográficas de acuerdo a API 650.

- A los recipientes se le realizará pruebas hidrostáticas de acuerdo al código aplicable.
- El fondo y techo de los tanques serán probados mediante prueba de caja de vacío.
- Instrumentación y válvulas
- Los instrumentos se calibrarán con certificados antes de la operación.
- Se les realizará pruebas a las válvulas para su correcta operación antes del comisionamiento.

Eléctrico

A todos los cables se le realizará pruebas de resistencia (Megger) para asegurar el correcto aislamiento.

I.3.3.6. Dispositivos de seguridad

1. Sensores e Instrumentos de Campo.

Los instrumentos especificados en esta sección son los componentes y accesorios de los elementos primarios que se muestran en los DTI's, código: LOG-MEX-CPR-PDI-0000 al LOG-MEX-CPR-PDI-7010 (ver Anexo 2), y requieren ser instalados.

Estos instrumentos estarán integrados con otros componentes del sistema de control especificados en la sección 7.5.4, Controlador lógico programable (PLC).

Los transmisores deberán ser inteligentes con la capacidad de realizar autodiagnósticos e indicaciones locales de la variable de proceso (en unidades métricas), utilizando una pantalla LCD de cristal líquido. Los transmisores tendrán una electrónica basada en microprocesador.

La carcasa o caja de protección del transmisor deberá ser mínimo de aluminio con recubrimiento epóxico (NEMA 4 X); a prueba de intemperie, humedad, corrosión y polvo y cumplir con la clasificación del área donde se instala el instrumento mostrada en los planos LOG-MEX-CPR-ELE-3401 y LOG-MEX-CPR-ELE-3402, en Anexo 2.

El transmisor se deberá suministrar con una placa de identificación de acero inoxidable fijada permanentemente al cuerpo (no se aceptan juntas con adhesivo).

Medidor de flujo ultrasónico.

El medidor de flujo ultrasónico será del tipo multi-trayecto, es decir, de varios conjuntos de transductores emisor/receptor de señales, los transductores son del tipo piezoeléctrico y su principio de medición deberá ser el tiempo de tránsito. Los medidores de tiempo de tránsito miden el diferencial de tiempo entre las señales enviadas aguas arriba y aguas abajo. El diferencial es directamente proporcional a la velocidad del flujo.

La instalación de los transductores no deberá ser intrusiva, no se aceptará los transductores de tipo abrazadera.

Las tarjetas electrónicas que formen parte del instrumento deberán tener un recubrimiento especial para protegerlas del ambiente donde serán instaladas, con el fin de prevenir y retrasar los efectos corrosivos sobre los componentes (de acuerdo con) la vida útil garantizada por el fabricante.

El fabricante deberá proporcionar el cable de interconexión entre los transductores y el transmisor, de ser necesario

La dirección del flujo deberá estar claramente identificada en el cuerpo del medidor de flujo.

El medidor de flujo se comunicará con el transmisor de presión y transmisor de temperatura, la señal de salida del medidor de flujo deberá ser configurable, el medidor de flujo ultrasónico deberá ser capaz de comunicarse con el computador de flujo u otros dispositivos de interface.

Medidores de flujo másico Coriolis.

Los medidores de flujo másico tipo Coriolis se podrán usar para instalaciones donde se desea una alta precisión y donde haya variaciones de presión o temperatura en el fluido (densidad). Las aplicaciones de medición de flujo que requieren cambios frecuentes en las condiciones del fluido consideran la medición del flujo másico.

El medidor de flujo Coriolis es aprobado para funciones de transferencia y custodia de productos, tal como se requiere en los patines de medición o patines de medición de flujo.

Medidores de flujo de turbina.

Los medidores de flujo tipo turbina se podrán usar para caudales o fluidos limpios. Las turbinas son equipos de alta precisión. Para requerimiento de instalación se seguirá la guía provista por ISA RP31.1, "Diseño de Instalaciones de Medidores de Flujo de Turbinas".

2. Instrumentos de presión diferencial.

Los instrumentos del tipo de presión diferencial normalmente se usan para mediciones de flujo cuando la aplicación o las condiciones de procesos, lo permiten.

Los cuerpos de los transmisores de flujo normalmente son de acero inoxidable con sus internos también de acero inoxidable, a menos que se requieran otros materiales para cumplir con las condiciones del proceso.

Los transmisores serán electrónicos "inteligentes". La salida del transmisor será configurable; analógica de 4 a 20 mA. La extracción de raíz cuadrada se realizará normalmente en el transmisor.

El rango normalmente será de 100 pulgadas de columna de agua. Cuando se requiera un rango más grande, se puede usar un diferencial de hasta 200 pulgadas de columna de agua. En aplicaciones de fluido compresible, el rango diferencial máximo en pulgadas de agua no deberá exceder la presión absoluta estática del fluido en PSIA.

3. Instrumento de Nivel tipo Radar, de onda guiada.

Los instrumentos tipo radar de onda guiada se usarán normalmente para la medición de nivel. El instrumento se montará en una cámara específica para la medición de nivel. Los materiales de construcción estarán de acuerdo con la especificación de tubería, y especificaciones del tanque. La conexión a proceso deberá ser mínimo de 2".

El medidor de nivel tipo radar proporciona precisión en la medición de los volúmenes de almacenamiento de combustible y se puede registrar y controlar las pérdidas durante el almacenamiento.

Este tipo de instrumentos tienen compensación integral de temperatura integral, adicionalmente, el instrumento tiene una precisión de 0,25 por ciento del rango, resolución 0,1% del lapso e incluye protocolo HART.

4. Transmisor de temperatura.

Se considerará un instrumento electrónico, tipo digital basado en un microprocesador, carcasa de aluminio sin cobre; recubierto con resina epóxica. Deberá ser para uso en exteriores, a prueba de agua, para servicio en áreas clasificadas, NEMA 4X y con aprobación de FM. Transmisor será conectado al elemento sensor tipo RTD Pt100 y contará con dos conexiones eléctricas de ½" NPT, una para el sensor y otra para la salida analógica.

Transmisor de temperatura incluirá una salida analógica de 4-20 mA, autoalimentado con 24 VDC directamente desde el lazo de salida analógico. Los transmisores tendrán capacidad para manejar el protocolo HART, para facilitar la programación del mantenimiento preventivo y la calibración.

Los transmisores serán accesibles desde el nivel del piso o desde una plataforma, los intervalos para el control de la temperatura serán tan estrechos como sea consistente con los requisitos del proceso.

5. Termopozos.

Los termopozos se utilizarán para la instalación de los sensores de temperatura (RTD's), los termómetros bimetalicos y los puntos de mediciones para pruebas. Los termopozos serán fabricados de un material mínimo de 316 S.S., de tal manera sean intercambiables para todas las aplicaciones estándar. Los siguientes requisitos aplican a los termopozos de temperatura:

- Los termopozos serán fabricados tipo mecanizado a partir de barras en una configuración cónica capaz de resistir la temperatura y la presión.
- Las conexiones del proceso de los termopozos serán del tipo roscado, tamaño 1 "NPT o bridados de 1-1 / 2", clase 300 # mínimo. Para las clases de línea superiores a 300 #, la clase de la brida será según la especificación de la tubería.

La dimensión "U" del termopozo será dimensionada por los estándares del proyecto, los cálculos de frecuencia se realizarán para todos los termopozos y la dimensión "U" estará dentro de los límites calculados según la ecuación de Murdoch.

- Los termopozos se identificarán por el número de etiqueta asignado y este deberá ser grabado sobre el mismo termopozo.
- La dimensión "U" del termopozo deberá penetrar entre el 25 y el 75% del diámetro de la tubería.

I.3.3.7. Sistema contraincendios

La instalación contará con un sistema contraincendios que proporcionará la protección adecuada al personal operativo de la Terminal de Almacenamiento de Combustibles y a la instalación y equipos que la integran, al medio ambiente y a las áreas circunvecinas, los sistemas de seguridad y de contra incendio (Anexo 2) estarán constituidos por:

- Tanque de almacenamiento de agua contra incendio
- Bombas contra incendio
- Sistemas fijos de agua contra incendio
- Extintores
- Sistemas de agua-espuma
- Sistemas de aspersión para enfriamiento de tanques de almacenamiento
- Sistema de rociadores
- Sistemas de supresión a base de agente limpio.
- Regaderas lavaojos
- Sistemas de detección y alarma

I.3.3.7.1. Cobertizo de bombas contra incendio.

Las bombas contraincendios están ubicadas en un Cobertizo construido con una cubierta metálica inclinada a una sola agua de metal, tendrá un área aproximada de 80 m², ver documento LOG-MEX-CPR-PLP-0001, en Anexo 2.

I.3.3.7.2. Tanque de almacenamiento de agua contra incendio

La terminal de almacenamiento de combustibles contará con un tanque de almacenamiento de agua contra incendio con una capacidad de 16,992 BBLs, mismo que ha sido calculado para proveer el agua contra incendio requerida para satisfacer el evento de mayor demanda

de agua en la terminal durante al menos 2 horas conforme a la NOM-006-ASEA-20017. El tanque de agua contra incendio será construido de acero y diseñado conforme a NFPA 22 (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).

Para más detalles y ubicación ver documentos LOG-MEX-CPR-PID-7001 y LOG-MEX-CPR-PIP-0001, en Anexo 2.

Ê=»!>»Å ° EM® èëÅħM>ãÅ !ëā fë!>»Å ° » EM®! ®gā!ùè ħ fë!>»Å ° » EM
®! ®fā!ùè

I.3.3.7.3. Bombas Contra Incendio

El paquete de bombas contra incendio estará integrado por dos bombas principales y una bomba de relevo. La capacidad de cada bomba será de 3000 gpm. Las tres bombas serán del tipo centrifuga horizontal con motor diésel. El paquete de bombas contra incendio proporcionará 6000 gpm a su presión de operación. Se contará además con una bomba jockey con una capacidad de 60 gpm, motor eléctrico.

El diseño del paquete de bombas contra incendio será conforme a los requerimientos de la NOM-006-ASEA-2017 y la NFPA 20.

Para más detalles y ubicación ver documentos LOG-MEX-CPR-PID-7001 y LOG-MEX-CPR-PIP-0001, en Anexo 2.

I.3.3.7.4. Red Contra Incendio

La red contra incendio formará un anillo alrededor del área de tanques con el objetivo de proveer alimentación a cada sistema o equipo de agua contra incendio en la terminal. El anillo de agua contra incendio contará con válvulas de seccionamiento cada 6 disparos a sistemas o equipos de agua contra incendio conforme al punto 6.6.1 de NFPA 24.

I.3.3.7.5. Sistemas Fijos de Agua Contra Incendio.

El sistema de agua contra incendio se compone básicamente de conjuntos hidrante monitores instalados en las siguientes áreas.

Tabla I. 22 Áreas de instalación de HM.

ÁREA	HM QUE PROTEGEN EL ÁREA
Estación de bombas de transferencia de combustibles a área de carga	2
Área de tanques de almacenamiento de combustibles	15
Área de patines de medición y regulación	2
Área de carga de combustible	4
Sistema de recuperación de vapor	1
Área de Transmix	1
Área de aditivos	1
Área de edificios	1

Los hidrantes monitores instalados en el área de tanques de almacenamiento de combustibles, estación de bombas y área de carga de combustible contarán con la opción de descargar solución agua espuma para combatir fuegos tipo “pool fire”.

Para más detalles y ubicación ver documentos LOG-MEX-CPR-PID-7002 (ver Anexo 2).

1.3.3.7.6. Extintores

Se instalarán extintores portátiles tipo presión contenida de 20 lb de capacidad y extintores tipo carretilla de 150 lb. Estos extintores serán apropiados para fuegos ABC ya que su agente extintor será fosfato monoamónico, en los cuartos eléctricos se instalarán además extintores de CO₂, tipo BC de 10 lbs.

El sistema de extintores será diseñado conforme a la NOM-006-ASEA-2017, NOM-002-STPS-2010 y NFPA-10.

1.3.3.7.7. Sistemas de agua espuma

La planta de almacenamiento de combustibles contará con sistemas de espuma para la protección de los tanques de almacenamiento, estación de bombas y área de carga de combustible. Los sistemas de agua-espuma serán alimentados desde tanques tipo vejiga, los cuales estarán conectados a la red de agua contra incendio de la terminal.

Tanques de gasolina regular T-2001 y 2002.

Se suministrará un sistema agua-espuma AFFF 3%, compuesto por 8 cámaras de espuma, localizadas en la periferia del tanque. Este tanque cuenta con un techo externo flotante, por lo cual se protegerá el área del sello. El sistema está calculado a densidad de 0.30 gpm/ft² sobre el sello del techo flotante externo con una duración de suministro de agua de 20 minutos. Adicionalmente se considera el apoyo de 2 mangueras con un flujo de 50 gpm cada una, por 30 minutos para la extinción de fuegos tipo charco en el área del dique del tanque.

Tanque de diésel T-2003

Se suministrará un sistema agua-espuma AFFF 3%, compuesto por 4 cámaras de espuma, localizadas en la periferia del tanque. Este tanque no cuenta con un techo externo flotante, por lo cual se protegerá toda la superficie superior de diésel almacenado. El sistema se

calculará con densidad de 0.10 gpm/ft² sobre la superficie del hidrocarburo con una duración de suministro de agua de 30 minutos. Adicionalmente se considera el apoyo de 2 mangueras con un flujo de 50 gpm cada una, por 20 minutos para la extinción de fuegos tipo charco en el área del dique del tanque.

Tanque de gasolina premium T-2004

Se suministrará un sistema agua-espuma AFFF 3%, compuesto por 5 cámaras de espuma, localizadas en la periferia del tanque. Este tanque cuenta con un techo externo flotante, por lo cual se protegerá el área del sello. El sistema se calculará con densidad de 0.30 gpm/ft² sobre el sello del techo flotante externo con una duración de suministro de agua de 20 minutos. Adicionalmente se tendrá el apoyo de 2 mangueras con un flujo de 50 gpm cada una, por 30 minutos para la extinción de fuegos tipo charco en el área del dique del tanque.

Tanque de día de diésel T-2007.

Se suministrará un sistema agua-espuma AFFF 3%, compuesto por 1 cámara de espuma. Este tanque no cuenta con un techo interno flotante, por lo cual se protegerá toda la superficie superior de diésel almacenado. El sistema se calculará con densidad de 0.10 gpm/ft² sobre la superficie del hidrocarburo con una duración de suministro de agua de 30 minutos. Adicionalmente se considera el apoyo de 2 mangueras con un flujo de 50 gpm cada una, por 20 minutos para la extinción de fuegos tipo charco en el área del dique del tanque.

Tanque de día de gasolina premium T-2008.

Se suministrará un sistema agua-espuma AFFF 3%, compuesto por 2 cámaras de espuma, localizadas en la periferia del tanque. Este tanque cuenta con un techo externo flotante, por lo cual se protegerá el área del sello. El sistema se calculará con densidad de 0.30 gpm/ft² sobre el sello del techo flotante externo con una duración de suministro de agua de 20 minutos. Adicionalmente se considera el apoyo de 2 mangueras con un flujo de 50 gpm cada una, por 30 minutos para la extinción de fuegos tipo charco en el área del dique del tanque.

1.3.3.7.8. Estaciones de carga (llenaderas) y estación de bombas.

La estación de carga y estación de bombas contarán con un sistema de diluvio de solución agua-espuma diseñado bajo los requerimientos de la NOM-006-ASEA-2017 y NFPA 16.

Los sistemas de diluvio con solución agua - espuma AFFF al 3%, son del tipo seco, con aspersores abiertos, calculados con una densidad de 0.16 gpm/ft² sobre la superficie de hidrocarburos, y con una duración de suministro de agua-espuma de 10 minutos.

Para más detalles y ubicación ver documentos LOG-MEX-CPR-PID-7002, LOG-MEX-CPR-PID-7003, LOG-MEX-CPR-PID-7004, LOG-MEX-CPR-PID-7005, LOG-MEX-CPR-PID-7006, LOG-MEX-CPR-PID-7007, LOG-MEX-CPR-PLP-0003 y LOG-MEX-CPR-PLP-0004 (ver Anexo 2).

1.3.3.7.9. Sistemas de aspersión para enfriamiento de tanques de almacenamiento.

Cada tanque de almacenamiento contará con dos anillos de enfriamiento colocados en la parte superior. Dichos anillos de enfriamiento están diseñados en base a los requerimientos de API-RP-2030 y la NOM-006-ASEA-2017. Cada anillo de enfriamiento está calculado con una densidad de 0.1 gpm/ft². Los anillos de enfriamiento estarán divididos en cuatro secciones a excepción de los tanques T-2007 y T-2008, los cuales se dividirán en dos secciones.

La filosofía de operación de los anillos de enfriamiento depende del tanque donde se presente el evento de fuego, ya que se activarán los anillos del tanque incendiado más las secciones de anillos que protegen a los tanques expuestos a la radiación del fuego.

1.3.3.7.10. Sistema de rociadores

Un sistema de rociadores será instalado en el cuarto de bombas contra incendio. Este sistema ha sido diseñado en cumplimiento con los requerimientos de la NOM-006-ASEA-2017, NFPA 20 y NFPA 13. El sistema rociadores es del tipo seco, diseñado con una densidad de aplicación de 0.4 gpm/ft².

Para más detalles y ubicación ver documentos LOG-MEX-CPR-PID-7002, LOG-MEX-CPR-PID-7006, LOG-MEX-CPR-PLP-0003 y LOG-MEX-CPR-PLP-0004 (ver Anexo 2).

1.3.3.7.11. Sistema de aspersión en transformador de aceite.

El transformador de aceite estará protegido mediante un sistema de diluvio de agua contra incendio. Este sistema será tipo seco, y se activará cuando el detector lineal de calor en dicho transformador envíe una señal de fuego detectado al tablero del sistema de gas y fuego. Los sistemas de diluvio y detección cumplirán con los requerimientos de NFPA 15 y NFPA 72 correspondientemente.

1.3.3.7.12. Sistema de supresión a base de agente limpio.

El cuarto de control ubicado en el edificio administrativo y los cuartos eléctricos contarán con un sistema de supresión de fuego a base de agente limpio (FM-200). Estos sistemas cumplirán con lo establecido en la NFPA 72 y NFPA 2001.

El agente extintor FM-200 no daña la electrónica contenida en el cuarto de control y permite la evacuación del personal en el área sin causar daño. El generador de emergencia contará con un sistema de supresión de fuego a base de CO₂. Este sistema cumplirá con los requerimientos de NFPA 12 y NFPA 72.

Los sistemas de supresión se suministrarán como un equipo paquete e incluirán todos los equipos de supresión y detección de incendios requeridos para su correcta operación.

1.3.3.7.13. Sistema de detección y alarma.

Tablero de control.

La terminal de almacenamiento de combustibles contará con un tablero principal instalado en el cuarto de control ubicado en el edificio administrativo en el área de carga de combustibles, y un tablero remoto a instalarse en el cuarto de control de motores ubicado en el área de tanques de almacenamiento. Ambos tableros estarán conectados entre sí, y reportarán el estatus del sistema de detección y alarma en ambas áreas.

Las señales de los detectores y alarmas se integrarán a dicho tablero a través de una arquitectura de lazo. El tablero de control principal y el remoto contarán con certificación SIL 2.

El tablero contará con una alarma visual y audible que indicará a los operadores la presencia de una alarma en el mismo, así mismo indicará la razón de alarma, el dispositivo activado y su localización.

Detectores de Fuego IR3.

Los detectores de flama IR3 tendrán la capacidad de detección de fuego de una gran gama de hidrocarburos, desde los más pesados hasta los más ligeros, combinado con el más alto grado de identificación de falsas alarmas.

Estos detectores contienen 3 sensores infrarrojos asociados a un circuito de procesamiento de señal. El diseño del sistema de detección de fuego se ha realizado considerando los pétalos de cobertura del detector conforme al combustible presente en el área. En caso de que en la misma área existan diferentes combustibles, se ha utilizado el pétalo correspondiente al combustible con menor cobertura. Los detectores de fuego reportarán al sistema de control las señales de alarma y fallas (Anexo 2 LOG-MEX-CPR-PLP-8001.B.IFA.B.01).

Los detectores de fuego se instalarán en las siguientes áreas:

Tabla I. 23 Áreas a colocar detectores de fuego

ÁREA	COBERTURA POR DETECTORES DE FUEGO IR3
Estación de bombas de transferencia de combustibles a área de carga	3
Área de patines de medición y regulación	4
Área de carga de combustible	3
Sistema de recuperación de vapor	2
Área de Transmix	2
Área de aditivos	2

Fuente: LOG-MEX-CPR-PLP-0001.

Ê=Ÿ> !>Ÿ° EM@ èëÅhM>ãÅ !ëã fë!>>Ÿ° Ÿ EM@! @gã!Ÿè ħ fë!>>Ÿ° Ÿ EM@!
@fã!Ÿè

1.3.3.7.14. Sistemas de seguridad.

Los tanques de almacenamiento contarán con diques de contención contruidos de concreto reforzado y tendrán la altura de 1.8 m permitiendo contener un volumen de 50,403 m³ (317,025.3 BBLs), siendo este volumen mayor al volumen del tanque de almacenamiento de mayor volumen, cumpliendo con lo establecido en la NOM-006-ASEA-2017, adicionalmente, el dique de contención estará subdivido a través de interdiques de una altura 0.46 cm.

Cada dique que confina el tanque tendrá como mínimo dos accesos opuestos entre sí, los diques serán de material impermeable con la finalidad de evitar cualquier filtración.

El dique contención contará con un sistema de contención secundario, podrá ser a base de una geomembrana o algún elemento impermeable que evite la contaminación del terreno natural.

1.3.3.7.15. Patín de medición.

La descarga marina será la unidad de transferencia automática de custodia (LACT) completa con "Prover" permanente para cada línea proveniente del punto único de amarre (SPM) marino.

El sistema considera un patín de medición por cada línea de transferencia de descarga del barco y un patín de medición para la carga del buque (LOG-MEX-CPR-PLP-0001). Los instrumentos pertenecientes al patín de medición cumplirán con los requerimientos de los planos de clasificación de área.

La unidad LACT se utilizará en tierra para la medición automática sin supervisión de la cantidad de los productos (gasolina regular, gasolina premium y diésel) una vez que se transfiere desde/hacia el barco hacia/desde los tanques de almacenamiento.

La unidad LACT se diseñará de acuerdo con el código ANSI/ASME B31.3. Los elementos básicos de la unidad LACT serán:

1. Medidor que mide el volumen de transferencia de custodia en barriles y también lo totaliza, el tipo de medidor según la especificación estándar,

2. Monitor de agua para probar el combustible para la presencia de agua,
3. Sistema de muestra para recuperar una muestra representativa de la corriente que fluye y un recipiente de muestra para almacenar las muestras recolectadas durante un período de tiempo específico,
4. Un “Prover” para calibrar un medidor para desarrollar un factor de medidor que se aplica a las medidas de transferencia de custodia del medidor. La instrumentación del “Prover” incluye un transmisor de temperatura, un transmisor de presión, un termopozo para calibrar el transmisor de temperatura y una válvula de alivio térmico.
5. Válvulas de bloqueo y purga, válvulas de contrapresión y válvulas de retención según sea necesario,
6. Panel de control LACT.

I.3.4. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

1. Compatibilidad con uso de suelo;

Respecto a la compatibilidad del proyecto con el uso de suelo existente en el sitio donde se pretende instalar, se vinculó con las Directrices Generales de Desarrollo del Centro Energético de Playas de Rosarito, resultando que el proyecto se ubica en la **zonificación primaria** de usos de suelo para las zonas de actividad en el sector centro denominada: **Centro Energético**, esta da lugar a la colocación de fuentes de infraestructura que proporcionan servicios a nivel metropolitano, actualmente se encuentra ubicada la Planta de PEMEX y la planta Termoeléctrica de CFE.

De acuerdo con lo zonificación secundaria, el **Proyecto RINA** se ubica en el uso de suelo destinado a la Infraestructura Metropolitana el cual corresponde principalmente al área del Centro Energético donde se encuentran las instalaciones de PEMEX y CFE.

Ê=>!>Å° EM@ èëÅhM>ãÅ !ëä fë!>>Å° º EM@! @gã!ùè ñ fë!>>Å° º EM@! @fã!ùè

EÅ , >ùùÅ ñ äM@NfÅ° Å EM@ èMèèMóM°ã! °ãM @Mg!@ !ëä
è"ëë!fÅ èë , MëÅ EM@! @gã!ùè ñ

2. La proximidad a las áreas pobladas;

La zona donde se localiza el Proyecto, Playa de Rosarito, se encuentra plenamente urbanizada, con una vocación principal del sector turismo. Cuenta con todos los servicios público tanto de infraestructura (electricidad, agua potable y drenaje, plantas de tratamiento de aguas residuales) como de carácter privado (bancos, restaurantes, hoteles, escuelas, etc.)

3. La proximidad a las vías públicas;

Las principales vías de acceso a proyecto son:

- Vía terrestre: por la Carretera Federal No. 1 (Libre) tramo Tijuana-Ensenada en el kilómetro 22.5 y por la carretera 1D (cuota).
- Vía aérea: Aeropuerto Internacional de la Ciudad de Tijuana, ubicado aproximada a una distancia de 30 km del Proyecto en su extremo noroeste.
- Vía marítima: Por el puerto marítimo de la Ciudad de Ensenada, ubicado a 70 km aproximadamente del proyecto hacia el sur.

4. Las condiciones de vientos dominantes;

La región de Playas de Rosarito, B.C., tiene un clima mediterráneo, lluvias escasas 230 mm al año, las cuales se presentan principalmente en invierno, ocasionalmente en primavera y otoño, aproximadamente el mes con más lluvias es febrero, tiene inviernos frescos con temperatura promedio 18°C y veranos cálidos con temperatura promedio 22°C, en otoño son comunes los vientos de Santa Ana. El 15 de septiembre del 2012 se registró la temperatura a 36°C, inusual, el 16 de diciembre del 2008 se registró una inundación en el centro de la ciudad por lluvias intensas.

La brisa marina (vientos de mar a tierra durante el día y en sentido opuesto durante la noche) durante el verano es persistente, mientras que en el invierno es débil. La neblina ocurre con mayor frecuencia en primavera y verano disminuyendo notablemente la visibilidad.

Se presentan las normales climatológicas de 60 años en la siguiente Tabla I.26, Figura I.12 y Figura I.13.

Tabla I. 24 Normales climatológicas 1951-2010

UNIDAD DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL

NORMALES CLIMATOLÓGICAS 1951-2010

ESTADO DE: BAJA CALIFORNIA

ESTACION: 00002042 ROSARITO		LATITUD: 32°17'16" N.		LONGITUD: 117°00'07" W.		ALTURA: 150.0 MSNM.							
ELEMENTOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TEMPERATURA MAXIMA													
NORMAL	21.8	23.1	24.2	26.1	28.0	29.7	31.7	32.5	31.1	28.8	25.0	23.2	27.1
MÁXIMA MENSUAL	30	30.2	32.6	35.3	38.8	43.0	44.8	43.3	42.0	39.0	33.3	32.7	
AÑO DE MÁXIMA	1959	1964	1969	1960	1960	1960	1957	1959	1958	1958	1958	1959	
MÁXIMA DIARIA	35.0	38.0	40.0	41.0	49.0	49.0	51.0	49.0	49.0	50.0	43.0	39.0	
FECHA MÁXIMA DIARIA	10/1959	07/1959	17/1969	10/1960	28/1960	4/1959	16/1960	09/1957	06/1958	28/1959	03/1958	12/1958	
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
TEMPERATURA MEDIA													
NORMAL	12.4	13.8	14.6	16.3	18.1	20.0	21.5	21.7	20.3	18.9	16.1	13.9	17.3
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
TEMPERATURA MÍNIMA													
NORMAL	3.0	4.5	5.0	6.6	8.2	10.3	11.2	10.8	9.5	9.0	7.2	4.6	7.5
MÍNIMA MENSUAL	-2.2	-1.9	-0.6	2.7	3.1	6.9	6.9	6.6	6.4	2.5	-0.1	-1.4	
AÑO DE MÍNIMA	1963	1969	1973	1967	1974	1961	1964	1964	1961	1961	1961	1962	
MÍNIMA DIARIA	-10.0	-11.0	-11.0	-1.0	-6.0	-5.0	4.0	2.0	4.0	-7.0	-8.0	-9.0	
FECHA MÍNIMA DIARIA	04/1968	17/1966	07/1967	07/1967	29/1962	11/1957	18/1961	27/1973	29/1969	05/1961	19/1961	11/1968	
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
PRECIPITACIÓN													
NORMAL	15.1	16.7	18.5	5.8	0.5	0.1	1.6	9.1	8.0	4.5	8.8	14.7	103.4
MÁXIMA MENSUAL	40.5	45.5	124.1	52.0	8.2	1.5	16.0	38.0	69.0	40.5	48.0	57.5	
AÑO DE MÁXIMA	1962	1958	1973	1965	1972	1970	1964	1966	1963	1963	1963	1961	
MÁXIMA DIARIA	20.0	31.0	29.0	10.0	8.0	1.5	16.0	21.0	22.0	15.0	20.0	29.5	
FECHA MÁXIMA DIARIA	25/1960	10/1973	07/1964	06/1965	26/1972	04/1970	07/1964	03/1961	09/1963	30/1963	19/1963	17/1962	
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
EVAPORACION TOTAL													
NORMAL	-												
AÑOS CON DATOS	-												
NUMERO DE DIAS CON													
LLUVIA	2.1	2.2	2.6	1.3	0.1	0.1	0.3	1.1	1.1	0.7	1.1	2.2	14.9
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
NIEBLA	0.9	1.1	1.6	0.0	0.9	0.7	0.0	0.0	0.1	1.6	0.9	1.7	9.5
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
GRANIZO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	
TORRENTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
AÑOS CON DATOS	15	16	16	16	16	15	15	14	14	14	14	14	

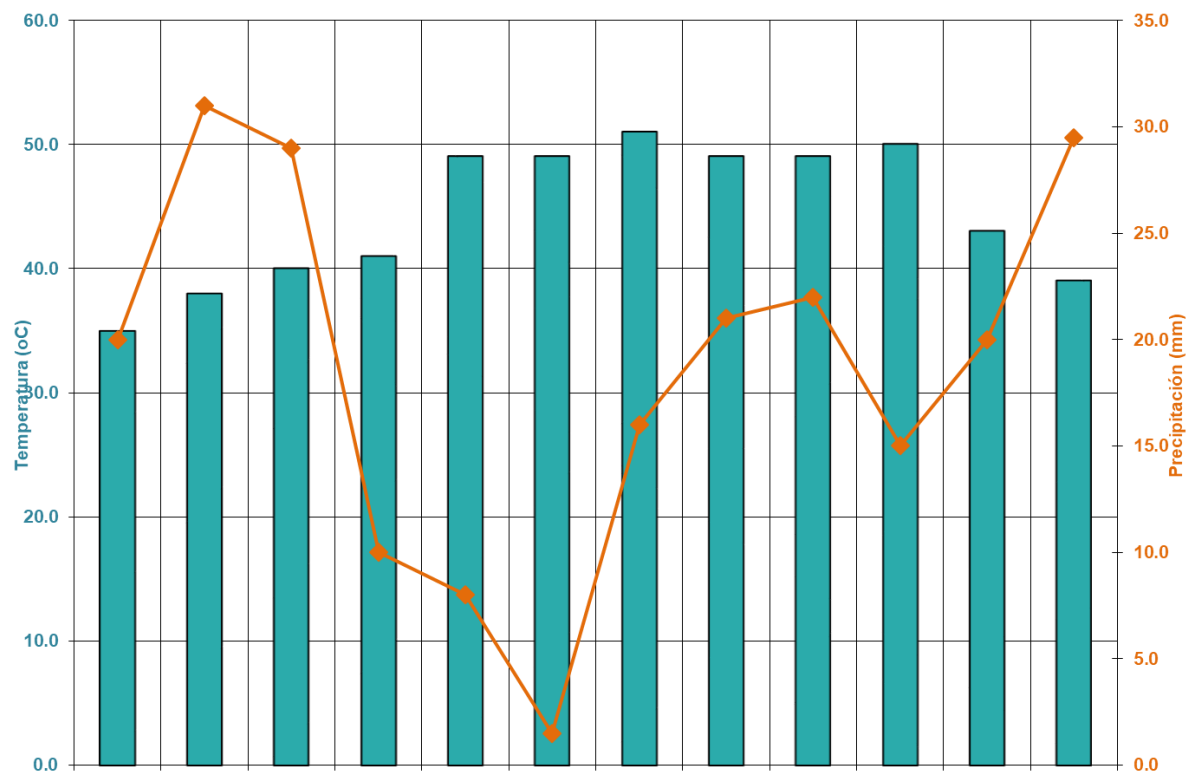


Figura I. 12 Climatograma de la estación Rosarito

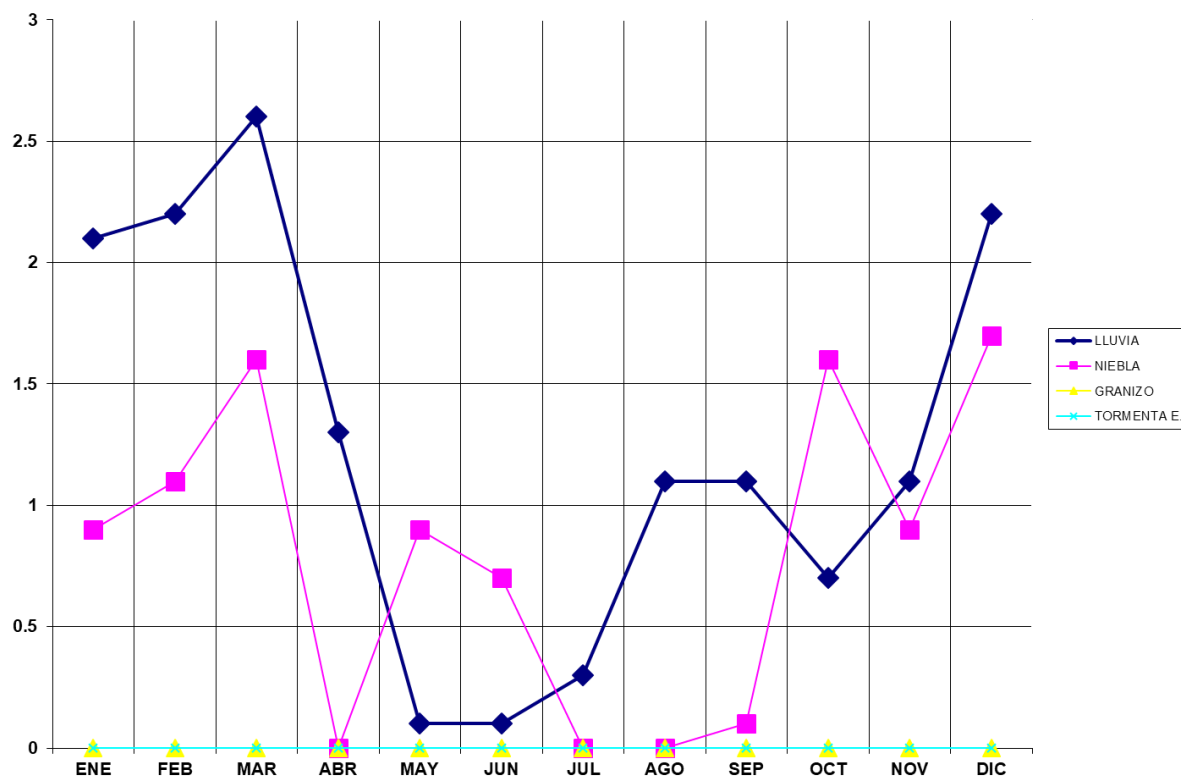


Figura I. 13 Gráfica de Número de días con lluvia, niebla, granizo y tormentas de la estación Rosario

5. Las características hidrológicas del lugar;

Para la hidro-regionalización de la península, el área de estudio se ubica en la región hidrológica RH1, en la Cuenca "C" Subcuenca "d". Esta Subcuenca "d" se divide con interés del estudio en Microcuencas que reconocen hacia el litoral del Océano Pacífico.

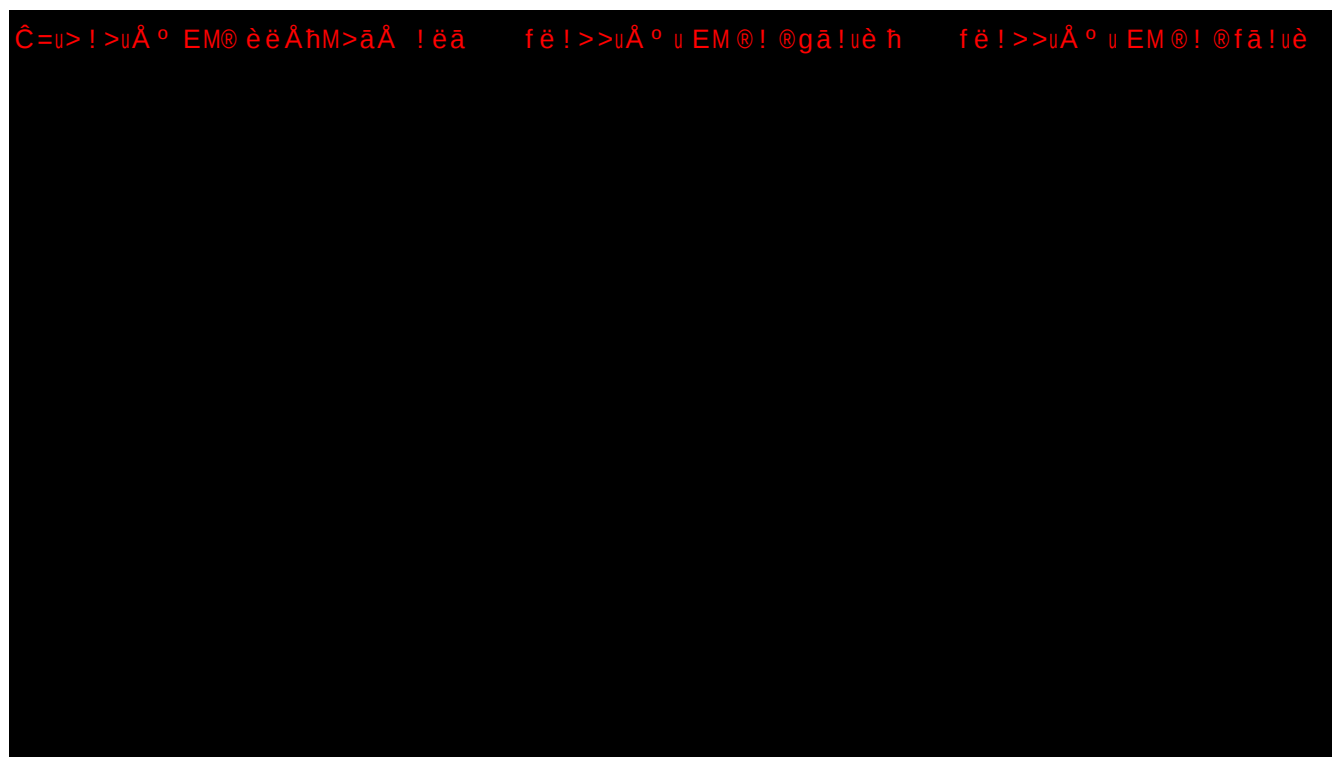
Tabla I. 25 Sistema de Cuencas

CUENCA "D"	SUBCUENCA "d"	MICROCUENCAS :	NOMENCLATURA	SUPERFICIE	SUPERFICIE EN PPDUPT
			10.Popotla (parcial)	3,711 has.	906 has
			11.El Morro	5,009 has.	1,647 has.
			12.El Coronel	3,124 has.	3,124 has
			13.El Gato	7,068 has	6,635 has
			14.Primo Tapia	354 has	354 has
			15.El Descanso	17,239 has	9,122 has
			16.Los Alisitos	3,622 has	3,622 has
			17.La Misión (parcial)	51,974 has	10,786 has
			Superficie	92,101 has.	36,196 has.

Fuente: CalConBaja, la nomenclatura es secuencia de las microcuencas identificadas en el estudio del PDUCP PR 2007-2020

En la Figura I.14 se delimitan las Microcuencas desde el parteaguas en el origen de la cárcava, cada una presenta el trazo del parteaguas y su sistema de drenado que incide en la Bahía de El Descanso, cuyas aportaciones por arrastres deben seguir siendo preferentemente las de origen natural, garantizando con ello el dinamismo de la costa y de sustentabilidad ambiental biótico como abiótico.

En los Valles se han desarrollado actividades agrícolas y pecuarias dándole aprovechamiento a los suelos planos y a los suelos por su productividad. En las transiciones y descargas se han realizado múltiples obras que dejan pasar principalmente agua, pero se retienen los sólidos, además de ser modificados los canales y recibir descargas de aguas grises y sanitarias.



Las condiciones geológicas y morfológicas de la región de la vertiente oceánica, ofrecen pocas posibilidades de retenciones naturales de aguas de origen pluvial o glacial. Solo algunas obras de ingeniería como la Presa Rodríguez en Tijuana o la López Zamora en Ensenada, se convierten de manera esporádica en reservas de agua que en cortos periodos permiten la posibilidad de la retención continental del agua en depósitos artificiales.

Por las mismas razones, geológicas y morfológicas, no existen ríos con flujo base anual. Los ríos y arroyos, aun los más notables como el Río Tijuana, o el arroyo Guadalupe de la Misión de San Miguel Arcángel, se consideran de flujo intermitente.

El lado positivo de lluvias extraordinarias cíclicas, consiste en la recarga de los acuíferos en las zonas en donde la acción del hombre, aun no altera las condiciones de los suelos naturales y por lo tanto el fenómeno de la infiltración conserva sus patrones hidrológicos originales. El clima lluvioso en invierno, permite el desarrollo de una agricultura de temporal que explota gramíneas como la avena, la cebada y el trigo temporaleo. En la región en estudio no hay prácticamente agricultura de riego. En algunos cañones con valles y niveles freáticos se asientan instalaciones de invernaderos para flores y viveros de plantas importadas de ornato. El Descanso es un sitio con capacidad de recarga y cuenta con un pequeño estuario.

El parteaguas o cresta de la Subcuenca “d” se encuentra del lado del municipio de Tijuana, ello representa una doble razón de atención a las microcuencas que se comparten entre Playas de Rosarito y Tijuana; un aspecto de atención es la protección ambiental del área que drena hacia al pacífico, mientras que un segundo aspecto digno de atención corresponde a las políticas públicas de desarrollo que se implementen en el futuro, las cuales deberán de resultar del consenso entre ambos municipios.

Un aspecto relevante lo es la posición de las carreteras libre y cuota que cruzan transversales a los arroyos, con consecuencias de diferente orden: modificación del régimen de aportaciones al litoral, haciendo más altos los impactos del oleaje sobre el bordo costero, igualmente se alteran los meandros, se forman repesos y una consecuente desestabilización de los bordos.

El Área de Afectación, Sistema Ambiental Regional y Área de Influencia se encuentran inmersas en la Cuenca Río Tijuana-Arroyo de Maneadero. Cuenta con el Río Tijuana, una de las corrientes de mayor longitud, sobre cuyo cauce se ubica la presa Abelardo L. Rodríguez, que abastece de agua a la ciudad de Tijuana, junto con pozos ubicados en el lecho del mismo río y del Río Alamar, que se destila en la planta desaladora de Rosarito. La cuenca está integrada por subcuencas intermedias del Arroyo Maneadero, Ensenada, Río Guadalupe, Arroyo El Descanso, Río Las Palmas y Río Tijuana.

El Área de Influencia se encuentra ubicada en su totalidad en la subcuenca A. El Descanso, la cual tiene un área de 664'598,490.37 m² (664.60 km²). Las áreas individuales correspondientes a las diecisiete microcuencas que tienen influencia en el área de proyecto, se muestran a continuación.

Tabla I. 26 Superficies de las microcuencas que integran la subcuenca de aportación.

Microcuenca	Superficie (m ²)	Superficie (km ²)
a	21'614,001.87	21.61
b	37'826,025.41	37.83
c	7'389,442.21	7.39
d	16'021,551.99	16.02
e	32'497,398.54	32.50
f	12'755,739.93	12.76
g	50'595,453.94	50.60
h	71'929,465.17	71.93
i	14'570,207.67	14.57
j	22'860,449.26	22.86
k	44'205,539.62	44.21
l	23'153,795.64	23.15
m	7'666,689.44	7.67
n	70'785,295.66	70.79
ñ	3'520,591.86	3.52
o	171'738,714.60	171.74
p	6'203,456.50	6.20
Total	615'333,819.31	615.33

Ê=> !>Å ° EM® èëÅhM>ãÅ !ëã fë !>>Å °  EM®! ®gã!è h fë !>>Å °  EM®!
®fã!è

Las aguas subterráneas también son escasas, se distribuyen en ciertas áreas y cuenta con la mayor parte de uno de los Distritos de Riego más importantes del país, el Río Colorado que provee unos 2,650 millones de metros cúbicos anuales como corriente principal de la entidad.

E Å , >Å h ãM®Nf Å ° Å EM® èMèèMÓM °a! °ãM ®Mg !® !ëã
è"ëë !f Å èè , Mè Å EM®! ®gã!è h

I.3.5. CONDICIONES DE OPERACIÓN

La instalación estará conformada principalmente por dos Sistemas:

- Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito (Onshore).
- Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito Recepción Marina (Offshore).

A) Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito (Onshore)

La operación de la instalación consistirá en el suministro y recepción de los petrolíferos, almacenamiento y el área de carga a través de autotanques.



Figura I. 16 Esquema del proceso de la Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito - Onshore

Los productos combustibles que se recibirán a través de los buques son los siguientes:

- Gasolina Regular
- Gasolina Premium,
- Diésel.

De forma sintentizada el proceso de la terminal, parte del PLEM donde se derivan dos líneas de 18" de diámetro, una para las gasolinas y la otra para diésel, cada una de las líneas se conectan a un patín de medición, las líneas salientes de los patines de medición se conectan a los tanques de almacenamiento.

La línea 1 suministrará al tanque de diésel y la línea 2 suministrará a los tanques de gasolinas (regular y premium), en caso de que se requiera descargar gasolina regular y gasolina premium, la línea destinada para el diésel podrá ser utilizada para este fin.

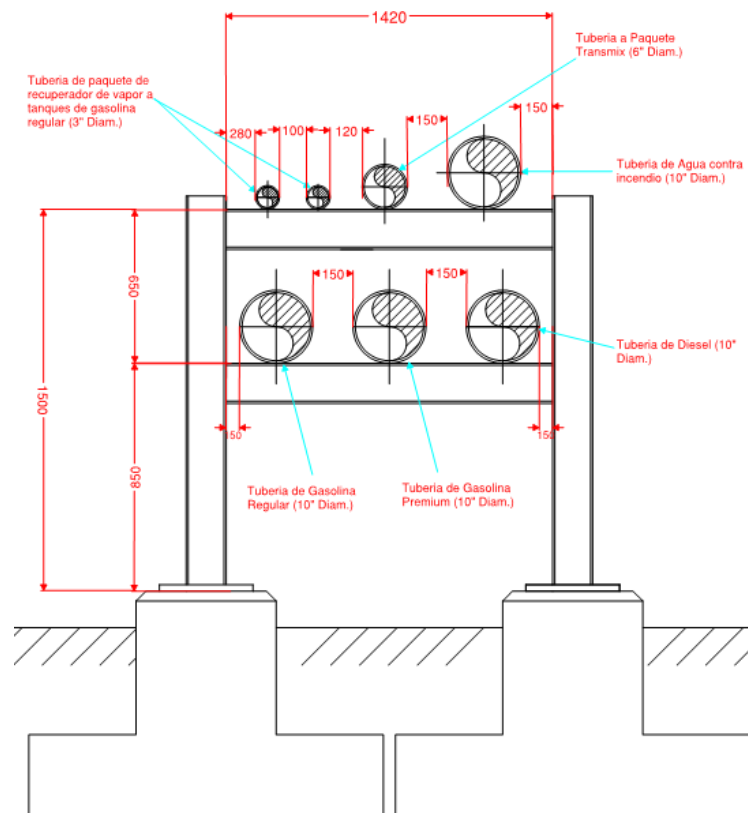
La descarga podrá ser línea por línea o se podrán descargarse dos productos diferentes de forma simultánea.

Las gasolinas y el diésel almacenados en los tanques son enviados al área de llenaderas a través de una bomba, los combustibles o petrolíferos son distribuidos a través de auto tanques.

Las gasolinas y el diésel son enviados al área de llenaderas a través de líneas de 18" de diámetro, sobre un rack, el cual recorrerá una **distancia de aproximadamente 470 m**, y partirá del polígono 1 al polígono 2 de oeste a este, colindante al sur con la barda perimetral que divide los terrenos de CFE y PEMEX.

El rack soportará las siguientes líneas de tubería:

- Tubería de paquete de recuperador de vapor en 3" de diámetro.
- Tubería a paquete Transmix de 6" de diámetro.
- **Tubería para diésel de 10" de diámetro.**
- Tubería para Agua contraincendios de 10" diámetro.
- **Tubería de gasolina regular de 10" de diámetro.**
- **Tubería de gasolina Premium de 10" de diámetro.**



Nota : Todas las dimensiones mostradas estan expresadas en milímetros a excepción de los diámetros de tubería.

Figura I. 17 Rack de tuberías a utilizar.

El área de llenaderas contará con tres bahías las cuales se identificarán como bahía 1, bahía 2 y bahía 3.

Las tres bahías son de carga por el fondo, las bahías 1 y 2 son dobles para realizar la carga simultanea de autotanques tándem (autotanques dobles), la bahía 3 servirá para cargar en el rack delantero y para descarga en el rack trasero.

Las bahías 1 y 2 cuentan con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium y diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM.

La bahía 3 cuenta con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium o diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM en el rack trasero, servirá para cargar y descargar trasmix con flujo un máximo normal de 280 GPM.

La gasolina regular, gasolina premium y diésel almacenada en los tanques T-2001 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2002 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2003 (Tanque de almacenamiento de diésel), T-2004 (Tanque de almacenamiento

de gasolina premium), T-2007 (Tanque de almacenamiento de día de diésel) y T-2008 (Tanque de almacenamiento de día de gasolina premium) , se envía por medio de la bomba de carga de gasolina regular P-1001 A/B con un flujo máximo de 602 m3/h; bomba de carga de gasolina premium P-1002 A/B con un flujo máximo de 511.03 m3/h y la bomba de carga de diésel P-1003 A/B con un flujo máximo de 511.03 m3 m3/h.

Las características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas son las siguientes:

Tabla I. 27 Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas

Condición de operación	Unidades	Línea gasolina regular (4)	Línea gasolina Premium (5)	Línea diésel (6)
Presión máxima	Kg/cm ² g	4.3	4.7	5.7
Presión Normal	Kg/cm ² g	4.1	4.5	5.3
Flujo máximo	m ³ /h	681.4	511.0	511.0
Flujo normal	m ³ /h	624.6	468.4	468.4

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0001, ver Anexo 2.

B) Terminal Marina (Offshore)

La terminal marina (Figura I.16), incluirá los siguientes sistemas mayores.

- Punto único Amarre de (SPM)
- Mangueras flotantes
- Distribuidor de extremo de tubería (PLEM)
- Tubería submarina

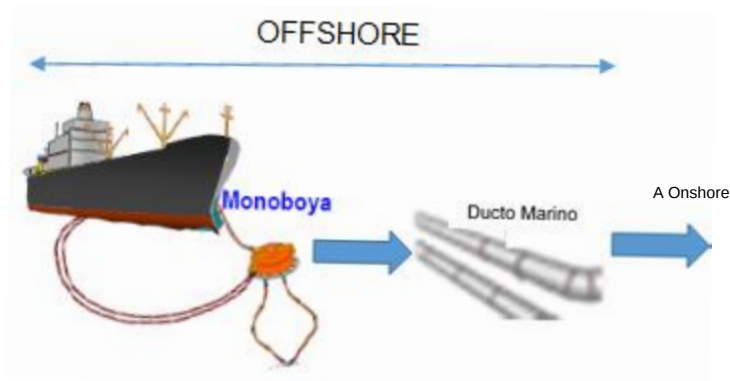


Figura I. 18 Esquema del proceso de la Terminal de Almacenamiento Combustibles Playa Rosarito - Offshore

El suministro de los productos (gasolina regular, gasolina premium y diésel) será a través de buques MR1 o MR2 (Panamax), que se anclarán por medio de un sistema de **punto único de amarre (SPM por sus siglas en inglés)**. La presión de entrega en el distribuidor de los buques variará entre 7.0 kg/cm² y un máximo de 10.5 kg/cm², el tiempo para descargar una carga irá desde 12 horas como mínimo hasta 36 horas como máximo.

El cabezal de bombeo del buque se conectará al SPM a través de **dos mangueras marinas flotantes independientes** que se conectarán a una monoboya, y esta a su vez se conectará a través de dos mangueras marinas flotantes al Distribuidor de extremo de tubería (PLEM), las características de operación se listan en la Tabla I.31:

Tabla I. 28 Características de Operación

Condición de operación	Unidades	Línea marina 1	Línea marina 2
Presión máxima	Kg/cm ² g	10.5	10.5
Presión normal	Kg/cm ² g	7.0	7.0
Flujo máximo	m ³ /h	1256	1590
Flujo normal	m ³ /h	795	1113

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0001, ver Anexo 2.

Como ya se mencionó, el SPM o PK-7001 cuenta con dos mangueras que permiten la transferencia de hidrocarburos al **distribuidor extremo de tubería (PLEM por sus siglas en inglés)** y este se conectará a los **dos ductos, los cuales una parte se localizarán de manera submarina** y la parte restante correrán superficialmente hasta llegar a los puntos de interconexión con la terminal onshore, los patines de medición, por transferencia de custodia: PK-1001, PK-1002A y PK-1002B, ver ANEXO LOG-MEX-CPR-PFD-0001 (Anexo 2).

Del PLEM se derivan dos líneas de 18" de diámetro, una para las gasolinas y la otra para diésel, cada una de las líneas se conectan a un patín de medición, las líneas salientes de los patines de medición se conectan a los tanques de almacenamiento.

Se descargarán un caudal máximo y normal de 10.000 BBLs/h y 8,000 BBLs/h sucesivamente de cada línea marina y en ningún caso ambas líneas descargarán en el mismo tanque de almacenamiento. Las bombas de la embarcación estarán transfiriendo los productos a los tanques del cliente y solo se acomodará un barco a la vez para la descarga.

En la playa se considera que se proporcionará una bomba de vacío/evacuación en tierra para evacuar las líneas de carga para el mantenimiento o solucionar problemas. Un distribuidor para ambas líneas en la playa y también otro en la parte inferior que va hacia la orilla, por lo que solo se requerirá una bomba.

Se espera una distancia aproximada de 4.559 km entre el lugar donde se atará el barco y la ubicación de los tanques de almacenamiento.

El sistema está diseñado para que haya suministro a los buques, se realizará la carga marina (Marine Loading) de los tres productos mencionados y se prevé que solo se carguen de una (1) a dos (2) naves por año. El caudal de carga normal considerado es de 5.000 BBLs/h con un máximo de 5.500 BBLs/h con un solo distribuidor de bomba de cada tanque (los volúmenes deberán medirse).

a) Amarre de punto único (SPM)

El sistema mono boya de punto único de amarre PK-7001, se ubicará aproximadamente a 4,559 metros de la costa. La boya estará fija a un sistema de anclaje del tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring), construida con placas de acero de 9.525 mm (3/8") de espesor, diseñada para mantener su forma e integridad estructural bajo las más desfavorables condiciones de trabajo (Anexo 2 LOG-MEX-CPR-PFD-0001).

La boya transmitirá las fuerzas generadas por las líneas de amarre del barco a las cadenas de anclaje. La parte inferior de la boya estará reforzada con una estructura de protección que se proyecta por fuera de la boya contra accidentes producidos por otras embarcaciones. La parte superior de la boya, llamada plataforma giratoria, estará diseñada y construida de manera que pueda recibir y transmitir las fuerzas de amarre generadas por los tanqueros al mecanismo giratorio y subsecuentemente a la parte inferior de la boya.

La plataforma giratoria podrá rotar 360 grados adoptando la posición más favorable para el tanquero de acuerdo con la dirección del viento y las corrientes.

La boya será anclada a través de cadenas que estarán conectadas a los aparatos de anclaje que penetrarán dentro del fondo marino proveyendo la capacidad de tensión requerida para mantener la boya en su posición en condiciones climáticas extremas.

La boya será provista de un mecanismo rotatorio para la conducción de los fluidos cuya parte superior podrá rotar al unísono con la plataforma giratoria a través de un sistema de cojinetes. Dicho sistema estará completamente sellado para impedir la entra de agua de mar y el efecto corrosivo creado por el ambiente marino circundante.



Figura I. 19 Ejemplo de Amarre de punto único (SPM) y Mangueras flotantes

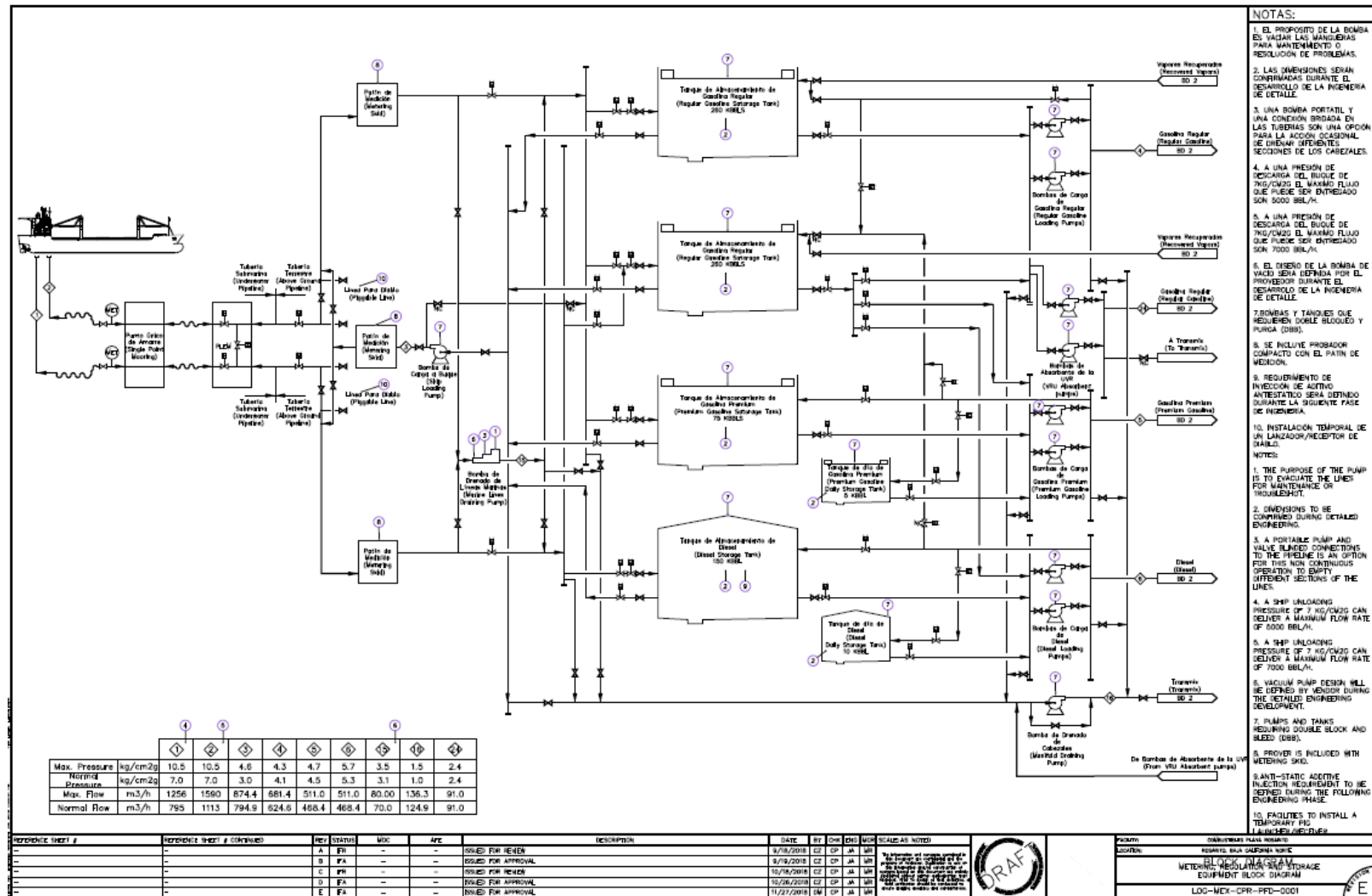


Figura I. 20 Diagrama de bloques del Proyecto RINA (Anexo 2 LOG-MEX-CPR-PFD-0001).

EÄ, u>uÄ h am@nfÄ ° Ä EM@ ëMèëMöM°a! ° am@Mg! °! ëä
ë"ëë! r Ä ëëu, MeÄ EM@! °gä!uë h

D.F. C.P. 01900
ina 90 de 151

Todas las conexiones bridadas deberán ser especificadas Clase 150 y se usarán conexiones y expansiones flexibles donde sea necesario para proveer una mayor flexibilidad a las tuberías.

La boya incluirá un sistema de amarre para tanqueros diseñado de acuerdo con las normas OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) por sus siglas en inglés, para el amarre de tanqueros a mono boyas. Se adicionará también un sistema telemétrico de sensores para el monitoreo permanente de todos los parámetros asociados con la boya y la operación de descarga. Los datos recogidos serán transmitidos al salón de control en tierra, así como al tanquero.

La boya será dotada de aparatos para ayuda a la navegación que emitirán señales lumínicas y sonoras para evitar accidentes con otros buques que naveguen en el área como faros, corneta de niebla y radar reflector.

b) Mangueras flotantes.

Las mangueras flotantes que van de los buques al sistema SPM, serán del tipo “flotación integral”, y al igual que las mangueras submarinas que van desde el sistema SPM al PLEM, serán de 12” de diámetro y construidas de goma de alta resistencia y estarán diseñadas para operaciones marinas cumpliendo con la norma GMPHOM 2009 (Guide to Manufacturing and Purchasing hoses for offshore Moorings) LOG-MEX-CPR-PFD-0001, (Ver anexo 2).

c) Distribuidor de extremo de tubería (PLEM).

El múltiple para la conexión entre las mangueras y las tuberías submarinas (PLEM) es una estructura metálica anclada con el peso suficiente como para resistir el efecto de las olas y corrientes al nivel del fondo marino sin experimentar desplazamientos.

d) Ducto marino.

El sistema de oleoducto submarino consta de dos tuberías de 18” de diámetro, en material acero al carbono tipo API 5L Gr. B PSL 2, que se inician en el PLEM y se extiende aproximadamente 4,559 metros hasta alcanzar la costa.

En tierra, las tuberías continúan aproximadamente 200 metros hasta alcanzar el sistema de medición por transferencia de custodia (Ver LOG-MEX-CPR-PFD-0003 en Anexo 2), que se encuentra próximo a la granja de tanques, dicho sistema se compone por las siguientes unidades:

- PK-1001: Patín de medición de transferencia de custodia para envío a buques de Gasolina Regular, Gasolina Premium o Diésel, dicho combustible se bombeará por medio de la bomba P-1005 desde los tanques T-2001/2002, T-2004 y T-2003, hasta el patín. Dicha operación se estima se realice una vez al año aproximadamente.
- PK-1002A: Patín de medición de transferencia de custodia para la recepción de Diésel, el cual, se almacenará en el tanque T-2003.
- PK-1002B: Patín de medición de transferencia de custodia para recepción de Gasolina Regular o Gasolina Premium, la cual, se almacenará en los tanques T-2001 / T-2002 y T-2004 respectivamente.

Ver Anexo 2: LOG-MEX-CPR-CAL-0001 y LOG-MEX-CPR-PFD-0001

Para la línea marina se contará con un sistema de detección de fugas diseñado bajo los lineamientos del API 1130 y este deberá ser por Monitoreo de tubería computarizada (CPM) por sus siglas en ingles.

El Monitoreo Computacional de Ductos utiliza herramientas de monitoreo algorítmicas basadas en software para monitorear los ductos, las cuales te permiten reconocer cualquier anomalía hidráulica en el ducto. Estas anomalías podrían ser indicativas de una fuga en el ducto o liberación de productos.

Las recomendaciones de API 1130, API 1149 y los Estándares de Combustibles Playa Rosarito serán consideradas para el diseño, implementación, prueba y operación del sistema de detección de fugas.

No existe una única metodología o tecnología CPM en particular que pueda ser aplicable a todos los ductos, ya que cada sistema de ductos es único en diseño y operación. El sistema

de detección de fugas basado en un sistema de Monitoreo Computacional de Ductos (CPM) será definido durante la ingeniería de detalle.

I.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

I.4.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

I.4.1.1. Antecedentes de accidentes e incidentes de proyectos y/o instalaciones similares

I.4.1.1.1. Análisis Histórico de Accidentes

El análisis histórico de los accidentes e incidentes de los proyectos y/o instalaciones similares al presente proyecto, consiste en identificar y estudiar las estadísticas de accidentes registrados en plantas similares y/o con las mismas sustancias.

La metodología se basa en la búsqueda de información de procedencia diversa y confiable para su posterior análisis, como puede ser:

- Bibliografía especializada (publicaciones periódicas y libros de consulta).
- Bancos de datos de accidentes informatizados (tal es el caso de la información proporcionada por la Dirección General de Protección Civil, el Centro Nacional de Prevención de Desastres y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente).
- Registro de accidentes de la propia empresa, de asociaciones empresariales o de las autoridades competentes.
- Informes o peritajes realizados normalmente sobre los accidentes más importantes.

Una vez identificadas los distintos incidentes y accidentes presentados en proyectos similares y/o con las mismas sustancias, con dicha metodología se establecen los posibles riesgos para el proyecto, además de que los datos sirven para hacer una aproximación cuantitativa de la frecuencia de determinados tipos de accidentes, en caso de disponerse de una base estadística suficientemente representativa. En base a dicha metodología de riesgo ambiental se establecen hipótesis de accidentes en base a los casos reales encontrados.

El marco de referencia planteado para el análisis histórico del presente proyecto está definido por los siniestros ocurridos tanto internacional como nacionalmente, conforme los siguientes puntos:

I.4.1.1.2. Marco General.

Las actividades de almacenamiento, transporte a través de ductos subterráneos, transporte por unidades de transporte de sustancias peligrosas, representan riesgo por si solas y pueden estar vinculadas a manifestaciones de eventos no deseados como incendios o explosiones (derivados de fugas e ignición de la sustancia transportada) y otros factores como los siguientes:

- a) Inadecuado control de calidad de los componentes mecánicos del sistema de operación tales como bridas, empaques en válvulas y en los puntos de inicio y final.
- b) La frecuencia, continuidad y características de los programas de verificación y mantenimiento preventivo y correctivo.
- c) La eficiencia y rapidez de respuesta para el control de emergencias, de acuerdo a los planes de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

En lo referente al control de calidad de los componentes mecánicos del sistema de operación, esto representa para el proyecto en estudio un abatimiento del nivel de riesgo muy importante, debido a que la mayor parte de los materiales manejados en la industria del transporte de hidrocarburos, han demostrado cumplir con los estándares de calidad más importantes establecidos por la International Standard Organization (ISO), lo que generalmente resulta en nulas fallas en materiales y equipos de operación.

I.4.1.1.3. Estadística General de Accidentes:

De acuerdo con la Base de Datos MHIDAS, a nivel internacional el 45% de las explosiones se han registrado en EEUU e Inglaterra, el resto se han presentado en países como Rusia, Alemania y China, México se ubica en el 7^{mo} lugar con un registro de 62 explosiones como se muestra en la Tabla I.29 y Figura I.21.

Tabla I. 29 Registros de Explosiones por País

PAIS	NO. REGISTROS	% SOBRE TOTAL CONOCIDO
USA	976	33.80
INGLATERRA	314	10.87
RUSIA	125	4.33
ALEMANIA	121	4.19

E Á , u>uÁ h aM@Nf Á ° Á EM@ èMèèMóM °a! °aM @Mg !@ ! èä
è " èè ! f Á èèu , MèÁ EM @! @gä!uè h

PAIS	NO. REGISTROS	% SOBRE TOTAL CONOCIDO
CHINA	89	3.08
CANADA	83	2.87
MEXICO	62	2.15
AUSTRALIA	57	1.97
ITALIA	53	1.84
JAPON	52	1.80
FRANCIA	52	1.80
ESPAÑA	40	1.39
OTROS	864	29.92
TOTAL	2,888	100

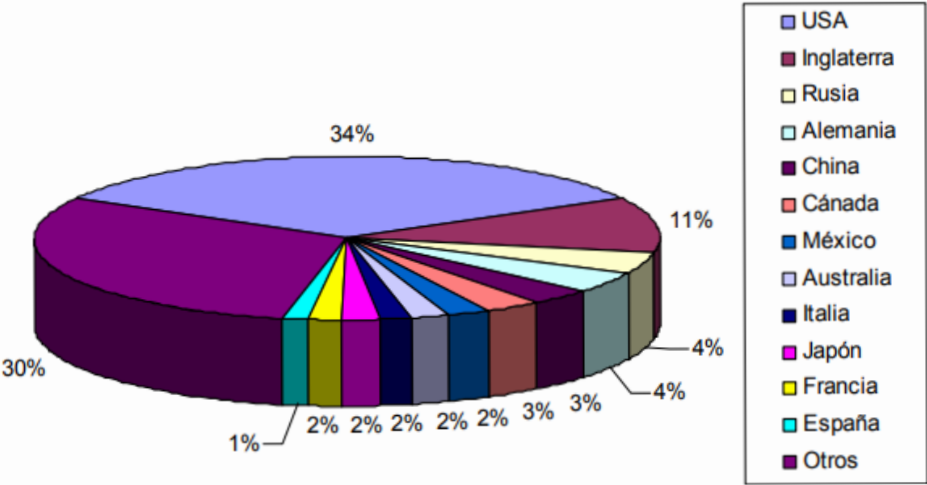


Figura I. 21 Explosiones registradas por País

De las sustancias involucradas en las emergencias la principal es el petróleo, seguido del gas natural, la gasolina se posiciona en el 6^{to} lugar como se presenta en la Tabla I.30 y Figura I.22.

Tabla I. 30 Sustancias Involucradas en Emergencias

SUSTANCIA	NO. REGISTROS	% SOBRE TOTAL CONOCIDO
PETROLEO	483	15.40
GAS NATURAL	321	11.29
EXPLOSIVOS	289	10.16
DISOLVENTES	166	5.84
LGP	118	4.15
GASOLINA	113	3.97
PROPANO	98	3.45
POLVO COMBUSTIBLE	62	2.18
ETILENO	53	1.86

SUSTANCIA	NO. REGISTROS	% SOBRE TOTAL CONOCIDO
HIDROGENO	49	1.72
AMONIACO	49	1.72
BUTANO	44	1.55
NAFTA	41	1.44
OXIDO DE ETILENO	38	1.34
QUEROSENO	19	0.67
ACETILENO	18	0.63
PROPILENO	17	0.60
METANOL	16	0.56
NITROGLICERINA	12	0.42
GASOLEO	11	0.39
OTRAS SUSTANCIAS	872	30.66
TOTAL	2,844	100

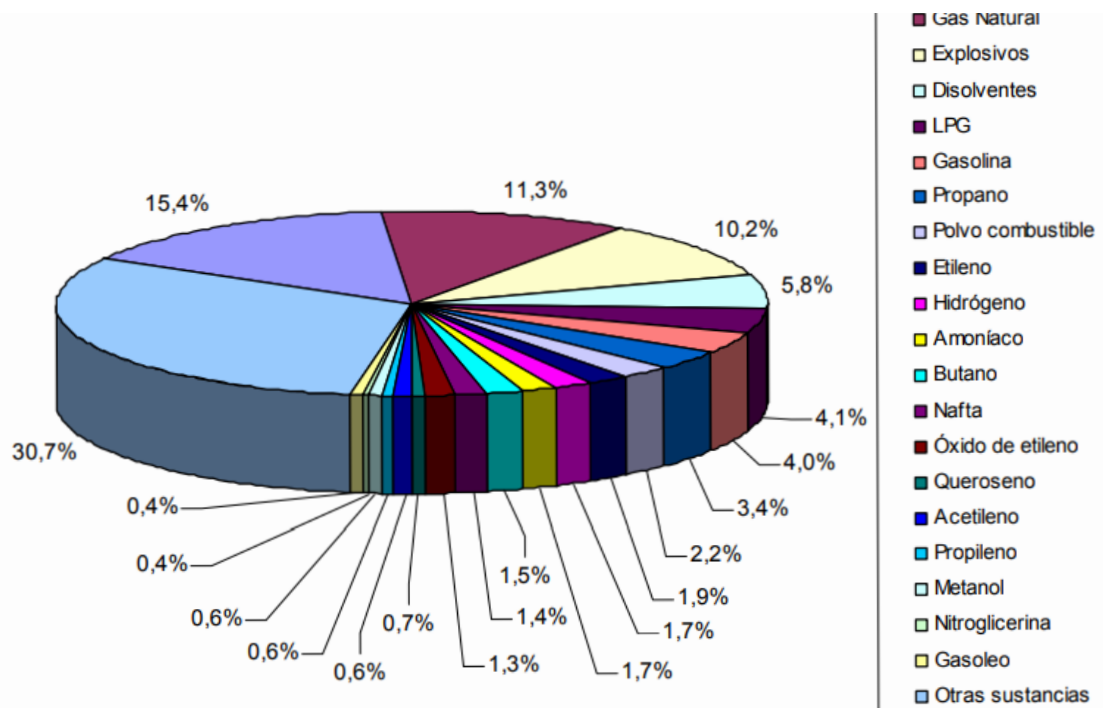


Figura I. 22 Sustancia Involucrada en la Emergencia

De acuerdo con los registros, las emergencias se han presentado principalmente en las plantas de proceso seguido de las actividades de transporte de las sustancias y en 3er lugar se registran en las plantas de almacenamiento, en la Tabla I.31 se presentan los registros, así como en la Figura I.23.

Tabla I. 31 Ubicación donde se presenta la emergencia

LUGAR	NO. REGISTROS	% SOBRE TOTAL CONOCIDO
PLANTA DE PROCESO	953	33.45
TRANSPORTE	745	26.15
PLANTA DE ALMACENAMIENTO	527	18.50
DOMESTICO/COMERCIAL	302	10.60
CARGA/DESCARGA	210	7.37
ALMACEN DE PRODUCTOS	76	2.67
ALMACEN DE RESIDUOS	36	1.26
TOTAL	2849	100

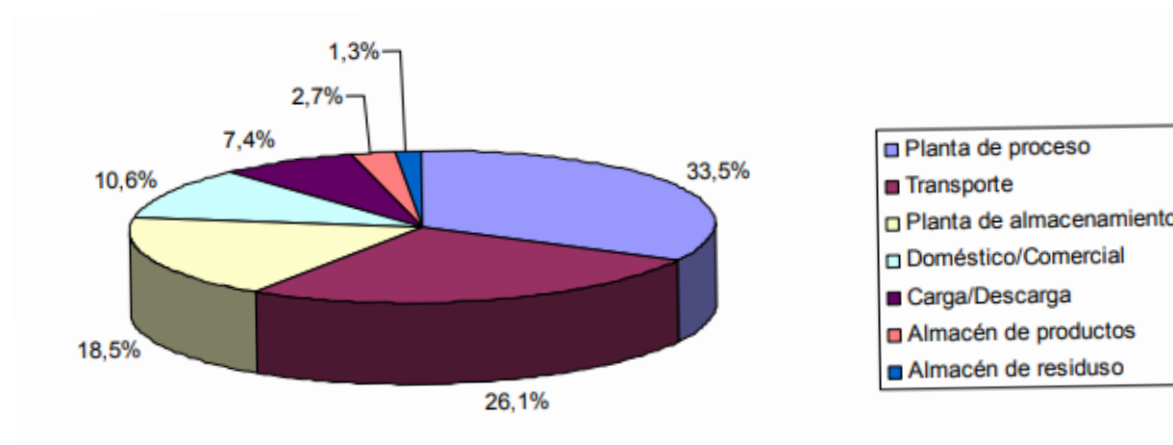


Figura I. 23 Ubicación donde se presenta la Emergencia

De los accidentes reportados en México en el período de 2008-2015, la PROFEPA identificó las sustancias involucradas en la mayoría de las emergencias ambientales, siendo; hidrocarburos con 1,175 emergencias, la gasolina con 1,057, el diésel con 554, el petróleo crudo con 461 emergencias, el gas L.P. con 375 emergencias, el gas natural con 162, y el combustóleo en 159 casos (Figura I.24).

Tabla I. 32 Sustancias involucradas en emergencias ambientales

SUSTANCIA INVOLUCRADA	PORCENTAJE (%)
Hidrocarburos	29.8
Gasolina	26.8
Diesel	14.1
Petróleo crudo	11.7
Gas L.P.	9.5
Gas natural	4.1
Combustóleo	4
Total	100

Fuente: www.profepa.gob.mx 2016.

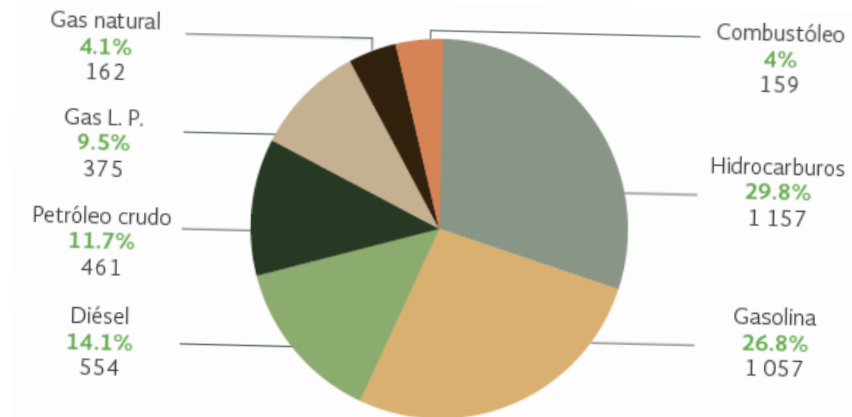


Figura I. 24 Sustancias involucradas en emergencias ambientales

A este respecto, los hidrocarburos son los principales causantes de emergencias a nivel nacional. Sin embargo, en segundo y tercer lugar se encuentra la gasolina y el diésel con un porcentaje acumulativo representativo de 40.9% del total en la generación de emergencias, por lo que dicha estadística resulta muy importante para el desarrollo de hipótesis de accidentes para el presente proyecto.

Conforme a la información publicada por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente en su página electrónica de internet (www.profepa.gob.mx), para el período señalado entre 1993 y 2014, de los accidentes reportados en el país se han presentado un 23% en planta siendo este dato importante para la modelación de las hipótesis de emergencia para el presente proyecto. En la Tabla I.33 y Figura I.25 se presentan los registros de la ubicación de los accidentes en México.

Tabla I. 33 Accidentes reportados en el país entre 1993 y 2014.

AÑO	NÚMERO DE EVENTOS	UBICACIÓN					
		PLANTA		TRANSPORTE		OTRO	
		NO.	%	NO.	%	NO.	%
1993	157	38	24.2	107	68.2	12	7.6
1994	416	92	22.1	221	53.1	103	24.8
1995	547	110	20.1	322	58.9	115	21.0
1996	587	149	25.4	332	56.6	106	18.1
1997	632	145	22.9	477	75.5	10	1.6
1998	538	96	17.8	429	79.7	13	2.4
1999	469	64	13.6	395	84.2	10	2.1
2000	470	68	14.5	392	83.4	10	2.1
2001	565	118	20.9	424	75.0	23	4.1
2002	470	114	24.3	337	71.7	19	4.0
2003	457	129	28.2	307	66.5	24	5.3
2004	503	201	40.0	280	55.7	22	4.4
2005	456	140	30.7	279	61.2	37	8.1

AÑO	NÚMERO DE EVENTOS	UBICACIÓN					
		PLANTA		TRANSPORTE		OTRO	
		NO.	%	NO.	%	NO.	%
2006	362	98	27.1	219	60.5	45	12.4
2007	403	95	23.6	268	66.5	40	9.9
2008	349	81	23.2	217	62.2	51	14.6
2009	370	139	37.6	220	59.5	11	3.0
2010	339	84	24.8	229	67.6	26	7.7
2011	426	109	25.6	271	63.6	46	10.8
2012	618	127	20.6	402	65.0	89	14.4
2013	606	118	19.5	394	65.0	94	15.5
2014	1095	155	14.2	837	76.4	103	9.4
TOTAL	10 835	2 470	22.79	7 359	67.91	1 009	9.31

■ Planta ■ Transporte ■ Otro

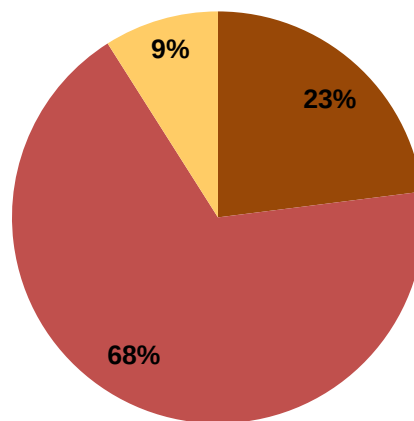


Figura I. 25 Ubicación de los Accidentes Registrados en México

Fuente: www.profepa.gob.mx Mayo, 2013

El tipo de medios de transporte involucrados en accidentes con sustancias químicas peligrosas, en el periodo de 1993-2014, se registra la Tabla I.34 y Figura I.26.

Tabla I. 34 Medio de transporte involucrado en accidentes en México entre 1993 y 2014.

AÑO	TOTAL	MEDIO DE TRANSPORTE									
		FFCC		CARRETERO		MARITIMO		DUCTO		OTRO	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
1993	107	3	2.8	27	25.2	5	4.7	69	64.5	3	2.8
1994	221	15	6.8	65	29.4	2	0.9	139	62.9	-	-
1995	322	13	4.0	90	28.0	7	2.2	212	65.8	-	-
1996	332	13	3.9	96	28.9	9	2.7	214	64.5	-	-
1997	477	8	1.7	132	27.7	58	12.2	279	58.5	-	-
1998	429	13	3.0	133	31.0	55	12.8	228	53.1	-	-
1999	395	14	3.5	107	27.1	43	10.9	231	58.5	-	-

MEDIO DE TRANSPORTE											
AÑO	TOTAL	FFCC		CARRETERO		MARITIMO		DUCTO		OTRO	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2000	392	5	1.3	118	30.1	33	8.4	236	60.2	-	-
2001	424	10	2.4	158	37.3	6	1.4	245	57.8	5	1.2
2002	337	9	2.7	140	41.5	6	1.6	179	53.1	3	0.9
2003	457	7	2.3	125	41.1	2	0.7	170	55.9	0	0.0
2004	503	4	1.4	99	35.4	2	0.7	175	62.5	0	0.0
2005	456	11	4.0	121	43.5	1	0.4	143	51.1	3	1.1
2006	362	2	0.9	102	46.6	4	1.8	111	50.7	0	0.0
2007	403	8	3.0	118	44.0	3	1.1	139	51.9	0	0.0
2008	349	7	3.2	134	61.8	2	0.9	73	33.6	1	0.5
2009	370	6	2.7	139	63.2	3	1.4	72	32.7	0	0.0
2010	339	5	2.2	143	62.4	2	0.9	78	34.1	1	0.4
2011	426	7	2.6	161	59.4	4	1.5	99	36.5	0	0.0
2012	618	9	2.2	177	44.0	4	1.0	210	52.2	2	0.5
2013	606	4	1.0	148	37.6	6	1.5	236	59.9	0	0.0
2014	1095	7	0.8	136	16.2	1	0.1	692	82.7	1	0.1
TOTAL	7998	151	2.9	1902	36.7	118	2.3	3003	58.0	8	0.2

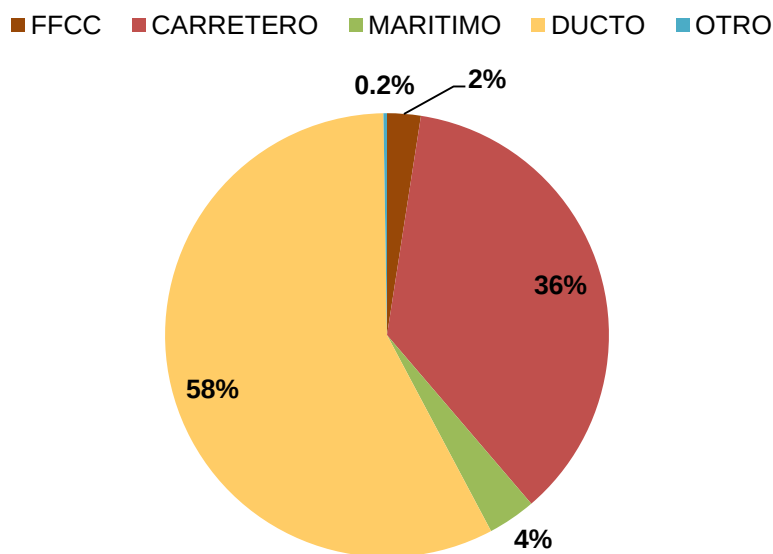


Figura I. 26 Medio de transporte involucrado en Emergencias con sustancias Peligrosas.

Fuente: www.profepa.gob.mx Mayo, 2013.

Se observa que el mayor riesgo se presenta en el transporte de sustancias peligrosas por medio de ductos, esto se debe a la problemática de tomas clandestinas, de allanamientos para el robo de combustibles, práctica que ha incrementado en el país y/o daños por causa de obras que no respetan los distanciamientos y condiciones de seguridad establecidos por la normatividad correspondiente, a este seguido del transporte carretero en un 36%.

A su vez se aprecia que el 96% de las emergencias registradas por el transporte de sustancias peligrosas se han presentado vía terrestre y sólo un 4% se presentan vía marítima. Sin embargo, no es menos representativo ya que gran parte de los siniestros registrados en el medio marítimo han tenido consecuencias catastróficas sobre los recursos bióticos, por tratarse de sistemas muy frágiles.

Por otro lado, se presentan los registros del tipo de accidentes a lo largo del tiempo de 1993-2014 en México, siendo un total de 10,838, en 2014 se ha presentado el mayor número de eventos con total de 1,095 como se observa en la Tabla I.35 y Figura I.27.

Tabla I. 35 Tipos de Accidentes registrados en México entre 1993 y 2014

AÑO	NUMERO DE EVENTOS	TIPO							
		FUGA O DERRAME		EXPLOSIÓN		FUEGO		OTRO	
		No.	%	No.	%	No.	%	No	%
1993	157	141	89.8	9	5.7	3	1.9	4	2.5
1994	416	359	86.3	21	5	28	6.7	8	1.9
1995	547	428	78.2	35	6.4	53	9.7	31	5.7
1996	587	460	78.4	34	5.8	70	11.9	23	3.9
1997	632	541	85.6	49	7.8	26	4.1	16	2.5
1998	538	467	86.8	18	3.3	39	7.2	14	2.6
1999	469	446	95.1	7	1.5	16	3.4	0	0
2000	470	441	93.8	10	2.1	16	3.4	3	0.6
2001	565	517	91.5	17	3	19	3.4	12	2.1
2002	473	22	4.7	16	3.4	28	5.9	3	0.6
2003	457	22	4.8	20	4.4	21	4.6	8	1.8
2004	503	29	5.8	10	2	15	3.8	0	0
2005	456	52	11.4	28	6.1	38	8.3	0	0
2006	362	50	13.8	31	8.6	29	8	0	0
2007	403	55	13.6	25	6.2	34	8.4	0	0
2008	349	53	15.2	16	4.6	30	8.6	0	0.3
2009	370	67	18.1	23	6.2	34	9.2	1	0
2010	339	272	80.3	33	6.8	34	10	0	0
2011	426	338	79.4	60	8.8	36	8.5	2	0.5
2012	618	495	80.1	66	11.6	51	8.3	6	1
2013	606	486	80.2	70	12.3	44	7.3	6	1
2014	1095	958	87.5	51	9	83	7.6	3	0.3
TOTAL	10838	6699	81.3479053	649	7.88099575	747	9.07103825	140	1.70006072

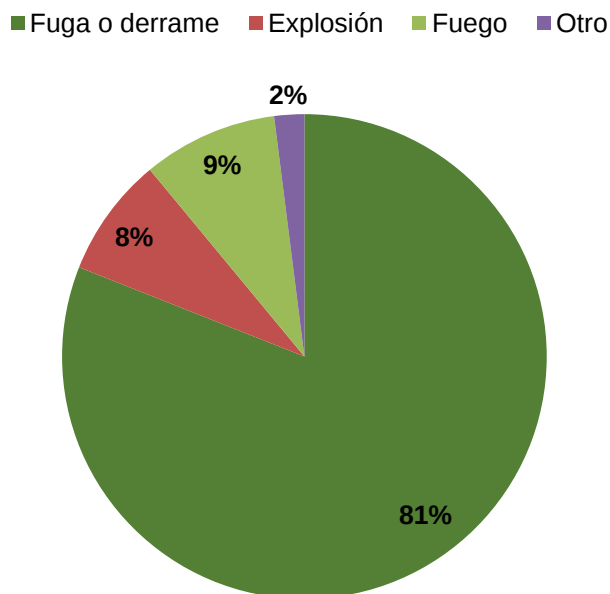


Figura I. 27 Tipo de Emergencias presentadas en México

Fuente: www.profepa.gob.mx Mayo, 2013.

El mayor número de eventos analizados por la PROFEPA en el período 1993 – 2014, se vincula con fugas o derrames, lo cual tiene relación directa con el tipo de sustancias principales ligadas con accidentes, mencionadas anteriormente, destacando los combustibles, la gasolina, el diésel y el combustóleo.

Los registros anteriores presentan un panorama general de las emergencias en México por causadas por sustancias peligrosas.

Resulta importante conocer los registros anuales de la PROFEPA en el periodo de 1993-2014, por entidad Federativa, mismos que se presentan en la Tabla I.36.

Tabla I. 36 Análisis anual de Emergencias por Entidad Federativa

	ESTADO	AÑO																						TOTAL	
		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	No.	%
1	TABASCO	69	96	140	113	116	57	100	98	93	92	60	65	63	46	59	26	29	9	12	20	24	95	1482	14%
2	VERACRUZ	6	39	66	105	121	130	107	143	83	73	94	118	85	63	65	44	46	45	57	90	76	123	1779	16%
3	CAMPECHE	1	20	14	15	70	55	45	39	41	41	48	116	38	5	10	2	4	2	6	6	5	12	595	5%
4	GUANAJUATO	4	11	23	29	16	35	24	31	34	6	41	6	9	11	16	24	36	25	14	33	53	237	718	7%
5	CHIAPAS	0	20	27	34	24	19	18	21	21	32	20	13	21	13	18	14	12	8	4	13	3	9	364	3%
6	COAHUILA	9	11	28	25	27	18	14	25	19	12	9	7	6	7	5	6	14	8	18	15	10	10	303	3%
7	NUEVO LEÓN	0	15	18	19	20	28	14	18	21	25	4	7	5	16	9	14	20	25	24	30	28	35	395	4%
8	TAMAULIPAS	1	28	23	17	10	7	9	10	33	30	41	44	32	44	44	58	36	23	22	34	42	63	651	6%
9	JALISCO	30	19	28	27	15	13	9	19	8	5	8	2	13	11	11	7	11	18	13	30	24	38	359	3%
10	OAXACA	4	10	16	12	14	25	14	18	19	17	19	18	23	29	22	24	19	16	21	30	21	29	420	4%
11	MÉXICO	3	22	17	25	10	13	7	25	19	19	21	8	23	15	11	14	12	21	17	35	51	59	447	4%
12	SONORA	2	15	14	20	25	20	10	13	15	4	6	13	15	10	18	12	4	9	20	55	29	37	366	3%
13	PUEBLA	1	5	17	15	22	18	8	12	16	20	30	11	19	8	7	7	22	20	28	25	23	62	396	4%
14	HIDALGO	7	8	13	2	17	20	14	22	20	13	8	8	11	8	7	9	9	8	16	17	22	32	291	3%
15	SAN LUIS POTOSÍ	1	6	13	11	15	10	12	11	16	17	13	2	17	2	8	7	7	5	9	8	8	9	207	2%
16	BAJA CALIFORNIA	7	17	9	10	18	9	8	7	10	10	2	2	4	5	11	2	6	7	20	23	23	17	227	2%
17	MICHOACÁN	1	2	7	15	11	12	12	11	14	13	11	7	3	7	6	6	6	12	9	15	10	13	203	2%
18	CHIHUAHUA	6	15	22	17	11	5	4	4	8	3	0	1	6	13	13	12	8	10	20	24	29	35	266	2%
19	SINALOA	2	8	7	11	5	1	6	6	5	9	3	2	2	2	5	4	3	4	13	16	21	34	169	2%
20	TLAXCALA	0	6	11	8	6	8	5	6	7	1	0	1	6	4	4	1	2	1	8	7	6	10	108	1%
21	DISTRITO FEDERAL	0	12	8	6	13	2	0	14	3	4	7	16	19	11	9	6	12	9	13	15	34	34	247	2%
22	MORELOS	0	6	10	10	7	4	4	8	1	1	2	5	1	4	4	5	7	4	5	4	8	6	106	1%
23	DURANGO	0	5	2	2	4	6	3	5	10	4	3	5	9	1	9	4	0	3	4	8	5	8	100	1%
24	AGUASCALIENTES	0	1	1	11	10	6	3	4	5	3	1	1	1	1	0	3	8	3	2	2	2	7	75	1%
25	QUERETÁRO	0	5	1	3	7	5	4	9	3	5	6	6	1	6	9	7	11	10	11	13	10	27	159	1%
26	GUERRERO	2	3	2	10	5	3	2	2	3	0	5	4	2	2	1	6	7	3	8	3	5	6	84	1%
27	YUCATÁN	0	0	1	2	5	6	4	3	5	2	7	7	2	4	5	6	7	4	8	13	8	8	107	1%
28	NAYARIT	1	6	1	3	2	0	2	5	3	1	4	0	4	3	3	2	0	0	3	5	3	5	56	1%
29	ZACATECAS	0	1	1	2	2	0	3	2	4	3	3	1	8	4	10	5	9	15	11	15	13	22	134	1%
30	BAJA CALIFORNIA SUR	0	3	4	2	1	0	2	0	5	0	3	0	0	0	1	6	4	7	8	6	6	4	62	1%
31	COLIMA	0	2	3	2	3	2	0	2	0	2	2	4	4	4	2	4	5	1	0	3	2	8	55	1%
32	QUINTANA ROO	0	1	1	3	1	2	0	3	0	3	0	2	3	3	3	3	2	4	2	5	2	1	44	0%
33																									
34	Emergencias/año	157	418	548	586	633	539	467	596	544	470	481	502	455	362	405	350	378	339	426	618	606	1095	10975	100%
	EVENTOS / DÍA	0.4	1.1	1.5	1.6	1.7	1.5	1.3	1.6	1.5	1.3	1.3	1.4	1.2	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9	1.2	1.7	1.7	3.0		

El estado de Baja California se encuentra en la 16ª posición de los 32 estados de la República Mexicana entre 1993 a 2014. En el año de 2012 y 2013 registró el mayor número de incidentes siendo 23 para dicho estado.

En la Figura I.28 se observa el incremento de las emergencias del año 1993 a 1997, que estas disminuyen en el año 1999 e incrementan en el año 2000, a medida que pasa el tiempo estas disminuyen hasta el año 2011, sin embargo en 2012 estas aumentan de manera considerable para el año 2014. Dicha estadística resulta relevante para la toma de decisiones por parte de las autoridades para regular el almacenamiento transporte de sustancias, así como a las industrias y/o empresas para minimizar y evitar, contrarrestar las causas de estas.

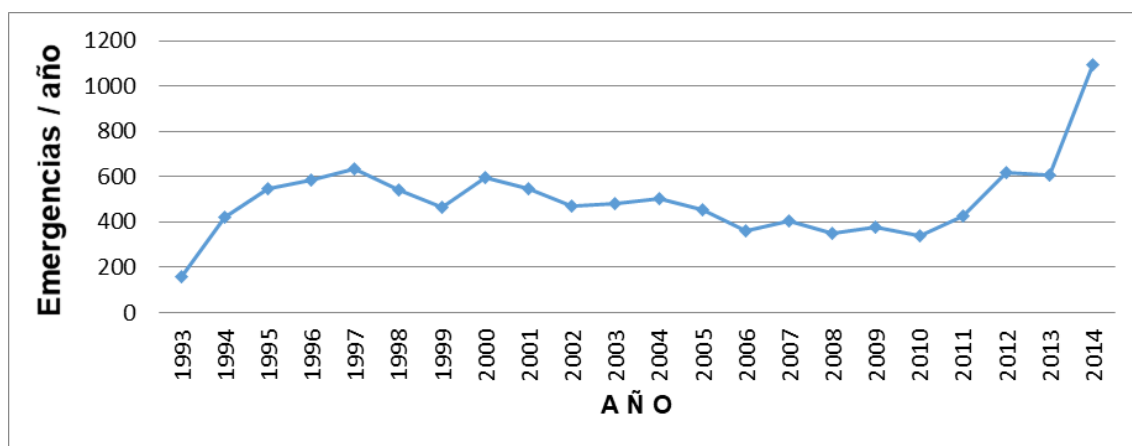


Figura I. 28 Distribución Anual de las Emergencias Ambientales Reportadas a la PROFEPA durante el periodo 1993-2014

En el estado de **Baja California** se han **reportado 227 emergencias** al largo de 22 años de 1993 a 2014. Se observa que los estados más vulnerables se encuentran al este y centro del país, lo anterior se relaciona al desarrollo de las actividades productivas de dichas regiones.

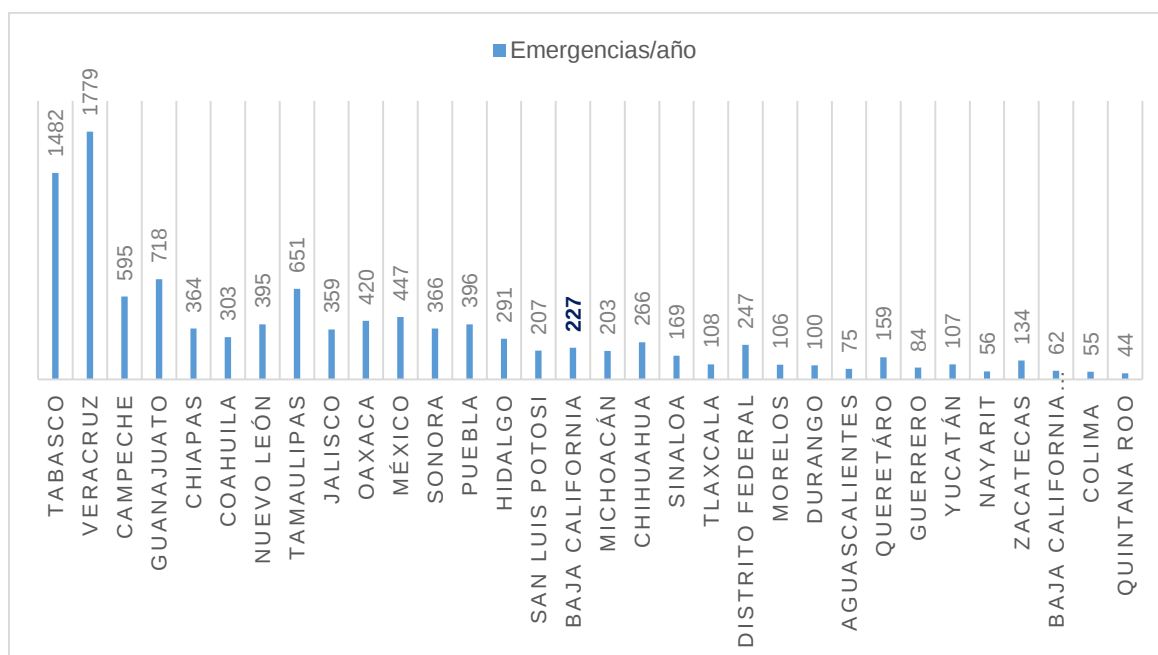


Figura I. 29 Distribución Estatal de las Emergencias Ambientales Reportadas a la PROFEPA en el periodo 1993 - 2014

I.4.1.1.4. Identificación de las causas de los accidentes.

Errores humanos.

Los errores humanos se originan por un sinnúmero de causas y que no son necesariamente atribuibles a los operadores, ya que la organización o bien las condiciones del centro de trabajo, influyen en gran medida.

El error humano incluye actitudes o prácticas incorrectas (inseguras) que originan como consecuencia que una persona no logre el objetivo o propósito deseado, esto es, por omisiones, acciones equivocadas o insuficiencia en los requerimientos de ejecución.

El origen de los errores humanos presenta diversas vertientes, destacando:

- Administración inadecuada.
- Distracción o fatiga.
- Falta de concentración o de memoria.
- Negligencia.
- Fallas personales por falta de o entrenamiento inadecuado.
- Secuencia indebida en la operación por deficiencias en el entrenamiento (incluye la falta de evaluación de operarios).
- Interrupción de operaciones en un momento no pertinente, por capacitación deficiente o negligencia.

- Condiciones ambientales relacionadas con la empresa.

De hecho, durante el análisis de los accidentes ocurridos en las diferentes instalaciones, el ambiente de trabajo es, probablemente, el factor que más contribuye a la causa de errores humanos, debido a que si los señalamientos o la presentación de información no resultan claros y evidentes, el acceso a los dispositivos de seguridad es complicado, o si las áreas operativas son reducidas, demasiado calientes o frías, o no existe una disposición ordenada, es muy alta la probabilidad de que los operadores cometan faltas. Otro factor que es motivo de causa de accidentes por error humano, se refiere a los hábitos de trabajo inadecuados, incluyéndose deficientes prácticas de trabajo para llevar a cabo la producción, suministro o trasiego de combustibles, manejo de vehículos utilitarios (implicando el provocar rotura de tuberías y recipientes de almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, por impacto con vehículos), realización de actividades de mantenimiento (reparaciones improvisadas o mal realizadas) y aplicación de medidas de control y protección de riesgos (instalación y ubicación deficiente de equipos y dispositivos contra incendio).

En cuanto a la administración, una situación de riesgo se induce por acostumbrar operaciones sin tener recordatorios, mediante capacitación o campañas de seguridad continuas, referentes a las condiciones de riesgo específicas en el centro de trabajo.

Fallo de equipos.

Algunas de las fallas más frecuentes, ligadas con la generación de accidentes, son:

- Operación de equipos e instalaciones obsoletas y en malas condiciones.
- Falta de inspección y de mantenimiento de equipos y accesorios, con lo que pueden presentar fracturas u orificios originados por corrosión en elementos metálicos. A este respecto, se incluyen las fallas o accidentes mecánicos producidos en equipos de proceso por desgaste o mala operación, lo cual puede debilitar las instalaciones de ocasionando eventos de riesgo.
- Instalación inadecuada de válvulas y demás accesorios de seguridad en los sistemas operativos, referentes a procedimientos y selección de materiales deficientes.
- Defectuosa calidad en la manufactura de válvulas y accesorios de calidad.
- Fugas y derrames ocasionados por deficientes prácticas de mantenimiento (falta de procedimientos, instrumentos y personal calificado).
- Rotura de tuberías y recipientes de almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, por impacto con vehículos utilitarios o de proveedores.
- Fugas y explosiones provocadas por incendios en áreas contiguas.

- Explosión por sobrepresión en recipientes de almacenamiento, rebasándose su presión de diseño y la de la prueba hidrostática, conjuntándose con la falta de disparo de la respectiva válvula de alivio.
- Reparaciones improvisadas o mal realizadas.

Fallo de diseño o de proceso.

En este rubro, los factores que más inciden en la generación de accidentes, son:

- Incumplimiento a la normatividad referente al diseño y construcción de instalaciones (incluye sistemas hidráulicos, eléctricos, sanitarios, de combustibles y de manejo de insumos).
- Falta de implementación de sistemas de seguridad y de apoyo de las áreas operativas.
- Falta de instrumentación o mal estado de la existente, para medición de condiciones de operación o de detección de condiciones inseguras o de riesgo.
- Falta de sistemas de alarma o de comunicación que ayuden a que se controle oportunamente cualquier riesgo inminente.
- Instalaciones eléctricas no pertinentes para ambientes explosivos, en su caso.
- Consideraciones inadecuadas de la capacidad necesarias para la operación de los equipos de proceso.

En la Figura I.30 se presenta el porcentaje correspondiente a la identificación de las causas de los accidentes reportados por la PROFEPA.

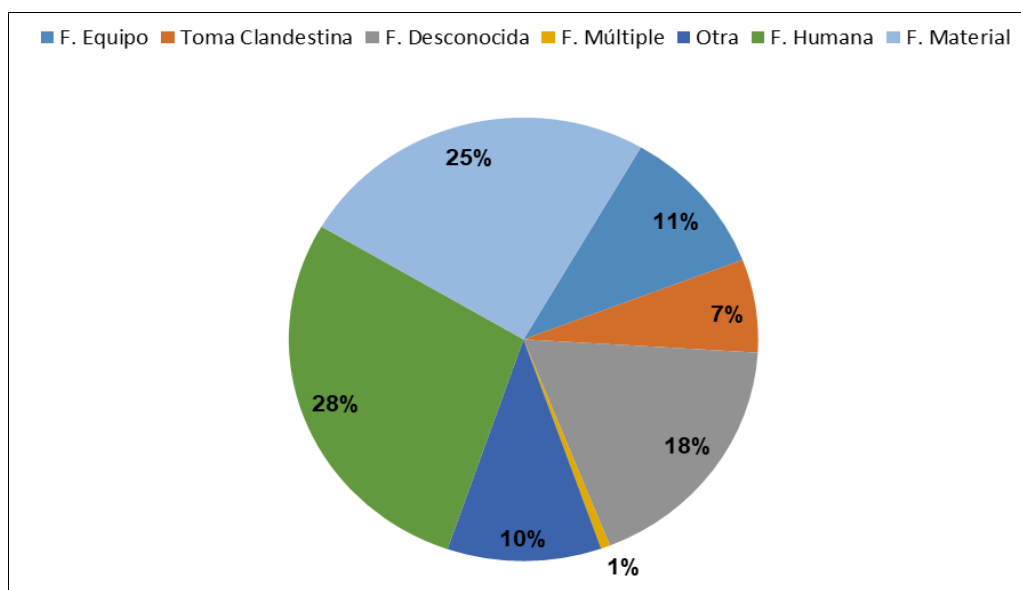


Figura I. 30 Identificación de las causas de accidentes.

Fuente: www.profepa.gob.mx Mayo, 2013.

I.4.1.1.5. Alcance de los daños causados:

De acuerdo con la PROFEPA, se han registrado los daños ocasionados a la población por emergencias ambientales, estableciendo una relación general entre el número de emergencia y personas afectadas en accidentes ocurridos en México, en el período 1993 – 2009 (Tabla I.37).

Tabla I. 37 Análisis Estadístico de los Daños a la Población, ocasionados por las Emergencias Ambientales reportadas a la PROFEPA durante el Período 1993 - 2009.

AÑO	NO. DE EMERGENCIAS	AFECTADOS	AFECTADOS/ EMERGENCIA	EMERGENCIAS POR DIA	AFECTADOS POR DIA
1993	157	1,653	10.53	0.43	4.53
1994	416	667	1.60	1.14	1.83
1995	547	13,044	23.85	1.50	35.74
1996	587	18,190	30.99	1.61	49.84
1997	632	10,323	16.33	1.73	28.28
1998	538	7,792	14.48	1.47	21.35
1999	469	12,772	27.23	1.28	34.99
2000	470	16,390	34.87	1.29	44.90
2001	565	7,151	12.66	1.55	19.59
2002	470	13,881	29.53	1.29	38.03
2003	457	13,807	30.21	1.25	37.83
2004	503	23,197	46.12	1.38	63.55
2005	456	26,682	65.09	1.25	81.32
2006	362	4,932	13.62	0.99	13.51
2007	403	32,923	81.69	1.10	90.20
2008	349	11,141	31.92	0.96	30.52
2009	370	9,035	24.42	1.01	24.75
TOTAL	7998	241,785			
PROM.	470.47	14,222.65	30.23	1.29	38.97

En la Tabla I.38, se presenta el número de Defunciones (D), Lesionados (L), Intoxicados (I) y Evacuados (E), provocados por los accidentes generados entre los años 1998 al 2009. El estado de Baja California se encuentra en la 6^{ta} posición en daños a la población con 8 defunciones, 54 lesionados, 329 intoxicados y 15,179 evacuados.

Tabla I. 38 Análisis Estatal de Daños a la Población en el periodo de 1998-2009.

ESTADO	AFECTADOS				GRAN
	D	L	I	E	TOTAL
VERACRUZ	100	514	306	30,156	31,076
JALISCO	86	445	350	27,303	28,184
MEXICO	5	14	218	19,628	19,865
NUEVO LEON	85	294	320	17,837	18,536
MORELOS	28	131	262	17,823	18,244
BAJA CALIFORNIA	8	54	329	15,179	15,570
CHIHUAHUA	13	150	101	14,718	14,982
DISTRITO FEDERAL	11	48	0	8,440	8,499
COAHUILA	10	91	394	7,642	8,137
SINALOA	5	15	247	6,655	6,922
AGUASCALIENTES	115	250	392	3,835	4,592
GUANAJUATO	4	7	24	3,205	3,240
MICHOACAN	24	56	27	2760	2867
OAXACA	44	48	264	2344	2700
HIDALGO	1	3	76	2582	2662
SONORA	5	15	57	2522	2599
COLIMA	35	47	50	1810	1942
CAMPECHE	34	57	25	1358	1474
TAMAULIPAS	32	29	328	1002	1391
DURANGO	2	20	6	780	808
YUCATAN	8	34	24	734	800
QUERETARO	0	8	3	614	625
TABASCO	17	16	32	458	523
GUERRERO	4	4	19	450	477
CHIAPAS	4	20	197	72	293
TLAXCALA	6	18	0	236	260
SAN LUIS POTOSI	22	24	20	159	225
NAYARIT	2	7	8	199	216
PUEBLA	7	12	3	74	96
ZACATECAS	0	8	0	50	58
BAJA CALIFORNIA SUR	5	14	10	0	29
QUINTANA ROO	12	4	0	0	16
TOTAL	734	2,457	4,092	190,625	197,908
AFECTADOS/DIA	0.17	0.56	0.93	29,49	45.18

1.4.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes de emergencias

En el presente apartado se presentan los accidentes que se ha suscitado a nivel internacional durante las actividades de descarga, almacenamiento y transporte de combustibles como diésel magna, gasolina magna y gasolina premium.

INTERNACIONALES

ACCIDENTE CON CAMIÓN DE DIÉSEL PROVOCÓ CIERRE DE CARRETERA EN HATILLO

Octubre 2018. Hatillo, Puerto Rico.

<https://www.primerahora.com/noticias/policia-tribunales/nota/accidenteconcamiondedieselprovococierredecarreteraenhatillo-1301607/>

Un accidente con un camión de diésel provocó durante varias horas el cierre de un tramo del expreso PR-22.

Según la Policía, el camión se incendió a eso de las 3:00 de la tarde en el kilómetro 81.6, cerca del peaje de Hatillo, en dirección hacia San Juan. El fuego fue apagado por el personal de Bomberos y Manejo de Emergencias.

El camión, de la Compañía Mega Fuel Corp., era conducido por Ramón Ortiz Vazquez, de 53 años y residente de Barceloneta.

Se desconoce qué provocó el incendio.

Aunque en un principio las autoridades desviaron a los conductores, a eso de las 5:00 p.m. se informó que los carriles fueron abiertos en ambas direcciones.

CONDUCTOR DE VEHÍCULO CISTERNA MUERE INCINERADO TRAS CHOCAR CON OTRO CAMIÓN EN CIÉNAGA

Mayo, 2018. Cienaga, Colombia

<https://www.elheraldo.co/judicial/conductor-de-vehiculo-cisterna-muere-incinerado-tras-chocar-con-otro-camion-en-cienaga>

Wilson Enrique Oviedo Morales, de 26 años y natural de Bosconia (Cesar), fue identificado el conductor que murió calcinado después que chocara el camión cisterna cargado con 4.600 galones de combustible, contra la parte trasera de una tractomula que llevaba cemento y estaba detenida a un lado de la Troncal del Caribe.

El siniestro se registró este viernes a las 9:00 de la mañana, en el kilómetro 45 del tramo de la mencionada vía nacional que une a Barranquilla con Ciénaga. De acuerdo con las autoridades, se había suspendido la circulación vehicular en la Troncal del Caribe para sacar otro camión cisterna que se volcó la noche del jueves.

“Al parecer el conductor del camión cisterna que se prendió sufrió un microsueño y colisionó con la parte trasera de la ‘mula’ que esperaba se reiniciara la movilidad”, comentó un patrullero de la Policía de Tránsito y Transporte.

“Yo sentí que la cadena con la que trataban de sacarlo se rompió y una chispa que saltó causó la explosión, una enfermera que estaba delante mía resultó quemada, pero yo me boté al monte por que sentí un ‘fogonazo’, un pocotón de gente me pasó por encima y como pude salí, quedé enterrado hasta la mitad de las piernas. Se hizo lo que se pudo, se quemó vivo ese muchacho, que cosa tan terrible, se hizo todo lo que se pudo hacer en nombre de Dios”, comentó entre lágrimas de frustración un mulero que pasaba y sin conocerlo se bajó a tratar de ayudar a rescatar al finado.

Mientras que la enfermera, identificada como Diana Benavides, fue evacuada hacia la clínica Portoazul en Barranquilla, con quemaduras de primer y segundo grado en los brazos y el rostro, el Cuerpo de Bomberos de Ciénaga trabajaba intensamente para evitar que se presentaran más explosiones, al igual que liquidar la conflagración.

“Lo primordial es enfriar el carrotanque y toca esperar que se consuma todo el combustible de la carga, para poder aniquilar el fuego”, comentó un bombero voluntarios durante la atención de la emergencia. Finalmente, a la 1:30 de la tarde, las llamas fueron fulminadas por los bomberos.

CARROTANQUE DE GASOLINA SUFRIÓ ACCIDENTE DE TRÁNSITO Y SE INCENDIÓ EN LA VÍA BOLOMBOLO – MEDELLÍN

Diciembre,2017. Medellín, España.

<https://www.semana.com/nacion/articulo/carrotanque-se-volco-con-12000-galones-de-combustible/405970-3>

Los hechos ocurrieron en la mañana de este sábado 2 de diciembre en el kilómetro 52 en el sector conocido como Curva de los Ángeles.

Un incendio de grandes magnitudes provocado por un vehículo de transporte de combustible tras accidentarse en el suroeste antioqueño, por fortuna no dejó lesionados. Las autoridades tuvieron que cerrar durante gran parte de la mañana este importante corredor vial luego del incidente del automotor de la empresa Zeus ocurrido pasadas las 7:30 a.m.

Información preliminar detalla que, al parecer, el conductor habría alcanzado a evacuar el carrotanque antes de que estallara producto del material inflamable que transportaba, por el momento su estado de salud está siendo verificado por parte del personal médico. Fueron seis unidades del cuerpo de bomberos del municipio de Fredonia que atendieron la emergencia que fue controlada por medio de una máquina extintora que apagó las llamas.

El paso vehicular se **encuentra habilitado en un solo carril mientras se realiza el respectivo** traslado del vehículo que resultó incinerado.

UN HERIDO EN VOLCAMIENTO DE CARROTANQUE CON GASOLINA

Enero, 2017. Valledupar, Colombia.

<https://elpilon.com.co/herido-volcamiento-carrotanque-gasolina/>

Un vehículo tipo cisterna repleto de gasolina se volcó en un tramo de la carretera entre los corregimientos de Valencia de Jesús y Aguas Blancas, en jurisdicción del municipio de Valledupar, donde el conductor resultó herido y hubo afectación ambiental debido al derramamiento de combustible.

El carrotanque de placas XXF-299 tenía como destino a una de las estaciones de servicio de la capital del Cesar y por un aparente microsueño del conductor se produjo el accidente, según reportaron las autoridades de tránsito.

Varias personas hurtaron hidrocarburo del vehículo volcado, utilizaron pimpinas sin tener en cuenta el inminente peligro que para ellos representaba.

“Para evitar una tragedia de grandes magnitudes por la gran cantidad de gasolina que quedó en el lugar del percance y parte de la carretera, nos correspondió enviar patrullas policiales del Esmad y de la Policía de Tránsito, para contener a la gente que acechaba al carrotanque accidentado, para sustraerse el combustible. Hacia las 2:00 de la tarde de este miércoles, las autoridades ya mantenían el control y se abrió paso a los vehículos que quedó restringido por varios minutos, ante el peligro de los conductores y viajeros”, señaló el comandante de la Policía Cesar, teniente coronel Mauricio Bonilla Méndez.

Los propietarios tanto del camión, como del combustible llegaron al lugar del percance para apersonarse de lo ocurrido y establecer los mecanismos para controlar el área afectada por la gasolina derramada.

LA SUERTE EVITÓ TRAGEDIA EN BOGOTÁ

Octubre 2014. Kennedy, Bogotá.

<https://www.semana.com/nacion/articulo/carrotanque-se-volco-con-12000-galones-de-combustible/405970-3>

La suerte evitó que en la localidad de Kennedy, suroccidente de Bogotá, se presentara una tragedia ambiental de grandes proporciones. Los habitantes de esa zona de la ciudad despertaron con la noticia de que un carrotanque con 12.000 galones de combustible, se volcó y quedó en un costado de la vía que permite el ingreso a la zona de Banderas.

Las primeras versiones indicaban que el accidente se produjo por una falla humana cuando el conductor perdió el control del vehículo que en su interior transportaba ACPM y gasolina.

Una vez reportada la emergencia, los bomberos de la estación de Kennedy acudieron al lugar para evitar el derrame del combustible. Con los primeros rayos se inició la extracción de los 12.000 galones. Para ello, los bomberos tuvieron que perforar en varias partes el tanque con el propósito de extraer el combustible con motobombas especiales y almacenarlo en otros dos vehículos.

El reporte de la estación de bomberos de Kennedy da cuenta de que, a pesar de lo aparatoso del accidente y de la cantidad de combustible, solo se derramaron alrededor de 55 galones. Estos fueron absorbidos con aserrín, material usado para estos casos. Bomberos responsabilizó a la empresa transportadora de quien dijo que envió tarde los equipos para el traspaso del combustible.

Lo cierto es que para evitar una tragedia, bomberos acordonó la zona y estableció una línea de seguridad en los costados del vehículo para evitar un incendio.

A pesar de lo aparatoso del accidente, el comandante Briceño aseguró que la situación está controlada “se hace monitoreo con equipos especiales por los vapores contenidos y para que no haya inestabilidad”.

El grupo de bomberos monitoreó constantemente la temperatura. Las autoridades consideraron que antes de las cuatro de la tarde se podrá habilitar el tránsito de la zona.

ACCIDENTE EN UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE EN PUERTO RICO (CARIBBEAN PETROLEUM CORPORATION EN BAYAMÓN).

Diciembre 2005. Hemel Hempsted, Hertfordshire, Inglaterra.

<http://www.unizar.es/quiar/1/Accident/Buncefield.html>

Sobre las 6 de la mañana del día 11 de diciembre de 2005 tuvo lugar una explosión de nube de vapor no confinada en el "Buncefield Oil Storage Depot" (terminal de almacenamiento de Buncefield). Como resultado de la explosión que se produjo a partir de la pérdida de contenido de unos de los depósitos de almacenamiento, se sucedieron otras explosiones y un importante incendio, en el que estuvieron involucrados varios depósitos de la instalación.

El sábado 10 de diciembre de 2005, sobre las 18:50 horas comenzó el llenado del el tanque 912 de la HOSL, con gasolina sin plomo. El tanque, que tenía una capacidad de 6 millones de litros, estaba dotado de un sistema automático de medida del nivel del depósito. A las 03:05 horas del sábado 11 de diciembre, el display asociado al sistema de control del nivel dejó de registrar la medida de nivel del tanque, aunque éste continuó llenándose. Por tanto, las alarmas de alto nivel y muy alto nivel no se activaron puesto que la lectura de nivel siempre se encontraba en valores inferiores. El depósito también estaba dotado de un sistema independiente de control de alto nivel, cuya finalidad era parar el sistema de llenado automáticamente, cerrando las válvulas de entrada de producto y poniendo en marcha una alarma. Este sistema también falló y, por tanto, no

se tuvo registro del nivel alcanzado en el depósito. Sobre las 5:37 horas el tanque se llenó por completo y el combustible comenzó a derramarse.

El circuito cerrado de televisión de la terminal mostró que, al poco tiempo de comenzar el derrame de combustible, una nube de vapor comenzó a ser visible en el cubeto en el que estaba situado el depósito.

Esta nube de vapor también fue vista por algunos de los camioneros que esperaban para llenar sus vehículos, así como por personal ajeno al establecimiento, alertando a los empleados de la instalación. La alarma de incendios se pulsó a las 6:01 horas, poniéndose en marcha la bomba de incendios. Casi inmediatamente, se produjo la explosión de la nube de vapor, cuya ignición se produjo, probablemente, por una chispa debida a la puesta en marcha de la bomba.

Cuando ocurrió la explosión, se calcula que del depósito se habían derramado aproximadamente unos 250.000 litros de combustible.

La devastación producida por la explosión fue enorme. Afortunadamente, no hubo pérdidas humanas, puesto que el accidente ocurrió en la madrugada del domingo y, al tratarse de una zona industrial, se encontraba relativamente tranquila en esos momentos. Aun así, unas 40 personas resultaron heridas. El fuego que se produjo tras la explosión afectó a unos 20 tanques ubicados en la zona y ardió durante varios días. El agua y las espumas utilizadas para apagar el fuego, junto con parte del combustible derramado, llegaron al subsuelo a través de desagües y pozos de drenaje, produciendo daños importantes al medioambiente de la zona.

TRES MUERTOS Y SIETE HERIDOS GRAVES EN UNA EXPLOSIÓN EN LA REFINERÍA DE REPSOL EN PUERTOLLANO

Agosto, 2003. Puertollano, España.

https://elpais.com/diario/2003/08/15/espana/1060898402_850215.html

Al menos tres personas han muerto en la explosión registrada en la refinería de Repsol en Puertollano (Ciudad Real) pasadas las 8.00 de esta mañana. Además, al menos un trabajador sigue desaparecido y otros 10 han resultado heridos, siete de ellos con quemaduras en más del 50% de su cuerpo, por lo que han sido trasladados a diversos hospitales de Madrid.

La compañía petrolífera ha ofrecido esta tarde un balance en el que hablaba de cuatro personas muertas, identificando a tres de ellas. Sin embargo, el ministro de Trabajo, Eduardo Zaplana, ha corregido el balance de Repsol, que estaba equivocado porque la petrolífera había errado al contabilizar los operarios de las subcontratas que trabajan habitualmente en la planta. Mientras, al menos otro trabajador permanece desaparecido.

El incendio, que ha afectado a uno de los tanques de combustible, se ha declarado a primera hora de esta mañana por causas que aún se desconocen. Las llamas han provocado enseguida una potente explosión, que ha matado a dos operarios y un tercero ha fallecido poco después de ser trasladado al Hospital Santa Bárbara.

Desde primera hora de esta tarde, el fuego se encuentra controlado, si bien dos tanques de combustible siguen ardiendo en "un recinto aislado de la refinería alejado del resto de las instalaciones". Sin embargo, la delegada del Gobierno en Castilla-La Mancha, Encarnación Naharro, ha asegurado poco después que el fuego se ha extendido y afecta ya a cuatro tanques de gasolina. En todo caso, la empresa ha dicho que la nube de humo que genera el incendio "no es tóxica" por lo que no supone un riesgo para la población. Respol, no obstante, ha abierto una investigación para aclarar las causas exactas del accidente.

DOS HERIDOS EN EL INCENDIO DE UNA PLANTA DE HIDROCARBUROS DE VALLADOLID

Enero, 2002. Valladolid, España.

https://elpais.com/elpais/2002/01/14/actualidad/1010999820_850215.html

Dos trabajadores han resultado heridos, uno de ellos de carácter grave, como consecuencia de una explosión registrada en uno de los depósitos que la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) posee en el término municipal vallisoletano de Santovenia de Pisuerga.

Técnicos de la compañía investigan las causas del siniestro, aunque las primeras hipótesis apuntan que la deflagración se produjo por una chispa durante los trabajos de mantenimiento que los operarios heridos efectuaban en un depósito que en ese momento se encontraba vacío.

Se ha constatado que en el interior del depósito, con capacidad para dos millones de litros, había unos residuos de gasolina de 98 octanos que podrían haber iniciado la combustión.

En la explosión, registrada sobre las 12.50 horas, ha resultado herido muy grave al sufrir quemaduras de segundo grado en el 80% de su cuerpo y de otro tipo de quemaduras en el 90%, de ahí que, tras ser atendido inicialmente en el Servicio de Urgencia del Hospital de Valladolid, fuera evacuado hasta la Unidad de Grandes Quemados del Hospital Universitario de Getafe (Madrid).

Además del citado operario, otro trabajador sufrió quemaduras leves en mano y antebrazo al intentar auxiliar al compañero. Atendido en el Clínico Universitario de Valladolid, fue dado de alta pocas horas después, según han informado fuentes sanitarias.

La explosión se registró en el depósito número 38 que CLH posee en sus instalaciones de Santovenia, que abastecen de hidrocarburos a Castilla y León, Toledo y Madrid, cuando los citados trabajadores se encontraban realizando trabajos de mantenimiento. A la deflagración ha seguido un incendio, lo que ha provocado la activación del Plan de Emergencia Interno y los sistemas de contraincendios que han impedido en un primer momento que el siniestro adquiriera mayores dimensiones.

Fuentes de los bomberos han informado de que, cuando llegaron hasta las instalaciones de CLH, el fuego estaba prácticamente extinguido, por lo que se han limitado a adoptar medidas preventivas. Para ello, han colocado mangueras alrededor del tanque con el fin de refrigerarlo con agua durante horas para así rebajar la temperatura y evitar nuevas explosiones.

Junto a los bomberos, han acudido hasta el lugar de los hechos efectivos de Protección Civil, numerosas ambulancias y la Guardia Civil, con su jefe de la Comandancia, Francisco Javier Galache, quien sobre las 14 horas confirmó a los medios de comunicación allí congregados que el incendio había sido controlado y que los dispositivos de seguridad de la empresa habían funcionado con celeridad.

Ese dispositivo de seguridad permitió también la rápida evacuación de las instalaciones por parte de los trabajadores, que se concentraron en las inmediaciones junto con numerosos camiones cisterna. Algunos de los operarios apuntaron que el siniestro podría haber sido "terrible" si el tanque siniestrado hubiera estado lleno de gasolina y la onda expansiva hubiera alcanzado a otros 21 tanques muy próximos cuya capacidad global se eleva a 150 millones de litros.

Los depósitos almacenan gasolina de 98, 97 y 95 octanos y gasóleo A, B y C y tienen por destino el suministro a comunidades de vecinos y gasolineras de toda Castilla y León, Madrid y Toledo. Además, hasta diciembre de 2000, la planta de CLH en Santovenia suministraba también combustible al Aeropuerto de Barajas. CLH dispone de plantas de este tipo en Salamanca, León y Burgos.

EL DÍA EN QUE EL DIABLO Y LA MUERTE BAJARON A LA PLAYA DE TACOA

Diciembre, 1982. Tacoa, Venezuela.

http://www.redproteger.com.ar/escueladeseguridad/grandesaccidentes/tacoa_1982.htm

Luis Natera, José Manuel y Alexis Alsaul, realizaban la misma tarea diaria encomendada de siempre, descargar combustible y trasegar, unos 16.000 litros del denominado fuel-oil, en esta oportunidad provenientes del barco tanquero; Murachí al tanque nº 8 de almacenamiento del complejo de generación eléctrica, ubicado en Tacoa, arrecifes, municipio Vargas, distrito federal (actualmente estado Vargas), cuando aproximadamente a las seis y cuarto de la mañana se produjo una explosión que mando

por los aires a los tres obreros que supervisaban la descarga, tan solo Alexis Alsaul, quedo con vida, sus dos compañeros fueron lanzados tan lejos que desaparecieron físicamente, se cree cayeron a la mar, Alexis aún con graves quemaduras logro correr y activar la alarma de incendio, de inmediato la sección de guardia "a" y "b" de los hombres de azul, estos ubicados en la guaira salieron presurosos a sofocar el incendio que se iniciaba.

Cuarenta y dos (42) abnegados miembros del cuerpo de bomberos del Municipio Vargas, salieron prestos a combatir el voraz incendio que se desataba en el Tanque N° 8, y que amenazaba los demás depósitos de combustibles cercanos al incendio inicial. La magnitud de la conflagración tomaba intensidad que resultaba fuera de control, se llamaron más unidades bomberiles de refuerzo, acudieron las secciones de guardia de los bomberos marinos del Puerto de La Guaira, y las unidades de Intervención Inmediata de los bomberos aeronáuticos del Aeropuerto Internacional "Simón Bolívar", ubicado de Maiquetía.

Ya a media mañana más de un centenar de hombres combatía el incendio, mientras otros eran enviados como relevos, unidades de las secciones de guardia del cuerpo de bomberos del Dtto. Federal, bomberos del Dtto. Sucre, voluntarios de defensa civil, guardia nacional, policía metropolitana, técnicos de pdvsa, electricidad de caracas así como de otros cuerpos y organismos oficiales se daban cita en Tacoa.

Los bomberos quisieron apagar el fuego del tanque 8, que había explotado, echándole agua. Como el agua tiene más densidad que el petróleo, se fue al fondo y se empezó a calentarse, en la medida que aumentaba la temperatura, se acumuló el vapor en el fondo y se formó lo que los estadounidenses llaman el fenómeno de boil-over (acumulación de vapores calientes). Esto provocó la segunda explosión que generó una onda expansiva de combustible y fuego por toda Tacoa.

Ríos de fuego bajaban por las laderas de Tacoa hacia la mar, miles de curiosos y efectivos bomberiles corrían para salvar sus vidas, el fuego acabo con más de 500 viviendas ubicadas en el sector, cientos de vehículos fueron abrazados por las llamas y todos los carros de Bomberos y Policiales incluido el helicóptero se incendiaron quedando totalmente calcinados.

Más de 160 personas fueron declaradas oficialmente fallecidas por encontrarse sus restos carbonizados, otros más fallecerían en los diferentes centros hospitalarios víctimas de las graves quemaduras, más de un centenar de desaparecidos reclamados por familiares, un número de personas no determinado resultaron con diversas heridas y quemaduras de primero, segundo y tercer grado, cientos de habitantes quedaron sin viviendas y pertenencias, más de 50 bomberos murieron ese día, otro número superior entre Comunicadores Sociales, Policías y Voluntarios.

VACIAMIENTO DE GASOLINA DE PETROBRAS CAUSA INCENDIO EN LA FAVELA DE VILA SOCÓ

Febrero de 1974. Cubatao, Brasil.

<http://memorialdademocracia.com.br/card/descaso-e-fogo-em-cubatao-matam-500>

El incendio destruye la favela de Vila Socó en Cubatao, en la Baixada Santista, causando la muerte de al menos 500 personas. El fuego fue provocado por la fuga de cerca de 700 mil litros de gasolina de una tubería de la Refinería Presidente Bernardes, de Petrobras, que pasaba en una región inundada junto al aglomerado de palafitas. No hubo alarma o providencia de la empresa para evacuar la favela. Fue el incendio con mayor número de víctimas en el país, con gran repercusión internacional.

Petrobras admitió que la fuga fue provocada por fallas en la alimentación de los tubos, que eran viejos y estaban sin mantenimiento. Las autoridades intentaron reducir el tamaño de la tragedia, reconociendo inicialmente 93 muertes. Los levantamientos independientes incluyeron a los niños que dejaron de frecuentar escuelas y familias enteras que desaparecieron sin dejar noticias, lo que elevó el número total de víctimas a 508.

Ocho funcionarios de la empresa fueron condenados en primera instancia y absueltos después de recursos. En junio de 2014, la Comisión de la Verdad de la Asamblea Legislativa de São Paulo reabrió el caso para apurar responsabilidades de dirigentes de Petrobras y del Ayuntamiento Municipal de Cubatao.

Las pésimas condiciones ambientales de la ciudad, con niveles extremos de contaminación del aire, del agua y del suelo, la transformaron en símbolo mundial de degradación del medio ambiente. En septiembre de 1984, se decretó el estado de emergencia ambiental en el municipio, el primer caso en Brasil.

Así mismo se presentan los accidentes importantes registrados en México en el almacenamiento de combustibles como diésel y gasolina:

NACIONALES

ACCIDENTE EN LA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y DESPACHO (TAD) DE SALAMANCA, GUANAJUATO

Marzo 2018. Salamanca, Guanajuato.

<https://www.excelsior.com.mx/nacional/2017/04/03/1155701>

Petróleos Mexicanos (Pemex) lamentó el fallecimiento este lunes del trabajador de la empresa que permanecía internado en el Hospital Central Sur de Alta Especialidad de Picacho, en la Ciudad de México, como consecuencia del accidente ocurrido el pasado día 15 de marzo en su Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) de Salamanca, Guanajuato.

En un comunicado, la empresa productiva del Estado expresó sus condolencias a familiares y amigos, y reiteró que brindará todo el apoyo necesario a sus deudos.

Señala que desafortunadamente los ocho trabajadores, tres de Pemex y cinco de las compañías externas que fueron hospitalizados tras la explosión en el área de llenaderas de dicha terminal, han fallecido.

Pemex aclara que continúa la investigación del accidente para determinar las causas que lo provocaron.

FLUYE CIRCULACIÓN TRAS EXPLOSIÓN DE AUTOTANQUE CON DIESEL

Abril 2017. Tijuana, Baja California.

<http://jornadabc.mx/tijuana/22-04-2017/cierran-carretera-ensenada-san-quintin-por-incendio-de-pipa-con-diesel>

Una pipa que transportaba 20 mil litros de diésel sufrió una volcadura provocando un incendio a la altura del kilómetro 69 carretera Ensenada a San Quintín pasando el Zacatón.

El incendio se mantiene bajo control debido a la intervención del Departamento de Bomberos, sin embargo, la vialidad continúa cerrada temporalmente en ambos sentidos, informaron las autoridades municipales.

MUERE CHOFER MIENTRAS MANIOBRABA

Marzo, 2017. Puebla, Puebla.

<http://semanal.jornada.com.mx/ultimas/2017/05/03/frecuencia-de-accidentes-en-pemex-aumento-20-9>

Accidente en el Complejo Petroquímico Independencia, ubicado en el estado de Puebla, provocó el fallecimiento de un trabajador de la empresa transportista, quien realizaba maniobras de acomodo de carrotanques que transportan Diésel.

LESIONADOS POR FLAMAZO

Marzo, 2017. Madero, Tamaulipas.

<http://semanal.jornada.com.mx/ultimas/2017/05/03/frecuencia-de-accidentes-en-pemex-aumento-20-9>

E 17 trabajadores sufrieron lesiones leves debido a un flamazo ocurrido en el interior de un tanque de carga del Chalán Pemex 580, ubicado en la Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Madero, en Tamaulipas, mientras realizaban trabajos de corte y retiro de serpentines de calentamiento.

NOVIEMBRE TRAGICO

Noviembre, 1966. San Juan Ixhuatepec, Estado de México.

<http://www.contraincendioonline.com/infoonline/noviembre.php3>

Eran las 15:30 horas, de nuevo las explosiones, el fuego, los desalojos, la desorganización, el pánico y el ulular de sirenas, ambulancias, bomberos cubrían las

calles de San Juanico. Nuevamente en la Planta de PEMEX estalló un tanque de combustible, de los 3 que ardieron, y pese al trabajo de los bomberos y los cuerpos de seguridad, ardieron durante 35 horas.

El gran incendio consumió dos tanques que contenían más de 100 mil barriles de gasolina.

Como siempre ocurre en estos casos, las diferencias entre las cifras oficiales y extraoficiales se presentaron; para la autoridad no había muertos, sólo 14 lesionados; para los socorristas el saldo era de cuatro muertos y casi un millar de heridos, entre intoxicados y quemados.

En esta ocasión, 34 millones de litros de gasolina almacenados en la planta Satélite Norte de PEMEX ardieron hasta la madrugada. La explosión inicial se escuchó en por lo menos ocho barrios cercanos a San Juan Ixhuatepec, una densa y enorme columna de humo negro se elevó sobre el cerro, a más de dos kilómetros de altura, como testimonio de un nuevo desastre.

Los tanques de almacenamiento que se incendiaron fueron los marcados con los números PV-8 y PV-9 que contenían 80 mil y 25 mil barriles de gasolina “nova”. En el primero había en total 4 millones 720 mil litros de combustible, mientras que en el otro había 1 millón 405 mil litros de gasolina.

Debido a la magnitud y peligrosidad del incendio, cerca de 500 bomberos de PEMEX, del Distrito Federal, de los diversos municipios mexiquenses, de Puebla e Hidalgo, de empresas privadas y hasta aeroportuarios, lucharon incansablemente en el lugar de los hechos ante la gran dimensión del incendio y contra el cual poco podían hacer los bomberos de la paraestatal.

El fuego fue provocado por la ruptura de una válvula del tanque TV-8 que contenía 80 mil barriles de gasolina en la terminal, la fuga se inició desde las 13:00 horas, por lo que Seguridad Industrial los evacuó al percatarse de que no podrían controlarla.

EXPLOSIONES EN EL SISTEMA DE ALCANTARILLADO

Abril 1992. Guadalajara, Jalisco.

<https://historiageneral.com/2012/09/05/las-explosiones-de-guadalajara-en-1992/>

En 1992, en Guadalajara, México, se registró una de las catástrofes más aterradoras de nuestro tiempo. Una serie de explosiones que a pesar de haber podido ser previsible, y por tanto evitables, pasaron sin más ocasionando gran número de muertos y enormes daños económicos.

Esta catástrofe, la de las Explosiones de Guadalajara, provocaría además la dimisión inmediata del entonces Gobernador del Estado, Guillermo Cosío Vidaurri, el cual fue remplazado por Carlos Rivera Aceves.

El 22 de abril de 1992, el barrio céntrico de Analco, en Guadalajara, vivió una de sus jornadas más duras. Una serie de explosiones de gasolina comenzaron a sucederse en el alcantarillado a partir de las 10 de la mañana. Explosiones que destruyeron un total de 14 kilómetros de calles matando a unas 209 personas, ocasionando 500 heridos y dejando en la calle, sin hogar, a más de 15.000 familias. Cabe destacar que los daños materiales fueron tales que se estimaban pérdidas económicas de hasta 1.000 millones de dólares.

Hay que decir que este tipo de explosiones no fueron las primeras que se registraron en esta ciudad mexicana, pues ya en 1983 se produjo una que dejó 20 personas heridas a su paso.

Además de los antecedentes, los días anteriores a las explosiones los ciudadanos asustados avisaron a las autoridades, declaraban que de las alcantarillas salía un fuerte olor a gasolina y que además también se podían ver, en algunos puntos concretos, pequeñas columnas de humo.

A pesar de que fueron muchos los avisos que se hicieron latentes, como altos niveles de gasolina y otros hidrocarburos, las autoridades no decidieron en ningún momento evacuar la zona.

Tras estos días previos la catástrofe se desencadenó. El 22 de abril comienzan a saltar las alcantarillas y las columnas de humo se desatan saliendo ferozmente de ellas; se registraron las dos primeras explosiones y por tanto las primeras reacciones llamando constantemente a los teléfonos de urgencias; tras más de una hora, en la que se registraron hasta ocho explosiones, el pánico se había apoderado de casi toda la ciudad, que intentaba destapar las alcantarillas para dejar escapar los posibles gases.

Investigaciones posteriores aseguraron que el problema se había ocasionado por las reacciones electrolíticas de los metales de varios sistemas de tuberías, reacciones que habían dejado pasar los gases que posteriormente habían hecho volar por los aires todo el barrio de Analco.

En la Tabla I.39 se presentan los accidentes con las sustancias al año 2018.

Tabla I. 39 Resumen de accidentes por el manejo, almacenamiento y transporte de diésel y gasolina manga y premium

AÑO	LUGAR	TIPO DE ACCIDENTE	SUSTANCIA INVOLUCRADA	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS
2018	Salamanca	Explosión en TAD	ND	ND	1 muerto	
2018	Hatillo, Puerto Rico.	Incendio por volcadura de carrotanque	Diésel	Accidente con un camión de diésel		Fuego controlado por el personal de bomberos y manejo de emergencias
2018	Cienaga, Colombia	Incendio por volcadura de carrotanque	Combustible	Conductor se durmió y colisionó con la parte trasera de una tractomula que llevaba cemento	1 muerto	Se dejó enfriar el carrotanque y se esperó a que todo el combustibles se quemara
2017	Valledupar, Colombia	Derrame por volcadura de carrotanque	Gasolina	Conductor se durmió produjo el accidente		Contener la gente que intentaba extraer el combustible para evitar una tragedia por la cantidad de gasolina derramada
2017	Medellín, España.	Incendio	Combustible	Accidente de transporte de combustible	Sin daños	
2017	Tijuana, Baja California.	Incendio	Diésel	Volcadura de carrotanque		Se controló el incendio
2017	Puebla, Puebla.		Diésel	Maniobras de acomodo de un carrotanque	1 muerto	
2017	Madero, Tamaulipas.	Flamazo		Trabajos de corte y retiro de serpentines de calentamiento en el interior de un tanque de almacenamiento	17 lesionados	
2014	Kennedy, Bogotá.	Volcadura de carrotanque	ACPM y gasolina	Conductor pierde el control del vehículo		Se acordonó la zona y estableció una línea de seguridad en los costados del vehículo para evitar un incendio. La sustancia fue absorbida con aserrín

AÑO	LUGAR	TIPO DE ACCIDENTE	SUSTANCIA INVOLUCRADA	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS
2005	Hemel Hempsted, Hertfordshire, Inglaterra.	Explosión de tanques de gasolina	Gasolina sin plomo	Falla del sistema automático de medida de nivel al realizar el llenado de un tanque (alarmas de alto y muy alto nivel), por lo que el combustible se derramo	40 lesionados y se incendiaron 20 tanques más	
2003	Puertollano, España.	Explosión de un tanque de gasolina	Gasolina	ND	8 muertos y 3 lesionados gasolina	Se controló el fuego
2002	Valladolid, España.	Incendio	Gasolina	Chispa durante los trabajos de mantenimiento dentro de un deposito con residuos de gasolina	2 lesionados	Activación del Plan de Emergencia Interno
1996	San Juan Ixhuatepec, Estado de México	Explosión	Gasolina	ND	4 muertos Casi un millar de heridos	
1992	Guadalajara, México.	Explosión	Gasolina	Reacciones electrolíticas de los metales de varios sistemas de tuberías	200 muertos y 1,500 lesionados	
1982	Tacoa, Venezuela	Boilover por la descarga de combustible del barco al tanque de almacenamiento	Fuel-Oil	Incendio en la descarga del combustible, pero más tarde se presentó una segunda explosión expansiva de combustible y fuego por toda Tacoa por la acumulación de vapores calientes.	Sin datos de muertes y +150 lesionados	Combate del incendio
1974	Cubatao, Brasil.	Incendio	Gasolina	Fuga de cerca de 700 000 L gasolina, por falla en la alimentación de los tubos viejos y sin mantenimiento de la Refinería Presidente Bernardes	5000 muertos sin datos de lesionados	ND

I.4.2. METODOLOGÍAS DE IDENTIFICACIÓN, ANÁLISIS Y JERARQUIZACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN DE RIESGOS

Para la jerarquización de riesgos se utilizaron las metodologías HAZOP y listas de verificación en función a la peligrosidad de los materiales, volúmenes y sus condiciones de operación.

A continuación se describen brevemente las metodologías utilizadas para la identificación y jerarquización de riesgos:

Análisis de riesgo y operabilidad (HAZOP):

Consiste en analizar cada componente de una instalación, para determinar que desviaciones de la intención original de diseño, pueden ocurrir y cuales pueden dar lugar a un riesgo de inseguridad al personal o a las instalaciones. **Ver Anexo No.6** descripción detallada de nodos y determinar la magnitud de riesgos para determinar desviaciones.

El estudio se lleva a cabo de acuerdo a un enfoque multidisciplinario que mediante el uso de palabras guía identifica desviaciones de la intención del diseño de un sistema y sus procedimientos, las causas y consecuencias de dichas desviaciones, los sistemas de protección instalados para reducir la probabilidad de la causa o la magnitud de la consecuencia y las recomendaciones para minimizar el riesgo según sea necesario.

La información que se requiere es:

- a) Diagrama mecánico de flujo.
- b) Diagrama de tubería e instrumentación.
- c) Plano de localización de la planta.
- d) Datos sobre propiedades físicas y químicas de los productos manejados.
- e) Datos del entorno (distancias a asentamientos humanos e infraestructura urbana).
- f) Datos meteorológicos y topográficos de la localización.

La metodología HAZOP, utilizó, para la identificación de los riesgos potenciales asociados con el manejo, almacenamiento y transporte de hidrocarburos líquidos, los Nodos que están directamente relacionados con el proceso de las instalaciones y se llevó a cabo el análisis

de causa por causa. Para lo cual se utilizó el procedimiento **CAPSA-HAZOP-01** “Procedimiento para identificar, integrar y actualizar la información y los criterios necesarios para la realización de los análisis de riesgos y la difusión de los resultados” y el software “ARCHIE V4”.

HAZOP

La metodología HAZOP, es un procedimiento que permite reconocer riesgos difícilmente reconocibles por simple observación o revisiones de seguridad de tipo general. En la aplicación de esta metodología, se cuestiona a cada una de las partes críticas del proceso para descubrir que desviaciones del propósito original pueden ocurrir y determinar cuáles de esas desviaciones pueden dar lugar a riesgos al personal, al proceso o las instalaciones (ver anexos).

De esa forma, a continuación, se muestra el desarrollo de las citadas metodologías, aplicada a la sustancia de interés:

Para su aplicación, se partió de considerar a todo el proyecto como un sistema; el cual se dividió en partes, que fueron analizadas independientemente con la finalidad de detectar las posibles desviaciones que se pudieran presentar; así como sus causas, efectos y alcance; en función de las características de operación, del equipo involucrado, de los posibles factores externos y fenómenos naturales que pudieran influir en la desviación de su funcionamiento o condiciones normales.

Las “Desviaciones” son cambios que se presentan al propósito y puestas al descubierto por la aplicación sistemática de palabras claves (que pasa sí se reduce, sí se aumenta, sí se para, sí se arranca, sí se rompe, sí se descompone, etc.).

Las “Causas” son los motivos por los que se pueden presentar las desviaciones, cuando se demuestra que una desviación tiene una causa real, se considera como una desviación significativa.

Las “Consecuencias” son los resultados que se obtendrían en caso de que se presentaran las desviaciones.

Posteriormente, en función de la cantidad de material peligroso manejado y como consecuencia del alcance de las consecuencias, de cada parte del sistema, se procedió a calificar la magnitud de las consecuencias de las posibles desviaciones de cada parte del

sistema, la cual se da con el producto de la Probabilidad (P) por la Exposición (E) por las Consecuencias (C) y se expresa de la siguiente manera:

$$MR = P \times E \times C$$

También se calificó cada parte del sistema en cuanto a la probabilidad de ocurrencia de sus desviaciones, y por consiguiente de sus consecuencias, de acuerdo a los antecedentes de riesgo registrados y de la facilidad con que podrían ocurrir. Mediante los siguientes valores:

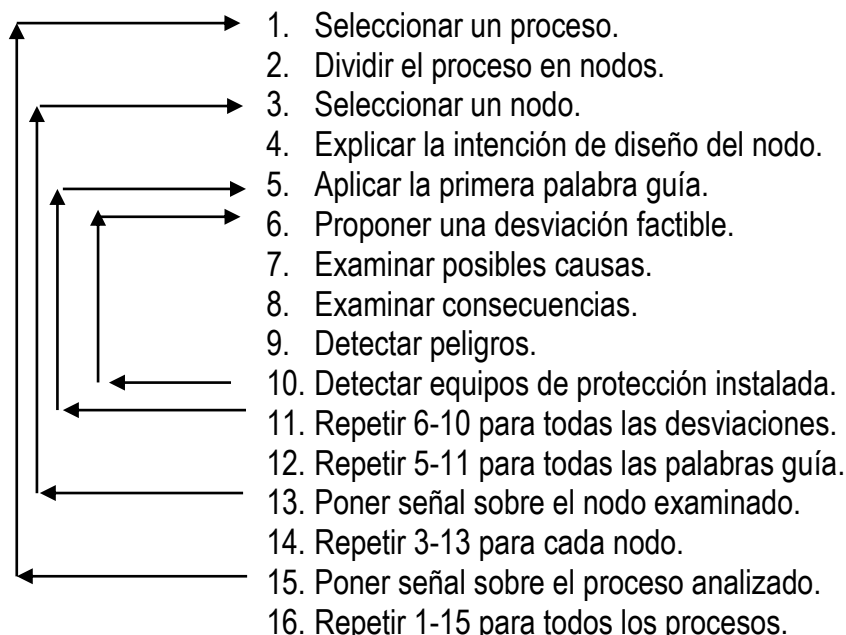
	CALIFICACIÓN
PROBABILIDAD DE RIESGO	
Virtualmente imposible (que prácticamente no ocurre)	0.1
Poco probable, pero posible (que puede ocurrir)	3.0
Muy probable (que puede ocurrir frecuentemente)	6.0
Altamente probable (que sí ocurre)	10.0
FRECUENCIA DE EXPOSICIÓN	
Exposición mínima	0.1
Raro (unas pocas veces al año)	1.0
Ocasional (semanalmente)	3.0
Continuo (frecuente, diario)	10.0
DESCRIPCIÓN DE LAS CONSECUENCIAS	
No graves (sin lesión alguna, casi nada de daño material)	0.5
Apenas graves (lesiones tratadas con primeros auxilios)	1.0
Seria (lesión incapacitante y daños materiales por un monto de 365 días de salario mínimo para el D.F.)	7.0
Desastre (de una a cinco defunciones y daños materiales por un monto de hasta 30 veces el salario mínimo anual para el D.F.)	40
Catástrofe (más de cinco defunciones y daños materiales por un monto mayor de 30 veces el salario mínimo anual para el D.F.)	100

Con base a los valores numéricos que arbitrariamente se han fijado para efectos de esta explicación, la interpretación de los resultados puede ser expresada de la manera siguiente:

MAGNITUD DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO
Mayor de 400	El riesgo es muy alto, por lo cual se debe considerar que la ejecución de la operación requiere de la aplicación de medidas de seguridad estricta y particular.
De 200 a 400	El riesgo es alto y requiere corrección de inmediato
De 70 a 199	El riesgo es sustancial y necesita corrección
De 20 a 69	El riesgo es posible y reclama atención
Menor de 20	El riesgo es aceptable en el estado actual

Para poder cuantificar cada parte del sistema y obtener como conclusión, su jerarquización, no se han considerado las medidas de seguridad que tendrá cada parte del sistema; ya que, para minimizar los riesgos, en la parte correspondiente a medidas de seguridad, se indican todas aquéllas que se han considerado dentro del proyecto y las que se tendrían que implementar para conseguir una instalación y operación segura, se pueden ver con más detalle el HAZOP en el anexo 6.

A continuación, se muestra la secuencia utilizada para la aplicación del análisis HAZOP:



Para la realización de este estudio de riesgo se utilizaron los planos existentes proporcionados por Combustibles Playa Rosarito S.A. de C.V. y se hizo un reconocimiento del Área de Afectación por medio de recorridos, con lo cual se logro subdividir el total de las instalaciones en NODOS y SUBNODOS para controlar y agilizar el trabajo de identificación de escenarios de riesgo en las áreas que conforman el proyecto.

El proyecto se dividió para su estudio en tres sistemas y ocho nodos los cuales se enlistan a continuación:

Tabla I. 40 Determinación de sistemas y nodos

Sistema	Nodo
CARGA Y DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	1.1. MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).
	1.2 PUNTO ÚNICO DE AMARRE
	1.3 MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	2.1 TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.
	2.2 TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO
	2.3 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES
CARGA Y DECARGA DE AUTOTANQUES	3.1 TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS
	3.2 ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES

Se determinaron las condiciones de los **8** nodos como se desglosa a continuación:

Tabla I. 41 Nodos determinados

Nodo		Intención de diseño:
1,1	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12", TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).	MANGUERA FLOTANTE DE 12"
1,2	PUNTO ÚNICO DE AMARRE	MONOBOYA
1,3	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12"
		VÁLVULAS DE COMPUERTA O HIDRÁULICAS.
2,1	TRAMO DE TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.	TUBERÍA TERRESTRE
2,2	TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	TUBERÍA TERRESTRE Y VÁLVULAS AUTOMÁTICAS.
2,3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES	VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y SISTEMA DE VENTEO
		MEDIDOR DE NIVEL
		OPERABILIDAD DE BOMBA CENTRÍFUGA
3,1	TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS	VÁLVULAS E INSTRUMENTACIÓN.
3,2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES	VÁLVULAS, BRIDAS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.
		RECUPERADORES DE VAPOR

Tabla I. 42 Nodos identificados con desglose de desviaciones consideradas

Sistema	Nodo		Intención De Diseño:	Desviaciones
CARGA Y DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	1,1	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).	MANGUERA FLOTANTE DE 12"	No flujo
				Menos presión
				Mayor presión
DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	1,2	Punto Único de Amarre	MONOBOYA	Baja presión
DESCARGA DE GASOLNAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	1,3	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12"	Baja presión
				Mayor presión
			VÁLVULAS DE COMPUERTA O HIDRÁULICAS.	No flujo
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	2,1	TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.	DUCTO TERRESTRE	Menor presión
				Mayor presión
				Menor flujo
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	2,2	TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	DUCTO TERRESTRE Y VÁLVULAS AUTOMÁTICAS.	Menor Presión
				Mayor presión
				Menor flujo
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	2,3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES	VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y SISTEMA DE VENTEO	Mayor Presión
			MEDIDOR DE NIVEL	Mayor flujo
			OPERABILIDAD DE BOMBA CENTRÍFUGA	Menor flujo No flujo
CARGA Y DECARGA DE AUTOTANQUES	3,1	TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS	VÁLVULAS E INSTRUMENTACIÓN.	Mayor presión
				Menor presión
				Menor flujo
CARGA Y DECARGA DE AUTOTANQUES	3,2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES	VÁLVULAS, BRIDAS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.	Menor presión
				Mayor presión
				Menor flujo
			RECUPERADORES DE VAPOR	Más temperatura Menor flujo

A continuación, se desglosan los resultados de las desviaciones, causas, consecuencias y protecciones obtenidas para cada nodo.

Tabla I. 43 Desglose por Nodo

NODO		Número de casos por Nodo				RECOMEN ADACION ES
		DESVIA CIONES	CAUSAS	CONSECUEN CIAS	PROTECCIO NES	
1.1	1,1 MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12", TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).	3	6	6	9	25
1.2	1,2 PUNTO ÚNICO DE AMARRE	1	2	2	4	17
1.3	1,3 MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).	3	7	7	12	47
1.4	2,1 TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.	3	6	6	27	72
1.5	2,2 TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	3	4	4	36	60
1.6	2,3 TANQUES COMBUSTIBLES	4	8	8	47	90
1.7	3,1 TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS	3	6	6	27	51
1.8	3,2 ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES	5	10	10	45	115
8		25	49	49	207	477

En la siguiente tabla se desglosan los resultados de las causas, consecuencias, protecciones y recomendaciones obtenidas para cada nodo.

Tabla I. 44 Desglose por Desviación

Nodo	Desviaciones	Número de casos por desviación			Recomendaciones
		Causas	Consecuencias	Protecciones	
1,1 MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).	No flujo	4	4	3	13
	Menos presión	1	1	3	6
	Mayor presión	1	1	3	6
1,2 Punto Único de Amarre	Baja presión	2	2	4	17
1,3 MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).	Baja presión	4	4	5	16
	Mayor presión	2	2	5	16
	No flujo	1	1	2	15
2,1 TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE	Menor presión	4	4	9	24
	Mayor presión	1	1	9	24
	Menor flujo	1	1	9	24

Nodo	Desviaciones	Número de casos por desviación			Recomendaciones
		Causas	Consecuencias	Protecciones	
CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.					
2,2 TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	Menor Presión	2	2	13	20
	Mayor presión	1	1	10	20
	Menor flujo	1	1	13	20
2,3 TANQUES COMBUSTIBLES	Mayor Presión	5	5	18	27
	Mayor flujo	1	1	10	21
	Menor flujo	1	1	9	21
	No flujo	1	1	10	21
3,1 TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS	Mayor presión	3	3	9	17
	Menor presión	2	2	9	17
	Menor flujo	1	1	9	17
3,2 ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES	Menor presión	3	3	9	23
	Mayor presión	2	2	9	23
	Menor flujo	2	2	9	23
	Mas temperatura	1	1	9	23
	Menor flujo	2	2	9	23

Tabla I. 45 Resumen

Número de casos por Concepto	
Nodos:	8
Desviaciones:	25
Causas:	49
Consecuencias	49
Protecciones:	207
Recomendaciones:	477

Para poder cuantificar cada parte del sistema y obtener como conclusión, su jerarquización, no se han considerado las medidas de seguridad que tendrá cada parte del sistema; ya que, para minimizar los riesgos, en la parte correspondiente a medidas de seguridad, se indican todas aquéllas que se han considerado dentro del proyecto y las que se tendrían que implementar para conseguir una instalación y operación segura, se pueden ver con más detalle el HAZOP en el Anexo 6.

Tabla I. 46 Jerarquización de riesgos

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
CARGA Y DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	MANGUERA FLOTANTE DE 12"	1,1	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).	1. No flujo	Ruptura total de manguera flotante marina de 12" por impacto con embarcaciones pequeñas. Derrame de gasolina o diesel por el diámetro total de la manguera flotante marina equivalente a 12" , por un periodo de 15 min.	6	3	7	126	III
					Ruptura parcial de la manguera flotante marina por falta de mantenimiento. Fuga accidental de gasolina o diesel por un orificio equivalente a 1/4" de diámetro durante un periodo promedio de 30 min.	3	3	7	63	II
					Mal acoplamiento de la manguera flotante a la monoboya, por un error humano o el uso de equipo	6	3	7	126	III

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					inadecuado. Derrame de gasolina o diesel por un orificio de equivalente a 12" de diámetro, por desconexión total de la manguera flotante a la monoboya, por un periodo de 30 min.					
					Por extraer las bridas ciegas de las mangueras y el manifold de carga, sin asegurarse que las líneas no contengan hidrocarburo a presión. Derrame de gasolina o diesel por el diámetro total de la manguera flotante marina , por un periodo de 15 min.	6	3	3	54	II
				2. Menos presión	Por la presencia de orificios en la manguera flotante marina, por falta de mantenimiento. Fuga o escurrimiento de gasolina o diesel por un orificio de equivalente a	3.0	3.0	7.0	63	II

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					1/4" de diámetro, por la ruptura total de la manguera, por un periodo de 30 min.					
				3. Mayor presión	Por el uso de mangueras de menor diámetro al establecido que es de 12". Derrame de gasolina o diesel por un orificio de equivalente a 12" de diámetro, por un periodo de 30 min, por desconexión de la manguera por sobre esfuerzo.	3.0	1.0	7.0	21	I
DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	MONOBOYA	1,2	Punto Único de Amarre	1. Baja presión	Falla mecánica de la monoboya. Fuga accidental de gasolina o diesel por daño en los empaques de partes bridadas de la monoboya, por un periodo promedio de 30 min.	10	1	1	10	I
					Hundimiento de la monoboya por cambios climatológicos. Derrame accidental de gasolina o diesel por un orificio	6	1	7	42	II

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					equivalente a 12" de diámetro, por impacto de embarcaciones pequeñas, durante un periodo promedio de 30 minutos.					
DESCARGA DE GASOLNAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12"	1,3	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).	Baja presión	Daño estructural de alguna de las partes bridadas de conexión del ducto marino o de la manguera flotante marina por falta de mantenimiento. Fuga o escurrimiento de gasolina o diesel por un orificio o apertura en la parte bridada equivalente a 1/4" de diámetro por un periodo de 30 min.	6	3	7	126	III
					Daño estructural del ducto marino de 18" de diametro por corrosión o por desgaste interno del mismo. Fuga o escurrimiento de gasolina o diesel por un orificio equivalente a 1/4" de diametro	6	1	40	240	IV

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					por un periodo de 30 min.					
					Daño físico del cople de unión de la manguera flotante marina flotante de 12" por falta de mantenimiento. Derrame accidental de gasolina o diesel por la una ruptura total de la manguera flotante de 12" de diámetro, por un periodo de 10 min.	3	1	40	120	III
					Ruptura parcial de manguera o perforación del ducto marino de 18" por impacto con monoboyas fuera de operación observadas sobre el lecho marino. Derrame de gasolina o diesel por el diametro total de la manguera flotante marina	3	1	7	21	III

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					equivalente a 12" , por un periodo de 15 min.					
				Mayor presión	Por error humano, al no abrirse la válvula del PLEM previo a la apertura de las válvulas de la monoboya y del encendido de las bomba. Derrame de gasolina o diesel por la desconexión total o parcial de la manguera flotante mariana o de la ruptura de un cople de unión por el total del diámetro de la manguera equivalente a 12" por un periodo de 15 min.	6	1	7	42	IV
					Por aumento en la presión de descarga de buque a la programada en la recepción en lo tanques de almacenamiento. Derrame de	3	1	10	30	III

E.Á. , u>u.Á h aM@Nf.Á °.Á EM@ eMèeMóM °ã! °ãM @Mg !@ !èa
è"èè! f.Á èèu , Mè.Á EM@! @gã! uè h

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					gasolina o diesel por la desconexión total o parcial de la manguera flotante mariana o de la ruptura de un cople de unión por el total del diámetro de la manguera equivalente a 12" por un periodo de 15 min.					III
	VÁLVULAS DE COMPUERTA O HIDRÁULICAS.			No flujo	Por falla o atascamiento de alguna de las válvulas que detienen el flujo. Derrame accidental de gasolina o diesel por una ruptura total de la manguera flotante de 12" de diámetro (orificio equivalente al 100% del diámetro de la tubería), debido a la sobre presión.	3.00	1.00	10.00	30	

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	DUCTO TERRESTRE	2,1	TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.	Menor presión	Ruptura total del ducto terrestre de 18" por impacto o golpe por maquinaria pesada en obras de ampliación o modificación de la instalación. Derrame de gasolina o diesel por un orificio de 18 " de diámetro por un periodo de 15 min, en lo que se cierra las válvulas automáticas.	6	1	10	60	II
					Daño estructural del ducto terrestre de 18" por la presencia de corrosión o disminución de espesor por desgaste interno. Derrame de gasolina o diesel por un orificio de 2 " de diámetro por un periodo de 5 min en lo que se cierra las válvulas automáticas.	10	1	7	70	III

Sistema	Intención de diseño:	Nodo	DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
				Daño estructural de las partes bridadas de las tuberías de los patines de medición. Fuga de gasolina o diesel por lagrimeo en las partes bridadas de las tuberías.	10	3	1	30	II
				Golpe de ariete por variación drástica de presión en la descarga de la gasolina o diesel. Fuga de gasolina o diesel por daño en las válvulas de compuertas.	6	1	7	42	II
			Mayor presión	Apertura parcial de la válvula automática por atascamiento o falta de mantenimiento. Fuga de gasolina o de diesel por 18" de diámetro por un periodo de 5 min en lo que se cierra las válvulas automáticas.	6	1	10	60	II

EÁ ,u>u@Á h aM@NfÁ ° Á EM@ eMèèMóM°ã! ° aM @Mg!@ ! èa
è"èè! fÁ èèu , MèÁ EM@! @gã!uè h

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
				Menor flujo	Apertura parcial de la válvula automática por atascamiento o falta de mantenimiento. Fuga de gasolina o de diesel por 18" de diámetro por un periodo de 5 min en lo que se cierra las valvulas de compuerta ubicadas en el PLEM.	6	1	40	240	II
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	DUTCTO TERRESTRE Y VÁLVULAS AUTOMÁTICAS.	2,2	TUBERÍA TERRESTRE DE 18" QUE CONECTA AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	Menor Presión	Daño estructural de las partes bridades del ducto terrestre de 18" de diametro por falta de mantimientio Fuga de gasolina o diesel por una superficie no mayor a 1/4" en un periodo de 15 min	6	1	10	60	IV
					Daño estructural del ducto terrestre de 18" por presencia de corrosión o por perdida de espesor por uso. Derrame de gasolina o diesel por un orificio de	6	3	7	126	III

E.Á. , u>u@u.Á h.ãM@Nf.Á °.Á EM@ ëMèëMóM°ã! °ãM @Mg !@ ! ëã
è" èë! f.Á èëu, Më.Á EM@! @gã!uè h

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					1/4" de diametro por un periodo de 15 min					
				Mayor presión	Atascamiento de válvulas autoaticas o daño fisico de las válvulas por falta de mantenimiento. Fuga de gasolina o de diesel por 1/4 " de diámetro por un periodo de 5 min en lo que se cierra las válvulas automáticas.	6	3	7	126	III
				Menor flujo	Apertura parcial de la válvula automática por atascamiento o falta de mantenimeinto. Fuga de gasolina o de diesel por 18" de diámetro por un periodo de 5 min en lo que se cierra las valvulas de compuerta	6	1	40	240	IV

Sistema	Intención de diseño:	Nodo	DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)	VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y SISTEMA DE VENTEO	2,3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES	Mayor Presión	3	0.1	100	30	II
					0.1	1	40	4	I
					3	0.1	100	30	II
					3	1	40	120	III

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					de gasolina o diesel al sistema de contención.					
	Falla del sistema de venteo por falta de mantenimeinto. Daño estructural del tanque y por lo tanto derrame de gasolina o diesel al sistema de contención.				3	1	40	120	III	
	MEDIDOR DE NIVEL			Mayor flujo	Falla de funcionamiento en indicador de nivel del tanque. Derrame de gasolina o diesel al sistema de contención.	3	1	40	120	III
	OPERABILIDAD DE BOMBA CENTRÍFUGA			Menor flujo	Cierre parcial de válvula automatica por atascamiento o por la falta de mantenimiento.	6	1	7	42	I
				No flujo	Desabasto de diesel por terceros.	3	0.1	7	2	I

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
CARGA Y DECARGA DE AUTOTANQUES	VÁLVULAS E INSTRUMENTACIÓN.	3,1	TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS	Mayor presión	Cierre parcial de válvula compuerta por error humano. Derrame de diesel o gasolina en partes bridadas del sistema de medición.	6	3	7	126	III
					Cierre parcial de la válvula por atascamiento o por daño físico por falta de mantenimiento. Derrame de diesel o gasolina en partes bridadas del sistema de medición.	6	1	10	60	II
					Golpe de ariete por cambios drásticos de presión. Fugas de gasolina o diesel por daño físico de las válvulas.	3	1	7	21	I
				Menor presión	Daño físico de la tubería de 10" por presencia de corrosión o por desgaste de espesores. Fugas de gasolina o diesel por un posible orificio de no mas de 1/4" de diámetro por un	6	3	7	126	III

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					periodo no mayor a 30 min.					
					Daño físico de partes bridadas de la tubería de 10" por la falta de mantenimiento. Fugas de gasolina o diesel por un posible orificio de no mas de 1/4" de diámetro por un periodo no mayor a 15 min.	6	1	40	240	IV
				Menor flujo	Falta de mantenimiento de partes bridadas, accesorios y empaques. Fuga de gasolina o diesel en partes bridadas del sistema de medición.	6.00	3.00	3.00	54	II
					Daño estructural de la tubería por la presencia de corrosión o por disminución de espesores por desgaste. Derrame por ruptura tubería a	6	3	10	180	III

E Å , u>u Å h aM@Nf Å ° Å EM@ ëMèëMÓM° a! ° aM @Mg ! @ ! ëä
è " ëë ! f Å èëu , Më Å EM @ ! @gã ! uè h

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					causa de desgaste o bajo espesor sobre piso					
					Cierre parcial de válvula compuerta por error humano. Derrame de diesel o gasolina en partes bridadas del sistema de medición.	10	1	7	70	III
					Cierre parcial de la válvula por atascamiento o por daño físico por falta de mantenimiento. Derrame de diesel o gasolina en partes bridadas del sistema de medición.	6	1	7	42	II
			ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES	Menor presión	Daño físico de las partes bridadas de las llenaderas Fuga de gasolina o diesel por una superficie no mayor a 1/4" de diametro por un periodo de 15 min.	6	1	7	42	II

Sistema	Intención de diseño:	Nodo	DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
				Conexión incorrecta en el proceso de carga y descarga de auto-tanques Derrame de gasolina o diesel por la totalidad del diámetro de la tubería por un periodo no mayor a 15 min.	6	1	40	240	IV
				Falla en la bomba por falta de mantenimiento.	0.1	0.1	0.5	0	I
				Cierre parcial de válvula por atascamiento o por falta de mantenimiento. Fuga de gasolina o de diesel por daño en partes bridadas del ducto de 10" de diámetro por un periodo de 5 min.	6	1	7	42	V
				Cierre parcial de válvula por error humano. Fuga de gasolina o de diesel por daño en partes	6	6	10	360	V
CARGA Y DECARGA DE AUTOTANQUES	VÁLVULAS, BRIDAS E INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.	3,2	Mayor presión						

EÁ , u>u@Á h aM@NfÁ ° Á EM@ èMèèMóm °a! °aM @Mg!@ ! èa
è" èè! fÁ èèu , MèÁ EM@! @gâ!uè h

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos		
					bridadas del ducto de 10" de diámetro por un periodo de 5 min.							
				Menor flujo	Cierre parcial de valvula por atascamiento o por falta de mantenimiento. Lagrimeo o escurrimiento de diesel o gasolina en la válvula unidireccional.	6	10	1	60	II		
					Fallas en la bomba de suministro por falta de mantenimeinto Afectación a suelo y subsuelo o en su caso a cuerpos receptores.	6	10	1	60	II		
	RECUPERADORES DE VAPOR			Mas tempratura	Incremento en la temperatura del medio ambiente. Aumento en la generación de vapores de gasolinas	3	1	7	21	II		
				Menor flujo	Cierre parcial de valvula por atascamiento o por falta de mantenieinto. Lagrimeo o escurrimiento de	6	1	7	42	II		

Sistema	Intención de diseño:	Nodo		DESVIACIONES		Probabilidad	Frecuencia de la exposición	Consecuencia	Magnitud de riesgo	Jerarquización de riesgos
					diesel o gasolina en la válvula unidireccional.					
					Fallas en la bomba de suministro por falta de mantenimiento Afectación a suelo y subsuelo o en su caso a cuerpos receptores.	3	1	10	30	II

Una vez identificados y jerarquizados estos riesgos, se simulan en forma matemática por medio del software ARCHIE (**Automated Resource for Chemical Hazard Incident Evaluation**), versión 1.0 de Microsoft Corp. 1982-1986; este Software ha sido aceptado por OSHA y USEPA, los cuales se desglosan en el siguiente apartado.

EÄ ,u>uÄ h aM@NfÄ °Ä EM@ èMèèMóM °a! °aM @Mg !@ !èa
è "èè ! fÄ èèu ,MèÄ EM @! @gä!uè h

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

Contenido

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES	i
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES	1
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO	54
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL	58

Índice de Figuras

Figura II 1 Rack de tuberías a utilizar.	6
Figura II 2 Radios de Afectación por Explosividad del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.	14
Figura II 3 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA	15
Figura II 4 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA	16
Figura II 5 Radios de Afectación por Nube Tóxica del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A	

UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA..... 17

Figura II 6 Radios de Afectación por Explosividad del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA..... 18

Figura II 7 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA..... 19

Figura II 8 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA..... 20

Figura II 9 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA..... 21

Figura II 10 Radios de Afectación por Explosividad del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO. 22

Figura II 11 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE

A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	23
Figura II 12 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	24
Figura II 13 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M ³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	25
Figura II 14 Radios de Afectación por Explosividad del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	26
Figura II 15 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M ³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	27
Figura II 16 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M ³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	28
Figura II 17 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4"	

DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.	29
Figura II 18 Resumen de localización de los casos simulados.	31
Figura II 19 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 1.	36
Figura II 20 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 1 (Video: "Gasolina Regular Caso 1 Dispersed oil Malla de detalle.mp4").	37
Figura II 21 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 1 (Video: "Gasolina Regular Caso 1 Dispersed oil Malla general.mp4").	38
Figura II 22 Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 1.	38
Figura II 23 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 1 (Video: "Gasolina Regular Caso 1 Floating oil Malla de detalle.mp4").	39
Figura II 24 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 2.	40
Figura II 25 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 2 (Video: "Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla de detalle.mp4").	40
Figura II 26 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 2 (Video: "Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla general.mp4").	41
Figura II 27. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla extensa para el caso 2 (Video: "Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla extensa.mp4").	42
Figura II 28 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 2 (Video: "Gasolina Regular Caso 2 Floating oil Malla de detalle.mp4").	43
Figura II 29 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 2 (Video: "Gasolina Regular Caso 2 Floating oil Malla general.mp4").	44
Figura II 30 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 3.	45
Figura II 31 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 3 (Video: "Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla de detalle.mp4").	45
Figura II 32 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 3 (Video: "Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla general.mp4").	46
Figura II 33 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla extensa para el caso 3 (Video: "Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla extensa.mp4").	47
Figura II 34 Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 3.	47
Figura II 35 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 3 (Video: "Gasolina Regular Caso 3 Floating oil Malla de detalle.mp4").	48

Figura II 36 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 3 (Video: "Gasolina Regular Caso 3 Floating oil Malla general.mp4").	49
Figura II 37. Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 4.	50
Figura II 38. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 4 (Video: "Gasolina Regular Caso 4 Dispersed oil Malla de detalle.mp4").	50
Figura II 39. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 4 (Video: "Gasolina Regular Caso 4 Dispersed oil Malla general.mp4").	51
Figura II 40. Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 4.	51
Figura II 41. Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 4 (Video: "Gasolina Regular Caso 4 Floating oil Malla de detalle.mp4").	52
Figura II 42. Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 4 (Video: "Gasolina Regular Caso 4 Floating oil Malla general.mp4").	53

Índice de Tablas

Tabla II 1 Casos a modelar ducto de Interconexión de 10" Gasolina de 470 m.	1
Tabla II 2 Casos a modelar ducto de Interconexión de 10" Diésel de 470 m.	1
Tabla II 3 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 5,000 barriles de capacidad para Gasolina	2
Tabla II 4 Casos a modelar en tanque de día Atmosférico Cilíndrico Vertical de 10,000 barriles de capacidad para Diésel.	2
Tabla II 5 Sellos de las bombas de llenaderas gasolina	2
Tabla II 6 Válvulas por ruptura de empaques por alta presión en la descarga Gasolina.	3
Tabla II 7 Criterios de zonas de seguridad del Ducto de Interconexión.	4
Tabla II 8 Características de Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos	4
Tabla II 9 Características tanques de día.	4
Tabla II 10 Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas	5
Tabla II 11 Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular	6
Tabla II 12 Características bombas de almacenamiento de gasolina premium	7
Tabla II 13 Características bombas de almacenamiento Diésel	7
Tabla II 14 Casos a modelar Ducto de Interconexión de 10" Gasolina.	8
Tabla II 15 Casos a modelar Ducto de Interconexión de 10" Diesel.	9
Tabla II 16 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 5,000 barriles de capacidad para Gasolina	10
Tabla II 17 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 10,000 barriles de capacidad para Diesel	10
Tabla II 18 Casos a modelar en sellos de las bombas de llenaderas/descargaderas gasolina	11
Tabla II 19 Casos a modelar en sellos de las bombas de llenaderas/descargaderas diesel	11
Tabla II 20 Descripción de las condiciones de los casos modelados (Delft3D-Flow).	30
Tabla II 21 Casos a modelar.	54
Tabla II 22 Cuadro general de áreas.	56

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

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN PARA EL SISTEMA ONSHORE.

La siguiente etapa del análisis de riesgo ambiental es determinar cuáles serían las consecuencias de los posibles eventos no deseados, para ello se utilizó un programa electrónico de simulación a manera de poder cuantificar sus efectos.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, se simularon los casos de mayor magnitud por medio del software ARCHIE (**Automated Resource for Chemical Hazard Incident Evaluation**), versión 1.0 de Microsoft Corp. 1982-1986; este Software ha sido aceptado por OSHA y USEPA. Los eventos a modelar se indican a continuación (Tabla II.1 a la Tabla II.6).

Tabla II 1 Casos a modelar ducto de Interconexión de 10" Gasolina de 470 m.

Caso			GASOLINA	TIEMPO
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA				
1	1/4"	Poros de corrosión	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 min
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
3	6"	Golpe con maquinaria pesada	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 MIN

Tabla II 2 Casos a modelar ducto de Interconexión de 10" Diésel de 470 m.

Caso			DIESEL	TIEMPO
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", UBICADO A 500 M DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE LA PLANTA DE BOMBEO MAS CERCANA.				
1	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	3 Kg/cm2 (42.66 PSI)	30 MIN
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DEL DUCTO DE 10", UBICADO A 500 M DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
3	6"	Golpe con maquinaria pesada	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 MIN

Tabla II 3 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 5,000 barriles de capacidad para Gasolina

Caso			GASOLINA	TIEMPO
CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.				
1	3"	SOLDADURA DEFECTUOSA	PATM	60 MIN
CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.				
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	PATM	60 MIN

Tabla II 4 Casos a modelar en tanque de día Atmosférico Cilíndrico Vertical de 10,000 barriles de capacidad para Diésel

Caso			DIESEL	TIEMPO
CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 10,000 BARRILES DE CAPACIDAD (1,600 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.				
1	3"	SOLDADURA DEFECTUOSA	PATM	60 MIN
CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE RELEVO (TRANSMIX), DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 10,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.				
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	PATM	60 MIN

Tabla II 5 Sellos de las bombas de llenaderas gasolina

Caso			GASOLINA	TIEMPO
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 2" DE DIAMETRO EN SELLOS DE LAS BOMBAS DE LLENADERAS, DEBIDO A ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
1	2"	ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA	15 PSI (1.05 Kg/cm2),	10 MIN
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 1" DE DIAMETRO EN VÁLVULAS DEL ÁREA DE LLENADERAS, DEBIDO A LA RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	15 PSI (1.05 Kg/cm2),	10 MIN

Tabla II 6 Válvulas por ruptura de empaques por alta presión en la descarga Gasolina.

Caso			GASOLINA	TIEMPO
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 2" DE DIAMETRO EN SELLOS DE LAS BOMBAS DE LLENADERAS, DEBIDO A ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
1	3"	ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA	15 PSI (1.05 Kg/cm ²)	10 MIN
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 1" DE DIAMETRO EN VÁLVULAS DEL ÁREA DE LLENADERAS, DEBIDO A LA RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.				
2	1/4"	RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE	15 PSI (1.05 Kg/cm ²)	10 MIN

Es importante señalar que las simulaciones que se presentan fueron realizadas observando las condiciones climatológicas y meteorológicas del sitio en estudio, considerando condiciones de estabilidad opuestas bajo los criterios de PASQUILL, así como las propiedades específicas de la sustancia estudiada. La importancia de esta observación radica en el hecho de que, en caso de presentarse alguno de los eventos definidos, no significa que se presentará el comportamiento que se determinó con la simulación, ya que las condiciones pueden ser completamente diferentes y pueden generar situaciones de menor riesgo.

El establecimiento de parámetros de medición juega un papel importante entre los criterios a observar, en la evaluación de riesgo ambiental; mediante los cuales se fijan valores tope que permiten salvaguardar la salud de quienes se encuentran en los alrededores de instalaciones de alto riesgo, así como de sus bienes.

En lo relativo a afectación por riesgo de actividades en las cuales se utilizan sustancias con características explosivas, para la determinación de la zona de alto riesgo se establece como parámetro de afectación las ondas de sobrepresión de 1.0 lb/in², tomando como zona de afectación el área de un círculo con un radio que considera la distancia desde el punto donde se puede formar la nube explosiva y cuyo extremo, representa la distancia a la cual se tiene una onda con valor equivalente a dicha sobrepresión.

Para el establecimiento de la zona de amortiguamiento, se considera como parámetro de afectación 0.5 lb/in², tomando como zona de afectación, el área de un círculo con un

radio que considera la distancia desde donde se encuentra el punto de formación de la nube explosiva y cuyo extremo representa la distancia a la cual se tiene la citada onda de sobrepresión.

Para definir y justificar las zonas de seguridad en torno al proyecto, se aplicaron los criterios establecidos por la propia Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Ambiental Nivel 0, Análisis de Riesgo, expedida por la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Octubre, 2002), los cuales se describen a continuación (Tabla II.7).

Tabla II 7 Criterios de zonas de seguridad del Ducto de Interconexión

	Alto riesgo	Amortiguamiento
Explosividad (sobrepresión)	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²
Toxicidad (Concentración)	IDLH	TLV8
Inflamabilidad (Radiación Térmica)	5.0 kw/m ²	1.4 kw/m ²

Tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento cumplirán en estricto orden con lo indicado en la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017. Debido a que la norma oficial mexicana toma como referencia de diseño y fabricación el documento extranjero API-650 “Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos”, las características de estos tanques se listan a continuación:

Tabla II 8 Características de Tanques Soldados para almacenamiento de productos petrolíferos

Núm.	TAG	Sustancia almacenada	Capacidad (BBIs)	Material	Dimensiones
1	T-2001	Gasolina	260,000	Acero al carbono	60 m D.I. x 17.10 m altura
2	T-2002	Gasolina	260,000	Acero al carbono	60 m D.I. x 17.10 m altura
3	T-2003	Diésel	150,000	Acero al carbono	45.72 m D.I. x 17.10 m altura
4	T-2004	Gasolina premium	75,000	Acero al carbono	36.57 m D.I. x 12.19 m altura

Adicionalmente se contará con dos tanques de día para facilitar la operación durante la carga marina, sus características se describen a continuación.

Tabla II 9 Características tanques de día.

Núm.	TAG	Sustancia almacenada	Capacidad (BBIs)	Material	Dimensiones
5	T-2007	Diésel	10,000	Acero al carbon	12.95 m D.I. x 14.63 m altura
6	T-2008	Gasolina premium	5,000	Acero al carbon	9.65 m D.I. x 12.19 m altura

Área de llenaderas. El área de llenaderas contará con tres bahías las cuales se identificarán como bahía 1, bahía 2 y bahía 3.

Las tres bahías son de carga por el fondo, las bahías 1 y 2 son dobles para realizar la carga simultanea de autotanques tándem (autotanques dobles), la bahía 3 servirá para cargar en el rack delantero y para descarga en el rack trasero.

Las bahías 1 y 2 cuentan con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium y diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM.

La bahía 3 cuenta con flexibilidad para realizar la carga de gasolina regular, gasolina premium o diésel con un flujo máximo de 600 GPM y un flujo normal de 550 GPM en el rack trasero, servirá para cargar y descargar trasmix con flujo un máximo normal de 280 GPM.

La gasolina regular, gasolina premium y diésel almacenada en los tanques T-2001 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2002 (Tanque de almacenamiento de gasolina regular), T-2003 (Tanque de almacenamiento de diésel), T-2004 (Tanque de almacenamiento de gasolina premium), T-2007 (Tanque de almacenamiento de día de diésel) y T-2008 (Tanque de almacenamiento de día de gasolina premium) , se envía por medio de la bomba de carga de gasolina regular P-1001 A/B con un flujo máximo de 602 m³/h; bomba de carga de gasolina premium P-1002 A/B con un flujo máximo de 511.03 m³/h y la bomba de carga de diésel P-1003 A/B con un flujo máximo de 511.03 m³/h.

Las gasolinas y el diésel son enviados al **área de llenaderas a través de líneas de 10" de diámetro**, Las características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas son las siguientes:

Tabla II 10 Características de operación de las líneas de suministro a las llenaderas

Condición de operación	Unidades	Línea gasolina regular (4)	Línea gasolina Premium (5)	Línea diésel (6)
Presión máxima	Kg/cm ² g	4.3	4.7	5.7
Presión Normal	Kg/cm ² g	4.1	4.5	5.3
Flujo máximo	m ³ /h	681.4	511.0	511.0
Flujo normal	m ³ /h	624.6	468.4	468.4

Rack de tuberías. El rack de tuberías recorrerá una distancia de aproximadamente 470 m, y partirá del polígono 1 al polígono 2 de oeste a este, colindante al sur con la barda perimetral que divide los terrenos de CFE y PEMEX.

El rack soportará las siguientes líneas de tubería:

- Tubería de paquete de recuperador de vapor en 3" de diámetro.

- Tubería a paquete Transmix de 6" de diámetro.
- Tubería para diésel de 10" de diámetro.
- Tubería para Agua contraincendios de 10" diámetro.
- Tubería de gasolina regular de 10" de diámetro.
- Tubería de gasolina Premium de 10" de diámetro.

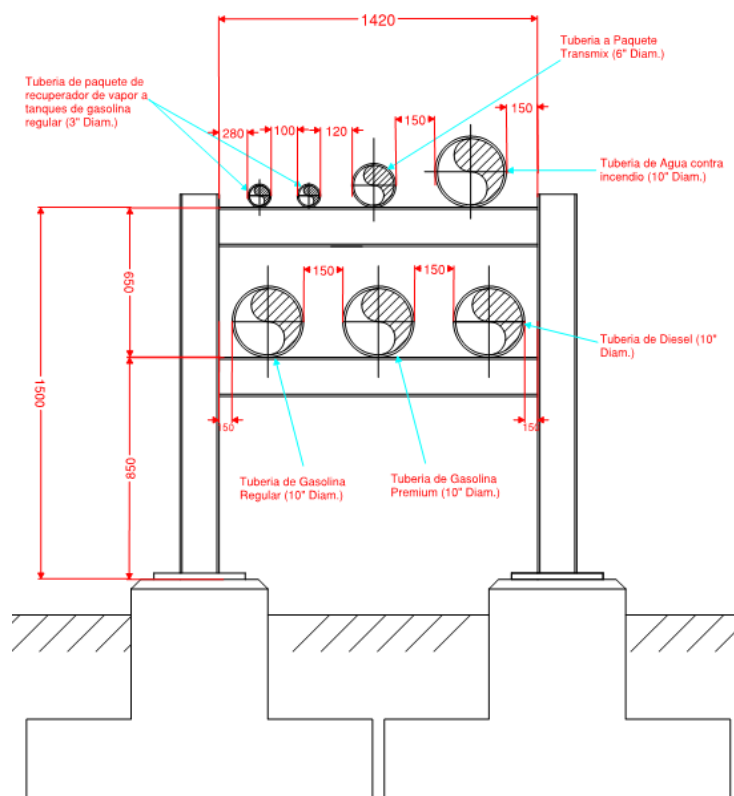


Figura II 1 Rack de tuberías a utilizar.

Bombas de Transferencia de Gasolina Regular (P-1001A/B). Dos bombas (una operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 681.4 m³/h y un flujo normal de 624.6 m³/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla II 11 Características de bomba de Transferencia de Gasolina Regular

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm2g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm2g)	FLUJO MÁXIMO (m3/h)	FLUJO NORMAL (m3/h)
P-1001 A/B	4.3	4.1	681.4	624.6

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 4.

Bombas de almacenamiento de gasolina premium (P-1002 A/B). Dos bombas (un operando y otra de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m³/h y un flujo normal de 468.4 m³/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla II 12 Características bombas de almacenamiento de gasolina premium

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm ² g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm ² g)	FLUJO MÁXIMO (m ³ /h)	FLUJO NORMAL (m ³ /h)
P-1002 A/B	4.7	4.5	511.03	468.4

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0004, ver en Anexo 4.

Bombas de almacenamiento Diésel (P-1003A/B). Dos bombas (un operando y una de repuesto) al 75% de capacidad considerando que un máximo de cinco (5) compartimientos de camión al mismo tiempo se cargarán a un caudal máximo de 600 gpm en cada compartimiento (550 gpm normal y 130 gpm mínimo), lo que significa un flujo máximo de 511.03 m³/h y un flujo normal de 468.40 m³/h. Estas bombas estarán provistas de variadores de frecuencia (VFD), una línea de recirculación cuyo flujo será controlado por el sistema de carga del camión en caso de que no se puedan cargar los cinco (5) compartimientos.

Tabla II 13 Características bombas de almacenamiento Diésel

TAG #	PRESIÓN MAX. (kg/cm ² g)	PRESIÓN NORMAL (kg/cm ² g)	FLUJO MÁXIMO (m ³ /h)	FLUJO NORMAL (m ³ /h)
P-1003 A/B	5.7	5.3	511.03	468.40

Fuente: LOG-MEX-CPR-PFD-0005, ver en Anexo 4.

Es relevante señalar el hecho, de que los eventos modelados a continuación, se refieren a los posibles escenarios con mayores consecuencias pueden tener en la operación del Proyecto RINA en el Sistema Onshore, los cuales se enlistan en la Tabla II.14, a la Tabla II.19.

Tabla II 14 Casos a modelar Ducto de Interconexión de 10” Gasolina.

					DUCTO DE INTERCONEXIÓN DE 10" GASOLINA											
					TOXICIDAD -ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso	GASOLINA		TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)	
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE <u>GASOLINA REGULAR</u> POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE <u>A 1/4" DE DIAMETRO</u> , DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																
1	1/4	Poros de corrosión	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 min	N.A.	32.61 m	N.A.	159.71 m	11.28 m	16.15 m	18.9 m	27.13 m	19.81 m	34.14 m	11.58 m	16.46 m
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", UBICADO CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE LA PLANTA DE BOMBEO MAS CERCANA																
3	6"	Golpe con maquinaria pesada	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 MIN	N.A.	846.12 m	N.A.	9,756.04 m	343.81 m	499.57 m	578.51 m	841.25 m	516.03 m	895.2 m	272.8 m	390.75 m

Tabla II 15 Casos a modelar Ducto de Interconexión de 10” Diesel.

					DUCTO DE INTERCONEXIÓN DE 10” DIESEL											
					TOXICIDAD -ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso	DIESEL	TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN	CONCENTRACIÓN	CONCENTRACIÓN	CONCENTRACIÓN	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)		
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE <u>DIESEL</u> POR UN <u>ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO</u> , DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																
1	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	3 Kg/cm2 (42.66 PSI)	30 MIN	N.A.	23.47 M	N.A.	111.86 m	10.06 m	10.06 m	22.25 m	31.39 m	21.64 m	37.49 m	11.58 m	16.76 m
CASO NO. 3: FUGA ACCIDENTAL DE <u>DIESEL</u> POR UN <u>ORIFICIO DE 6” DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA)</u> , DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DEL DUCTO DE 10”, CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																
3	6"	Golpe con maquinaria pesada	3 Kg/cm2 (42.66 PSI),	30 MIN	N.A.	413.92 m	N.A.	3,477.77 m	82.6 m	117.65 m	453.85 m	694.59m	380.09 m	659.58 m	152.71 m	218.85 m

Tabla II 16 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 5,000 barriles de capacidad para Gasolina

					TANQUE DE DÍA ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 2,000 BARRILES DE CAPACIDAD (318 M3) PARA GASOLINA													
					TOXICIDAD - ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		RADIACION DE LA BOLA DE FUEGO	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso			GASOLINA	TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)
CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO																		
1	3"	SOLDADURA DEFECTUOSA	PATM	60 MIN	N.A.	281.33 m	N.A.	2068.37 m	107.29 m	156.06 m	180.44 m	262.43 m	170.69 m	295.66 m	74.07 m	106.07 m	1024.13 m	1804.72 m
CASO 2. FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.																		
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	PATM	60 MIN	N.A.	22.86 m	N.A.	109.42 m	7.62 m	11.28 m	13.11 m	18.09 m	14.02 m	24.38 m	8.23 m	11.58 m	1024.13 m	1804.72 m

Tabla II 17 Casos a modelar en TANQUE DE DÍA Atmosférico Cilíndrico Vertical de 10,000 barriles de capacidad para Diesel

					TANQUE DE DÍA ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 2,000 BARRILES DE CAPACIDAD (318 M3) PARA DIESEL													
					TOXICIDAD -ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD - ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		RADIACIÓN TÉRMICA	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso	DIESEL	TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)		
CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE <u>DIESEL</u> A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA (TRANSMIX), DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M3), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.																		
1	3"	SOLDADURA DEFECTUOSA	PATM	60 MIN	N.A.	87.17 m	N.A.	483.41 m	17.37 m	24.69 m	81.69 m	118.87 m	31.09 m	53.64 m	33.53 m	47.85 m	1115.87 m	1954.68 m
CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE <u>DIESEL</u> A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA (TRANSMIX), DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M3), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.																		
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	PATM	60 MIN	N.A.	17.07 m	N.A.	80.47	10.06	10.06 m	16.46 m	23.16 m	16.15 m	28.04 m	8.53 m	12.19 m	1115.87 m	1954.68 m

Tabla II 18 Casos a modelar en sellos de las bombas de llenaderas/descargaderas gasolina

					SELLOS DE LAS BOMBAS DE LLENADERAS GASOLINA													
					TOXICIDAD -ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		RADIACION DE LA BOLA DE FUEGO	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUA MIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUA MIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso	GASOLINA	TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)		
CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 2" DE DIAMETRO EN SELLOS DE LAS BOMBAS DE LLENADERAS, DEBIDO A ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																		
1	2"	ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA	15 PSI (1.05 Kg/cm2),	10 MIN	N.A.	210.31 m	N.A.	1419.76 m	78.94 m	114.91 m	132.89 m	193.24 m	127.41 m	220.98 m	69.8 m	100.28 m	128.32 m	262.43 m
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 1" DE DIAMETRO EN VÁLVULAS DEL ÁREA DE LLENADERAS, DEBIDO A LA RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																		
2	1/4"	PORO DE CORROSIÓN	15 PSI (1.05 Kg/cm2),	10 MIN	N.A.	210.31 m	N.A.	1419.76 m	37.49 m	54.56 m	63.09m	91.74 m	62.79 m	109.12 m	35.05 m	50.29 m	128.32 m	282.43 m

Tabla II 19 Casos a modelar en sellos de las bombas de llenaderas/descargaderas diesel

					EN VÁLVULAS DEL ÁREA DE LLENADERAS, DEBIDO A LA RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE DIESEL													
					TOXICIDAD -ESTABILIDAD B		TOXICIDAD -ESTABILIDAD F		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD B		INFLAMABILIDAD -ESTABILIDAD F		EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		RADIACION DE LA BOLA DE FUEGO	
					ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Caso			GASOLINA	TIEMPO	IDLH	TLV (300 ppm)	IDLH	TLV (300 ppm)	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	CONCENTRACIÓN LFL	CONCENTRACIÓN 1/2 LFL	0,070 kg/cm2 (1psig)	0,035 kg/cm2 (0,5 psig)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)	ZONA FATAL (5 kw/m2)	ZONA DE LESIONES (1,4 kw/m2)
CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO																		
1	3"	ALTA PRESIÓN EN LA SUCCION/DESCARGA	15 PSI (1.05 Kg/cm2)	10 MIN	N.A.	99.67 m	N.A.	567.23 m	19.81 m	28.35 m	94.18 m	137.16 m	89.31 m	154.84 m	38.1 m	54.56 m	139.9 m	284.38 m
CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE DIESEL A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 1" DE DIAMETRO EN VÁLVULAS DEL ÁREA DE LLENADERAS, DEBIDO A LA RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.																		
2	1/4"	RUPTURA DE EMPAQUES POR ALTA PRESIÓN EN LA DESCARGA DE COMBUSTIBLE	15 PSI (1.05 Kg/cm2)	10 MIN	N.A.	59.44 m	N.A.	311.51 m	6.1 m	16.76 m	55.47 m	79.55 m	53.65 m	92.66 m	23.17 m	32.92 m	139.9 m	284.38 m

El modelo matemático que se utiliza para obtener resultados de los eventos considerados permite conocer las zonas de riesgo y amortiguamiento. La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) utiliza criterios de protección en la evaluación de riesgos, mismos que se definen a continuación:

Zona de Riesgo: Es la zona de restricción total en la que no se debe permitir ningún tipo de actividad, incluyendo los asentamientos humanos y la agricultura, con excepción de actividades de forestación, el crecimiento de la misma así como el asentamiento de vigilancia.

Zona de Amortiguamiento: Es la zona donde se pueden permitir determinadas actividades productivas que sean compatibles con la finalidad de salvaguardar a la población y al medio ambiente, restringiendo el crecimiento de la población ahí asentada y capacitándola en los Programas de Emergencia que se realicen para tal efecto.

Los resultados se representaron como zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en planos a escala conveniente, donde se identificaron los puntos de interés que se encuentran inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, industrias, gasolineras, carreteras, cauces).

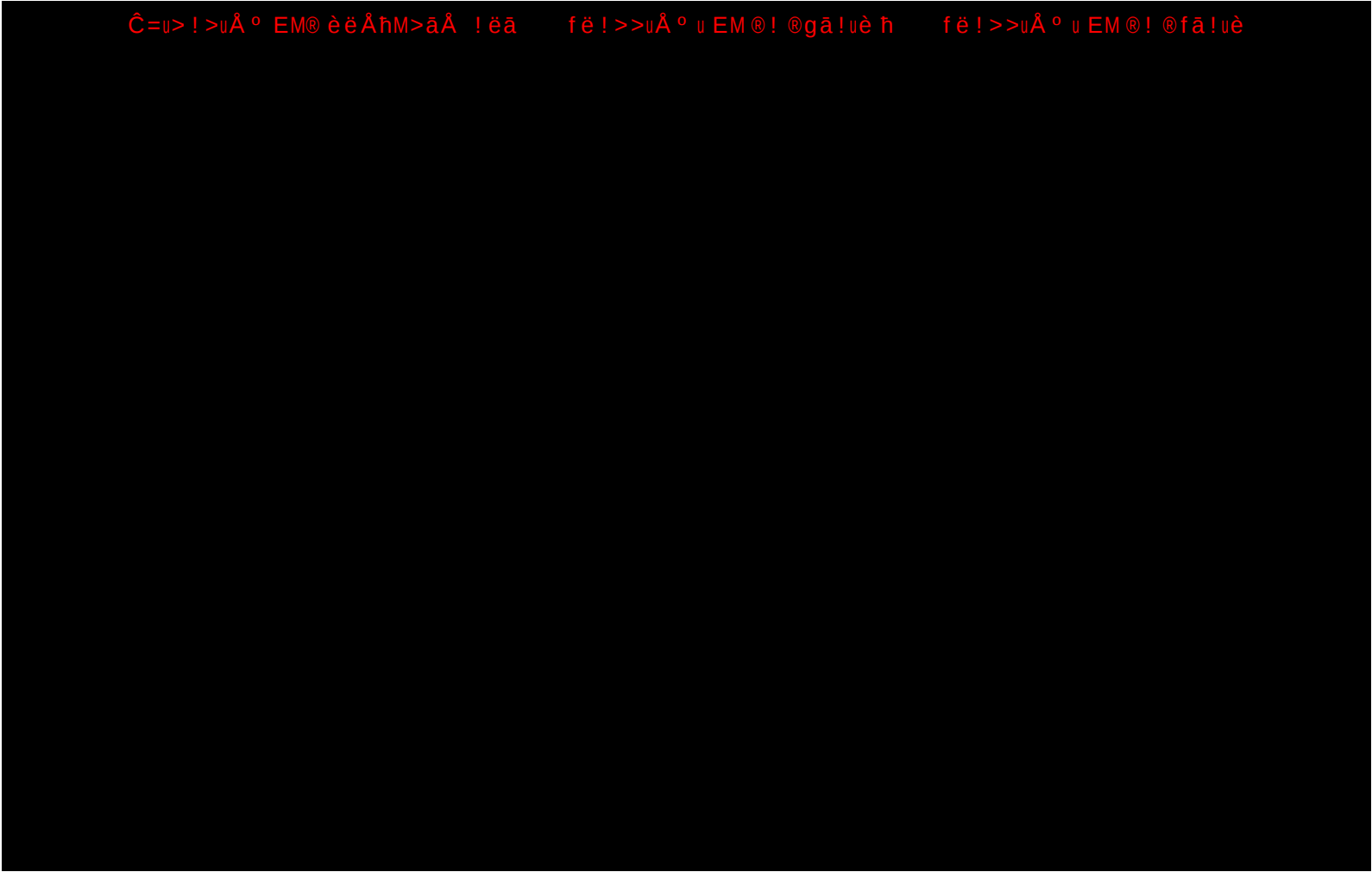
A partir de lo anterior se presentan los radios de afectación resultantes de las modelaciones más representativos por ser las de mayor probabilidad para el Ducto de Interconexión CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA (Figura II.2 a la Figura II.5) y Caso 2 FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA (Figura II.6 a la Figura II.9). los cuales se pueden apreciar con más detalle en el Anexo 7.

Para el área de tanques el CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3" DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M3), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO (Figura II.10 a la Figura II.13) y CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M3), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO (Figura II.14 a la Figura II.17), los cuales se pueden apreciar con más detalle en el Anexo 7.

Figura Il 2 Radios de Afectación por Explosividad del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.

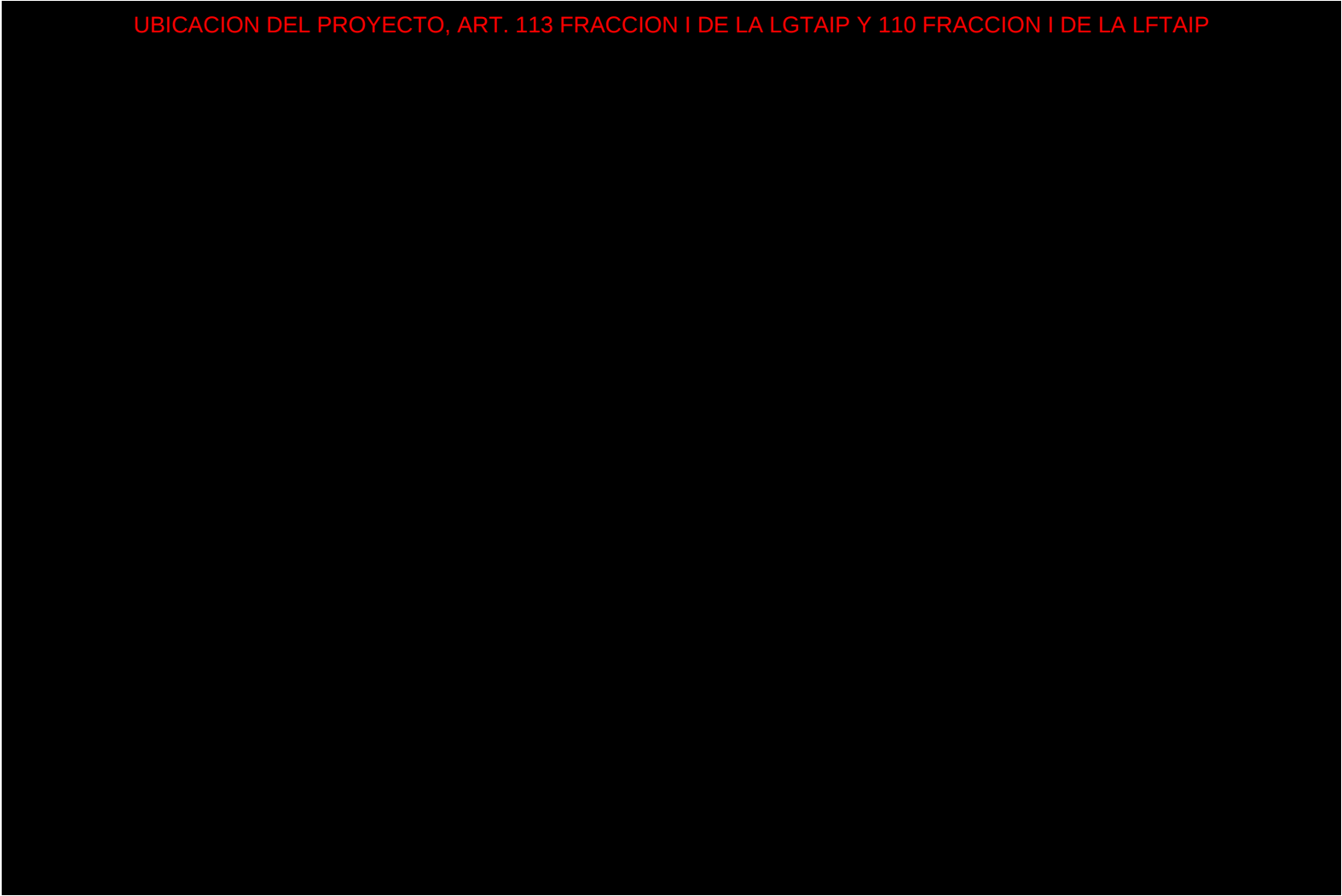


Figura II 3 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA



E Á , > u Á h a M N f Á ° Á E M @ è M è M Ó M ° á ! ° a M @ M g ! @ ! è ā
è " è é ! f Á è è u , M è Á E M @ ! @ g ā ! u è h

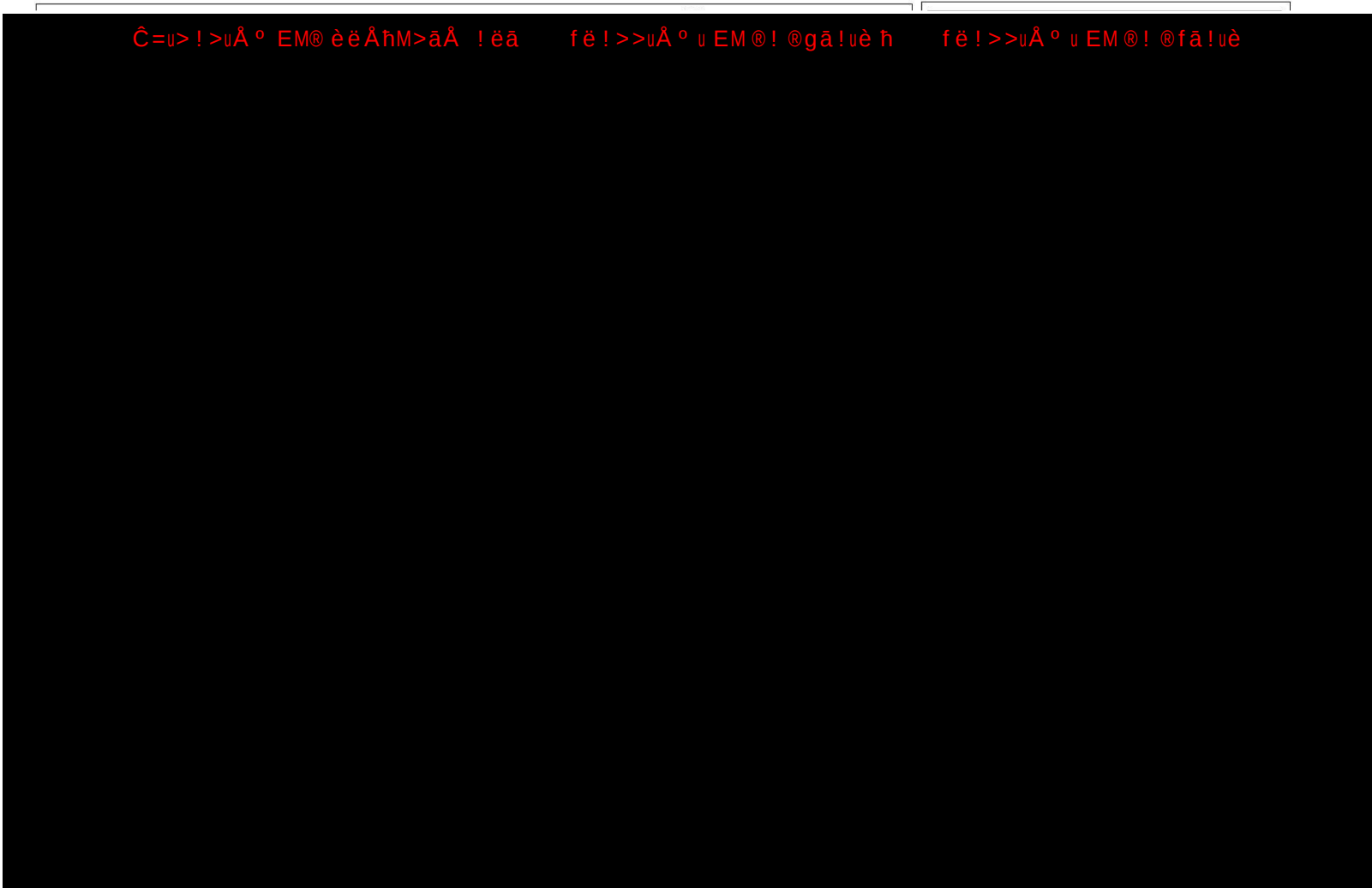
Figura II 4 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA



EÁ , u>u@uÁ h aM@Nf Á ° Á EM@ èMèèMóM °ã ! °aM @Mg ! @ ! èã
è " è è ! f Á è è u , Mè Á EM @ ! @gã ! uè h

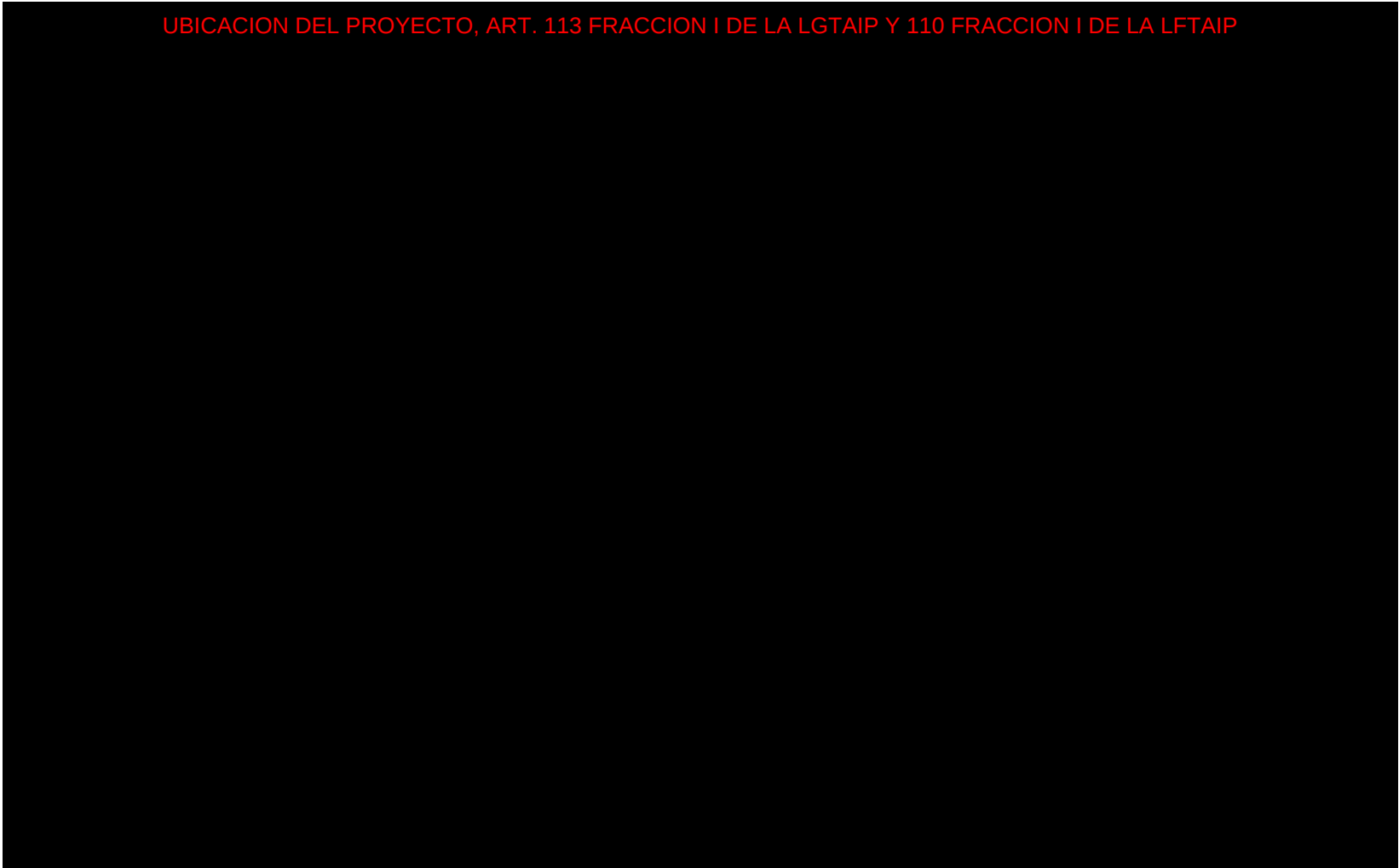
México, D.F. C.P. 01900
0515

Figura II 5 Radios de Afectación por Nube Tóxica del CASO NO. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA



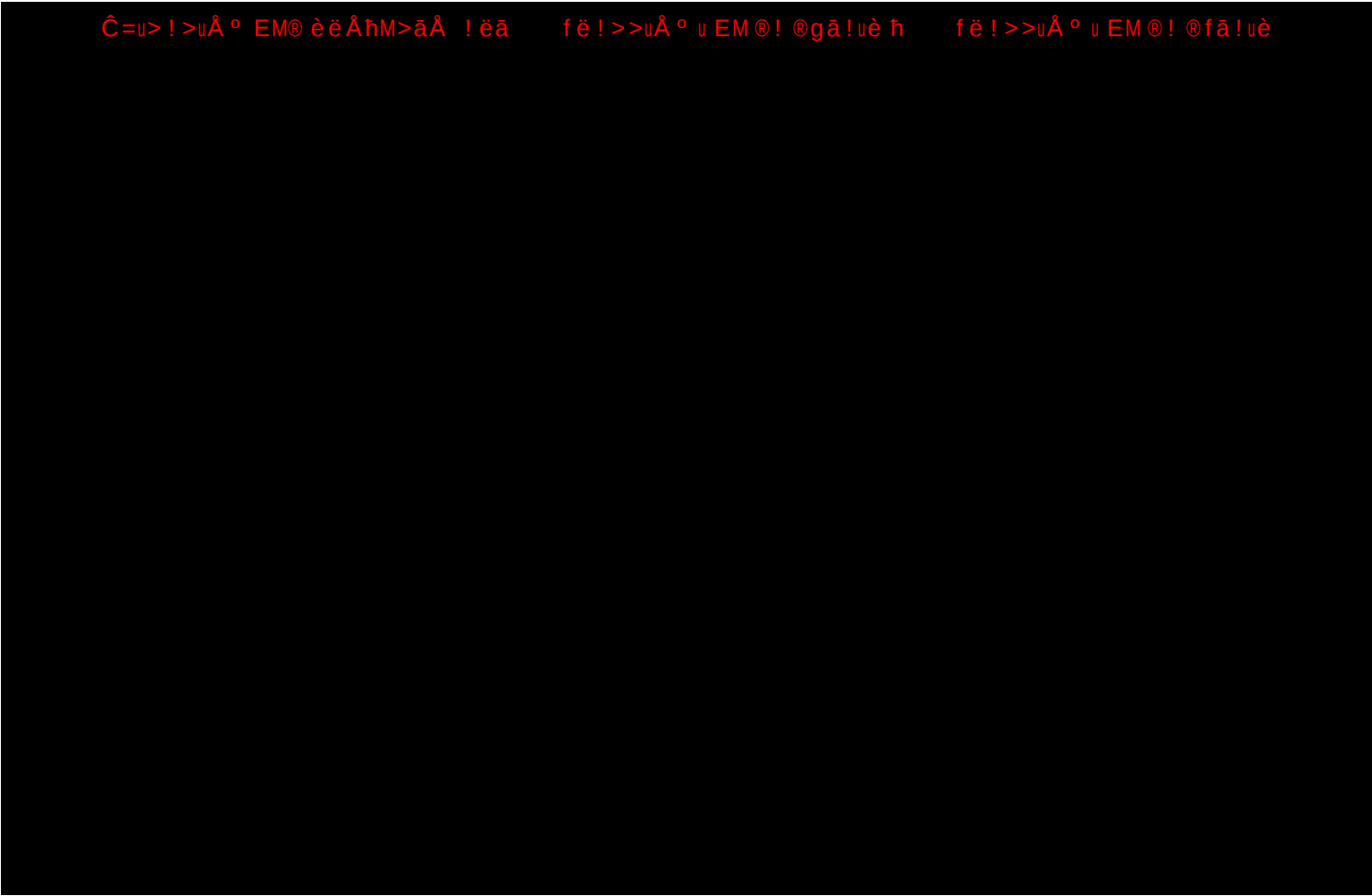
EŮ , Ů>ŮŮŮ ĥ āMŮNfŮ ° ŮŮ EM@ èMèèMóM ° ā! ° aM @Mg !@ !ěā
è"ěě! fŮ èèŮ , MèŮŮ EM@! @gā!Ůè ĥ

Figura Il 6 Radios de Afectación por Explosividad del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6” DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.



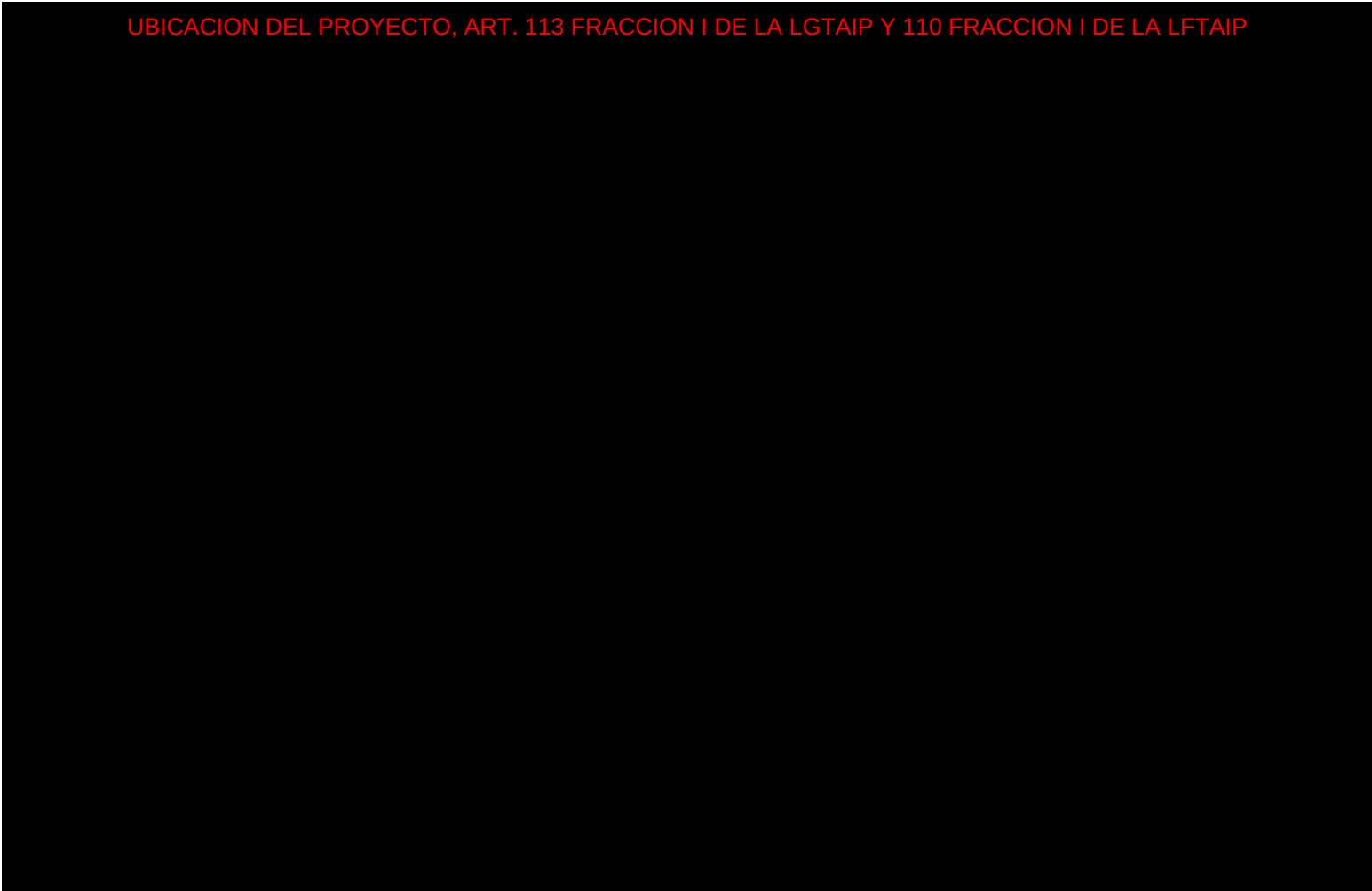
E Å , u>uÅ h aM@Nf Å ° Å EM@ èMèèMÓM °ã ! °ãM @Mg ! @ ! èã
è " èè ! f Å èèu , MèÅ EM @ ! @gã ! uè h

Figura Il 7 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6" DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10", CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.



EÁ , >@uÁ h aM@NfÁ ° Á EM@ èMèëMóm °ã! °ãM@Mg !@ !ëã
è"ëë! fÁ èëu , MëÁ EM@! @gã!uè h

Figura II 8 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6” DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.



E Å , u>uÅ h āM@Nf Å ° Å EM@ ëMèëMóM ° ā! ° āM @Mg !@ ! ëā
è " ëë ! f Å èëu , Më Å EM @! @gā!uè h

Figura II 9 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO NO. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO DE 6” DE DIAMETRO (EQUIVALENTE AL 50% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), DEBIDO A UN GOLPE AL DUCTO POR SUBCONTRATISTAS CON MAQUINARIA PESADA, EN UN PUNTO DEL TRAMO DE DUCTO DE 10”, CERCA DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL ÁREA DE LLENADERAS DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA.

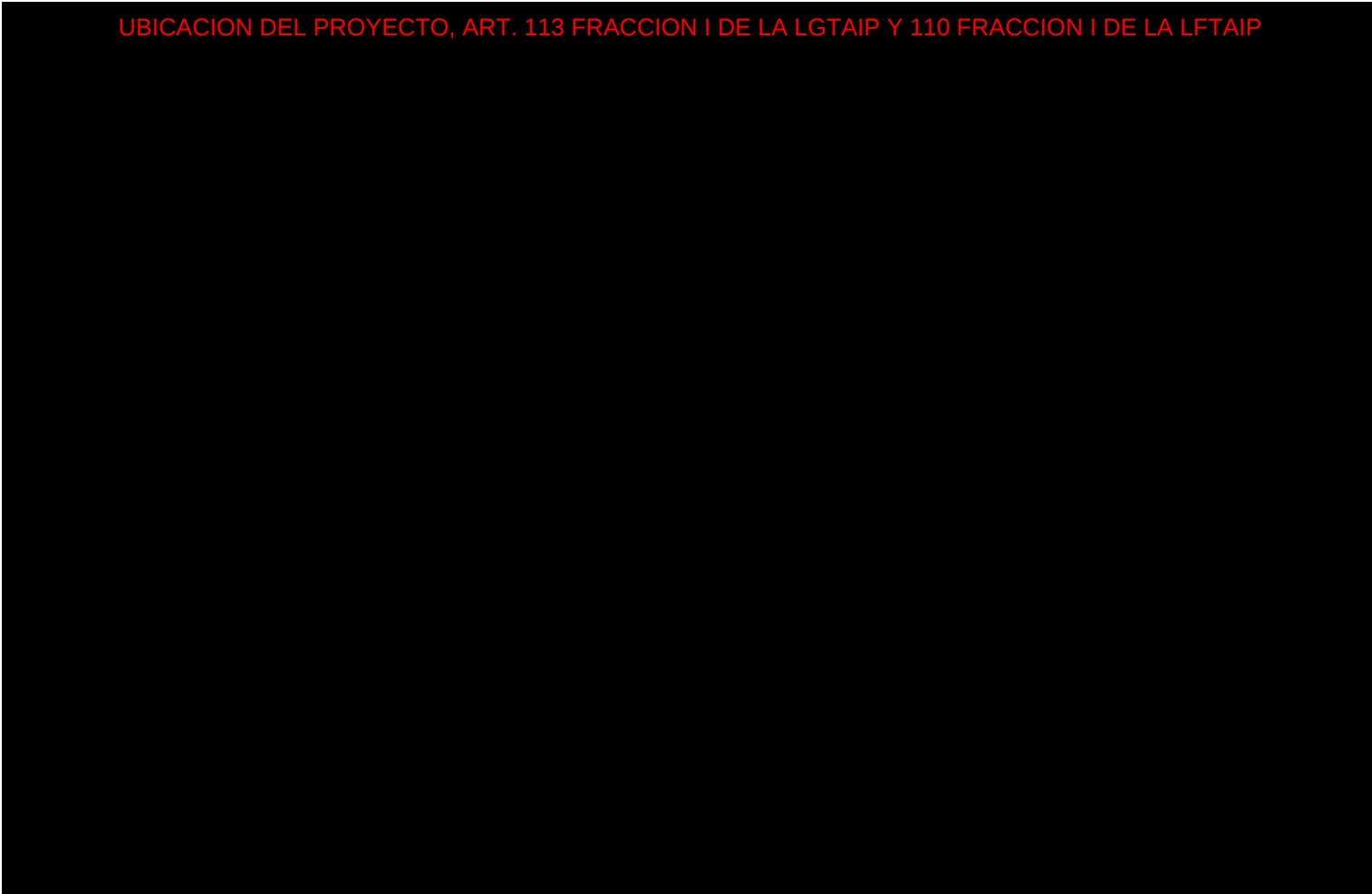


Figura II 10 Radios de Afectación por Explosividad del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.

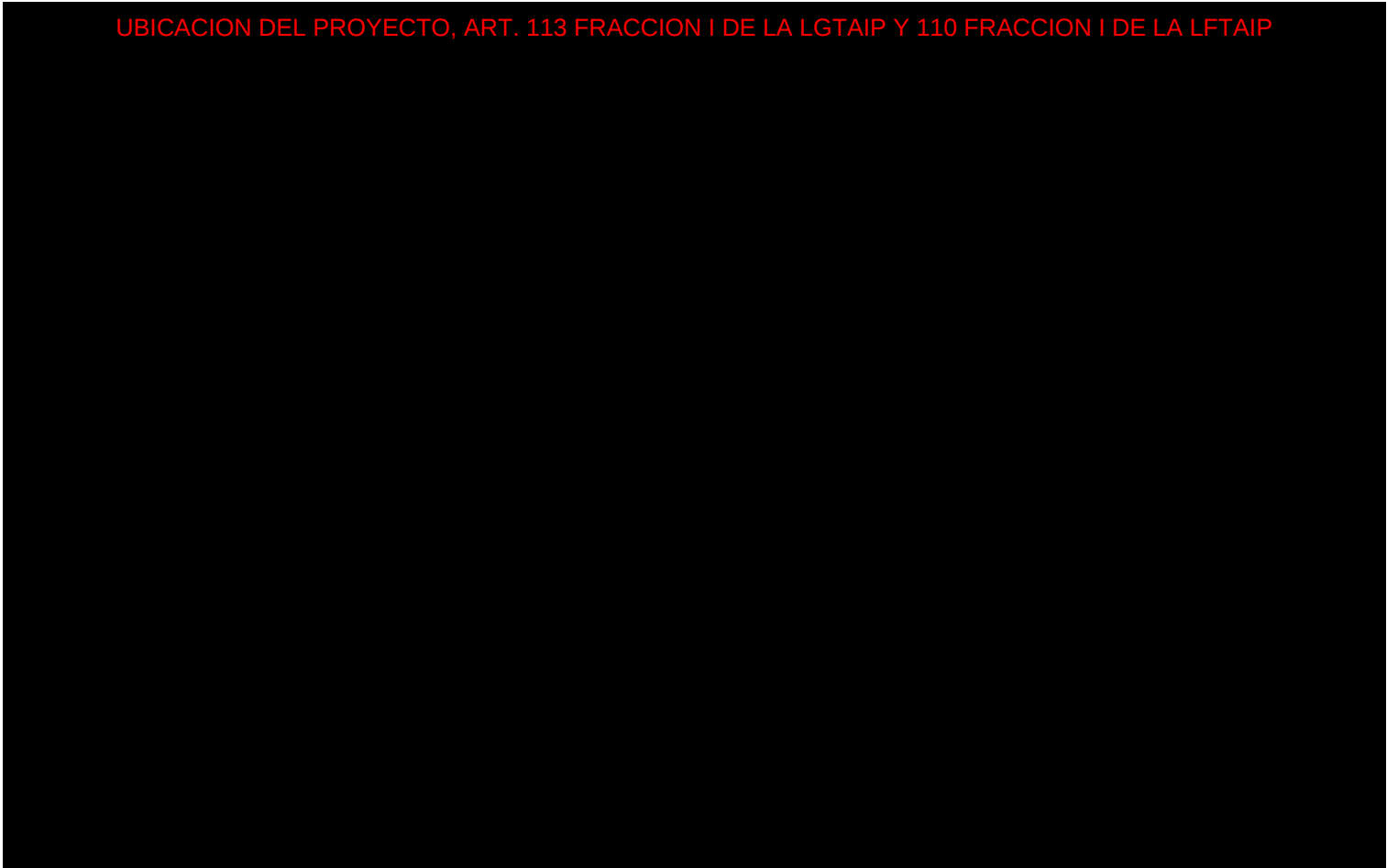


Figura II 11 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.

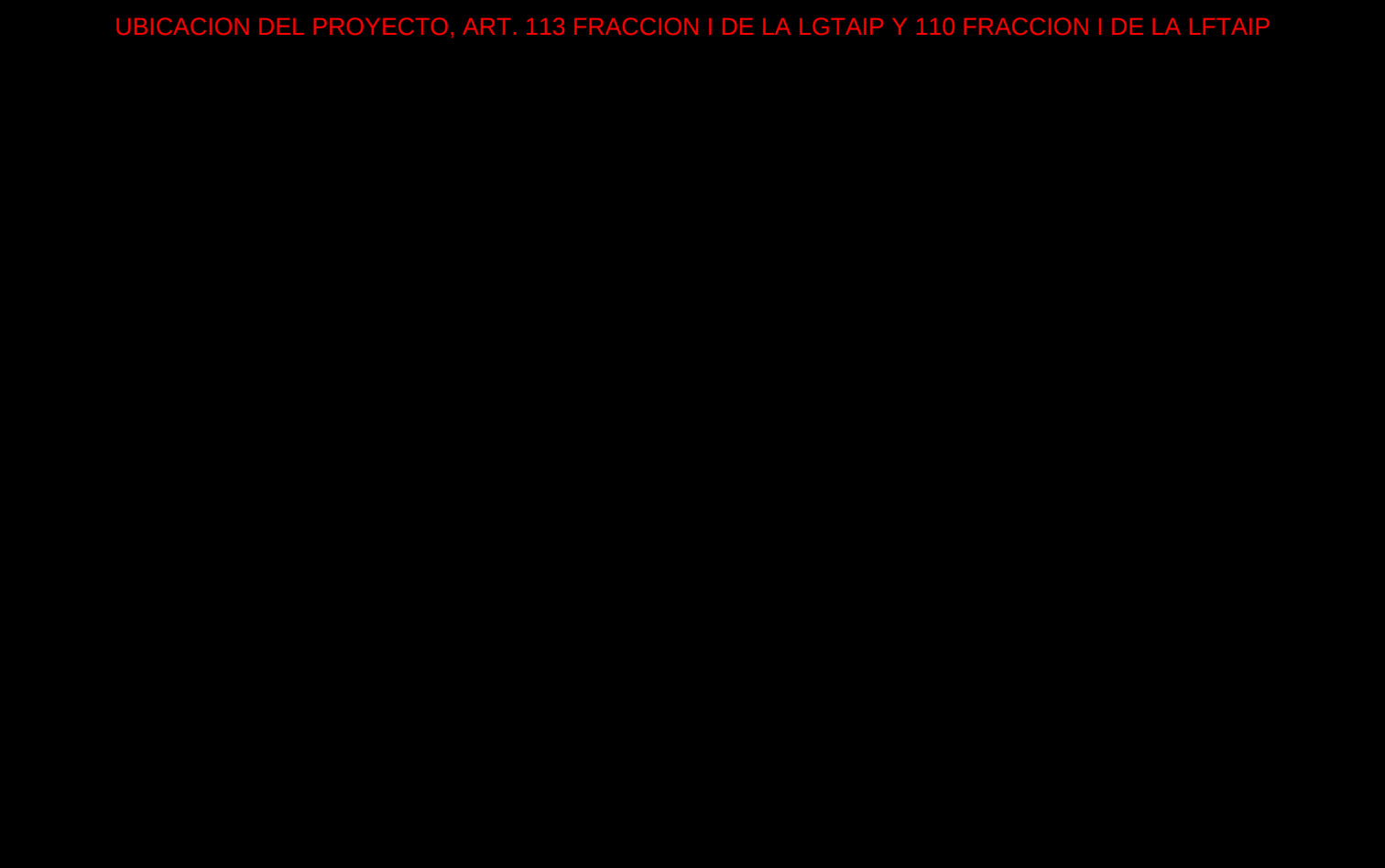


Figura Il 12 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.

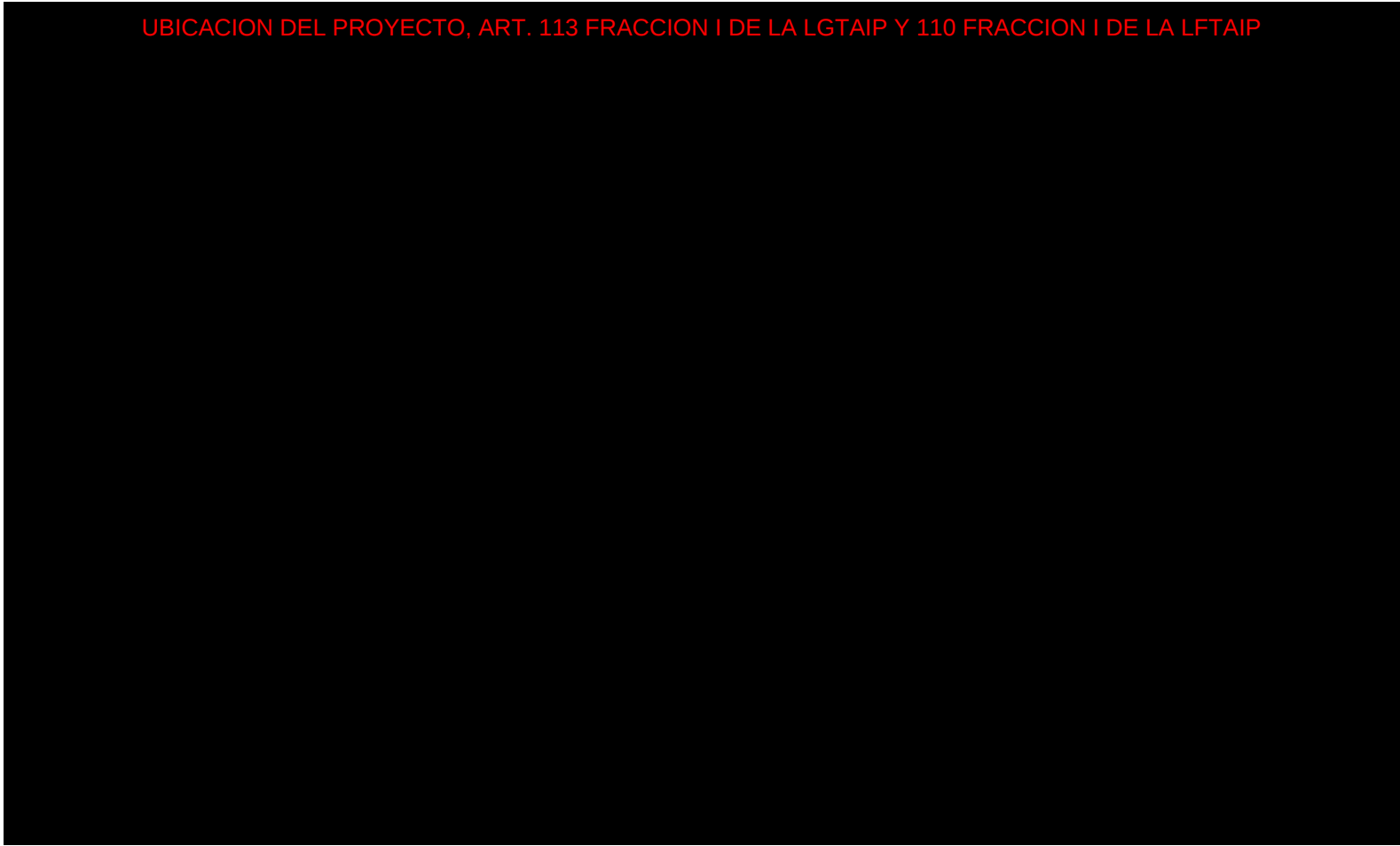


Figura II 13 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO No. 1: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UNA FISURA EQUIVALENTE A 3” DE DIAMETRO A LA MITAD DE LA ALTURA DEL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UNA SOLDADURA DEFECTUOSA EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 60 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.

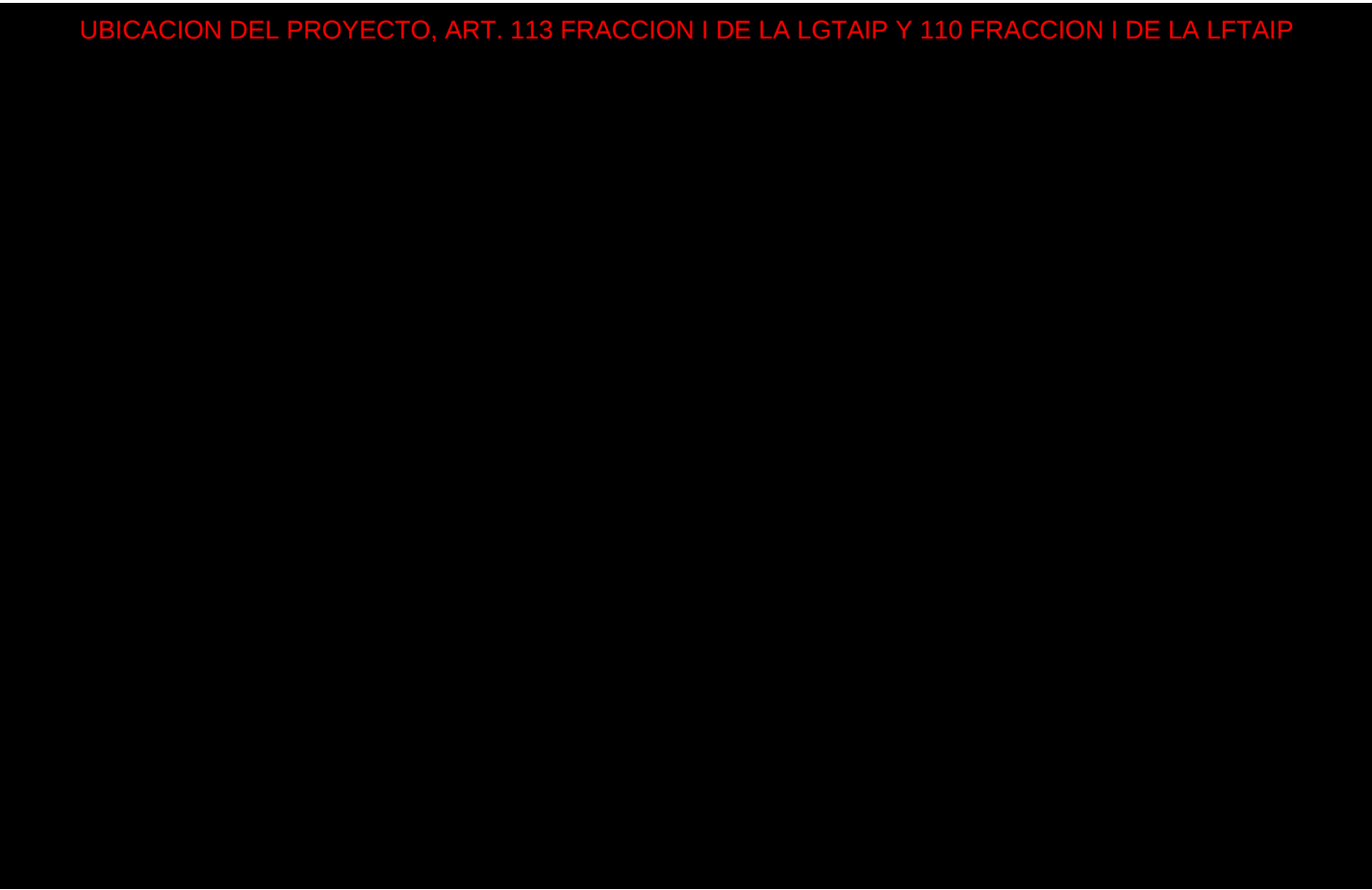
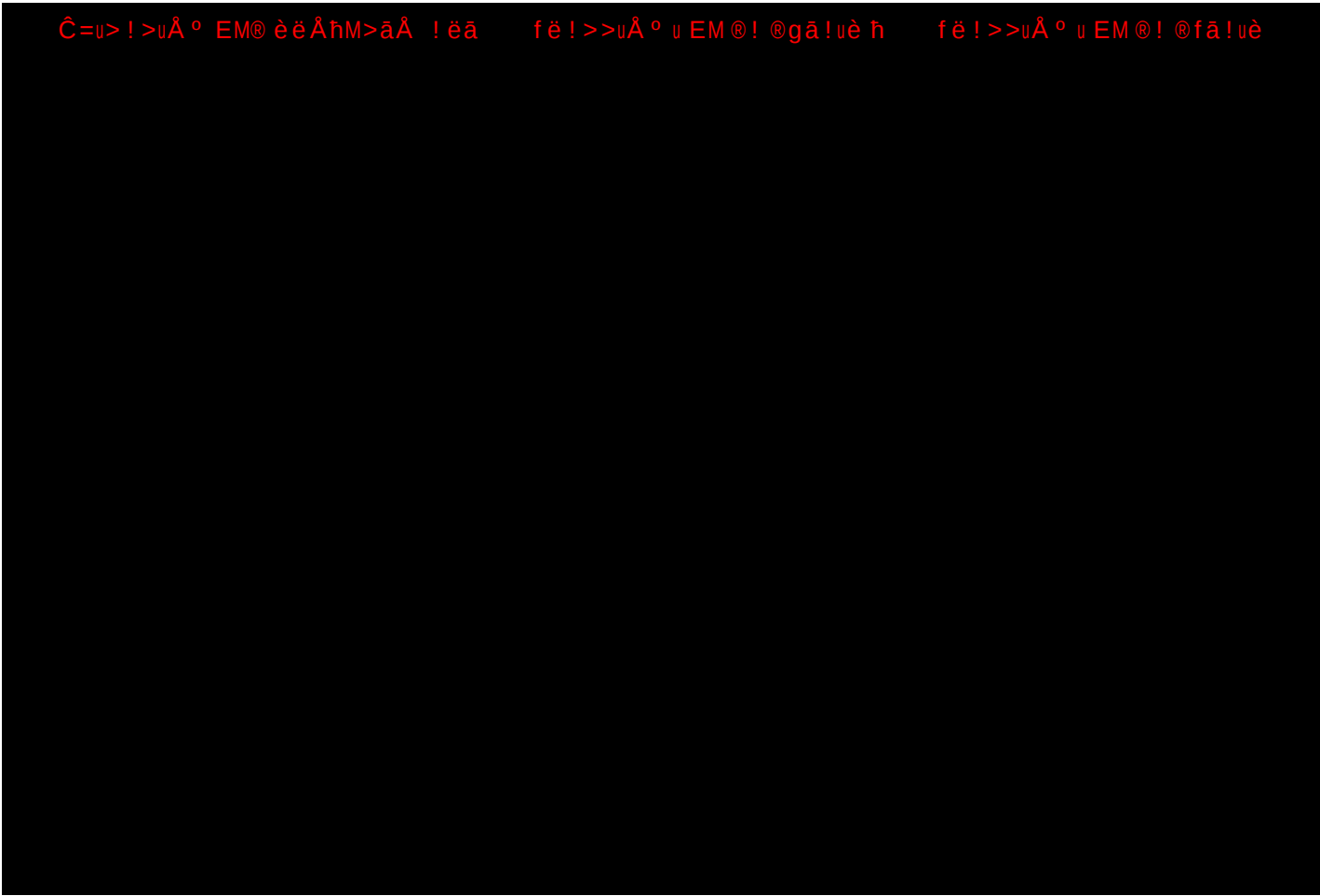
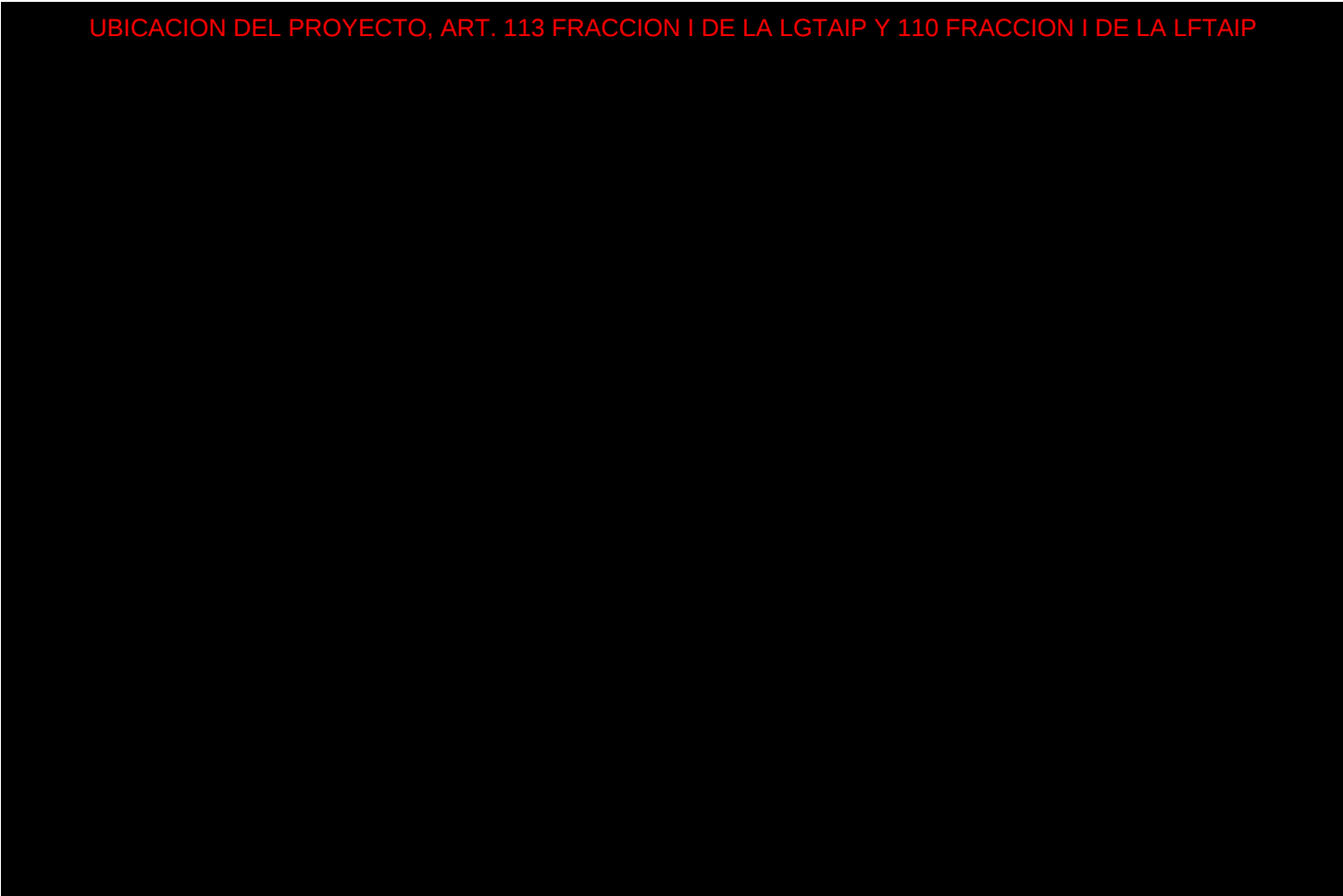


Figura II 14 Radios de Afectación por Explosividad del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD, LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.



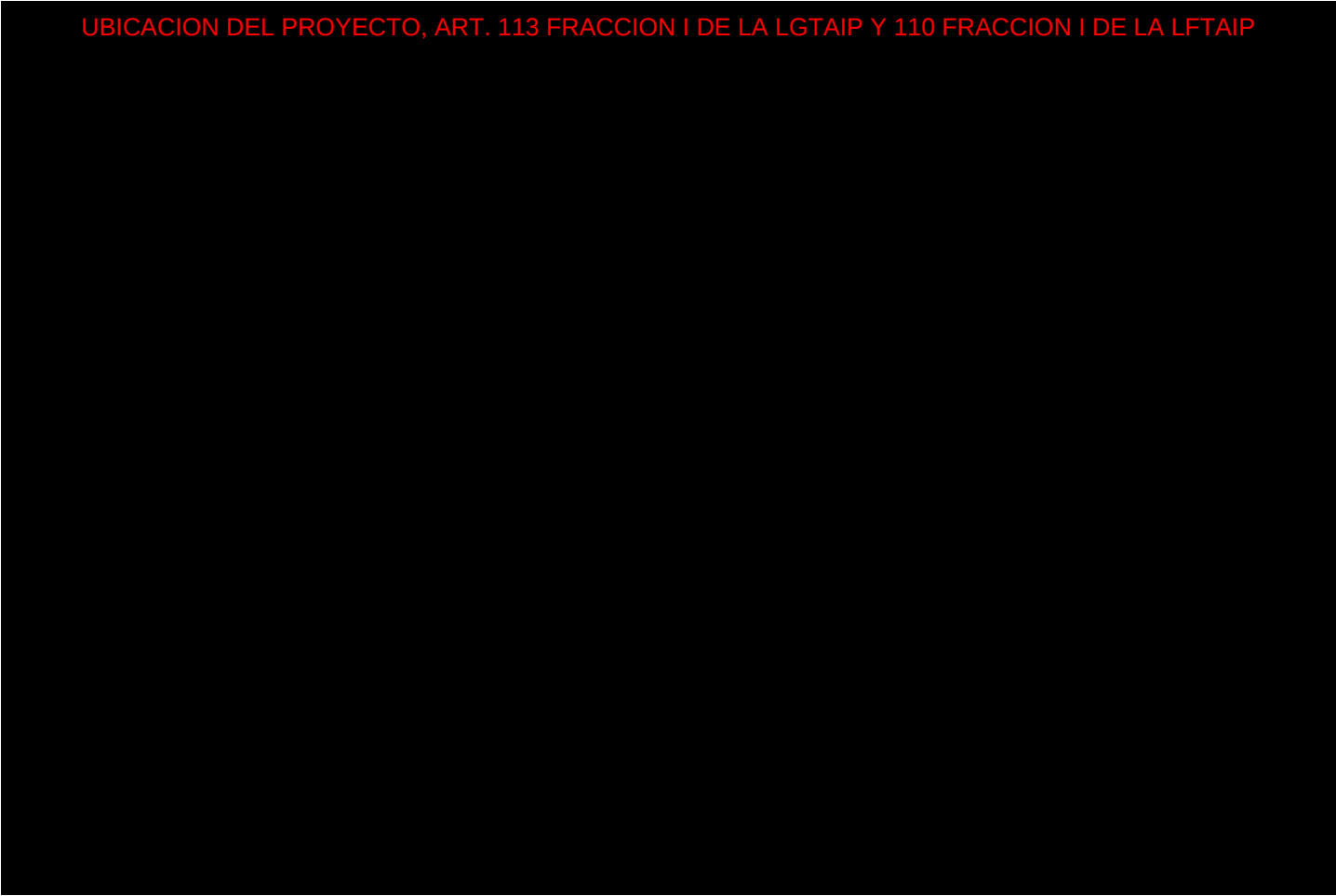
EÅ , U>UÅ ñ āM@NfÅ° Å EM@ ëMèëMóm°ã! °āM@Mg!@ !ëã
è"ëë!fÅ èëU , MëÅ EM@! @gã!ùè ñ

Figura II 15 Radios de Afectación por Radiación térmica por nube inflamable del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.



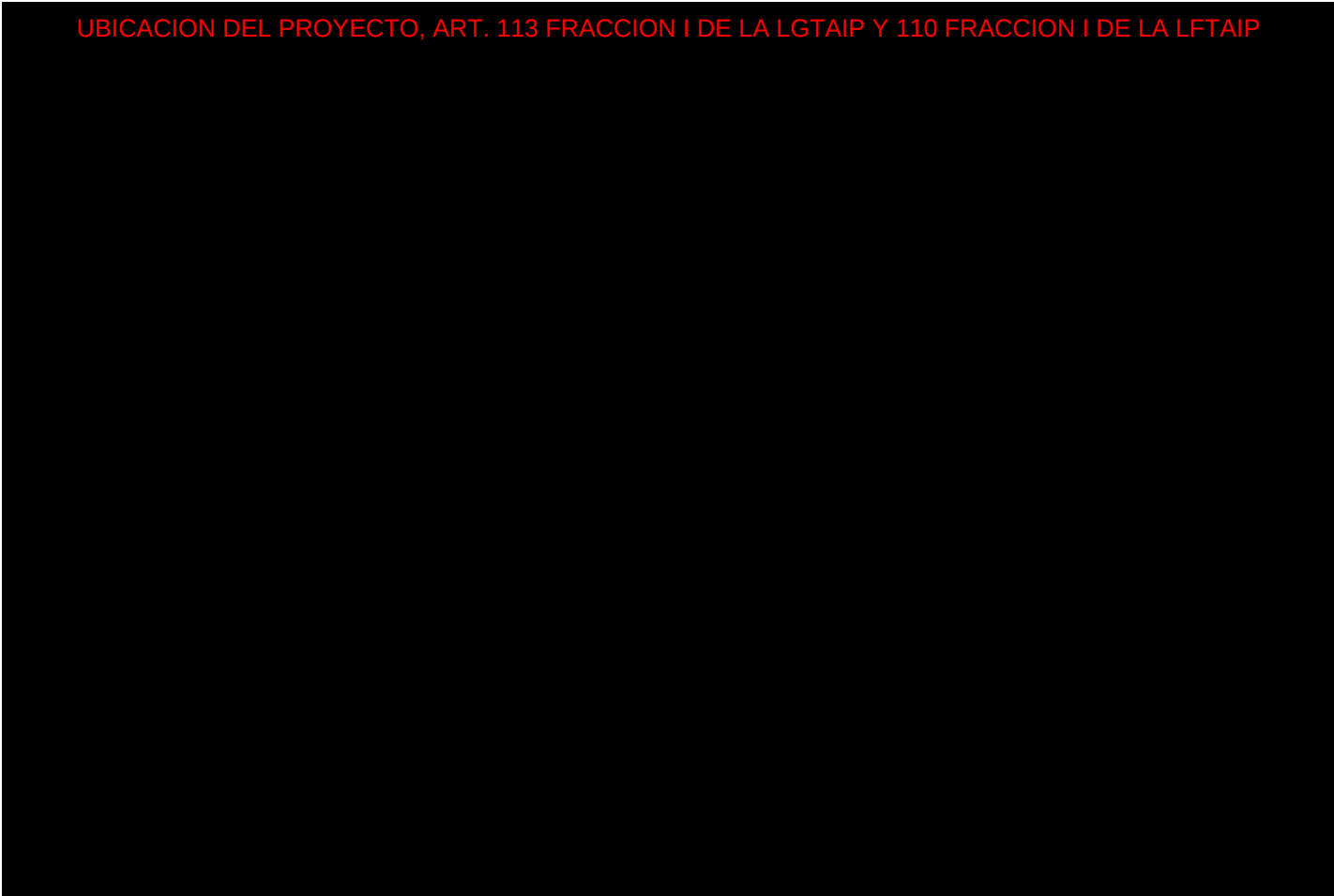
E Å , u>u@Å h āM@NfÅ ° Å EM@ ëMèëMóM°ā! °āM@Mg !@ !ëā
è"ëë!f Å èèu , MëÅ EM@! @gā!uè h

Figura II 16 Radios de Afectación por Nube Inflamable del CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.



EÄ ,u>uÄ h aM@NfÄ ° Ä EM@ eMèèMÓM °ä! °äM @Mg !@ !èä
è"èè ! fÄ èèu , MèÄ EM@! @gä!uè h

Figura II 17 Radios de Afectación por Toxicidad por nube tóxica CASO No. 2: FUGA ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR A TRAVÉS DE UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4” DE DIAMETRO EN EL TANQUE DE DÍA, DEBIDO A UN PORO DE CORROSIÓN EN LA ESTRUCTURA DE LA PARED DEL TANQUE ATMOSFÉRICO CILINDRICO VERTICAL DE 5,000 BARRILES DE CAPACIDAD (800 M³), LIBERÁNDOSE PRODUCTO DURANTE UN TIEMPO APROXIMADO DE 30 MINUTOS, ANTES DE REPARAR LA ESTRUCTURA DEL TANQUE DAÑADO.



II.2 CASOS DE POSIBLES FUGAS EN EL SISTEMA OFFSHORE.

En la Tabla II.20, se resumen los posibles casos de fuga y en la Figura II.18, se indica la zona del proyecto y la posición de los casos. Para las simulaciones de cada fuga, se tomó en cuenta la posición, la masa total de la fuga en fase líquida calculada previamente y el tiempo durante el que ocurre.

Tabla II 20 Descripción de las condiciones de los casos modelados (Delft3D-Flow).

Caso			Tiempo (min)	Tiempo (seg)	Total de descarga (l)	Flujo (l/min)	Condición de marea	Inicio de la descarga
Identificador	Descripción	Ubicación						
Ducto de 18" de diámetro y 4,559 metros de longitud								
Gasolina Regular								
Caso 1	Derrame accidental de gasolina Regular por un orificio equivalente a 1/4" de diámetro, debido a un golpe.	En un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito.	30	1,800	597	19.90	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Caso 2	Derrame accidental de gasolina Regular por un orificio equivalente a 2" de diámetro, debido a un poro de corrosión.	En un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito.	60	3,600	77,040	1,284	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Caso 3	Derrame accidental de gasolina Regular por una ruptura total del Ducto debido a una falla de conexión por error humano.	En el punto único de amarre (punto de acoplamiento con las mangueras flexibles de 12").	10	600	212,000	21,200	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Caso 4	Fuga de gasolina Regular por daño estructural del accesorio bridado de 1/2" en la conexión del Ducto de 18" con la manguera de 12" de diámetro. Debido a la falta de mantenimiento en bridas.	Entre la monoboya y el manifold o acopladores del Ducto.	120	7,200	9,555.6	79.63	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Diésel								
Caso 1	Derrame accidental de Diésel por un orificio equivalente a 1/4" de diámetro, debido a un golpe.	En un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito.	30	1,800	666	22.2	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Caso 2	Derrame accidental de Diésel por un orificio equivalente a 2" de diámetro, debido a un poro de corrosión.	En un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito.	60	3,600	85,980	1,433	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h
Caso 3	Derrame accidental de Diésel por una ruptura	En el punto único de amarre (punto de acoplamiento con las	10	600	212,000	21,200	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h

Caso			Tiempo (min)	Tiempo (seg)	Total de descarga (l)	Flujo (l/min)	Condición de marea	Inicio de la descarga
Identificador	Descripción	Ubicación						
	total del Ducto debido a un error humano.	mangueras flexibles de 12").						
Caso 4	Fuga de Diésel por daño estructural del accesorio bridado de 1/2" en la conexión del Ducto de 18" con la manguera de 12" de diámetro. Debido a la falta de mantenimiento en bridas.	Entre la monoboya y el manifold o acopladores del Ducto.	120	7,200	10,669.2	88.91	Marea muerta	14 de septiembre 12:00 h

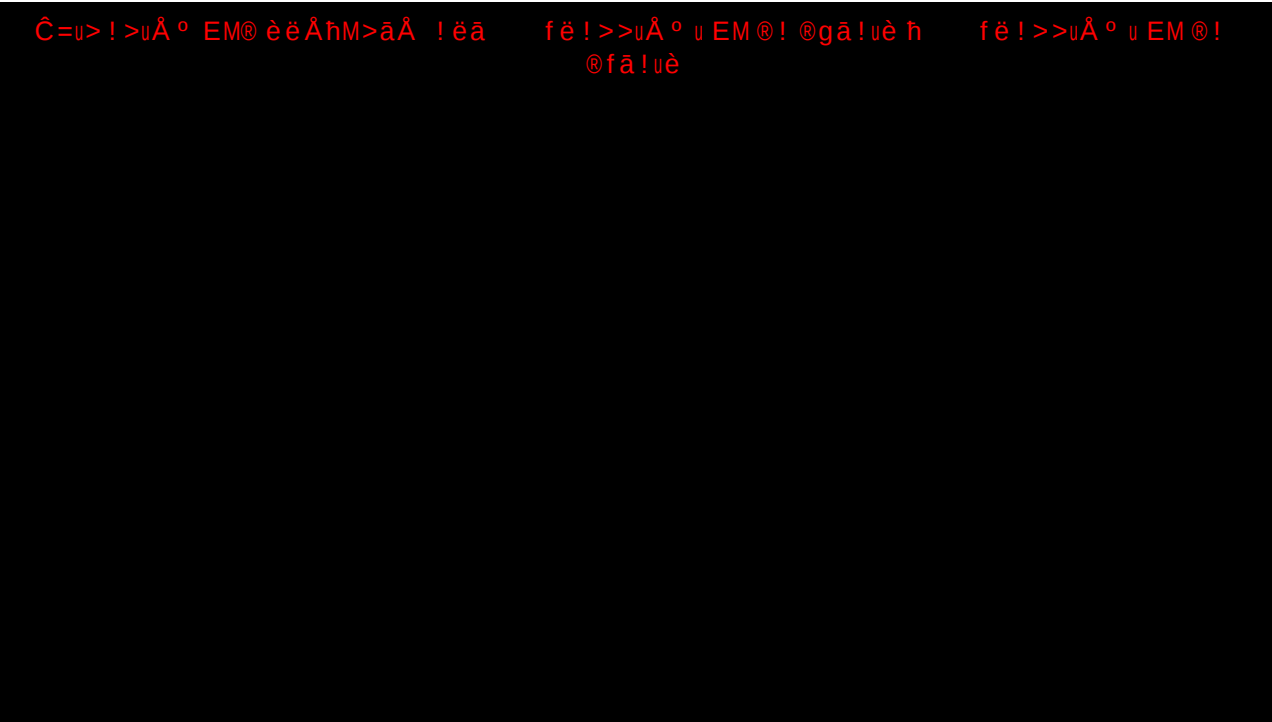


Figura II 18 Resumen de localización de los casos simulados.

A) RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE LA CANTIDAD FUGADA O DERRAMADA

A continuación se muestran los resultados de los cálculos de la cantidad fugada o derramada,

Resultados de la modelación CASO No. 1

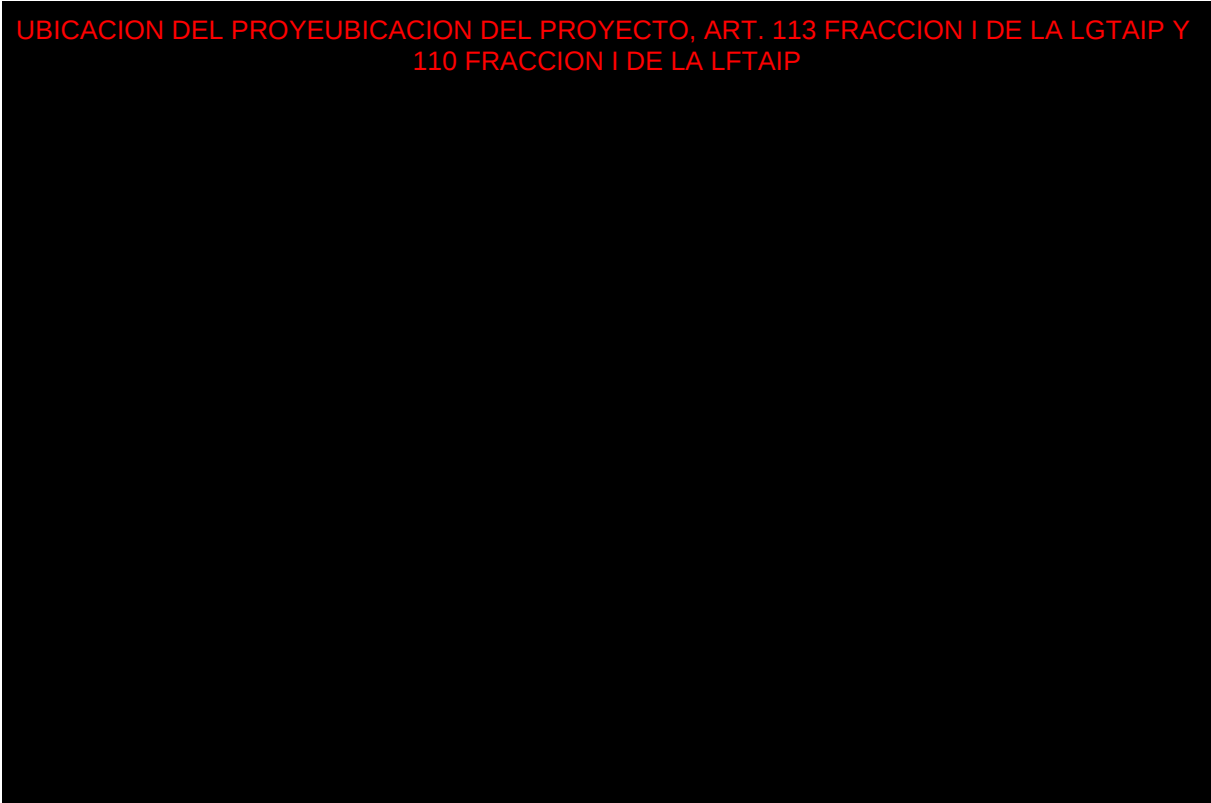
DERRAME ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A 1/4" DE DIAMETRO, DEBIDO A UN GOLPE, EN UN PUNTO DEL TRAMO DEL DUCTO DE 18", ALOJADO EN EL LECHO MARINO FRENTE A LA COSTA DE ROSARITO, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 30 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE EL SISTEMA DE BOMBEO DEL BUQUETANQUE.

- 1.- Material peligroso: GASOLINA REGULAR
- 2.- Cantidad fugada 19.9 litros/min x 30 minutos = 597 litros

- 4.- Descripción del escenario:

Tramo del ducto de 18" y 4,559 metros de longitud alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, para el bombeo desde buquetanque de **Gasolina Regular** a través de una monoboya hacia la Terminal de Almacenamiento en tierra firme, con un flujo promedio de **1,272 m³/hora (descarga por bombeo 8,000 barriles/hora)**, que sufre una fuga de producto a través de un orificio de 1/4" durante **30 minutos**.
- 4.- Dirección/localización:

Ubicación De La Fuga



Resultados de la modelación CASO No. 2

DERRAME **ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR** POR UN ORIFICIO EQUIVALENTE A **2"** DE DIAMETRO, DEBIDO A UN **PORO DE CORROSIÓN**, EN UN PUNTO DEL TRAMO DEL**DUCTO DE 18"**, ALOJADO EN EL LECHO MARINO FRENTE A LA COSTA DE ROSARITO, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE **60 MINUTOS**, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE EL SISTEMA DE BOMBEO DEL BUQUETANQUE.

- 1.- Material peligroso:

GASOLINA REGULAR
- 2.- Cantidad fugada

1,284 litros/min x **60 minutos = 77,040 litros**
- 4.- Descripción del escenario:

Tramo del ducto de 18" y **4,559 metros** de longitud alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, para el bombeo desde buquetanque de **Gasolina REGULAR** a través de una monoboya hacia la Terminal de Almacenamiento en tierra firme, con un flujo promedio de **1,272 m³/hora (descarga por bombeo 8,000 barriles/hora)**, que sufre una fuga de producto a través de un orificio de 2" durante **60 minutos**.
- 4.- Dirección/localización:

Ubicación De La Fuga

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Resultados de la modelación CASO No. 3

DERRAME ACCIDENTAL DE GASOLINA REGULAR POR UNA RUPTURA TOTAL DEL DUCTO DE 18" (ORIFICIO EQUIVALENTE AL 100% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA) ALOJADO EN EL LECHO MARINO FRENTE A LA COSTA DE ROSARITO, DEBIDO A UNA FALLA DE CONEXIÓN POR ERRO HUMANO, EN EL PUNTO ÚNICO DE AMARRE (PUNTO DE ACOPLAMIENTO CON LAS MANGUERAS FLEXIBLES DE 12") DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE 10 MINUTOS, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE EL SISTEMA DE BOMBEO DEL BUQUETANQUE.

- 1.- Material peligroso:

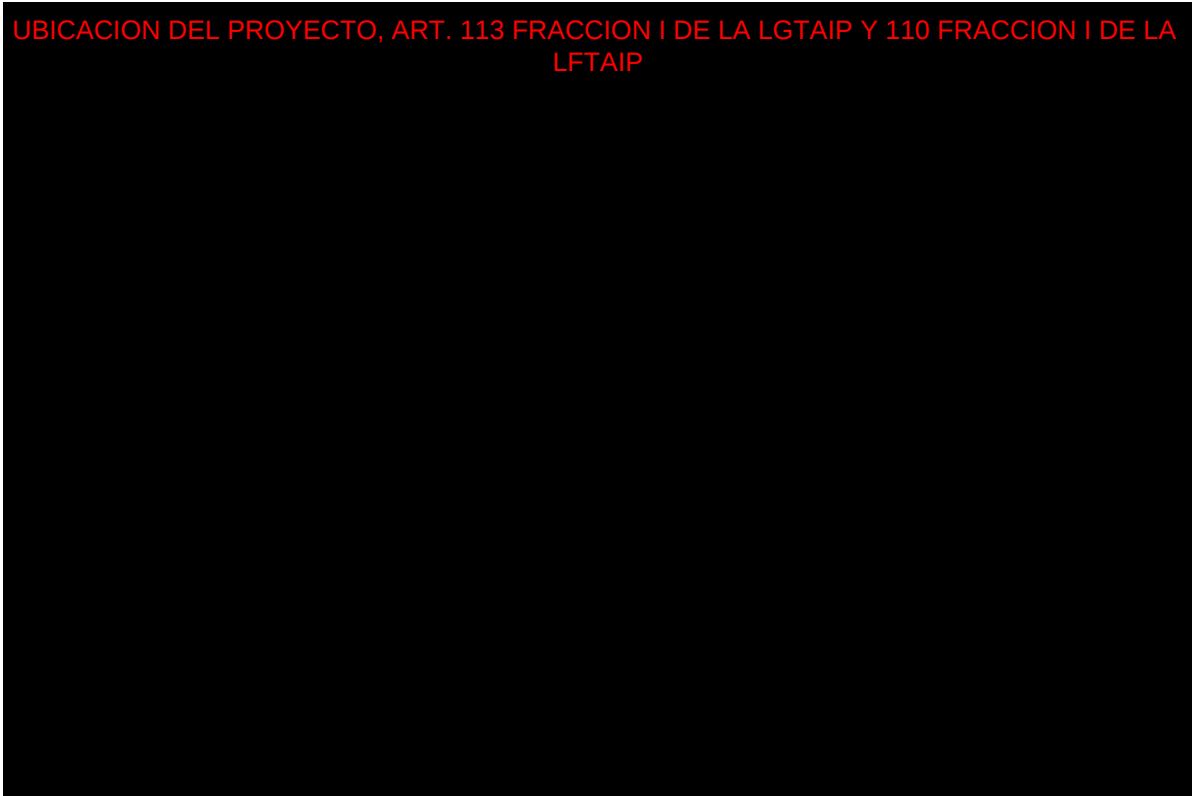
GASOLINA REGULAR
- 2.- Cantidad fugada

21,200 litros/min x 10 minutos = 212,000 litros = 211.98 m3
- 4.- Descripción del escenario:

Tramo del ducto de 18" y 4,559 metros de longitud alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, para el bombeo desde buquetanque de Gasolina REGULAR a través de una monoboya hacia la Terminal de Almacenamiento en tierra firme, con un flujo promedio de 1,272 m³/hora (descarga por bombeo 8,000 barriles/hora), que sufre una fuga de producto debido a la ruptura total de la tubería de 18" durante 10 minutos.
- 4.- Dirección/localización:

Ubicación De La Fuga

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



Resultados de la modelación CASO No. 4

FUGA DE **GASOLINA REGULAR** POR DAÑO ESTRUCTURAL DEL ACCESORIO BRIDADO DE **1/2"** EN LA CONEXIÓN DEL **DUCTO DE 18"** CON LA **MANGUERA DE 12"** DE DIÁMETRO (EQUIVALENTE AL 1.39% DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA), QUE SE ENCUENTRA ALOJADA ENTRE LA MONOBOYA Y EL MANIFOLD O ACOPLADORES DEL DUCTO SUBMARINO DE 18", DEBIDO A FALTA DE MANTENIMIENTO EN BRIDAS, DURANTE UN TIEMPO PROMEDIO DE **120 MINUTOS**, QUE ES EL TIEMPO MAXIMO DE UNA FUGA ANTES DE QUE SEA DETECTADA Y CONTROLADA DESDE EL SISTEMA DE BOMBEO DEL BUQUETANQUE.

- 1.- Material peligroso:

GASOLINA REGULAR
- 2.- Cantidad fugada

79.63 litros/min x **120 minutos** = **9,555.6 litros**
- 4.- Descripción del escenario:

Tramo del ducto de 18" y **4,559 metros** de longitud alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, para el bombeo desde buquetanque de **Gasolina REGULAR** a través de una monoboya hacia la Terminal de Almacenamiento en tierra firme, con un flujo promedio de **1,272 m³/hora (descarga por bombeo 8,000 barriles/hora)**, que sufre una fuga de producto a través de un accesorio bridado con un orificio de 1/2" durante **120 minutos**.
- 4.- Dirección/localización:

Ubicación De La Fuga

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

B) RESULTADOS DE LOS CASOS OFFSHORE

Gasolina Regular

Caso 1. Derrame accidental de gasolina Regular por un orificio equivalente a 1/4" de diámetro, debido a un golpe, en un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, durante un tiempo promedio de 30 minutos, que es el tiempo máximo de una fuga antes de que sea detectada y controlada desde el sistema de bombeo del buquetanque.

Resultados de la simulación de la descarga. El valor máximo de dispersión que ocurre en el caso 1 es de $2.19 \times 10^{-5} \text{ kg/m}^3$ de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los 60 min de iniciada la descarga y se ubica directamente en el punto de la descarga (Figura II.19). El área máxima que alcanza este derrame para la dispersión, es de aproximadamente 15.45 km^2 (Figuras II.20 y II.21).

El valor máximo de flotación que ocurre en este caso es de $3.73 \times 10^{-4} \text{ kg/m}^2$ de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los **60 min** de iniciada la descarga, ubicándose directamente en el punto de la descarga (Figura II.22). El área máxima que alcanza este derrame para la flotación, es de aproximadamente 4.29 km^2 (Figura II.23).

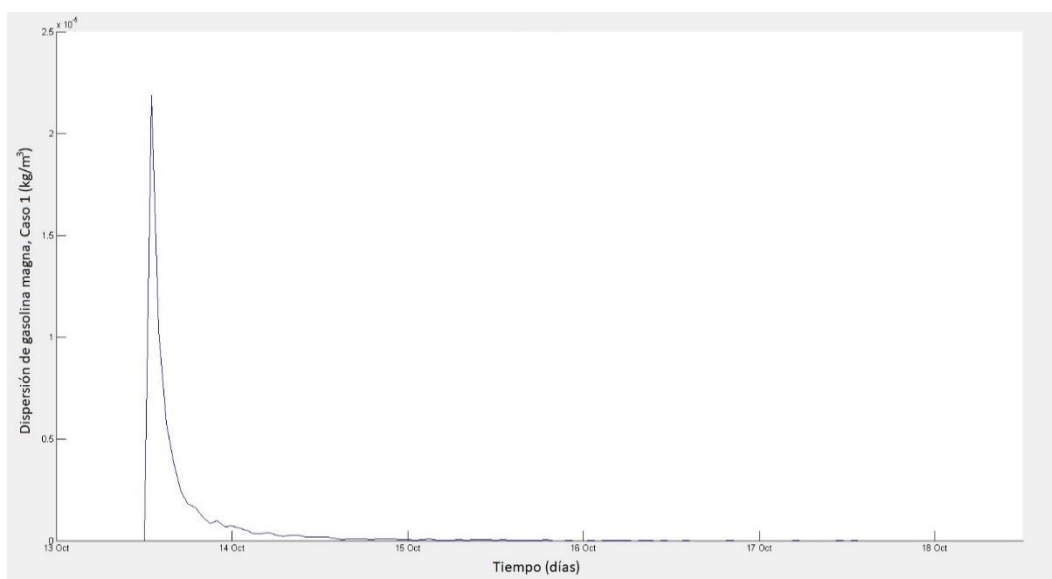


Figura II 19 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 1.

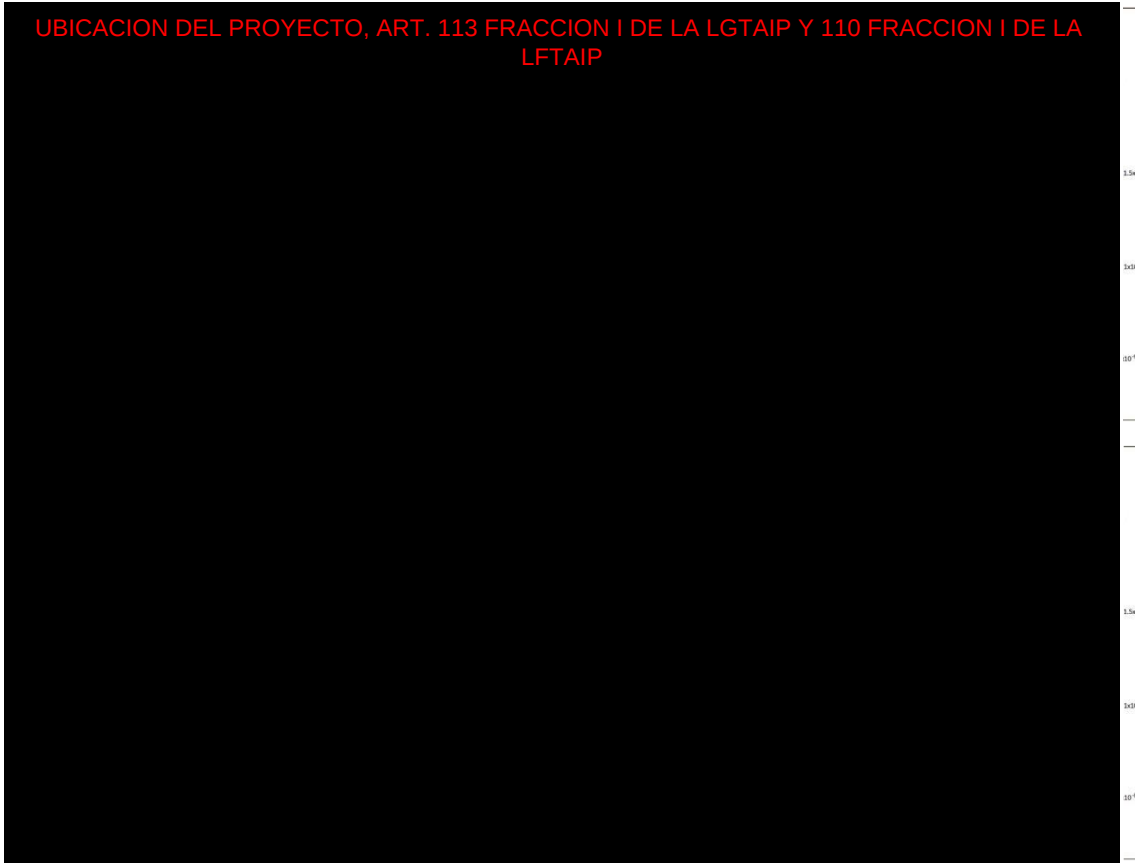


Figura II 20 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 1 (Video: “Gasolina Regular Caso 1 Dispersed oil Malla de detalle.mp4”).

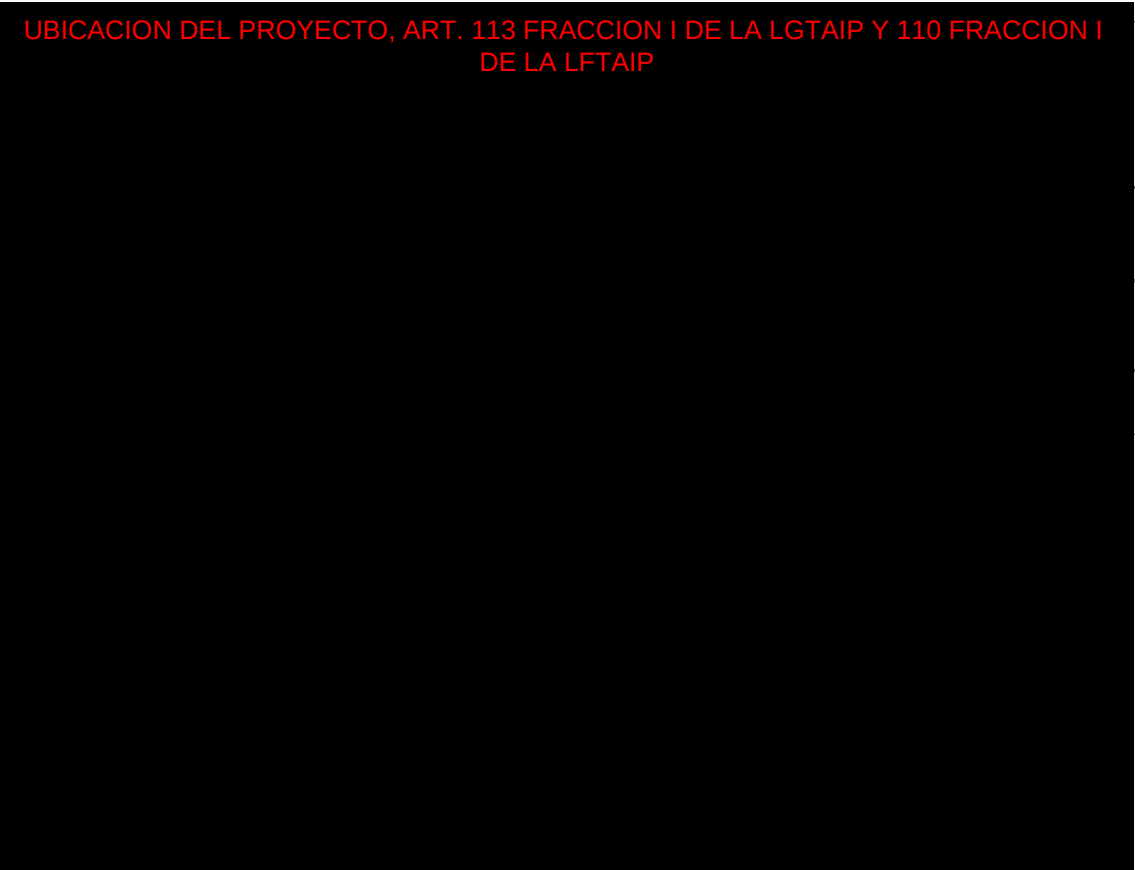


Figura II 21 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 1 (Video: “Gasolina Regular Caso 1 Dispersed oil Malla general.mp4”).

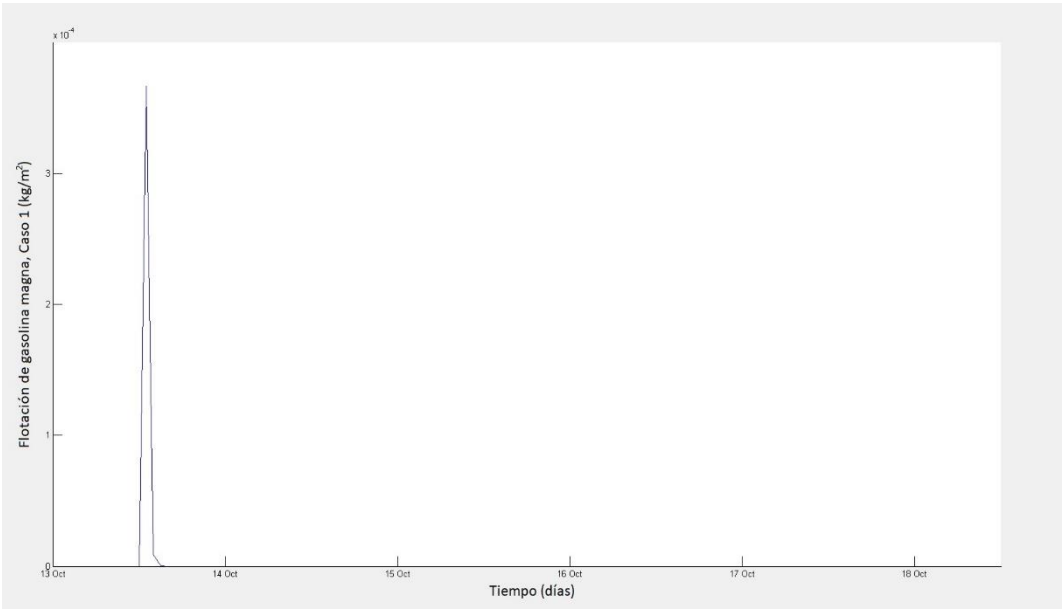


Figura II 22 Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 1.

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I
DE LA LFTAIP

Figura II 23 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 1 (Video: "Gasolina Regular Caso 1 Floating oil Malla de detalle.mp4").

Caso 2. Derrame accidental de gasolina Regular por un orificio equivalente a 2" de diámetro, debido a un poro de corrosión, en un punto del tramo del Ducto de 18", alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, durante un tiempo promedio de 60 minutos, que es el tiempo máximo de una fuga antes de que sea detectada y controlada desde el sistema de bombeo del buquetanque.

Resultados de la simulación de la descarga. El valor máximo de dispersión que ocurre en el caso 2 es de 2.08×10^{-3} kg/m³ de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los 60 min de iniciada la descarga y se ubica directamente en el punto de la descarga (Figura II.24). El área máxima que alcanza este derrame para la dispersión, es de aproximadamente 435.16 km² (Figuras II.25, II.26 y II.27).

El valor máximo de flotación que ocurre en este caso es de 8.18×10^{-2} kg/m² de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los **60 min** de iniciada la descarga, ubicándose directamente en el punto de la descarga (Figura II.28). El área máxima que alcanza este derrame para la flotación, es de aproximadamente **3.27 km²** (Figuras II.29 y II.30).

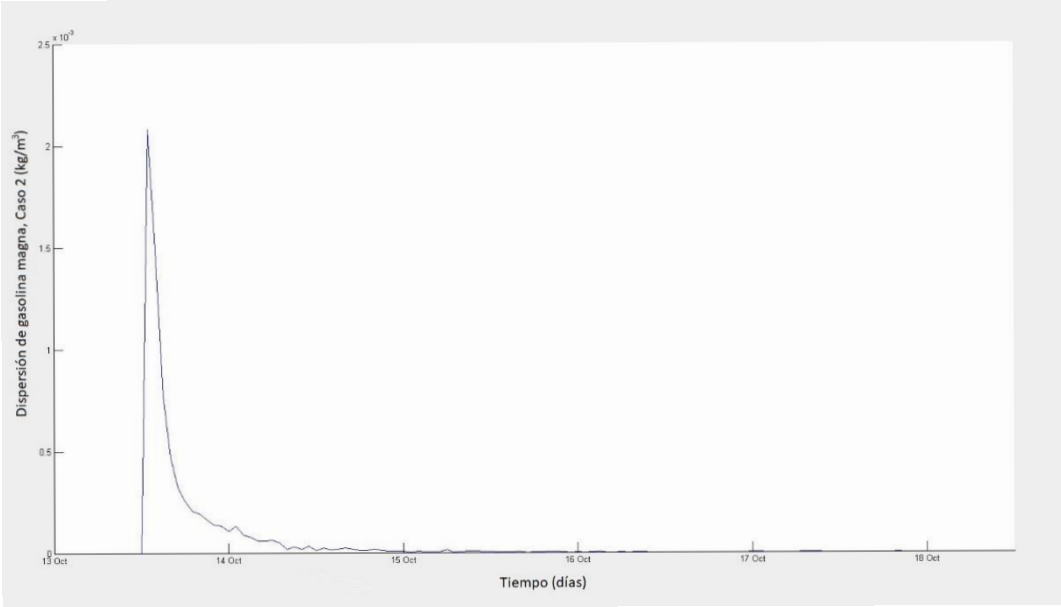


Figura II 24 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 2.

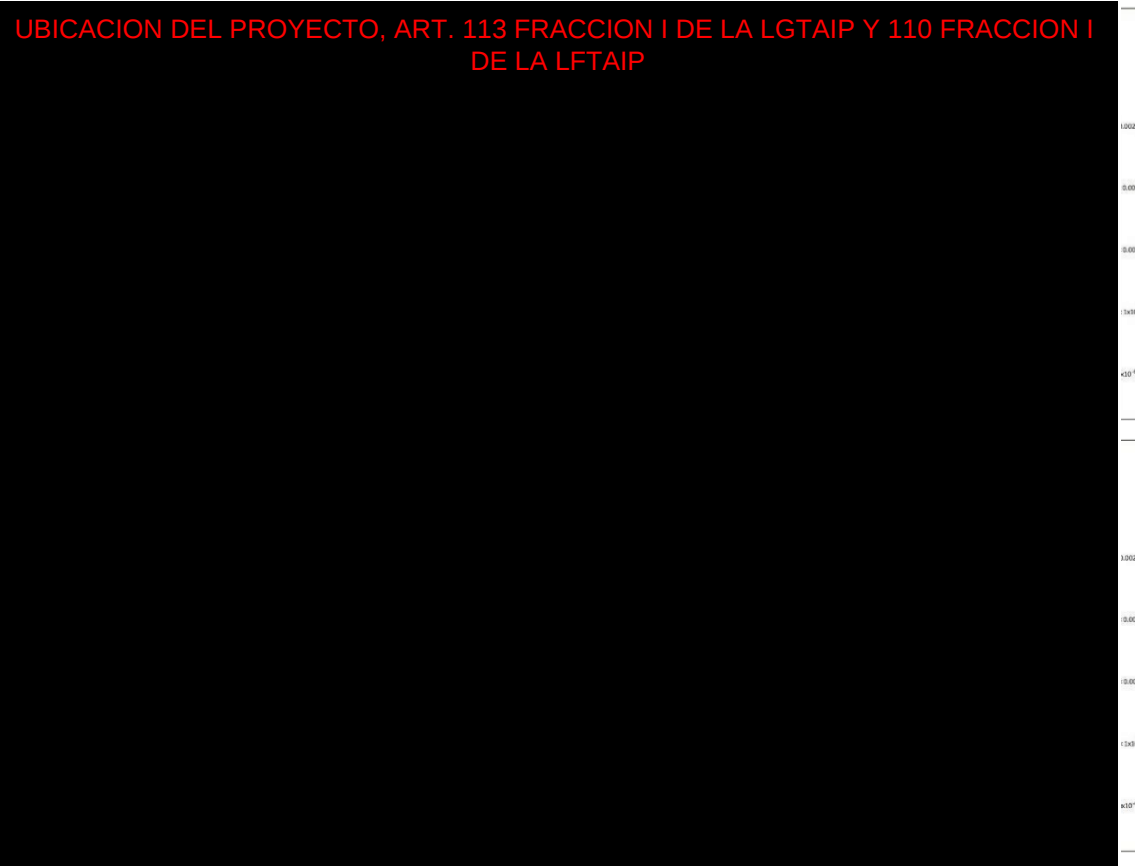


Figura II 25 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 2 (Video: “Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla de detalle.mp4”).

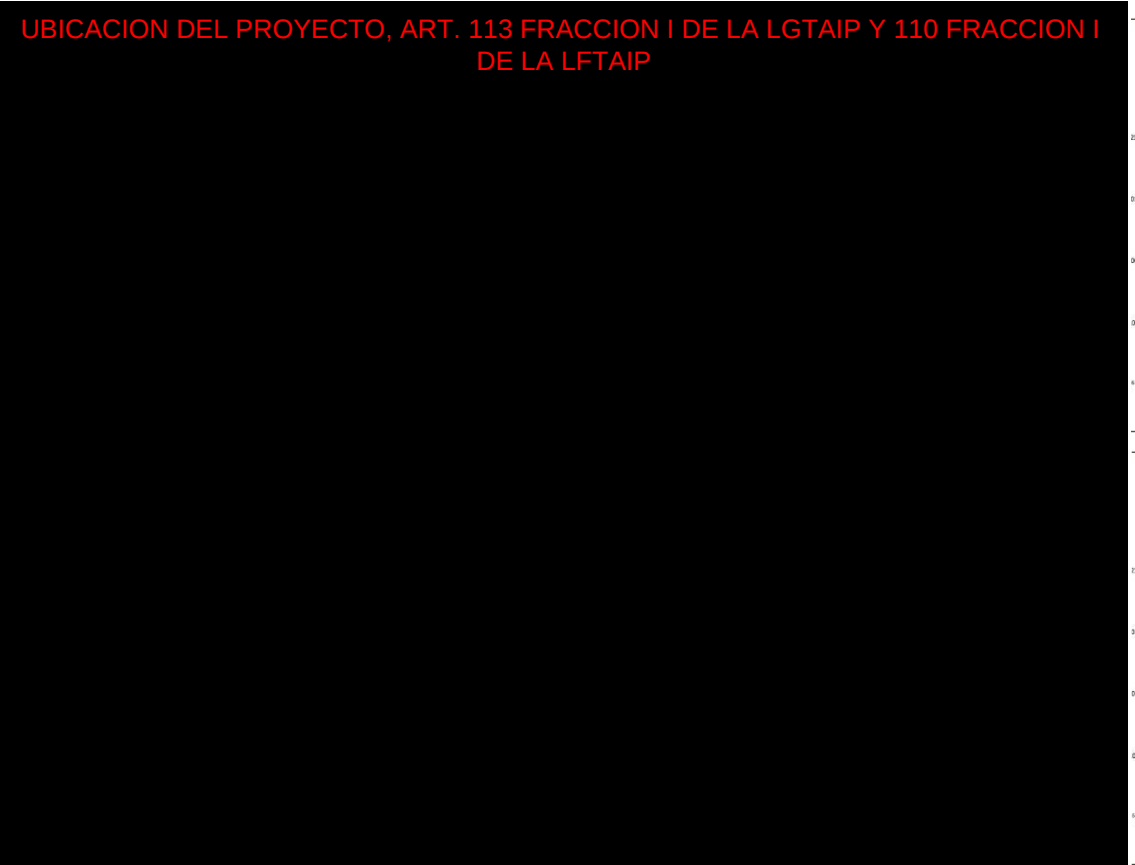


Figura II 26 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 2 (Video: “Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla general.mp4”).

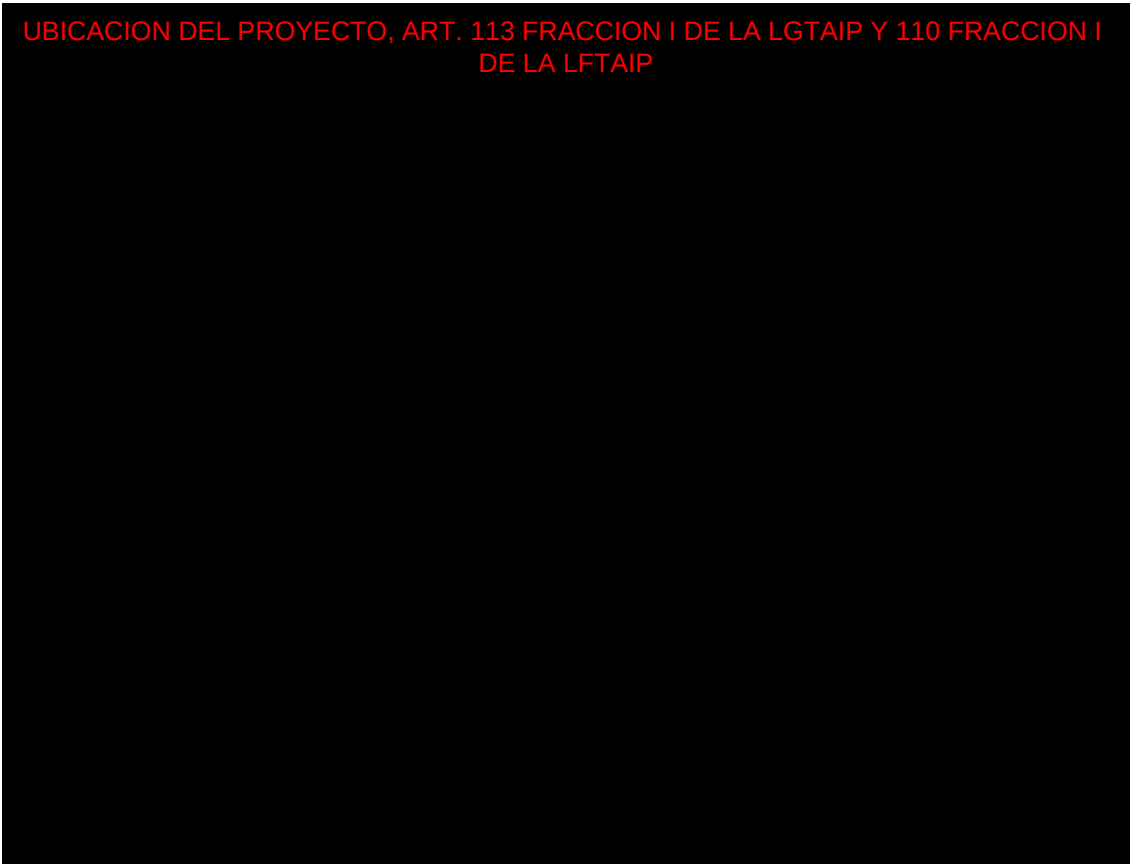


Figura II 27. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla extensa para el caso 2 (Video: “Gasolina Regular Caso 2 Dispersed oil Malla extensa.mp4”).

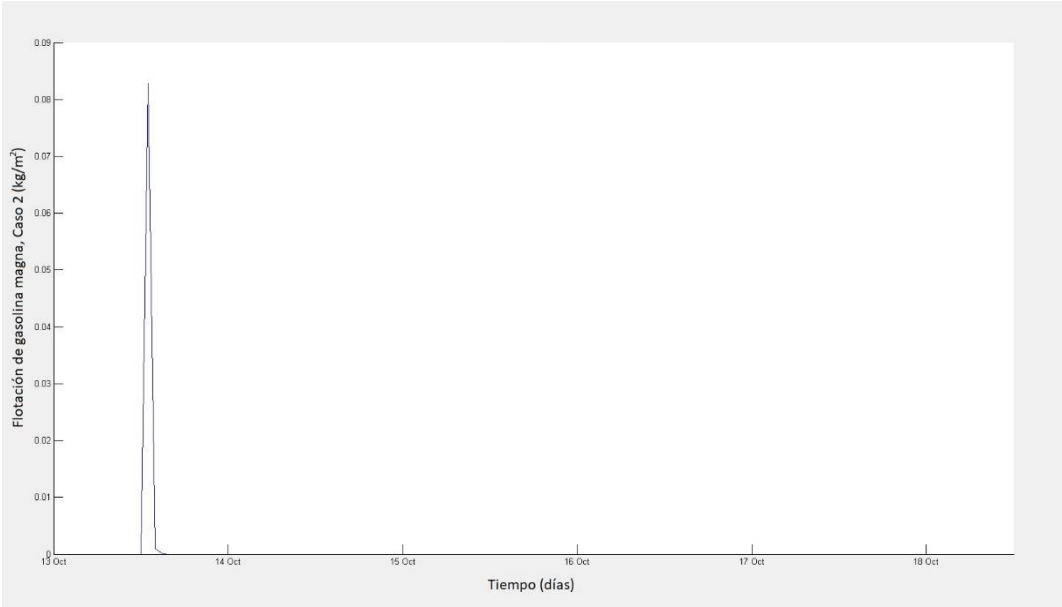


Figura II. 1. Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 2.

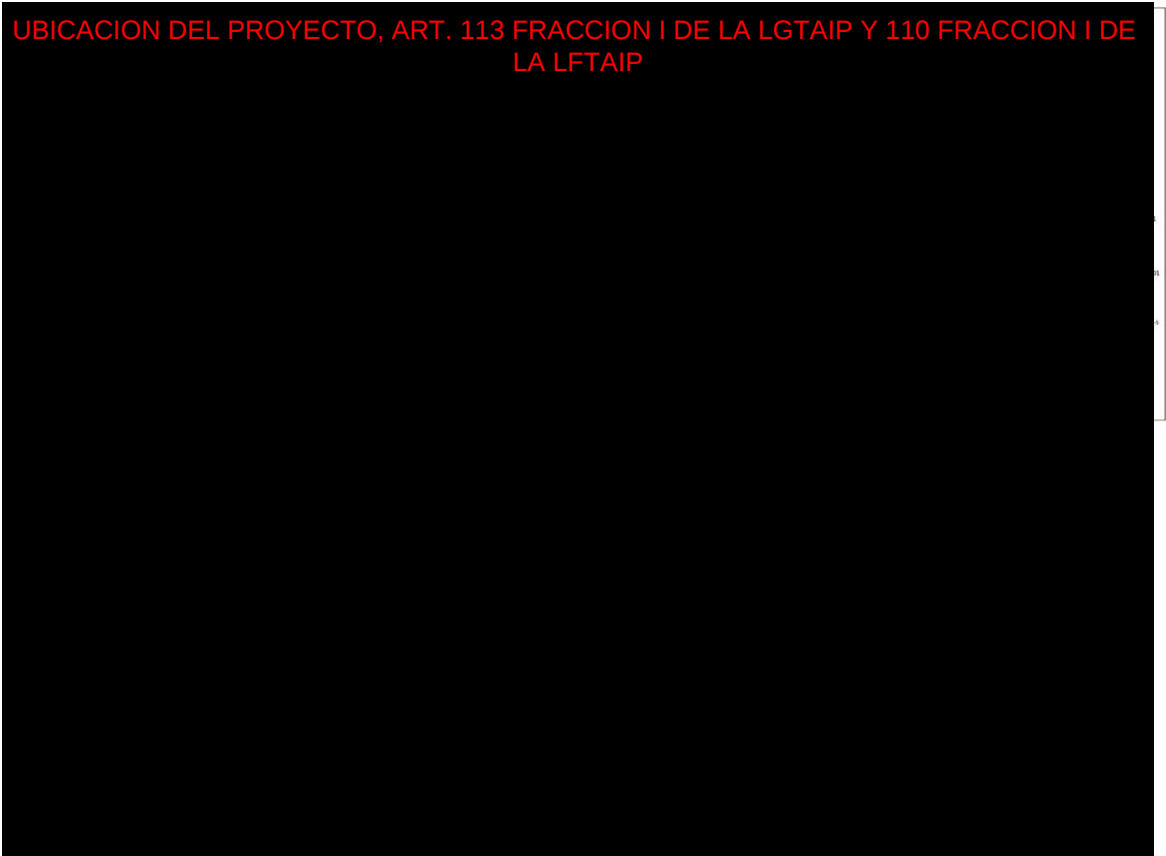


Figura II 28 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 2 (Video: “Gasolina Regular Caso 2 Floating oil Malla de detalle.mp4”).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

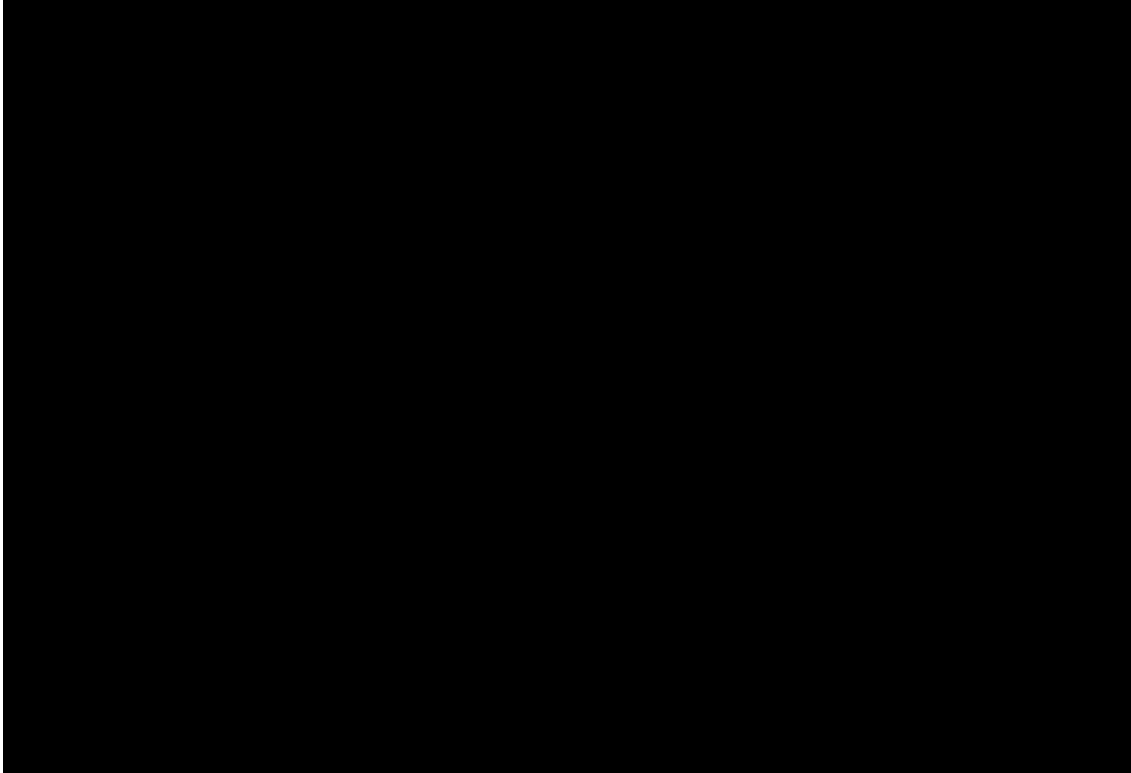


Figura II 29 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 2 (Video: “Gasolina Regular Caso 2 Floating oil Malla general.mp4”).

Caso 3. Derrame accidental de gasolina Regular por una ruptura total del Ducto de 18” (orificio equivalente al 100% del diámetro de la tubería) alojado en el lecho marino frente a la costa de Rosarito, debido a una falla de conexión por error humano, en el punto único de amarre (punto de acoplamiento con las mangueras flexibles de 12”) durante un tiempo promedio de 10 minutos, que es el tiempo máximo de una fuga antes de que sea detectada y controlada desde el sistema de bombeo del buquetanque.

Resultados de la simulación de la descarga. El valor máximo de dispersión que ocurre en el caso 3 es de 3.72×10^{-3} kg/m³ de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los 60 min de iniciada la descarga y se ubica directamente en el punto de la descarga (Figura II.31). El área máxima que alcanza este derrame para la dispersión, es de aproximadamente 556.36 km² (Figuras II.32, II.33 y II.34).

El valor máximo de flotación que ocurre en este caso es de 0.108 kg/m² de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los 60 min de iniciada la descarga, ubicándose directamente en el punto de la descarga (Figura II.35). El área máxima que alcanza este derrame para la flotación, es de aproximadamente 3.68 km² (Figuras II.36 y II.37).

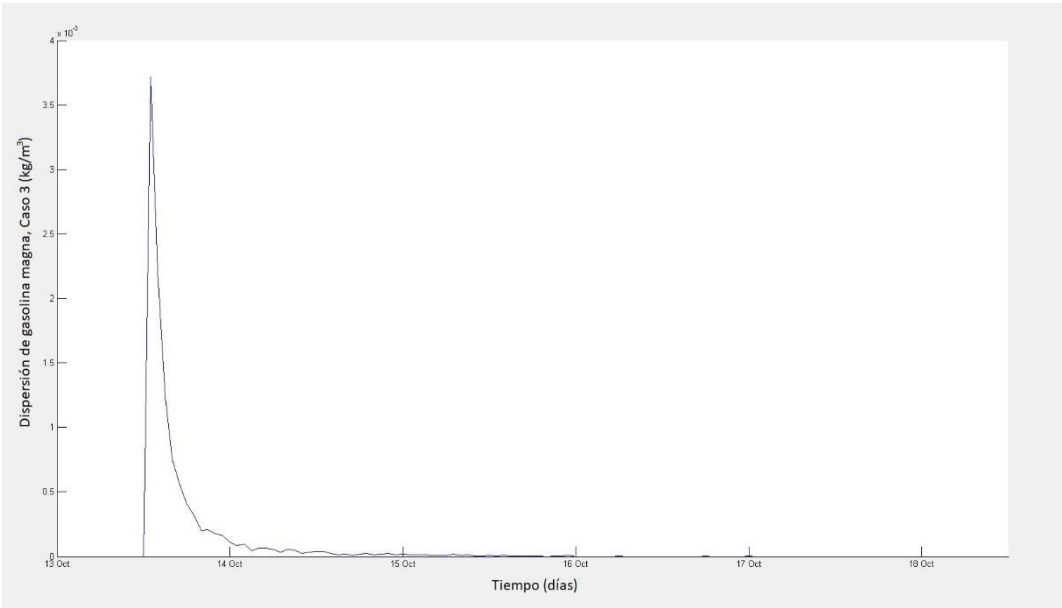


Figura II 30 Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 3.

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

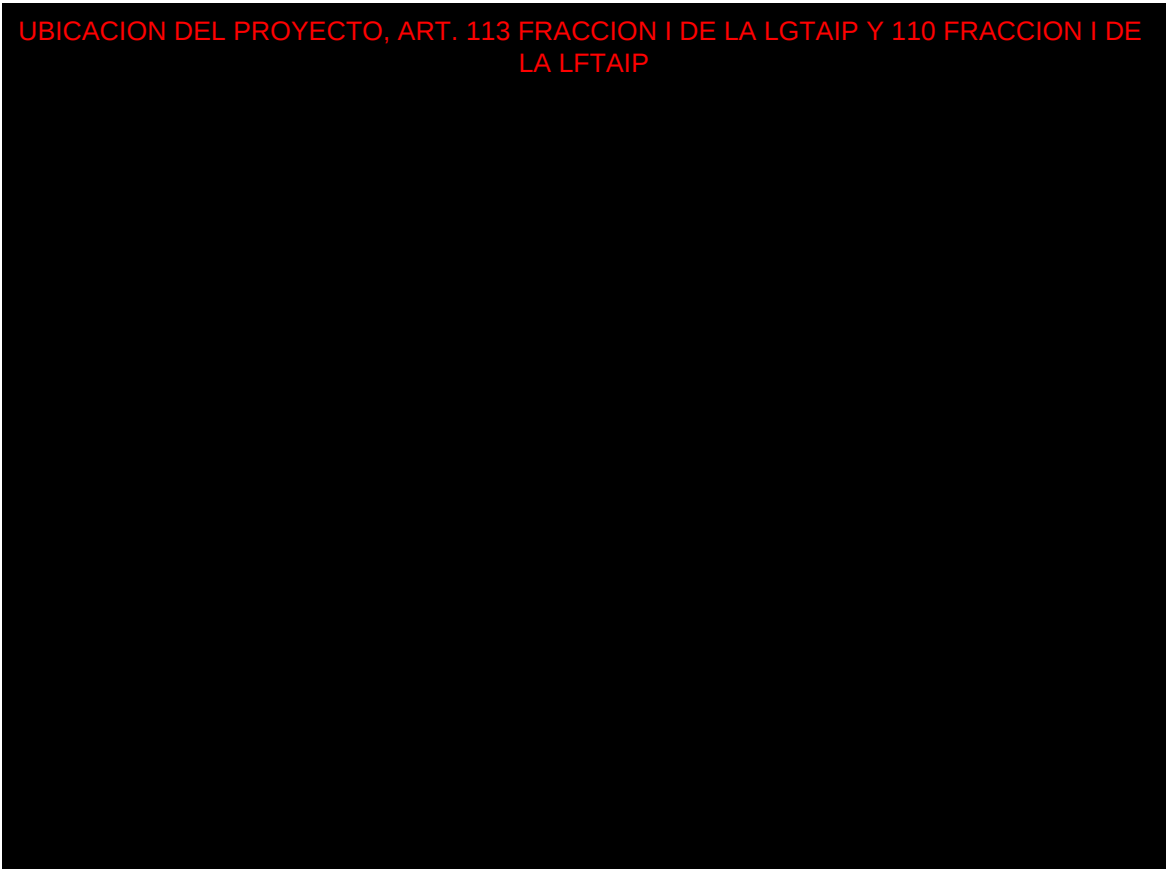


Figura II 31 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 3 (Video: “Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla de detalle.mp4”).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

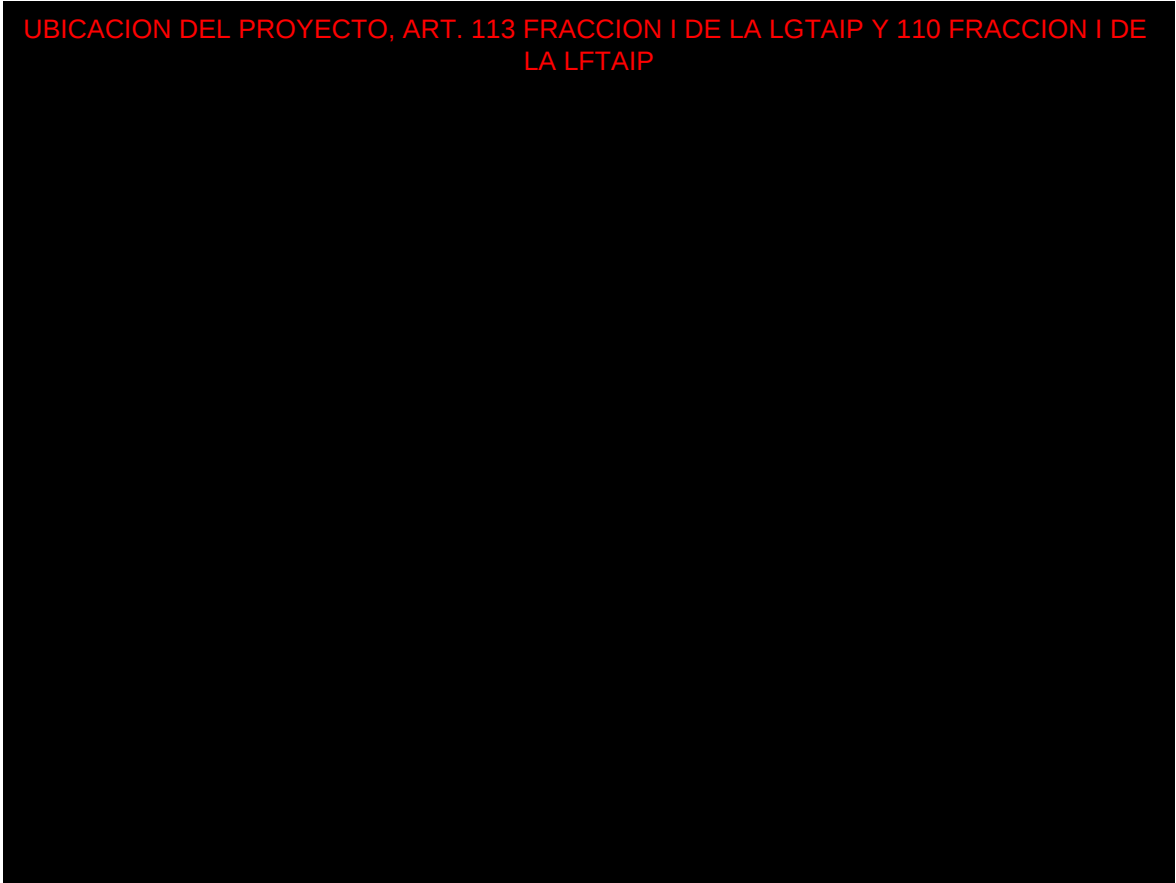


Figura II 32 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 3 (Video: “Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla general.mp4”).

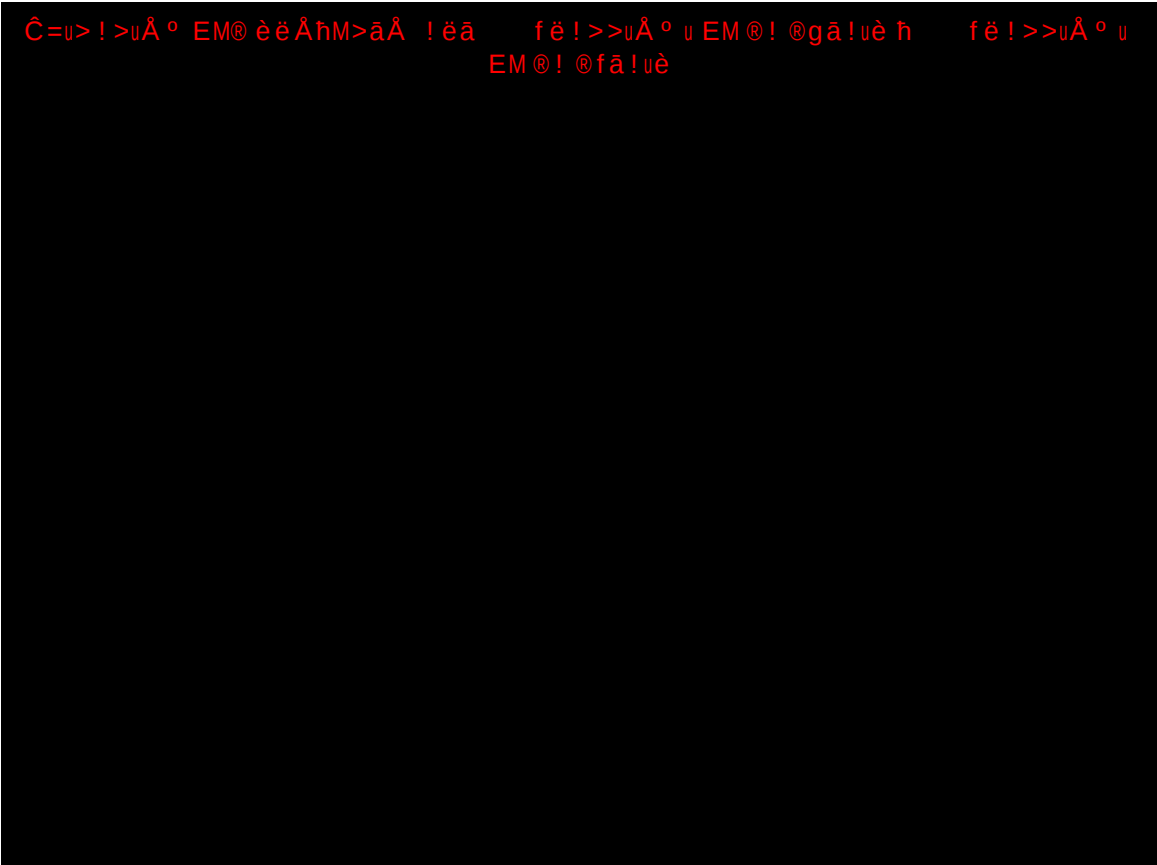


Figura II 33 Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla extensa para el caso 3 (Video: “Gasolina Regular Caso 3 Dispersed oil Malla extensa.mp4”).

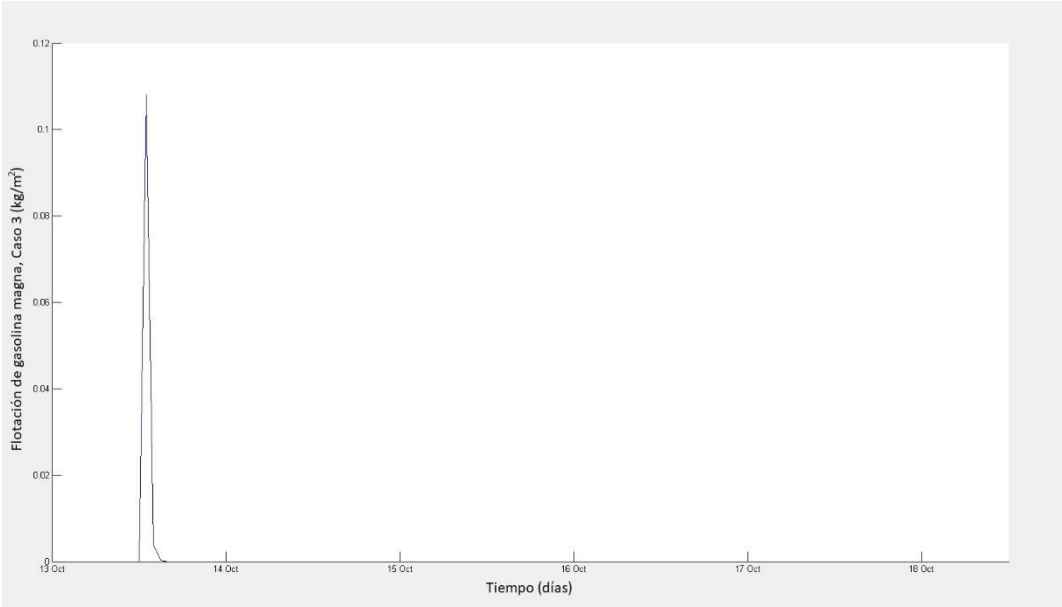


Figura II 34 Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 3.

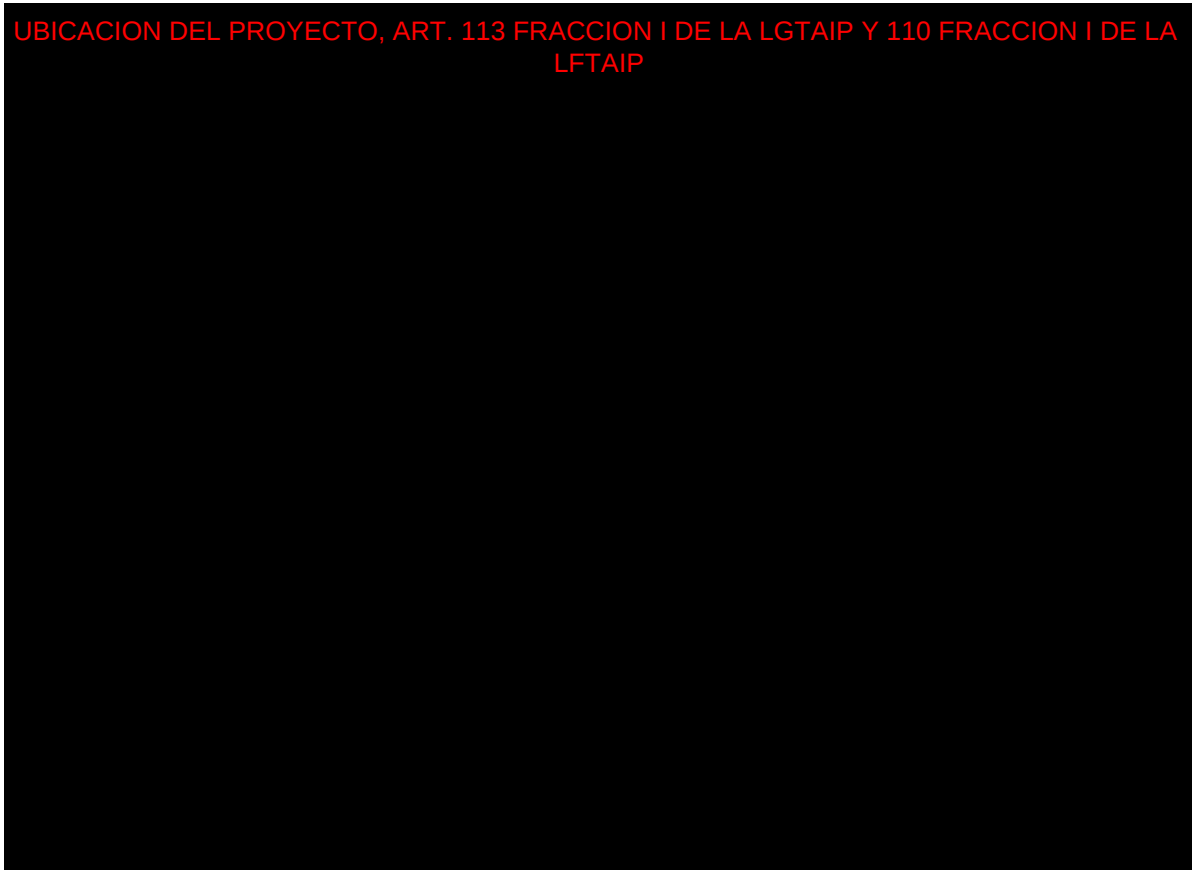


Figura II 35 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 3 (Video: “Gasolina Regular Caso 3 Floating oil Malla de detalle.mp4”).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Figura II 36 Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 3 (Video: “Gasolina Regular Caso 3 Floating oil Malla general.mp4”).

Caso 4. Fuga de gasolina Regular por daño estructural del accesorio bridado de 1/2" en la conexión del Ducto de 18" con la manguera de 12" de diámetro (equivalente al 1.39% del diámetro de la tubería), que se encuentra alojada entre la monoboya y el manifold o acopladores del Ducto submarino de 18", debido a falta de mantenimiento en bridas, durante un tiempo promedio de 120 minutos, que es el tiempo máximo de una fuga antes de que sea detectada y controlada desde el sistema de bombeo del buquetanque.

Resultados de la simulación de la descarga. El valor máximo de dispersión que ocurre en el caso 4 es de **$1.76 \times 10^{-4} \text{ kg/m}^3$** de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los **120 min** de iniciada la descarga y se ubica directamente en el punto de la descarga (Figura II.38). El área máxima que alcanza este derrame para la dispersión, es de aproximadamente **79.48 km²** (Figuras II.39 y II.40).

El valor máximo de flotación que ocurre en este caso es de **$3.65 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^2$** de gasolina Regular, el cual se alcanza aproximadamente a los **120 min** de iniciada la descarga, ubicándose directamente en el punto de la descarga (Figura II.41). El área máxima que alcanza este derrame para la flotación, es de aproximadamente **4.40 km²** (Figuras II.42 y II.43).

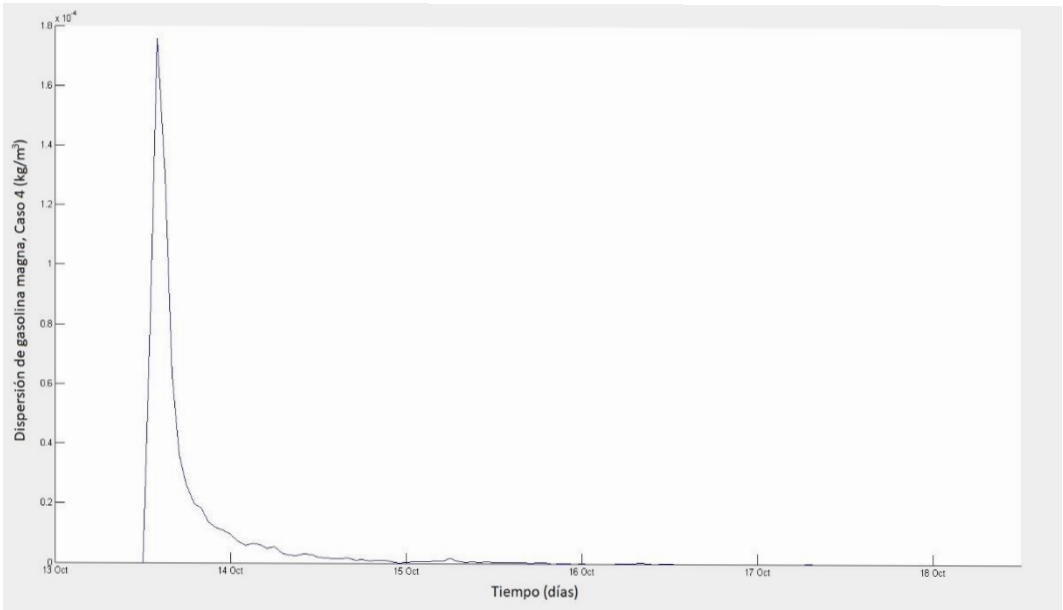


Figura II 37. Variación en el tiempo de la dispersión de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 4.

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

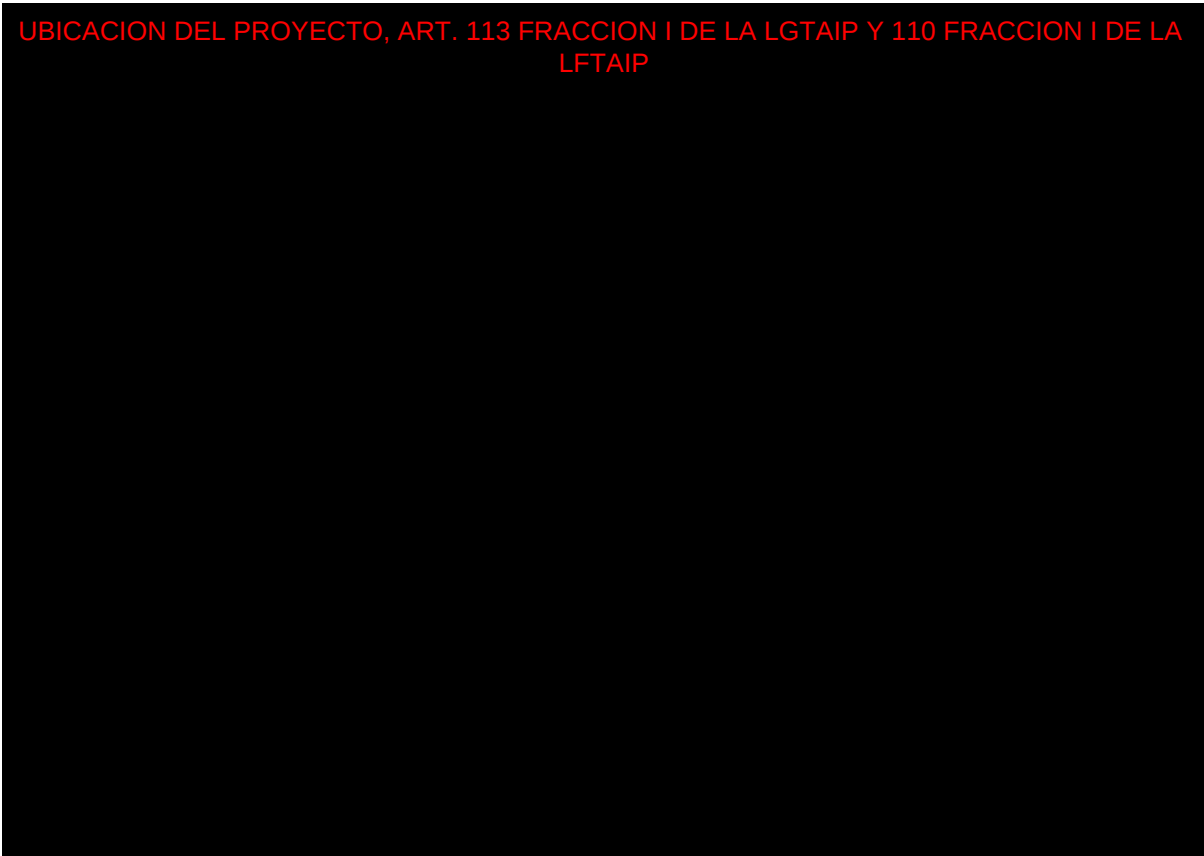


Figura II 38. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 4 (Video: “Gasolina Regular Caso 4 Dispersed oil Malla de detalle.mp4”).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Figura II 39. Simulación de la dispersión de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 4 (Video: “Gasolina Regular Caso 4 Dispersed oil Malla general.mp4”).

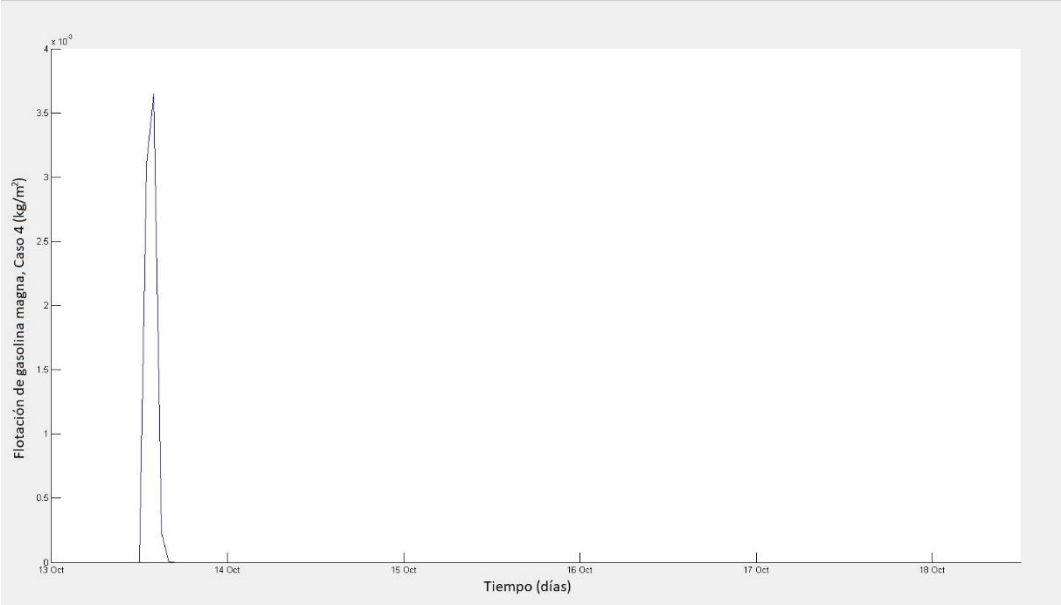


Figura II 40. Variación en el tiempo de la flotación de gasolina Regular, en el punto de descarga para el caso 4.

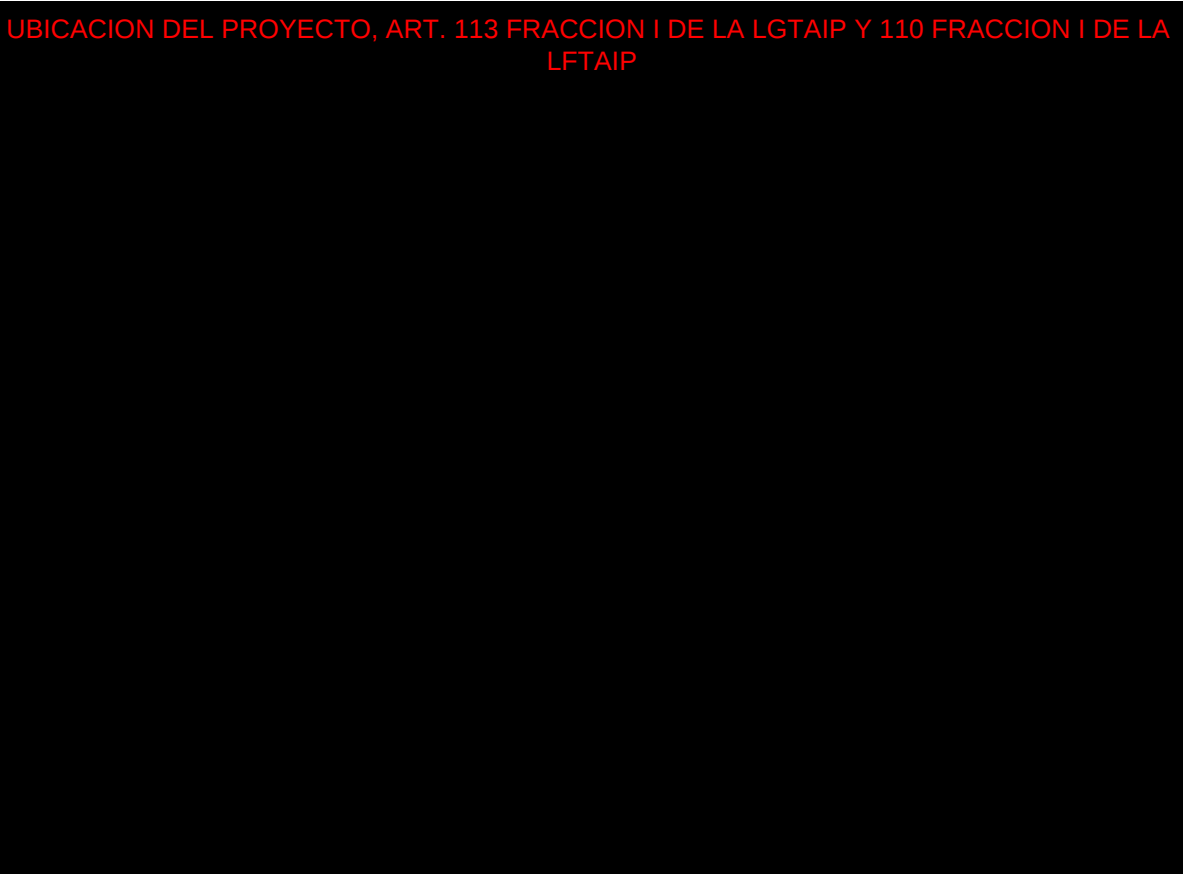


Figura II 41. Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla de detalle para el caso 4 (Video: “Gasolina Regular Caso 4 Floating oil Malla de detalle.mp4”).

UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

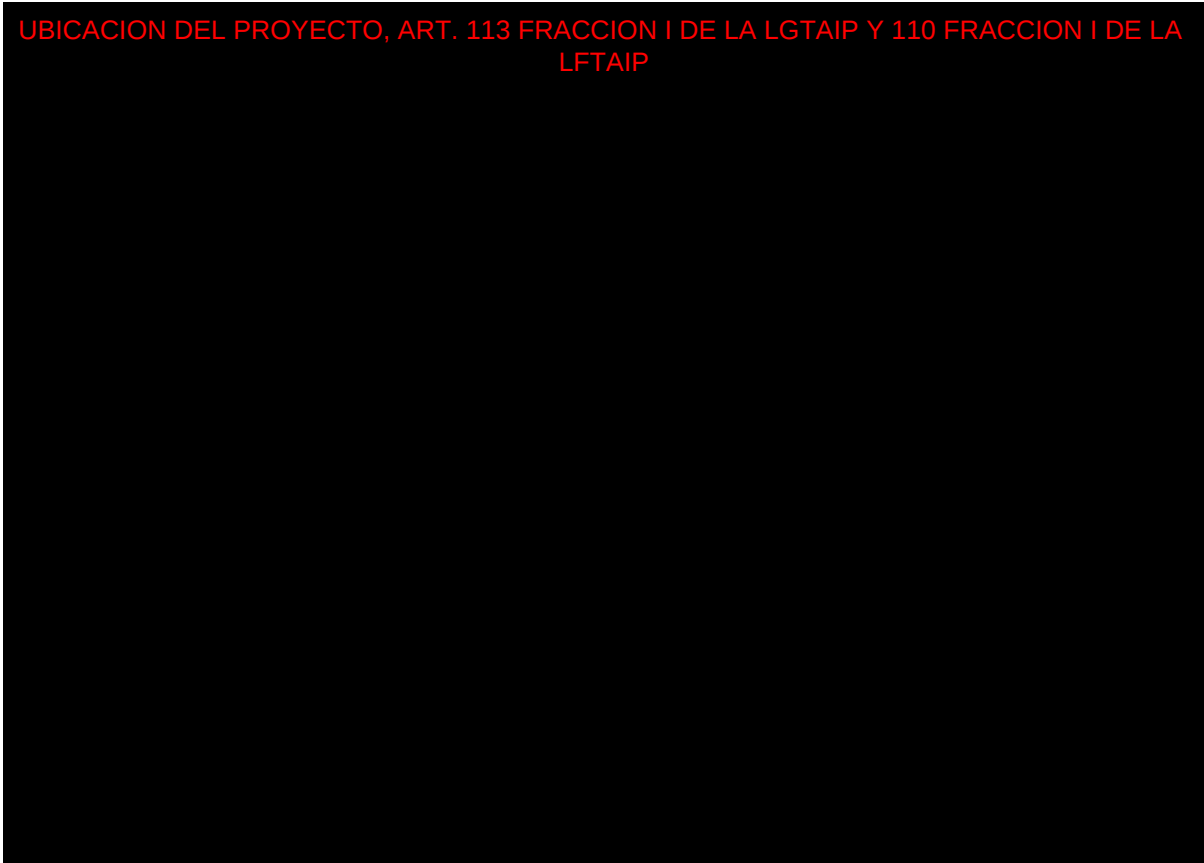


Figura II 42. Simulación de la flotación de gasolina Regular sobre la malla general para el caso 4 (Video: “Gasolina Regular Caso 4 Floating oil Malla general.mp4”).

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

Si bien el riesgo existirá siempre, su cuantificación es una parte esencial para su mejor administración y prevención, por lo que se debe contar con herramientas adecuadas para evaluarlo de la mejor manera posible que permitan controlarlo y/o mitigarlo asegurando su seguridad en la operación y mantenimiento. La evaluación y cuantificación se desarrollaron, con base en: Listas de verificación, Hazop y modelaciones matemáticas, de acuerdo a las características del proyecto, como se indicó en el Capítulo I.

Los métodos actuales de diseño proporcionados por Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V., están a nivel de ingeniería básica preliminar, la cual tomó en cuenta la parte aleatoria de las variables únicamente mediante factores de seguridad, faltando por integrarse la ingeniería de detalle que dependerá de los trabajos topográficos y estudios de mecánica de suelo del Onshore (área de almacenamiento, ducto de interconexión, área de llenaderas) y para Offshore. Este nivel de aproximación de la ingeniería es muy limitado y por consecuencia tendrá ajustes al integrar los trabajos de campo.

Sin embargo, la información fue analizada e integrada en el presente estudio, para determinar los sitios vulnerables en función de la ingeniería y características del entorno inmediato.

De los sitios donde se plasmaron los radios de afectación, se describe a continuación las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, calculada con anterioridad, considerando la posibilidad de un efecto domino.

Tabla II 21 Casos a modelar

Ø	EVENTO	PRESIÓN	TIEMPO
TUBERÍA 12" (0.98 KM)			
6	Golpe al ducto por subcontratistas (maquinaria pesada).	3 kg/cm2	30 MIN
1/4"	Falta de inspecciones estructurales y de mantenimiento de la tubería que integra el ducto, formándose poros de corrosión	3 kg/cm2	
ÁREA DE BOMBAS (DESCARGADERAS Y LLENADERAS)			
2"	Fuga en sellos de las bombas por alta presión en la succión/descarga Diesel/Gasolina.	15 psig	10 min
1/4"	Fuga en válvulas por ruptura de empaques por alta presión en la descarga Diesel/Gasolina.	15 psig	10 min
TANQUES DE ALMACENAMIENTO/TANQUE DE DÍA (SERVICIO: DIESEL/ GASOLINA)/ TANQUE DE DÍA DE 10,000/5 000 BBL DE CAPACIDAD.			
3"	Fuga por fisura a la mitad de la pared del tanque Daño físico de la integridad de las paredes de tanque de almacenamiento.	ATMOSFÉRICA	60 min
1/4"	Poros de corrosión en pared de tanque	ATMOSFÉRICA	60 min

Cabe señalar que el modelo no toma en cuenta el efecto de la topografía del terreno, edificios, árboles y otros obstáculos, ni el hecho de que las instalaciones consideradas se encuentran rodeadas de instalaciones propias de CFE, por ejemplo.

Fuga de gasolina por ruptura por Golpe al ducto por subcontratistas (maquinaria pesada) de Ducto de interconexión de 12" Ø de longitud 928 m

En cualquiera de los casos el derrame de gasolina ocasionaría una alberca, en la cual, los vapores al entrar en contacto con una fuente de ignición podrían ocasionar riesgos inmediatos por incendio en la cual, la zona de amortiguamiento se tendría a 256.95 m y la zona de alto riesgo a una distancia de 176.78 m con una estabilidad F.

Los efectos de este evento se presentarían en el entorno de las áreas de CFE principalmente.

Fuga accidental de gasolina REGULAR a través de una fisura equivalente a 3" de diámetro a la mitad de la altura del TANQUE DE DÍA, debido a una soldadura defectuosa en la estructura de la pared del tanque atmosférico cilíndrico vertical de 5,000 barriles de capacidad

El derrame de gasolina ocasionaría una alberca en la cual los vapores al entrar en contacto con una fuente de ignición podrían ocasionar riesgos inmediatos por incendio (nube inflamable) donde la zona de amortiguamiento se tendría a 262.43 m y la zona de alto riesgo a 180.44 m.

Los efectos de este evento se presentarían en el entorno del área de almacenamiento principalmente ocasionando probablemente un efecto domino por la cercanía con los tanques de almacenamiento colindantes.

Fuga de gasolina en área de bombas (llenaderas/descargaderas) debido a la ruptura de empaques por alta presión en la descarga de combustible durante un tiempo promedio de 10 minutos.

El derrame de /gasolina ocasionaría una alberca en la cual los vapores al entrar en contacto con una fuente de ignición podrían ocasionar riesgos inmediatos por incendio (nube inflamable) donde la zona de amortiguamiento se tendría a 91.74 m y la zona de alto riesgo a 63.09 m.

Los efectos de este evento se presentarían en el entorno del área de descargaderas y estacionamiento de autotankers principalmente, ocasionando probablemente un efecto domino por la cercanía con estos últimos.

De acuerdo al arreglo general que presenta del Proyecto RINA, las instalaciones que se verían afectadas por los radios de afectación de los eventos en área de tanques de almacenamiento y área de bombas (llenaderas/descargaderas)

Tabla II 22 Cuadro general de áreas.

ID	Concepto
1	Caseta de vigilancia y acceso
8	Edificio Residuos Peligrosos
9	Edificio Baños choferes
12	Tanques de Almacenamiento de Combustibles
15	Área de llenaderas
	Estacionamiento y área de maniobras de autotankers

Las instalaciones son compatibles con la infraestructura proyectada, ya que están sujetos a los códigos, criterios, normas, especificaciones y procedimientos internacionales y nacionales constructivos, operativos y de mantenimiento. Así mismo, se cuenta con medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción, ya que son parte de Sistema de Control Distribuido (SCD) de cada estación y replicadas al sistema SCADA, Unidad Terminal Remota (UTR), Sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV), Sistema de intercomunicación y voceo, Sistema de paro de emergencia, Cierre del ducto por cierre de estaciones o válvulas de seccionamiento, entre otros; las cuales se encuentran ampliamente descritas en el punto III, del presente documento y respaldadas mediante herramientas de gestión ambiental cómo será el desarrollo e implementación del Programa para la Prevención de Accidentes, Auditorías de seguridad y Auditorías ambientales internas y/o externas.

La identificación de las interacciones de riesgo y sus medidas de seguridad, como se indicó en el párrafo inmediato anterior, son razonablemente controlables, por lo que tiene una mayor viabilidad en términos de riesgo ambiental, además de que considera los distanciamientos entre el proyecto y la infraestructura existente, haciéndolo un proyecto compatible con la infraestructura proyectada.

Instalaciones de externos (PEMEX, caminos externos).

Las instalaciones del Proyecto interactúan con instalaciones de PEMEX (Terminal de Almacenamiento y Distribución Rosarito), entre otros.

Las instalaciones son compatibles con la infraestructura de PEMEX, ya que están sujetos a los códigos, criterios, normas, especificaciones y procedimientos internacionales y nacionales constructivos, operativos y de mantenimiento. Así mismo, cuentan con medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción, mediante herramientas de gestión ambiental como es el desarrollo e implementación del Programa para la Prevención de Accidentes.

II.2.1.3. Interacciones de riesgo con el entorno inmediato.

Después de analizar la propuesta del Proyecto RINA por Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V., se determinó que las zonas con **vulnerabilidad son las propias instalaciones de CFE en donde se encontraría inmerso el Proyecto RINA y posiblemente las instalaciones de PEMEX.**

Por lo que es de suma importancia, que se desarrolle, aplique y observe a detalle la descripción y actualización de las especificaciones técnicas de los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos utilizados en todo el Proyecto RINA que serán sujetos en el diseño y la construcción, así como los métodos y procedimientos de seguridad que serán utilizados para la construcción, operación y el mantenimiento del mismo, incluyendo los procedimientos relativos a las pruebas que llevará a cabo para comprobar que el proyecto cumple con las especificaciones técnicas, la periodicidad para la realización de dichas pruebas, así como la forma y los plazos para informar a la autoridad sobre los resultados obtenidos. Cumpliendo siempre con las especificaciones establecidas en las normas oficiales mexicanas vigentes que deberán aplicarse (Capítulo III de la Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional que acompaña al presente estudio).

Es conveniente señalar que, generalmente, no todas las especificaciones establecidas en una NOM necesariamente deben aplicar a un proyecto determinado, derivado de lo anterior, es la importancia de realizar un análisis minucioso para determinar cuáles disposiciones aplicarían al proyecto para detallar de manera objetiva cómo se vincula el proyecto además de los ya señalados en el capítulo III. Por lo que se consideraron otros instrumentos nacionales o internacionales como convenios o tratados, tales como, CITES, tratados fronterizos, especificaciones técnicas establecidas por los Códigos

ASME, API STD, Code of Federal Regulations, Códigos ASME, API STD, de manera adicional, se consideraron las normas de referencia de PEMEX, como se señalan en la memoria técnica Memoria Técnica Descriptiva Terminal Onshore LOG-MEX-CPR-SOW-0001_RevC (Anexo 1).

Con esto será suficiente y adecuado para garantizar la seguridad del sistema de transporte principalmente para el tramo de riesgo geológico. En caso de modificaciones al sistema de las especificaciones técnicas, los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos utilizados en tanto en la TAR del Proyecto RINA como en el Ducto de interconexión, así como los métodos y procedimientos de seguridad en la medida que las necesidades de seguridad así lo ameriten y, para tal efecto, de deberá solicitar a la autoridad competente la modificación del permiso; el promovente debe contratar y mantener vigentes los seguros necesarios para hacer frente a las responsabilidades en que pudieran incurrir por la operación de sus sistemas.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

La gasolina y el diésel de acuerdo a la clasificación de la “*NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION*” (**NFPA**), tiene como característica principal el de ser fluidos inflamables y los vapores puede formar mezclas explosivas en presencia de oxígeno, la condición principal para que ocurra un incendio o una explosión se deriva de la unión completa entre el combustible, oxígeno y una fuente de ignición, una de las característica, de los vapores es de que se enciende fácilmente en contacto con una fuente de ignición como una chispa, calor o flama, por lo que un derrame no controlado del producto en contacto con una chispa y/o flama sería condición suficiente para ocasionar un incendio.

Onshore. En los caso anteriores, los eventos de riesgo se derivan del incendio del derrame de gasolina que en el peor de los casos se generaría una alberca con un radio máximo que puede estar entre 6 y 12.92 m, en la cual, los vapores al entrar en contacto con una fuente de ignición podrían ocasionar riesgos inmediatos por incendio en el cual la zona de amortiguamiento estaría entre 11.58 m y 1024 m y la zona de alto riesgo estaría entre 8.23 m y 106 m; por lo que, podemos considerar que la afectación con otras áreas o instalaciones próximas sería prácticamente mínimo ya que el diseño de la terminal cuenta con suficiente área para maniobrar en un incidente, además, el diseño de la terminal no permite confinar mezclas inflamables explosivas.

Offshore. En el presente trabajo se revisaron los tres eventos planteados por CAPSA, para el proyecto RINA en Rosarito, B.C. De los cuales, se simularon los peores escenarios o casos de riesgo tomando en cuenta las tres fases del hidrocarburo al entrar en contacto con el agua: hidrocarburo flotante, hidrocarburo disperso e hidrocarburo adherido.

Los resultados de las simulaciones indican que:

- Con respecto al derrame de gasolina Regular, el caso 3 representa el mayor valor de dispersión, con un valor máximo de $3.72 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$, ubicado directamente en el punto de la fuga, a los 60 min de iniciada la descarga. Este derrame alcanza un área máxima de aproximadamente 556.36 km^2 . Para este caso, el valor máximo de flotación resulta de 0.108 kg/m^2 , a los 60 min de iniciada la descarga, alcanzando un área máxima de aproximadamente 3.68 km^2 .
- Con respecto al derrame de diésel, también el caso 3 representa el mayor valor de dispersión, con un valor máximo de $5.00 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$, ubicado directamente en el punto de la fuga, a los 60 min de iniciada la descarga. Este derrame alcanza un área máxima de aproximadamente 168.13 km^2 . Para este caso, el valor máximo de flotación resulta de 0.143 kg/m^2 , a los 60 min de iniciada la descarga, alcanzando un área máxima de aproximadamente 6.12 km^2 .
- Por las características propias de los hidrocarburos derramados, no resultaron valores de hidrocarburo adherido, para todos los casos simulados.

Para minimizar y/o eliminar estos eventos, en las terminal se encuentran instalados detectores de mezclas explosivas distribuidos de la siguiente manera: en área de llenaderas y descargaderas siete detectores, en área de almacenamiento se tienen catorce detectores, en laboratorio un detector y en casa de bombas cuatro detectores, estos detectores se encuentran conectados a un sistema de cómputo, además se cuenta con una distribución de monitores e hidrantes y un sistema de agua contraincendio en todas las áreas del Proyecto RINA.

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

Contenido

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. 1

ÍNDICE DE TABLAS 1

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. 1

 III.1 Recomendaciones Técnico - Operativas 1

 III.2 Sistemas de seguridad..... 21

 III.2.1. Seguridad general..... 21

 III.2.2. Dispositivos de seguridad del proceso. 24

 III.3. Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo..... 28

 III.3.1. Medidas Preventivas 28

 A) Preparación del Sitio y Construcción 28

 B) Operación..... 31

 C) De la normatividad aplicable. 35

III.3.2. Sistemas de protección contra incendio. 39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III. 1 Programa de Actividades Jerarquizadas recomendaciones acciones de
prevención/detección/minimización de las consecuencias identificadas 3

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

III.1 Recomendaciones Técnico - Operativas

Las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación del HAZOP de los riesgos identificados y determinados de las zonas de afectación, así como de la evaluación de los mismos, se desglosan de forma general en la Tabla III.1, en donde se describen para cada uno de los riesgos potenciales las acciones de prevención/detección/minimización de las consecuencias identificadas durante la operación normal del Proyecto RINA (**Monoboya ducto marino -offshore- y Almacenamiento –tanques-, ducto de Interconexión y Llenaderas -onshore-).**

Así mismo, de forma específica se seleccionaron los nodos (tres) con Jerarquización III y II resultantes de la aplicación del HAZOP, en la Tabla I, se presentan las recomendaciones para estos; a partir de los cuales se realizaron las modelaciones y su representación gráfica en mapas con los radios de afectación (Zonas de alto riesgo y amortiguamiento) con escala adecuada, donde se identifican los puntos de interés que se encuentran inmersos dentro de dichos radios (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros) en diferentes puntos del ducto, tanto en tubería como en instalaciones superficiales.

Finalmente, se deberá implantar e implementar el Programa de Actividades Jerarquizadas que tenga como objetivo, reducir los riesgos identificados del Sistema de transporte (ducto). El programa debe elaborarse de acuerdo a la estructura de la tabla del inciso 9 de la NOM-EM-004-SECRE-2014 y especificar el tipo de recomendación (preventiva, correctiva y de mejora, entre otras) y las acciones requeridas identificadas en el presente estudio de riesgo.

La Terminal De combustibles Playa Rosarito, de acuerdo al contará con diferentes sistemas:

1. Descarga y carga de barcos
2. Patín de Medición Marina y Prover
3. Sistema de tanques de almacenamiento
4. Sistema de bombas de transferencia
5. Sistema de interconexión de tuberías
6. Sistema de carga a autotanques
7. Sistema de aditivos

8. Sistema de carga de oxigenante (proyecto a futuro)
9. Transmix: sistema de carga y descarga
10. Sistema Auxiliar
11. Sistema de agua aceitosa
12. Recolección de aguas residuales sanitarias
13. Servicio de interconexión de agua
14. Sistema de colección de agua de lluvia y drenaje
15. Sistema de protección contra incendio y sistema de extintores
16. Sistema de monitoreo y control
17. Sistema de medición de tanques
18. Sistema de apagado de emergencia

Así mismo, de forma específica se seleccionaron los nodos de estos dieciocho sistemas separados para off shore y onshore, de los cuales se obtuvo la Jerarquización (Tabla I.46 del Capítulo I del presente Estudio de Riesgo) resultantes de la aplicación del HAZOP, en la Tabla III.1, se presentan de forma las recomendaciones técnico operativas para estos; a partir de los cuales se realizaron las modelaciones y su representación gráfica en mapas con los radios de afectación (Zonas de alto riesgo y amortiguamiento) con escala adecuada, donde se identificaron los puntos de interés que se encuentran inmersos dentro de dichos radios (componentes ambientales, mar, playa, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, entre otros) en diferentes puntos del Proyecto.

Finalmente, se deberá implantar e implementar el Programa de Actividades Jerarquizadas que tenga como objetivo, reducir los riesgos identificados del Proyecto (Tabla III.1). El programa se elaboró de acuerdo a la estructura de la tabla del inciso 9 de la NOM-EM-004-SECRE-2014, donde se especificó el tipo de recomendación (preventiva, correctiva y de mejora, entre otras) y las acciones requeridas identificadas en el presente estudio de riesgo.

Tabla III. 1 Programa de Actividades Jerarquizadas recomendaciones acciones de prevención/detección/minimización de las consecuencias identificadas

Protecciones/ Recomendaciones																											
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																											
Protecciones		Recomendaciones		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM
Intención de diseño:		Válvulas e instrumentación																									
Sistema:		3	CARGA Y DESCARGA DE AUTOTANQUES				Nodo:	1	TUBERÍA DE DESCARGA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO A BOMBAS																		
• Sistemas de paro de emergencia • Drenaje aceitoso • Separador de agua y aceite • Tierras físicas • Red fija contraincendios • Detectores de fuego • Detectores de gas • Detectores de combustibles • Detectores de calor • Alarmas audibles • Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo.	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																										
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																										
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																										
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																										
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan las tuberías que intervienen en el sistema de carga y descarga de petrolíferos (gasolinas y diesel).																										
	Implementar un sistema de permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																										
	Implementar un Manual de mantenimiento preventivo en el que se incluyan las tuberías y su instrumentación.																										
	Implementar registros a través de los que documente el cumplimiento del programa de mantenimiento.																										
	Implementar un programa para la medición de espesores de tuberías y de pruebas hidrostáticas, de pruebas no destructivas, etc.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad.																										
	Implementar un programa anual de revisión y pruebas de todas las válvulas de compuerta, control de retroceso (válvula check o de retención), de control, de venteo y alivio de presión, entre otros.																										
	Implementar un programa anual de verificación, pruebas y mantenimiento de las tuberías, y conexiones.																										
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																										
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																										
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																										
	Implementar un procedimiento para dar atención a derrames en el área de tuberías.																										
Implementar un programa anual de revisión y mantenimiento de la red fija contraincendios, alarmas, sistemas de detección, etc.																											

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales		Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas		Clima y fuerzas externas						
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																											
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:		Válvulas, bridas e intrumentos de medición.																									
Sistema:		3	CARGA Y DESCARGA DE AUTOTANQUES			Nodo:	2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES																			
- Sistemas de paro de emergencia - Drenaje aceitoso - Separador de agua y aceite - Tierras físicas - Red fija contraincendios - Detectores de fuego - Detectores de gas combustibles - Detectores de calor - Alarmas audibles - Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo.	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																										
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																										
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																										
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																										
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																										
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																										
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																										
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																										
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																										
	Implementar un programa de atención a derrames.																										
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																										
	Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																										
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																										
	Implementar un Programa de mantenimiento preventivo de tierras físicas.																										
	Llevar a cabo la medición anual de la resistencia de las tierras físicas.																										
Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																											

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																										
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Intención de diseño:		Válvulas, bridas e intrumentos de medición.																								
Sistema:		3	CARGA Y DESCARGA DE AUTOTANQUES			Nodo:	2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES																		
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																									
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Contar con sistema de contención para caso de derrame.																									
	Contar con drenaje aceitoso																									
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																									
	Contar con un sistema de paro de emergencia.																									

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																										
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Intención de diseño:		Recuperadores de vapor																								
Sistema:		3	CARGA Y DESCARGA DE AUTOTANQUES			Nodo:	2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES																		
- Sistemas de paro de emergencia - Drenaje aceitoso - Separador de agua y aceite - Tierras físicas - Red fija contraincendios - Detectores de fuego - Detectores de gas combustibles - Detectores de calor - Alarmas audibles - Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo.	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																									
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																									
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																									
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																									
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																									
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																									
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																									
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																									
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																									
	Implementar un programa de atención a derrames.																									
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																									
	Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																									
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																									
	Implementar un Programa de mantenimiento preventivo de tierras físicas.																									
	Llevar a cabo la medición anual de la resistencia de las tierras físicas.																									
Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																										

Protecciones/ Recomendaciones Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Intención de diseño:		Recuperadores de vapor																								
Sistema:		3	CARGA Y DESCARGA DE AUTOTANQUES			Nodo:	2	ÁREA DE LLENADO DE AUTO TANQUES																		
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																									
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Contar con sistema de contención para caso de derrame.																									
	Contar con drenaje aceitoso																									
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																									
	Contar con un sistema de paro de emergencia.																									

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Protecciones		Recomendaciones																								
Intención de diseño:		DUCTO TERRESTRE																								
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo:	1	TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.																		
- Sistemas de paro de emergencia - Válvula manual - Válvula operada con motor - Indicadores de presión - Red fija de contraincendios y equipos contraincendios - Detectores de fuego - Detectores de gas combustibles - Detectores de calor - Alarmas audibles - Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo.	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																									
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																									
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																									
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																									
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																									
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																									
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																									
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																									
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																									
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																									
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																									
	Implementar un programa de atención a derrames.																									
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																									
	Contar con un programa de revisiones periódicas de la protección catódica y recubrimiento de tanques y techos flotantes.																									
	Llevar un registro de cumplimiento del programa de revisiones periódicas.																									
	Contar con un programa anual de inspecciones para identificar, en su caso, corrosión externa e interna, deterioro y daños que puedan aumentar el riesgo de fuga o falla.																									
Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																										

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas								
Protecciones	Recomendaciones																										
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																											
		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:				DUCTO TERRESTRE																							
Sistema:				2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)		Nodo:	1	TRAMO DE DUCTO TERRESTRE DE 18" QUE SE CONECTA EL PATÍN DE MEDICIÓN.																		
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																										
	Implementar un Programa de mantenimiento preventivo de tierras físicas.																										
	Llevar a cabo la medición anual de la resistencia de las tierras físicas.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																										
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																										
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																										

Protecciones/ Recomendaciones		Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																							
		DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																							
		</																							

Protecciones/ Recomendaciones		Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)																									
		DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																									

Protecciones/ Recomendaciones

Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6.

CE = Corrosión externa	DTFI = Daño por terceros, falla inmediata
CI = Corrosión interna	DPT = Daño previo por terceros
SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos	V = Vandalismo
C = Defectos en la costura	IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto
MB = Defectos en el metal base	OI = Operaciones incorrectas
SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal	TE = Tormentas eléctricas
FA = Falla por alineamiento	VTI = Viento, tormentas o inundaciones
DFP = Doble por flexión o pandeo	SI = Sismos
E = Fallas en los empaques	D = Deslaves
RTR = Roscado/tubería rota	H = Huracanes
VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relievo	ER = Erosión
S = Falla del sello/bomba	DLM = Deslizamiento del lecho marino
(1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV)	

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación	Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas									
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IQ = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:		Válvulas de seguridad y sistema de venteo																									
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo:	3	TANQUES COMBUSTIBLES																			
• Sistemas de paro de emergencia • Interruptores de flujo • Indicadores de bajo nivel • Indicador de nivel muy alto • Válvula de presión /vacío o venteo de conservación • Válvulas de seguridad • Sistema de venteo. • Dique de contención • Interdiques de contención • Tierras físicas • Red fija contraincendios • Detectores de fuego • Detectores de gas • Detectores de calor • Alarmas audibles • Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo. • Indicadores de bajo nivel, temperatura, presión, • Alarmas de bajo nivel • Alarmas de nivel muy alto	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																										
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																										
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																										
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																										
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																										
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																										
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																										
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																										
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																										
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																										
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																										
	Implementar un programa de atención a derrames.																										
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																										
	Contar con un programa de revisiones periódicas de la protección catódica y recubrimiento de tanques y techos flotantes.																										
	Llevar un registro de cumplimiento del programa de revisiones periódicas.																										
	Contar con un programa anual de inspecciones para identificar, en su caso, corrosión externa e interna, deterioro y daños que puedan aumentar el riesgo de fuga o falla.																										
	Contar con estudios de integridad y pruebas de hermeticidad de los tanques de almacenamiento.																										
	Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																										

Protecciones/ Recomendaciones		Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																							
Protecciones		Recomendaciones																							
		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM
Intención de diseño:		Válvulas de seguridad y sistema de venteo																							
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo:	3	TANQUES COMBUSTIBLES																	
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																								
	Implementar un programa anual de mantenimiento en el que se incluyan las pruebas de hermeticidad de los diques e Interdiques de contención.																								
	Implementar un Programa de mantenimiento preventivo de tierras físicas.																								
	Llevar a cabo la medición anual de la resistencia de las tierras físicas.																								
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																								
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																								
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																								
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																								
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																								

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas								
Protecciones	Recomendaciones																										
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:		Medidor de nivel																									
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo :	3	TANQUES COMBUSTIBLES																			
• Dique de contención • Interdiques de contención. • Drenaje aceitoso • Separador de agua y aceite • Red fija contraincendios • Detectores de fuego • Detectores de gas combustibles • Detectores de calor • Alarmas audibles • Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo. • Indicadores de bajo nivel,	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																										
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																										
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																										
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																										
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																										
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																										
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																										
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																										
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																										
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																										
	Implementar un programa de atención a derrames.																										
	Implementar un programa anual de simulacros y practicas contraincendios																										
	Llevar un registro de cumplimiento del programa de revisiones periódicas.																										
	Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																										
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento en el que se incluyan las pruebas de hermeticidad de los diques e Interdiques de contención.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																										
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																										
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																										
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																										

Protecciones/ Recomendaciones Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		Corrosión		Ambientales		Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas		Clima y fuerzas externas							
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM			
Intención de diseño:		Medidor de nivel																										
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo :	3	TANQUES COMBUSTIBLES																				
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																											

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Protecciones	Recomendaciones																									
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo:	3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES																		
- Dique de contención - Interdiques de contención. - Drenaje aceitoso - Separador de agua y aceite - Red fija contraincendios - Detectores de fuego - Detectores de gas - combustibles - Detectores de calor - Alarmas audibles - Alarma de estrobos verde, amarillo y rojo. - Indicadores de bajo nivel,	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																									
	Obtener el dictamen de pre-arranque, emitido por una Unidad de Verificación.																									
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																									
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																									
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																									
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																									
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																									
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																									
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																									
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																									
	Implementar un programa de atención a derrames.																									
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas contraincendios																									
	Llevar un registro de cumplimiento del programa de revisiones periódicas.																									
	Implementar un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo de válvulas de instrumentos.																									
	Programa de Calibración Anual de Válvulas de seguridad e instrumentación.																									
	Implementar un programa anual de mantenimiento en el que se incluyan las pruebas de hermeticidad de los diques e Interdiques de contención.																									
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo en el que se incluya la red fija contraincendios y los equipos contraincendios.																									

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Sistema:		2	ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS (GASOLINAS Y DIESEL)			Nodo:	3	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES																		
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de la red fija contraincendios y equipo contraincendios.																									
	Implementar un programa anual de mantenimiento preventivo de detectores, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Implementar un programa anual de pruebas del sistema de detección, alarmas y otros dispositivos de seguridad.																									
	Implementar un programa anual de pruebas de operabilidad de los instrumentos.																									

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales		Fabricación		Construcción		Equipo		Daño por terceros		Operaciones incorrectas		Clima y fuerzas externas																
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblar por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Rascador/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relieve S = Falla del sellabombas (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																																
Protecciones		Recomendaciones		CE	CI	SCC		C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI		TE	VTI	SI		D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:		MANGUERA FLOTANTE DE 12"																														
Sistema:		1	CARGA Y DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN						Nodo:	1	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).																					
- Sistema de paro de emergencias del buque. - Válvulas de corte del buque. - Sistema de monitoreo, Indicadores de presión y flujo.	Contar con barreras absorbentes de hidrocarburos durante la operación de carga y descarga de petrolíferos.																															
	Contar con un programa de revisión y supervisión durante las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																															
	Contar con personal capacitado en atención a derrames de petrolíferos al mar.																															
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																															
	Implementar un programa de atención a derrames en el mar.																															
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas para en caso de derrame de petrolíferos en el mar.																															
Intención de diseño:		MANGUERA FLOTANTE DE 12																														
Sistema:		1	CARGA Y DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN						Nodo:	2	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" , TRAMO QUE CONECTA AL BUQUE A LA MONOBOYA (SPM).																					
- Sistema de paro de emergencias del buque. - Válvulas de corte del buque. - Sistema de monitoreo, Indicadores de presión y flujo.	Contar con barreras absorbentes de hidrocarburos durante la operación de carga y descarga de petrolíferos.																															
	Contar con un programa de revisión y supervisión durante las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																															
	Contar con personal capacitado en atención a derrames de petrolíferos al mar.																															
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																															
	Implementar un programa de atención a derrames en el mar.																															
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas para en caso de derrame de petrolíferos en el mar.																															

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales		Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas		Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doble por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscado/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino																												
Protecciones	Recomendaciones	CE	CI	SCC		C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM		
Intención de diseño:		Monoboya																										
Sistema:		1	DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN				Nodo:	2	Punto Único de Amarre																			
- Sistema de paro de emergencias del buque. - Válvulas de corte del buque. - Sistema de monitoreo, Indicadores de presión y flujo.	Contar con barreras absorbentes de hidrocarburos durante la operación de carga y descarga de petrolíferos.																											
	Contar con un programa de revisión y supervisión durante las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																											
	Contar con personal capacitado en atención a derrames de petrolíferos al mar.																											
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																											
	Implementar un programa de atención a derrames en el mar.																											
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas para en caso de derrame de petrolíferos en el mar.																											
	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																											
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																											
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																											
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																											
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																											
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																											
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																											
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																											
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																											
	Desarrollar e Implementar un programa de atención a derrames en el mar.																											
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas																											

Protecciones/ Recomendaciones		Corrosión		Ambientales		Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6. CE = Corrosión externa CI = Corrosión interna SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos C = Defectos en la costura MB = Defectos en el metal base SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal FA = Falla por alineamiento DFP = Doblez por flexión o pandeo E = Fallas en los empaques RTR = Roscador/tubería rota VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo S = Falla del sello/bomba (1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV) DTFI = Daño por terceros, falla inmediata DPT = Daño previo por terceros V = Vandalismo IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto OI = Operaciones incorrectas TE = Tormentas eléctricas VTI = Viento, tormentas o inundaciones SI = Sismos D = Deslaves H = Huracanes ER = Erosión DLM = Deslizamiento del lecho marino		CE	CI	SCC		C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Protecciones		Recomendaciones																									
Intención de diseño:		MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12"																									
Sistema:		1	DESCARGA DE GASOLINAS Y DIESEL DE BUQUE A PATÍN DE MEDICIÓN				Nodo:	3	MANGUERA FLEXIBLE FLOTANTE DE 12" QUE CONECTA LA MONOBOYA (SPM) A DISTRIBUIDOR DE EXTREMO DE TUBERÍA (PLEM).																		
- Sistema de paro de emergencias del buque. - Válvulas de corte del buque. - Sistema de monitoreo, Indicadores de presión y flujo. - Válvula manual. Interruptor de nivel	Contar con barreras absorbentes de hidrocarburos durante la operación de carga y descarga de petrolíferos.																										
	Contar con un programa de revisión y supervisión durante las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																										
	Llevar a cabo la revisión de seguridad de pre-arranque.																										
	Implementar procedimientos escritos de las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen la instalación.																										
	Implementar un programa de pruebas operativas de tipo dinámico en el que se incluyan todos los equipos que conforman el sistema de carga y descarga de combustibles.																										
	Implementar un programa de pruebas pre-operativas.																										
	Contar con programa de verificación, pruebas y mantenimiento para que opere de forma segura.																										
	Contar con un Manual de mantenimiento preventivo.																										
	Contar con permisos internos de trabajos para la autorización y ejecución de trabajos de riesgo.																										
	Contar con registros de cumplimiento del programa de mantenimiento.																										
	Contar con un programa de inspección de las actividades de carga y descarga de combustibles o petrolíferos.																										
	Implementar un programa anual de capacitación del personal operativo.																										
	Implementar un programa de atención a derrames en el mar.																										
	Implementar un programa anual de simulacros y prácticas																										

III.2 Sistemas de seguridad

III.2.1. Seguridad general

Para el adecuado funcionamiento de cada uno de los sistemas de la Terminal de Almacenamiento se debe tener en cuenta los dispositivos para el control de eventos extraordinarios los cuales consisten principalmente en equipo portátil y fijo de contra incendio, estaciones de regaderas y lavaojos, equipo de radiocomunicación, botiquines de primeros auxilios y vehículos utilitarios los cuales podrán ser usados en caso de una emergencia, además de lo siguiente:

1. Materiales, pruebas, Verificación adecuadas para asegurar la operación segura

- Utilizar materiales certificados en la construcción de la tubería tanto terrestre como marina.
- Realizar pruebas de integridad de tanques y medición de espesores, para confirmar su integridad física para su posterior utilización.
- Verificación periódica de la calibración de la instrumentación a utilizar.
- Verificar el buen estado de los tanques a la entrega del proveedor y verificar que cumpla con el programa de mantenimiento.
- Verificación del cumplimiento de los procedimientos de operación y mantenimiento.
- Verificación periódica de las condiciones de operación de los proveedores.
- Realizar verificaciones periódicas al sistema.
- Revisión periódica de espesores de pared de los tanques de almacenamiento.
- Verificación del cumplimiento de los programas de operación y mantenimiento de la tubería.
- Calcular el límite de retiro de la tubería para realizar la sustitución correspondiente cuando se requiera tanto terrestre como marina.
- Instalar sistemas de protección tanto terrestre como marina.
- Verificación del cumplimiento del programa de mantenimiento en el sistema de regulación.
- Realizar análisis de factibilidad para la instalación de equipo de bombeo de los tanques.
- Contar con generador eléctrico de emergencia en caso de falla del generador principal.
- Realizar la conexión a tierra de equipo dinámico previo a su puesta en operación.

- Realizar análisis de factibilidad para la instalación de dobles sellos en equipos de bombeo de acuerdo a requerimientos de seguridad.
- Realizar análisis de factibilidad para la realización de pruebas de hermeticidad en recipientes de almacenamiento.
- Realizar e implantar procedimiento de inspección y limpieza de cárcamos y diques de contención.
- Realizar la rotulación de tuberías y tanques de almacenamiento de conformidad a la NOM-026-STPS-1998.
- Realizar análisis de factibilidad para la instalación de red contra incendios en el área.
- Instalar instalación eléctrica a prueba de explosión en áreas con posibilidad de formación de atmosferas explosivas.
- Documentación. Para llevar a cabo la **inspección inicial** se debe disponer, previo al inicio cualquier trabajo, la siguiente documentación:
 - Elaborar e implementar un Procedimiento específico aceptado por Combustibles Playas Rosarito, S.A. de C.V.
 - Elaborar e implementar un Procedimiento de revisión del estado de las conexiones y accesorios del tanque y en caso de ser necesario solicitar la recalibración o sustitución de los mismos, como, por ejemplo, verificar periódicamente el dispositivo de medición de presión del tanque de almacenamiento.
 - Elaborar e implementar un procedimiento para control de los niveles de combustible.
 - Elaborar e implementar un Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar, interconexiones, cambio de bridas, etc.
 - Contar con los Certificados vigentes de calibración del equipo a utilizar que lo requiera, expedidos por laboratorios acreditados por la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación) u otro organismo internacional que tenga reconocimiento mutuo con esta entidad. En su defecto, previa comprobación de no existencia de laboratorios acreditados o entidades capacitadas, la calibración puede ser efectuada por el propio contratista, aplicando un procedimiento propio avalado por un especialista o una casa Certificadora

- Relación de personal certificado de inspección, mostrando documentación probatoria original y vigente de acuerdo a la Norma que aplique.
- Reporte de resultados y formatos de registro. El reporte de resultados individuales ya sea de los datos del ducto marino o terrestre, bombas, válvulas, etc., deben elaborarse en formatos establecidos por el Regulado
- Adicionalmente, al término de la inspección, se debe presentar el listado de hallazgos significativos en el formato de resumen de resultados, en archivo electrónico y copia dura del mismo.
- En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante del emplazamiento, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite. Asimismo, el tipo de anomalía encontrada y ubicación del área donde se presente alguna anomalía (coordenadas UTM).

2. Capacidad del personal para el control, verificación, mantenimiento preventivo y correctivo

- Llevar un control eficiente del consumo de combustible almacenado en los tanques, a través de una verificación periódica de los tanques. Es decir, el personal encargado verificará periódicamente el sistema de control de inventarios de los fluidos almacenados.
- El personal encargado verificará periódicamente el buen funcionamiento de los instrumentos de control de los tanques de almacenamiento.
- Verificar que el personal o la empresa encargada del mantenimiento de los equipos de seguridad realicen los trabajos conforme a procedimientos o manuales establecidos para este fin.
- El personal encargado verifique periódicamente el buen funcionamiento de los instrumentos de control de los tanques de almacenamiento.
- El personal encargado verificara periódicamente los niveles de los tanques de almacenamiento.
- Aplicación de mantenimiento preventivo oportuno.
- Dar mantenimiento preventivo e implementar mantenimiento mayor a los dispositivos de seguridad con los que cuentan los tanques de almacenamiento. Por lo que se debe cumplir en tiempo y forma con el programa de mantenimiento de estos equipos de seguridad (por ejemplo, válvulas de seguridad).

- Incluir dentro del manual de operación el llenado hasta el 90 % del volumen de tanques de almacenamiento de conformidad a la NOM-005-STPS-1998.
- Implantar procedimiento de carga y descarga de los combustibles o fluidos.
- En el área de los tanques de almacenamiento, se contará con un sistema de red contra incendios y en las áreas cercanas.

3. Capacitación

- Elaboración e implementación de procedimientos para detectar necesidades de capacitación, para:
 - Contratación de proveedores capacitados para atención de emergencias.
 - Capacitación periódica del personal de operación.
 - Capacitación periódica al personal en Atención a Emergencias.
 - Capacitación al personal sobre control y atención de fugas.
 - Capacitar al personal en el manejo de situación de un posible calentamiento y una posible explosión de los tanques de almacenamiento.
 - Considerar paros del sistema en el Programa de Atención a Emergencias.
 - Estar alerta para los casos que se presente un aumento de temperatura anormal que pueda desencadenar una posible explosión de los tanques de almacenamiento.
 - Realizar simulacros sobre una posible explosión de los tanques de almacenamiento.
- Supervisar el que no se debe de realizar quemas de residuos o de algún otro tipo de material inflamable dentro de las instalaciones.
- Prohibir el fumar dentro de las instalaciones.

III.2.2. Dispositivos de seguridad del proceso.

Sensores e Instrumentos de Campo.

Los instrumentos especificados en esta sección son los componentes y accesorios de los elementos primarios que se muestran en los DTI's, código: LOG-MEX-CPR-PDI-0000 al LOG-MEX-CPR-PID-7010 (ver Anexo 4), y requieren ser instalados.

Estos instrumentos estarán integrados con otros componentes del sistema de control especificados en la sección 7.5.4, Controlador lógico programable (PLC).

Los transmisores deberán ser inteligentes con la capacidad de realizar autodiagnósticos e indicaciones locales de la variable de proceso (en unidades métricas), utilizando una pantalla LCD de cristal líquido. Los transmisores tendrán una electrónica basada en microprocesador.

La carcasa o caja de protección del transmisor deberá ser mínimo de aluminio con recubrimiento epóxico (NEMA 4 X); a prueba de intemperie, humedad, corrosión y polvo y cumplir con la clasificación del área donde se instala el instrumento mostrada en los planos LOG-MEX-CPR-ELE-3401 y LOG-MEX-CPR-ELE-3402, en Anexo 4.

El transmisor se deberá suministrar con una placa de identificación de acero inoxidable fijada permanentemente al cuerpo (no se aceptan juntas con adhesivo).

Medidor de flujo ultrasónico.

El medidor de flujo ultrasónico será del tipo multi-trayecto, es decir, de varios conjuntos de transductores emisor/receptor de señales, los transductores son del tipo piezoeléctrico y su principio de medición deberá ser el tiempo de tránsito, Los medidores de tiempo de tránsito miden el diferencial de tiempo entre las señales enviadas aguas arriba y aguas abajo. El diferencial es directamente proporcional a la velocidad del flujo.

La instalación de los transductores no deberá ser intrusiva, no se aceptará los transductores de tipo abrazadera.

Las tarjetas electrónicas que formen parte del instrumento deberán tener un recubrimiento especial para protegerlas del ambiente donde serán instaladas, con el fin de prevenir y retrasar los efectos corrosivos sobre los componentes (de acuerdo con) la vida útil garantizada por el fabricante.

El fabricante deberá proporcionar el cable de interconexión entre los transductores y el transmisor, de ser necesario

La dirección del flujo deberá estar claramente identificada en el cuerpo del medidor de flujo.

El medidor de flujo se comunicará con el transmisor de presión y transmisor de temperatura, la señal de salida del medidor de flujo deberá ser configurable, el medidor de flujo ultrasónico deberá ser capaz de comunicarse con el computador de flujo u otros dispositivos de interface.

Medidores de flujo másico Coriolis.

Los medidores de flujo másico tipo Coriolis se podrán usar para instalaciones donde se desea una alta precisión y donde haya variaciones de presión o temperatura en el fluido (densidad). Las aplicaciones de medición de flujo que requieren cambios frecuentes en las condiciones del fluido consideran la medición del flujo másico.

El medidor de flujo Coriolis es aprobado para funciones de transferencia y custodia de productos, tal como se requiere en los patines de medición o patines de medición de flujo.

Medidores de flujo de turbina.

Los medidores de flujo tipo turbina se podrán usar para caudales o fluidos limpios. Las turbinas son equipos de alta precisión. Para requerimiento de instalación se seguirá la guía provista por ISA RP31.1, "Diseño de Instalaciones de Medidores de Flujo de Turbinas".

Instrumentos de presión diferencial.

Los instrumentos del tipo de presión diferencial normalmente se usan para mediciones de flujo cuando la aplicación o las condiciones de procesos, lo permiten.

Los cuerpos de los transmisores de flujo normalmente son de acero inoxidable con sus internos también de acero inoxidable, a menos que se requieran otros materiales para cumplir con las condiciones del proceso.

Los transmisores serán electrónicos "inteligentes". La salida del transmisor será configurable; analógica de 4 a 20 mA. La extracción de raíz cuadrada se realizará normalmente en el transmisor.

El rango normalmente será de 100 pulgadas de columna de agua. Cuando se requiera un rango más grande, se puede usar un diferencial de hasta 200 pulgadas de columna de agua. En aplicaciones de fluido compresible, el rango diferencial máximo en pulgadas de agua no deberá exceder la presión absoluta estática del fluido en PSIA.

Instrumento de Nivel tipo Radar, de onda guiada.

Los instrumentos tipo radar de onda guiada se usarán normalmente para la medición de nivel. El instrumento se montará en una cámara específica para la medición de nivel. Los materiales de construcción estarán de acuerdo con la especificación de tubería, y especificaciones del tanque. La conexión a proceso deberá ser mínimo de 2".

El medidor de nivel tipo radar proporciona precisión en la medición de los volúmenes de almacenamiento de combustible y se puede registrar y controlar las pérdidas durante el almacenamiento.

Este tipo de instrumentos tienen compensación integral de temperatura, adicionalmente, el instrumento tiene una precisión de 0.25 por ciento del rango, resolución 0.1% del lapso e incluye protocolo HART.

Transmisor de temperatura.

Se considerará un instrumento electrónico, tipo digital basado en un microprocesador, carcasa de aluminio sin cobre; recubierto con resina epóxica. Deberá ser para uso en exteriores, a prueba de agua, para servicio en áreas clasificadas, NEMA 4X y con aprobación de FM. Transmisor será conectado al elemento sensor tipo RTD Pt100 y contará con dos conexiones eléctricas de ½" NPT, una para el sensor y otra para la salida analógica.

Transmisor de temperatura incluirá una salida analógica de 4-20 mA, autoalimentado con 24 VDC directamente desde el lazo de salida analógico. Los transmisores tendrán capacidad para manejar el protocolo HART, para facilitar la programación del mantenimiento preventivo y la calibración.

Los transmisores serán accesibles desde el nivel del piso o desde una plataforma, los intervalos para el control de la temperatura serán tan estrechos como sea consistente con los requisitos del proceso.

Termopozos.

Los termopozos se utilizarán para la instalación de los sensores de temperatura (RTD's), los termómetros bimetalicos y los puntos de mediciones para pruebas. Los termopozos serán fabricados de un material mínimo de 316 S.S., de tal manera sean intercambiables para todas las aplicaciones estándar. Los siguientes requisitos aplican a los termopozos de temperatura:

- Los termopozos serán fabricados tipo mecanizado a partir de barras en una configuración cónica capaz de resistir la temperatura y la presión.
- Las conexiones del proceso de los termopozos serán del tipo roscado, tamaño 1 "NPT o bridados de 1-1 / 2", clase 300 # mínimo. Para las clases de línea superiores a 300 #, la clase de la brida será según la especificación de la tubería.
- La dimensión "U" del termopozo será dimensionada por los estándares del proyecto, los cálculos de frecuencia se realizarán para todos los termopozos y la

dimensión "U" estará dentro de los límites calculados según la ecuación de Murdoch.

- Los termopozos se identificarán por el número de etiqueta asignado y este deberá ser grabado sobre el mismo termopozo.
- La dimensión "U" del termopozo deberá penetrar entre el 25 y el 75% del diámetro de la tubería.

III.3. Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo.

III.3.1. Medidas Preventivas

Del Proyecto: Monoboya ducto marino (offshore) y Almacenamiento (tanques), ducto de Interconexión y llenaderas (onshore).

El manejo adecuado y seguro de gasolinas y diésel es posible, siempre y cuando se conozcan sus propiedades y peligros, así como las diferentes formas en que estos pueden presentarse; esto no quiere decir que no existe riesgo alguno; sí existen, por lo que siempre se tendrán al alcance de todas las personas involucradas en la operación del Proyecto, así como las medidas preventivas para su rápido control, por si llegase a ocurrir algún evento inesperado. Es por ello que se enuncian, pero no se limitan, las medidas preventivas señaladas por el Regulado:

A) Preparación del Sitio y Construcción

- Se debe contar con un área de supervisión en materia de seguridad, higiene y medio ambiente, que verifique el cumplimiento de las medidas de seguridad preventivas y correctivas, procedimientos, programas, planes, programas de capacitación, seguridad, inspección, controles de operación, vigilancia, etc., de tal forma que se garantice un involucramiento total de los recursos humanos, al esquema de seguridad higiene y medio ambiente.
- Colocación de señalamientos Preventivo TIPO VII ubicado sobre áreas o vías públicas para evitar daños al público, este señalamiento es temporal.
- Se contará con los permisos y autorizaciones correspondientes; además se cumplirá con los requisitos de restauración de las áreas afectadas aplicando: prevención de erosión y restauración del drenaje superficial, limpieza del suelo que haya sido contaminado.
- La remoción de tierra se realizará únicamente dentro de la franja de protección de los ductos de interconexión (1.42 m).

- Los residuos sólidos reciclables de desecho que se generen durante la construcción de la obra, tales como madera, envases plásticos y metálicos, pedacería de tubería y metales, así como el material biodegradable, serán enviados y serán dispuestos en lugares establecidos o indicados por las autoridades municipales para su aprovechamiento y/o reúso.
- Para cubrir la necesidad del personal, la empresa deberá instalar y obligar la utilización de letrinas portátiles del tipo sanirent para el control y disposición de las aguas domésticas residuales y su traslado a los sitios que le indique la autoridad local competente. La autorización deberá ser tramitada por el contratista, debiendo entregar al supervisor ambiental copia de los comprobantes oficiales requeridos, donde se indique el lugar de disposición final.
- No presentar riesgos o molestias para la zona urbana aledaña, ni para otras industrias.
- No causar conflictos viales, ni ambientales por emisiones a la atmósfera, ruidos, deslumbramientos o cualquier otro tipo de contaminación.
- Durante la construcción, como en toda obra, existen riesgos para los trabajadores de caídas, por colapso, por derrumbes, por quemaduras eléctricas o de combustible, en el manejo de la herramienta y equipo, etc. Sin embargo, todos estos riesgos son comunes en todo proceso de construcción, por lo que además de los residentes y supervisores de la construcción que vigilen la calidad y procesos constructivos, se deberá contar con personal capacitado en vigilar la seguridad de las operaciones. Se deberán tomar todas las medidas de seguridad y de prevención de accidentes conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Construcciones y en el Reglamento de Prevención de accidentes en el trabajo.
 - Se deberán tomar las medidas de prevención reglamentarias de construcción, así como las dispuestas por el reglamento de seguridad e higiene en el trabajo para evitar y controlar los posibles accidentes que pudiesen ocurrir durante la obra. El personal será dotado de equipos protectores tales como: cascos, zapatos de seguridad, goggles, arneses y guantes y los que se especifiquen por su actividad en la obra.
 - Se deberá contar con un botiquín de primeros auxilios en obra para accidentes menores que incluya suero anticrotático, adicionalmente se deberá asegurar la vacunación antitetánica del personal.
 - El posible riesgo de incendio, estará cubierto con la utilización de materiales ignífugos en la mayoría de las actividades a realizarse, así como con la existencia de equipo contra incendio.

- Se deberán de tomar las medidas de seguridad adecuadas, para evitar descargas eléctricas en los trabajos de soldadura.
- En el caso de cruce con carreteras o caminos durante el proceso de traslado de material, de excavación y de desperdicio, se deberán colocar bandereros para prevenir a los vehículos. Se integrará una cuadrilla de limpieza de caminos en el entorno del trazo, para mantenerlo limpio de tierra.
- Durante la ejecución de la obra, el contratista deberá observar que sus equipos y maquinaria, presenten o tengan una combustión eficiente, con el fin de que sus emisiones de contaminantes a la atmósfera estén dentro de los rangos permisibles según las normas oficiales: NOM-041-SEMARNAT/93, NOM- 045-SEMARNAT/93; publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 22 de octubre de 1995. Debiendo entregar, al Supervisor Ambiental, copia de los comprobantes oficiales de afinación de sus equipos y maquinarias de combustión.
- Se deberá presentar un plan de contingencias ambientales que se implementará durante la ejecución de los trabajos.
- El contratista deberá confinar la basura orgánica e inorgánica en contenedores independientes con tapa, identificados y en forma periódica disponerlos de acuerdo a la normatividad, previa autorización del municipio; la cual será tramitada por el contratista. Deberá entregar al supervisor ambiental, copia de los comprobantes oficiales requeridos, donde se indique el permiso y lugar de disposición final.
- El contratista deberá retirar todos aquellos elementos que hayan servido como recipiente y todo tipo de sustancias inflamables (latas, bolsas de plástico, etc.) del sitio de interés, debiendo depositarlos en sitios que le indique la autoridad local competente; el trámite de autorización será a cargo del contratista, debiendo entregar al supervisor ambiental, copia de los comprobantes oficiales requeridos, donde se indique el permiso y lugar de disposición final.
- En el desmonte de bancos de revestimiento y arcilla, el contratista deberá cuidar no destruir árboles de más de 20 cm de diámetro.
- Se deberá supervisar los trabajos de tal forma, que se implementen las medidas preventivas y de control para evitar Incendios, emisiones y/o descargas de cualquier naturaleza, que pudieran ocasionar daños a los ecosistemas circundantes al sitio de trabajo, así como a la propiedad de terceras personas.

B) Operación

Proyecto: Monoboya tubería marino (offshore) y Almacenamiento (tanques), ducto de Interconexión y llenaderas (onshore).

- Las instalaciones de almacenamiento y reparto de combustible serán diseñadas para soportar una capacidad máxima de 15,000 BPD en 16 horas por día (o de 22,500 BPD en 24 horas), y contarán con todos los dispositivos necesarios para mantener una operación segura y eficiente.
- El sistema contra incendio deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta a través del monitoreo de la instrumentación dedicada al sistema y deberá proveer al operador de las acciones necesarias para mantener la operación de las instalaciones completamente segura y continua.
- El sistema de paro por emergencia deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de todas las instalaciones a través del monitoreo de la instrumentación dedicada al sistema de paro por emergencia y deberá proveer al operador de las acciones necesarias para mantener la operación de la planta completamente segura.
- Las instalaciones contarán con los accesos necesarios y salidas de emergencia localizadas de manera que faciliten la salida a un lugar seguro o contar con otras vías de escape que permitan evacuar rápidamente el área.
- Realizar pláticas de inducción respecto a la normatividad ambiental vigente y aplicable con ayuda de material de apoyo (trípticos y carteles) que garanticen la comprensión por parte de todo el personal involucrado en las actividades del proyecto, previo a cada etapa de desarrollo del proyecto
Para detectar actividades que amenacen la operación normal de las instalaciones del Proyecto, se suministrará, instalará y pondrá en operación un sistema de detección de intrusión para sensar, alertar, disuadir y frenar el ingreso ilícito de toda persona a las instalaciones.
- Se deberá contar con un **Plan de Emergencias Ambientales** que se implementará y aplicará durante la ejecución de los trabajos, se presenta en el **Anexo 1**.
- Supervisar la correcta implementación del sistema automático de detección de fugas, de tal manera que se minimice el tiempo de respuesta para evitar daño.
- No se deberá exceder la presión de operación establecida, para evitar fracturas en las líneas que conduzcan a situaciones de peligro al ambiente o a las instalaciones.

- Se deberá dar seguimiento puntual a las actividades incluidas en el manual de operación y mantenimiento que contenga procedimientos para el arranque, operación normal y anormal, así como de revisarlo anualmente por medio de una Unidad de Verificación o Tercero Especialista debidamente acreditada y aprobada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- Se deberá llevar un registro (bitácora) de accidentes y/o fugas, en caso que se presenten en el Proyecto, que permita integrar y aplicar posteriormente un programa específico de respuesta que evite eventos y consecuencias no deseadas.
- Los residuos peligrosos que se generen durante las actividades de mantenimiento y operación del equipo y maquinaria para la construcción del Proyecto, se manejarán de acuerdo con la regulación ambiental vigente en la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de residuos peligrosos y las Normas Oficiales Mexicanas.
- Monitoreo continuo, inspección y limpieza de las instalaciones exteriores, tales como casetas de medición y regulación, y sus equipos (medidores, reguladores, filtros, etc.)
- Capacitar al personal para que opere en forma correcta los dispositivos manuales de control, conozca los caminos de acceso y los fundamentos básicos de operación de las instalaciones que se encuentran en el área del proyecto, y así evitar al máximo errores humanos de operación.
- Será indispensable llevar a cabo supervisión periódica de la Franja de protección de los ductos de conexión a la zona de almacenamiento a la zona de llenaderas, para evitar invasión al mismo y de igual forma, impedir que se realicen trabajos con maquinaria pesada sobre el trayecto de los ductos.
- Observar estrictamente el cumplimiento del programa anual de mantenimiento preventivo en el que aparte de supervisar la Franja de protección de los ductos de conexión a la zona de almacenamiento a la zona de llenaderas, se incluya el sondeo para la verificación de la profundidad de la línea en el terreno, para tomar acciones inmediatas cuando se presenten desviaciones a las condiciones normales de operación.
- Se deberá hacer una evaluación de los residuos desplazados en la limpieza interior de ductos con diablos, teniendo cuidado de recibir en recipientes adecuados los residuos desplazados, a fin de que sean analizados por un laboratorio especializado y acreditado, asegurando que los resultados obtenidos reflejen con certeza la situación que priva en el interior de los ductos y de la peligrosidad de los mismos.

- De los análisis de laboratorio, es posible inferir los fenómenos que se suscitan en el interior de los ductos de transporte, como puede ser la presencia de humedad, sulfuro de fierro, óxidos de fierro, crecimiento de bacterias, metales pesados y/o bentonita entre otros materiales, y estar en posibilidad de tomar las medidas correctivas necesarias.
- Revisión y reposición (si es necesario) de los señalamientos que indican la trayectoria a lo largo de la Franja de protección del sistema, contemplando que se mencione el tipo de producto manejado y los teléfonos para comunicarse en caso de emergencia.
- Desarrollar e implementar un **Sistema de Administración Ambiental (SAA)**, la cual es una herramienta que sustenta la gestión ambiental para mejorar el desempeño en el manejo de datos ambientales y la implantación de programas de manejo del ambiente; es capaz de administrar información sobre aspectos productivos, ambientales, socioeconómicos y normativos, en el espacio geográfico del proyecto y en diversos formatos para atender los requerimientos específicos de la empresa.
- Durante la operación del proyecto, se deberá observar que sus equipos y maquinaria, presenten o tengan una combustión eficiente, con el fin de que sus emisiones de contaminantes a la atmósfera estén dentro de los rangos permisibles según las normas oficiales: NOM-041-SEMARNAT/2006, NOM-045- SEMARNAT/2006, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2006, debiendo entregar al Supervisor Ambiental, copia de los comprobantes oficiales de afinación de sus equipos y maquinarias de combustión.
- Se deberá confinar la basura orgánica e inorgánica en contenedores independientes con tapa y conforme a su generación, disponerlos de forma periódica a un basurero, previa autorización del municipio. Debiendo registrar en bitácora, los volúmenes generados y dispuestos para su supervisión ambiental.
- Se deberá contar con un almacén de residuos peligrosos, donde se contengan de forma ordenada y separada, los residuos peligrosos que se generen durante la operación. Las características y condiciones de operación del almacén deben ser tales, que además de cumplir con la normatividad reduzcan o minimicen los riesgos.
- Los aceites residuales generados durante las actividades de mantenimiento de los equipos y maquinaria de combustión, que son tipificados como residuos peligrosos, la empresa deberá manejarlos y disponerlos, de acuerdo a la normatividad ambiental señalada por la Dirección General de Impacto y Riesgo

Ambiental, debiendo entregar al supervisor ambiental, copia de los comprobantes oficiales requeridos, donde se indique el permiso y lugar de disposición final.

- Se deberán tomar las medidas preventivas y de control para evitar incendios, emisiones y/o descargas de cualquier naturaleza, que pudieran ocasionar daños a los ecosistemas circundantes a lo largo del ducto y sus instalaciones asociada, así como a la propiedad de terceras personas.
- La empresa será el responsable de los daños que se lleguen a ocasionar como consecuencia de una ejecución mal planeada o derivada de maniobras, descuidos, secuelas o problemas que generan otro tipo de contaminación a la que se pretenda eliminar o que incremente los daños ecológicos ya existentes o que repercutan en daños materiales a instalaciones, áreas superficiales o subterráneas tanto de CFE.
- Será necesario establecer cursos intensivos de capacitación, entrenamiento de personal y de simulacros.
- Generar las alianzas necesarias con CFE, PEMEX y las autoridades locales de atención a emergencias, así como la promoción de un Comité Local de Ayuda Mutua con las empresas vecinas y localidades cercanas.
- Revisión y reposición (en caso de requerirse), de los señalamientos que indican la trayectoria a lo largo de la Franja de protección del sistema, contemplando que se mencione el tipo de producto manejado y los teléfonos para comunicarse en caso de emergencia.
- Se recomienda la instalación de un sistema de estimación de viento de tipo caletín a una altura de fácil observación a distancias mayores a 50 m.
- Los riesgos de fugas por rotura o golpe a los ductos por algún agente externo, se podrían reducir y hasta eliminar si se concientiza a la gente que transite cerca de las instalaciones, sobre los peligros que implica la invasión a la Franja de protección del sistema y a la realización de trabajos en forma irresponsable. Para ello, es necesario informar a estas personas (trabajadores de CFE) mediante pláticas, señalamientos y boletines, sobre qué hacer en caso de que se presente un accidente y cómo actuar con prontitud de acuerdo al Plan de Atención de Emergencia que se implemente.
- El área de carga y descarga de combustible será revestida con concreto hidráulico, con pendiente hacia registro de contención, de donde podrán ser colectados los posibles derrames en el área.
- Durante la recepción se revisa que las mangueras, conexiones y accesorios estén en buenas condiciones antes de la recepción.

- En el caso de equipos de bombeo, las medidas de seguridad que serán adoptadas, corresponden a la inspección visual con el fin de identificar puntos de fuga, vibración excesiva y posible deterioro en conexiones eléctricas, inspección de diques de contención, mantenimiento a instrumentación, implementación de sistemas de comunicación de riesgos, manuales de operación y mantenimiento a fosa de neutralización de derrames.
- Un factor importante corresponde a la capacitación al personal operativo de la instalación, en temas afines a los riesgos de exposición a las sustancias involucradas, uso de equipo de protección personal, equipo portátil de contra incendio y operación de estaciones de regaderas y lavajos, la ubicación física propuesta de los dispositivos de seguridad a instalarse durante la operación de la instalación.
- Cada tanque de almacenamiento contará con un sistema de comunicación de riesgos de acuerdo a lo establecido en la NOM-018-STPS-2015 relativa a los sistemas de comunicación y difusión de riesgos en los centros de trabajo.
- Cumplir cabalmente (año con año) con un Programa de Prevención de Accidentes, en el que se considere: educación pública, capacitación interna y externa, simulacros, comunicación con autoridades, etc.
- Los riesgos en general pueden reducirse aún más mejorando continuamente el mantenimiento, inspección y **auditorias de seguridad y ambiental tanto internas como externas**, lo que es recomendable incluir en los procedimientos normales de la empresa.
- Implantar e implementar Programa Calendarizado de Supervisión de Equipos y Revisión Interna de Seguridad.

C) De la normatividad aplicable.

De las medidas preventivas a llevarse cabo, se deben ejecutar los anexos de la **NOM-EM-004-SECRE-2014**, los cuales son:

- **ANEXO IV CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS y**
- **ANEXO V MONITOREO Y DETECCIÓN DE DERRAMES DE GLP Y OTROS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**
- **ANEXO VI GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES (PPA).**

Es necesario enfatizar la necesidad de implantar e implementar el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) de acuerdo al Anexo VI de la **NOM-EM-004-SECRE-2014**, a continuación, se enuncia más no se limita los programas de mantenimiento, de inspección, de contingencias durante la operación normal del proyecto:

- a. Relación de los equipos y servicios de apoyo para la atención de emergencia externa, señalando las características principales de cada uno de ellos, asimismo señalar en un plano a escala 1: 5,000 (o a una escala que muestre el detalle) del Proyecto RINA.
- b. Señalar en un plano a escala, las principales vialidades o accesos identificados como viables para ser utilizadas como rutas de evacuación o rutas para recibir apoyo externo. La información contenida en el plano antes señalado, debe estar sustentada por el estudio correspondiente.
- c. Directorio de la estructura funcional para la respuesta a emergencias las 24 horas del día.
- d. Listar aquellas empresas, organismos, instituciones, dependencias o servicios públicos que pudiesen proporcionar ayuda en caso de emergencia, tales como: comités locales de ayuda mutua, comités locales de protección civil, dirección de seguridad pública estatal y municipal, policía federal de caminos, servicios coordinados de salud, cuerpo de bomberos municipales, partidas militares y empresas privadas, debiendo señalar funciones, ubicación y tiempo estimado de arribo a la instalación.
- e. Describir el plan de respuesta a emergencias de forma clara y la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones y procedimientos relacionados como son: los procedimientos detallados de comunicación de la emergencia, activación del plan de respuesta a emergencia, solicitud de ayuda externa y declaración del fin de la emergencia, entre otros.
- f. **Plan de respuesta a emergencias nivel externo. Implantar el Plan de respuesta a emergencias nivel externo, el cual debe incluir los procedimientos específicos, para el caso, de que el nivel de afectación por ocurrencia de eventos identificados en el estudio de riesgo (fugas de gas, derrame de hidrocarburos, incendios y explosiones), rebase los límites de la franja de protección de las instalaciones del Proyecto, el que describa de forma clara la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones, incluyendo los siguientes procedimientos específicos:**

- I. Procedimientos detallados de comunicación de la emergencia,
 - II. Activación del plan de respuesta a emergencia externa,
 - III. Procedimiento para alertar a la comunidad,
 - IV. Procedimiento de evacuación,
 - V. Procedimiento de solicitud de ayuda externa,
 - VI. Declaración del fin de la emergencia, entre otros,
 - VII. Procedimiento de evaluación de los posibles impactos,
 - VIII. Procedimiento de retorno de la población evacuada.
- g. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias, emitidas por las dependencias del gobierno federal. En donde se señale en forma breve el cumplimiento de aquellos artículos normativos que tengan relación con la administración de riesgos, prevención de accidentes y atención de emergencias, de acuerdo a las atribuciones de cada una de las dependencias gubernamentales.
- h. Comunicación de los riesgos del Proyecto RINA.
- Se deben describir las estrategias utilizadas para la difusión de aquellos procedimientos con los que cuenta Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V., para comunicar a la población potencialmente afectada, a las autoridades locales y a los integrantes de los comités de ayuda mutua, los riesgos inherentes al ducto y las afectaciones a que está expuesta la población aledaña, así como las medidas de seguridad instrumentadas para el control de los riesgos.
 - Se deben presentar los procedimientos con que cuenta el ducto para la planificación, programación y el desarrollo de simulacros que involucren a la población aledaña y organismos municipales, estatales o federales.
 - Se debe incluir el programa de simulacros para la prevención de accidentes, y actualizar anualmente dicho programa, variando los sitios de realización de simulacros a lo largo del ducto, dando preferencia a las zonas con mayor población aledaña, a los puntos más vulnerables de acuerdo a los resultados del estudio de riesgos y a las zonas con mayores consecuencias.
- i. Seguimiento, actualización y notificaciones
- Los procedimientos y directrices contenidas en el PPA deben constituir las disposiciones más detalladas, efectivas y actualizadas para la prevención y mitigación de los efectos adversos, causados por accidentes en las instalaciones del Proyecto RINA.

- Cuando en área de almacenamiento, en los ductos terrestres, en llenaderas, ocurran accidentes, sea cual fuere la causa, deberán emplearse los procedimientos contenidos en el PPA, evaluar la efectividad del programa y, en su caso, implementar las mejoras correspondientes, una vez pasada la contingencia. Asimismo, cualquier incidente o accidente debe ser notificado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), a través de las disposiciones existentes señaladas para tal efecto.
- La evaluación de la efectividad del PPA y mejoras al mismo, a que hace referencia el numeral anterior, deben realizarse de manera anual después de cada simulacro, en base a los resultados de los mismos y tomando en cuenta el desempeño del personal involucrado en el plan de respuesta a emergencias, de los sistemas de comunicación y disponibilidad de recursos.
- El PPA debe ser difundido, a la brevedad posible, entre el personal involucrado en los procedimientos contenidos dentro del mismo y entre el personal a cargo de la operación, mantenimiento y atención de emergencias del Proyecto RINA.

Las recomendaciones y observaciones que se dan para un óptimo funcionamiento, así como el aseguramiento de una minimización de incidentes y contaminación al medio ambiente son:

- Elaborar y establecer por escrito un manual de seguridad e higiene para la operación y mantenimiento de los equipos, sus accesorios y dispositivos, conforme al artículo 130 párrafo tercero del Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo. El manual debe contener: Medidas de seguridad durante el arranque, operación, paro, para el mantenimiento de los equipos, dispositivos, accesorios y equipos auxiliares, así como los procedimientos para el control y manejo en situaciones de emergencia y retorno a condiciones normales. Además de difundirlo.
- Es obligación de los trabajadores participar en los cursos de capacitación y adiestramiento para el manejo de los equipos.
- Los pisos y accesos a los equipos deben mantenerse libres de obstáculos y materiales que entorpezcan el libre acceso, de tal manera que sea posible realizar fácilmente maniobras en su cercanía.

- Los accesos a los dispositivos de seguridad y equipos auxiliares deben mantenerse libres en todo momento.
- La presión de la calibración de las válvulas de seguridad utilizadas, en ningún caso debe rebasar la presión de trabajo máxima permisible.
- Implementar un monitoreo periódico, de emisiones contaminantes.
- Asegurarse de que todas las instalaciones eléctricas son 100% a prueba de explosión, en todas y cada una de sus partes.
- El fondo del tanque, tendrá una pendiente del 1% hacia los drenajes.
- Los tanques, deberán tener un sistema de protección catódica contra corrosión exterior del tipo corriente impresa.
- Los tanques deberán incluir un recubrimiento anticorrosivo interior.
- El tanque debe contar con un sistema de detección de fugas por el fondo, en base a lo indicado en la sección 8.10 de la NRF-113-PEMEX-2007.
- El tanque debe contar con venteo, con cubierta de protección contra la intemperie y malla de 1/2" de apertura resistente a la corrosión.

III.3.2. Sistemas de protección contra incendio.

A. Rutas de escape y letreros de señalización en edificio.

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

- 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.
- En caso de que la distancia sea mayor a la indicada en el apartado anterior, el tiempo máximo en que debe evacuarse al personal a un lugar seguro, es de tres minutos.
- 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.

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.
- c) Identificarse con señales visibles en todo momento, que indiquen la dirección de la ruta de evacuación, de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008.

a) Letreros de Señalización

Las instalaciones contarán con señalización tipo prohibitivas, obligación, precaución y de información (Rutas de evacuación y equipo contra incendio), los cuales deben cumplir con los requerimientos y criterios relativos al diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje establecidos en la NOM-026-STPS-2008.

b) Letreros de seguridad.

✓ Identificación de tuberías.

De acuerdo a lo indicado en el apartado 8.13 de la norma NRF-009-PEMEX-2009, se debe suministrar en todas las tuberías, incluyendo válvulas, conexiones y accesorios, pintadas en toda su longitud e identificadas por el tipo de fluido que transportan.

✓ Señales de seguridad e higiene.

Deben instalarse las señales de seguridad e higiene para 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:

- a) Captar la atención de usuarios y visitantes.
- b) Conducir a una sola interpretación.
- c) Ser claras para facilitar su comprensión e interpretación.
- d) Informar claramente sobre la acción específica a seguir.
- e) 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.

c) Regaderas de seguridad y estaciones de lavajos distribuidos en área de almacenamiento y llenaderas.

El proveedor debe suministrar las regaderas de seguridad y estaciones de lavajos de acuerdo a las siguientes condiciones requeridas:

- ✓ Regadera de seguridad y estaciones de lavajos: deben instalarse donde el personal tiene que manejar los materiales que son perjudiciales al contacto, para la piel o los ojos; localizado no más de 15 metros de la amenaza. Esta exposición se puede producir durante las operaciones normales o durante las actividades de mantenimiento.
- ✓ Estas se abastecen de agua potable
- ✓ Los caudales mínimos necesarios serán los siguiente:
 - Para las duchas de seguridad: 114 L/min (en general) y 76 L/min
 - Para las estaciones lava ojos: 1.13 L/min.
- ✓ El lavajos cuenta con un regulador de flujo con 2.1 kg/cm²/4.92 kg/cm² (206.8/482.6 kPa). Se recomienda que la activación de una ducha de seguridad o una estación de lavajos se tenga medio de reporte automático a la central de incendios.
- ✓ Ubicación de las duchas de seguridad y estaciones de lavajos que deben incluirse en los planos de protección contra incendios.

Características: Estación de regadera y lavajos de emergencia, completamente fabricada en acero inoxidable, con 4 esferas rociadoras, charola y campana de acero inoxidable, debe cumplir con los requisitos de ANSI Z358.1 2009. Tubería de 1 ½" (para regadera) y ½" (para lavajos) cedula 40 de acero inoxidable 304. Conexiones de acero inoxidable 304. Válvulas de acero inoxidable 316 de esfera 1 ½" (para regadera) y ½" (para lavajos). Tiempo de accionamiento de válvulas de cerrado-abierto, en 1 segundo. Accionado manual por medio de jaladera (para regadera) y actuador tipo bandera (para

lavajos). Charola del lavajos de acero inoxidable 316. Lavajos de 4 esferas de acero inoxidable 316. Altura no mayor de 2.1 m y no menor de 2 m Altura de lavajos no mayor de 1.20 m y no menor de 80 cm

d) Cono de Viento.

Cono de viento probado en túnel de viento, diseñado para condiciones de riesgo en las que la seguridad del personal depende de la dirección del viento.

El material de construcción de la manga, del mecanismo giratorio, del soporte y el mástil debe ser de material resistente para condiciones ambientales extremas y estar sólidamente conectado al sistema general de tierra.

El mástil del cono debe ser abatible contando con una base abisagrada, para su fácil mantenimiento y reparación.

Mástil de acero inoxidable de 1 ½" de diámetro exterior y 2 metros de longitud con la base del mismo material, abisagrada y conectado sólidamente al sistema general de tierras. Herraje para soporte y fijación de manga de viento al mástil, en aluminio y acero.

Las dimensiones mínimas del cono deben ser 45 cm de diámetro por 2.4 metros de longitud y 22 cm de diámetro en la punta, de material de vinilo de 199 g. En color anaranjado fluorescente internacional, resistente a la oxidación, de alta visibilidad.

e) Equipo portátil de respiración autónoma.

Equipo portátil, autónomo de aire respirable con capacidad para treinta minutos, debe estar en un contenedor de fibra de vidrio color negro para resguardar el equipo y sus accesorios.

Contará con un cilindro metálico tipo estándar ultraligero, reguladores reductores de presión en dos etapas y con sistema dual de suministro de aire a baja presión de demanda. Traspasa aire de la corriente primaria a la corriente secundaria en caso de falla de la corriente de aire o de agotamiento del cilindro cuando está a 20-25% del tiempo de servicio. Para auto soportarlo cuenta con arnés porta cilindros de soporte lumbar con correas ajustables.

Debe tener tres tipos de alarmas: audibles, vibratorias y visibles, las cuales se van a accionar cuando se tenga el 25% de oxígeno de la capacidad del tanque. Los componentes del equipo autónomo contarán con; indicador de presión (manómetro) y los accesorios necesarios para las conexiones requeridas, conexiones flexibles,

mangueras flexibles para alta presión, resistentes al aceite, coples, válvula, regulador, etc., y con conexión de emergencia entre ellas para compartir una fuente de aire común.

Los accesorios son una máscara de neopreno y cristal de poli carbonato ajustable con correas de cinto puntas e intercambiable de peso ligero, resistente al impacto y un amplio campo de visión y sin empañamientos, con vocímetros para comunicación a prueba de gases (tipo demanda), con los filtros respectivos. Los equipos de respiración autónoma, deben cumplir con las características y disposiciones que se indican en la norma NOM-116 STPS-2009, NIOSH/MSHA, NFPA-1981.

CAPÍTULO IV. RESUMEN.

Contenido.

IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental. 1

**IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en
materia de riesgo ambiental. 8**

IV.3 Presentar el informe técnico debidamente llenado 8

CAPÍTULO IV. RESUMEN.

IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.

De los antecedentes de incidentes y accidentes.

México es un país que depende económicamente de sus hidrocarburos. Todos ellos tienen una manejabilidad dudosa, debido a que existen tantos kilómetros de ductos interconectados que representan riesgos, dentro de los cuales el escollo mayor se debe a la toma ilegal de los recursos del país y el poco mantenimiento que se le da a las instalaciones.

Una Terminal de Almacenamiento, es un Centro de Trabajo, en donde se reciben y almacenan productos terminados, para su despacho y reparto a estaciones de servicio, clientes industriales, clientes gobierno, distribuidores y otros.

En los últimos tres años, el índice de frecuencia de accidentes en el sector petrolero está por arriba de la meta establecida, debido a un incremento en la accidentabilidad. De acuerdo con la Entidad, durante el año 2011, en Pemex Refinación se registraron 92 accidentes incapacitantes, 18 más que en el mismo periodo de 2010, por lo que el índice de frecuencia, que significa el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, aumentó de 0.66 a 0.76 accidentes en 2011. El valor estimado por la Entidad para el 2012 es de 0.3 accidentes, por lo que consideran altas probabilidades de cumplir con la meta debido a la puesta en marcha de un Plan Emergente de Contención de Accidentes Personales e Incidentes Industriales implementado por la Subdirección de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SASIPA) de Pemex, aunque derivado del análisis del Órgano Interno de Control se considera difícil su cumplimiento, puesto que se ha visto un alejamiento marcado de la meta año tras año.

Cabe mencionar que dentro de la información recopilada, los accidentes en Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR) han disminuido, así mismo sólo se tienen datos de aquellos que han ocurrido en este tipo de centros y que en la mayoría de los casos los daños ocasionados trascienden los límites de propiedad; así como los que ocurren al exterior por el transporte de estas sustancias, que pueden provocar daños a la población y/o al ambiente, requiriendo la movilización de los cuerpos de respuesta a emergencias (Protección Civil, Bomberos, etc.).

Así mismo de acuerdo a la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), se tiene que en 2014 se registraron 7590 eventos, relacionados con derrames, fugas, explosiones e incendios de sustancias químicas, con repercusiones a

la salud o al ambiente, de las cuales 2027 (57%) ocurrieron en el medio terrestre y 46 (0.9 %) en el medio marino, 104 (2.0 %) en ferrocarril y 2901 (57.0%) en ductos.

Dentro de las emergencias ocurridas destacan los estados de Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato, Campeche y México. El estado de **Baja California** no se menciona.

Debido a que la demanda de combustibles en el estado de Tamaulipas se ha comportado en forma ascendente en los últimos años, como consecuencia del crecimiento comercial e industrial, la distribución de combustibles por vía terrestre ha reflejado incrementos importantes que dificultan garantizar el abastecimiento oportuno de combustibles al Estado de Baja California.

Esta situación se traduce en un aumento de recirculación de autotankers y/o pipas por las calles, avenidas y vías de transporte, con las consecuentes molestias que provocan a las vialidades, aunado al riesgo que representa el tener equipos con Gasolina y diésel en vía de tránsito.

Derivado de lo anterior, se ha creado el proyecto “RINA”, lo que hará más eficiente la cadena de distribución y ofrecerá mayor confiabilidad en el abasto en la zona de influencia de los productos petrolíferos. Por otro lado, se cumplirá con los estándares internacionales y convenios vigentes, así como también, se dispondrá de mejores condiciones de seguridad para las operaciones terrestres, ofreciendo mejores oportunidades para el desarrollo de la región en materia de inversión.

El equipo será diseñado para las condiciones más estrictas de presión y temperatura coincidentes, acomodando la máxima presión de trabajo esperada y la temperatura correspondiente sin causar una condición de relevo. Las condiciones anormales serán evaluadas considerando una contingencia individual; Dobles o triples escenarios de contingencia no serán tomados en cuenta para la selección de las condiciones de diseño, pero si una falla es resultado de otra falla, ambas han de considerarse como una contingencia individual.

De la normatividad.

Durante el desarrollo del proyecto, se cumplirán los estándares internacionales y convenios vigentes, así como las mejores condiciones de seguridad para las operaciones terrestres (Onshore) y marinas (Offshore), ofreciendo mejores oportunidades para el desarrollo de la región en materia de inversión. Todo el equipo deberá estar diseñado y construido de acuerdo con los códigos y normas que figuran en el apartado 5 del Documento No. LOG-MEX-CPR-SOW-0001_Rev C Bases de Diseño de Proceso y del Capítulo III del presente.

Las actividades que se desarrollaran durante la operación del Proyecto RINA, encuadran con lo establecido en el inciso E) de la Fracción XI del artículo 3 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como actividad del sector hidrocarburos.

El análisis de riesgo se realizó tomando en cuenta la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017. Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo. Aunque la norma NRF-030-PEMEX-2009 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos, se tomó como referencia, sus criterios y especificaciones son congruentes con las de la NOM citada, por lo que el estudio cumple con los requisitos para la evaluación correspondiente.

Del proyecto.

El proyecto “RINA” que pretende llevar a cabo “Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V.” (el regulado), consiste en la construcción, operación y mantenimiento de una **Terminal de Combustibles Playa Rosarito**, la cual tendrá una capacidad de almacenamiento de 520,000 BBLs para Gasolina Regular, 80,000 BBLs para Gasolina Premium y 160,000 BBLs para Diésel. La operación de la terminal, en términos generales, estará integrada por dos sistemas uno terrestre (Onshore) y otro marino (Offshore). El sistema Onshore se compone de cuatro tanques de almacenamiento (dos tanques de 260,000 BBLs para gasolina regular, un tanque de 150,000 BBLs para diésel, un tanque de 75,000 BBLs para gasolina premium), dos tanques de día (uno de 10,000 BBLs para diésel y otro de 5,000 BBLs para gasolina premium), ducto de 450 m de 10” de diámetro que conecta los tanques de almacenamiento con el área de llenaderas y patín de medición. El sistema Offshore se compone por una monoboja que conecta la descarga de los buques tanques por medio de mangueras flexibles flotantes de 12” de diámetro de 21 m de longitud aproximadamente, y ésta a su vez con el PLEM mediante dos mangueras submarinas de 12” de diámetro con una longitud aproximada de 21 m. Finalmente el PLEM se conecta con el patín de medición del sistema Onshore a través de dos ductos submarinos de 18” de diámetro con una longitud aproximada de 4,559 m con revestimiento de concreto.

El proyecto entonces, consiste en construir, operar y mantener una terminal de almacenamiento de Combustibles en Playa Rosarito, Baja California, para recibir, almacenar y entregar Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel, incluyendo los servicios auxiliares requeridos, que garanticen una operación segura y eficiente.

El proyecto se integrará dentro de un terreno, donde ya existen instalaciones, y que con la expansión de infraestructura se pretende aumentar la capacidad de almacenamiento y distribución hacia las estaciones y clientes de las localidades vecinas, por lo que tendrá como actividad industrial el recibo, almacenamiento y reparto de productos destilados del petróleo, como son los combustibles: Regular, Premium y Diesel.

En el proyecto “RINA” se cumplirá con los estándares internacionales y convenios vigentes, así como también, se dispondrá de mejores condiciones de seguridad para las operaciones terrestres, ofreciendo mejores oportunidades para el desarrollo de la región en materia de inversión. La terminal será diseñada y construida, con descargaderas de Autos tanque, con el propósito de tener la flexibilidad de suministro mediante esta vía y para recibir los hidrocarburos se contará con el sistema Offshore el cual se compone por una monoboya que conecta la descarga de los buque tanques por medio de mangueras flexibles flotantes de 12” de diámetro de 21 m de longitud aproximadamente, y ésta a su vez con el PLEM mediante dos mangueras submarinas de 12” de diámetro con una longitud aproximada de 21 m. Finalmente el PLEM se conecta con el patín de medición del sistema Onshore a través de dos ductos submarinos de 18” de diámetro con una longitud aproximada de 4,559 m con revestimiento de concreto..

La Terminal (sistema terrestre Onshore) se localizará dentro del predio donde se ubica la Central Termoeléctrica Presidente Juárez de Ciclo Combinado “CFE Presidente Juárez”, el sitio que ocupará el Proyecto RINA será cedido por arrendamiento a largo plazo bajo los términos de un acuerdo con CFEnnergía, filial de CFE. Así mismo, el sitio a ocupar, está dividido en dos polígonos; en el Polígono 1 se ubicarán el área de tanques de almacenamiento, patín medición y cuarto de bombas, mientras que en el Polígono 2 se ubicarán los edificios oficinas generales y laboratorio, llenaderas, patio de maniobras y estacionamiento. El proyecto se integrará dentro de un terreno, donde ya existen instalaciones, propias de CFE.

De los resultados.

Cabe mencionar que los cálculos aquí presentados suponen que la fuga se produce en sitios abiertos sin obstáculos, donde la dispersión de vapores de gasolina y diésel es mayor; sin embargo, en la realidad, la dispersión de los vapores dependerá del sitio en

donde se dé el evento y que estará en función de las características topográficas, biológicas y socioeconómicas.

En el Proyecto RINA, durante el análisis se consideró:

1. De acuerdo con los resultados del HAZOP, la corrosión, falta de mantenimiento, capacitación (error humano) son los casos de mayor probabilidad; y por lo tanto las principales causas de los accidentes. Lo cual coincide con los accidentes registrados hasta 2016 de PROFEPA. Esta da un resultado de un total de siete mil quinientos noventa. Estos resultados son obtenidos de los registros de Pemex, los cuales las fallas principales son causadas por error humano, corrosión, toma clandestina y golpes mecánicos. Las consecuencias de estos accidentes afectan a la sociedad, al medio ambiente y a las ganancias del país.
2. La ocurrencia de una posible fuga de gasolina y diésel en cualquier parte del Proyecto RINA saldrá de los límites del predio, afectando en primera instancia las propias instalaciones de CFE y en segundo término las instalaciones de PEMEX.
3. La posible dispersión de una nube con características inflamables o explosivas de gasolina y diésel proveniente de una fuga, será variable, según la época del año y la dirección de los vientos dominantes. Es importante que Combustibles Playa Rosarito, S.A. de C.V. implemente un **Programa de Ayuda Mutua** para casos de emergencia, y que elabore en forma conjunta con las autoridades municipales, estatales y federales un **Programa de Atención a Contingencias** para hacer frente a situaciones de emergencia, el cual debe estar contemplado en el **Programa para la Prevención de Accidentes (PPA)**.
4. El municipio y el Gobierno del Estado de Baja California deben implementar las estrategias necesarias para restringir cualquier tipo de asentamientos irregulares en las cercanías del Proyecto RINA, como medida de seguridad.
5. Es necesario contar con un **Programa de Vigilancia** para que se eviten y supriman, en la medida de lo posible, las fallas en el Proyecto RINA.
6. Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017, en esta se establece las Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo para el proyecto RINA, algunos de ellos, son:

a. Programas

- Desarrollo e implementación de manual y programa anual de operación, mantenimiento y seguridad que contenga procedimientos para el arranque, operación normal y anormal, y paro de los equipos. El programa deberá ser verificado por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista debidamente acreditada y aprobada por la Comisión Reguladora (CRE).
- Implementación de programa anual de mantenimiento de protección catódica.
- Implementación de un programa de revisión periódica de la instalación.
- Se debe contar con un programa para controlar la corrosión exterior y llevar a cabo las reparaciones donde sea necesario.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de las bombas e instrumentos.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de válvulas de seguridad.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de protección anticorrosiva.
- Implementación de programa anual de mantenimiento en el que se incluya las válvulas de la trampa de diablos
- Implementación de un programa de supervisión de válvulas.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de protección catódica.
- Implementación de un programa de inspección y verificación para observar las condiciones superficiales y sus zonas adyacentes a las instalaciones del proyecto “RINA” en busca de indicios de fugas, condiciones inseguras, limpieza y vegetación que pueda dañar a las instalaciones, actividades de construcción, excavaciones, invasión, sustracción de dispositivos de protección catódica, cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad, integridad y operación del proyecto (después de un sismo, inundaciones)
- Programación anual de la medición de resistencia de las tierras.
- Desarrollar e Implementar el programa de atención a emergencias por derrame de diesel/gasolina.
- Desarrollar e Implementar el Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad.
- Desarrollar e Implementar el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA)

- Desarrollar e Implementar el Programa de capacitación y entrenamiento al personal de operación.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de válvulas.
- Implementación de un programa de supervisión de válvulas.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de protección anticorrosiva. En donde se considere cada tubería e instalación superficial expuesta a la atmósfera y tomar las medidas correspondientes de protección a intervalos que no excedan tres años.
- Implementación de procedimientos operativos.
- Implementación de programas de atención a emergencias por derrame de diesel/gasolina
- Implementación de programa anual de mantenimiento de protección catódica.

b. Procedimientos.

- Implementación de procedimiento de operación de bombas.
- Seguimiento de aplicación de procedimiento de operación de bombas.
- Implementación de programa anual de mantenimiento en el que se incluya los sellos mecánicos duales y válvulas de bloqueo.
- Llevar a cabo los reportes escritos de control de la corrosión.
- Implementación de supervisión periódica en la operación de las bombas.
- Implementar programa anual de mantenimiento del compresor y dispositivos de seguridad.
- Implementación de procedimiento de operación del compresor.
- Implementar programa anual de mantenimiento del compresor y dispositivos de seguridad.
- Contar con los estudios de prueba y calibración de instrumentación del compresor.
- Implementar programa anual de mantenimiento del sistema de control y regulación de la temperatura.
- Implementación de procedimientos de atención y combate de incendios.
- Implementación de un programa anual de mantenimiento en el que se incluyan los dispositivos de seguridad, equipo contra incendios y tierras físicas.
- Implementación de programa anual de mantenimiento de válvulas, indicador de nivel y diques de contención.

- Implementación de procedimientos de atención y combate de incendios.
- Implementación de procedimientos operativos
- Implementación de procedimientos de atención emergencias.
- Implementar programa anual de mantenimiento en el que incluya los diques de contención, accesorios bridados, válvulas, etc.
- Implementar sistema de detección de fuego, humo, temperatura, etc.
- Implementar programa anual de mantenimiento de válvulas de bloqueo, diques de contención, indicador de nivel y sistema de venteo.
- Implementación de procedimientos de atención a emergencias (atención a derrames).
- Desarrollar e implementar el Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad. El cual debe revisarse y actualizarse al menos una vez cada año calendario en base a auditorías internas.

IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.

El proyecto se determina **Viable** para su construcción y posterior operación, considerando la serie de requerimientos técnicos en la selección de sistemas e instalaciones de seguridad, para la prevención y control de accidentes relacionados con el manejo de gasolina y diésel.

Para satisfacer lo anterior, es **absolutamente requerido** que se lleven a cabo **TODO EL CONJUNTO DE RECOMENDACIONES TÉCNICAS** y se formulen los documentos de confiabilidad descritos en incisos preliminares, a manera de permitir una **reducción substancial en la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados**, en la operación del ducto de interconexión para distribución de gasolina y diésel, y a su vez, disminuir la magnitud de éstos.

IV.3 Presentar el informe técnico debidamente llenado

Se presenta el informe Técnico en el Anexo 9.

Contenido

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. 2

1. FORMATOS DE PRESENTACIÓN..... 2

1.1 Planos de localización 2

1.2 Fotografías 7

2. OTROS ANEXOS 7

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

1. FORMATOS DE PRESENTACIÓN

1.1 Planos de localización

ANEXO 2 PLANOS

00. Topografía OneDrive_1_2-10-2018

- Rosarito Planimeria y Altimetria General19-09-18-Modelo Act TP04
- Rosarito Planimeria y Altimetria Pol 2 Catenarias-19-09-18-Act TP07
- Rosarito Planimeria y Altimetria Pol 2-19-09-18-Modelo [3591] Act TP06
- Rosarito Planimeria y Altimetria Poligono 1-19-09-18-Modelo 1 TP05

01. Localizacion

01 OFF SHORE . Monoboya

- **LOG-MEX-CPR-PPL-1001_A**
- **Maneuvering Area x RM2 Rev 2.** Levantamiento Hidrologico Efectuado en 2013 por la Dirección General Adjunta de Oceanografía, Hidrografía y Metereologia.

02 ONSHORE

- **LOG-MEX-CPR-PIP-0001_RevC.** Metering Regulation, Storage and fire water Equipment Location Plan.
- **LOG-MEX-CPR-PIP-0002_RevC** Dispatch Equipment Location Plan
- **LOG-MEX-CPR-PIP-0003_RevC** Sketch Truck Path
- **LOG-MEX-CPR-PLP-0001_RevC** Plot Plan Overall Plot Plan

02. Pavimentos

- **1281-001-900-C53-002_AB** Sistema de Almacenamiento de GLP, Mediante Planta de Suministro en Tuxpan, Veracruz. Civil, Arreglo General Niveles, Pavimentos y Banquetas.

03. Drenaje

- **LOG-MEX-CPR-CCS-1101.B.IFA.B.01** Civil. Drenaje Poligono 1
- **LOG-MEX-CPR-CCS-1102.B.IFA.B.01** Civil. Drenaje Poligono 2
- **LOG-MEX-CPR-CCS-1111.B.IFA.B.01** Civil. Drenaje Detalles

04. Unifilar Eléctrico

- **LOG-MEX-CPR-ELE-3001** One line Diagram ½ Dispatch-Equipment Area
- **LOG-MEX-CPR-ELE-3002** One line Diagram 2/2 Dispatch-Equipment Area

05. Zonas clasificadas

- **LOG-MEX-CPR-ELE-3401** Hazardous Area Plan Metering, Regulation, Storage And Fire Water Equipment Area
- **LOG-MEX-CPR-ELE-3402** Hazardous Area Plan Metering, Regulation, Storage And Fire Water Equipment Area

06. FyG

- **LOG-MEX-CPR-PID-7001.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Storage Tank and Fire Pumps.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7002.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Main Ring.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7003.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Bladder Foam Tank T-3005.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7004.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Bladder Foam Tank T-1005.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7005.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Foam Discharge Outlets in Fuel Storage Tanks.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7006.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Foam System in the Pump Station.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7007.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Truck Loading Area.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7009.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Cooling Rings for Fuel Storage Tanks.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7010.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Cooling Rings for Fuel Storage Tanks.

- **LOG-MEX-CPR-PID-7011.B.IFA.B.01** Piping & Instrumentation Diagram. Cooling Rings for Fuel Storage Tanks.
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8001.B.IFA.B.01** Fire And Gas Detection LayOut. Fire and Gas Detection and Alarms Location Plan.
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8002.B.IFA.B.01** Plot Plan. Fire & Gas Detection and Alarms in the Dispatch area location plan.
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8003.B.IFA.B.01** Fire Protection Lay Out. Fire Protection location Plan.
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8004.B.IFA.B.01** Fire Protection Fire Protection in the Dispatch area Location Plan.
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8005.00.IFR.00.01** Fire Extinguishers and Safety Layout. Evacuation, fire extinguishers and Safety Signs Location
- **LOG-MEX-CPR-PLP-8006.A.IFR.A.01** Fire Extinguishers and Safety Lay out. Evacuation fire extinguishers and Safety Signs in the Dispatch Area.

07. sistema de tierras

- **LOG-MEX-CPR-ELE-3100** Grouding Plan. Metering, Regulation, Storage and fire water equipment Area.
- **LOG-MEX-CPR-ELE-3101** Grouding Plan. Dispatch Equipment Area.

08. PFD'S

- **LOG-MEX-CPR-PFD-0001_E.** Block Diagram. Metering, Regulation and Storage Equipment block Diagram.
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0002_E.** Block diagram Dispatch Equipment Block Diagram
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0003_F.** Process Flow Diagram. Offshore system, Metering and Regulation Equipment.
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0004_F.** Process Flow Diagram. Storage Equipment (1/2).
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0005_F.** Process Flow Diagram. Storage Equipment (2/2).
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0006_E.** Process Flow Diagram. Dispatch Equipment (1/2).
- **LOG-MEX-CPR-PFD-0007_E.** Process Flow Diagram. Dispatch Equipment (2/2).
- **LOG-MEX-CPR-DEB-3001_D.** Bases de Diseño Eléctrico.

ANEXO 3 DTI'S

- **LOG-MEX-CPR-PID-0000** Piping & Instrumentation Diagram Drawing Index.
- **LOG-MEX-CPR-PID-0001** Piping & Instrumentation Diagram General.
- **LOG-MEX-CPR-PID-0002** Piping & Instrumentation Diagram Instrument Details.
- **LOG-MEX-CPR-PID-0003** Piping & Instrumentation Diagram Instrumentation Identification.
- **LOG-MEX-CPR-PID-0004** Piping & Instrumentation Diagram Equipment Symbols 1 of 2.
- **LOG-MEX-CPR-PID-0005** Piping & Instrumentation Diagram Equipment Symbols 2 of 2.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1008.** Piping & Instrumentation Diagram Offshore to Onshore Pipelines
- **LOG-MEX-CPR-PID-1009-1** Piping & Instrumentation Diagram Metering Skids.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1009-2** Piping & Instrumentation Diagram Metering Skids.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1009-3** Piping & Instrumentation Diagram Metering Skids.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1010** Piping & Instrumentation Diagram Manifold.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1011-1** Piping & Instrumentation Diagram Manifold.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1011-2** Piping & Instrumentation Diagram Manifold.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1012** Piping & Instrumentation Diagram. Ships Loading Manifold.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1020.** Piping & Instrumentation Diagram. Ships. Truck Loading Pumps Suction Header.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1021** Piping & Instrumentation Diagram Regular Gasoline Loading Pumps.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1022** Piping & Instrumentation Diagram Premium Gasoline Loading Pumps.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1023** Piping & Instrumentation Diagram Diesel Pumps.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1025** Piping & Instrumentation Diagram Manifold Draining Pumps.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1026.** Piping & Instrumentation Diagram. Loading Pumps Transmix Header.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1027.** Piping & Instrumentation Diagram. Potable Water.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1028.** Piping & Instrumentation Diagram. VRU Absorbent Pump.

- **LOG-MEX-CPR-PID-1033** Piping & Instrumentation Diagram Regular Gasoline Truck Loading.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1034** Piping & Instrumentation Diagram Premium Gasoline Truck Loading.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1035** Piping & Instrumentation Diagram Diesel Truck Loading.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1099-1** Piping & Instrumentation Diagram.Oil/ Water Separation System.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1099-2** Piping & Instrumentation Diagram.Oil/ Water Separation System.
- **LOG-MEX-CPR-PID-1099-3** Piping & Instrumentation Diagram.Oil/ Water Separation System.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2013** Piping & Instrumentation Diagram.Regular Gasoline Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2014** Piping & Instrumentation Diagram. Regular Gasoline Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2015** Piping & Instrumentation Diagram. Premium Gasoline Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2016** Piping & Instrumentation Diagram. Diesel Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2018** Piping & Instrumentation Diagram. Premium Gasoline Daily Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-2019** Piping & Instrumentation Diagram. Diesel Daily Storage.
- **LOG-MEX-CPR-PID-5031.** Piping & Instrumentation Diagram. Oil / Water Separation System.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6003-1.** Piping & Instrumentation Diagram. (Additive) A Distribution.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6003-4.** Piping & Instrumentation Diagram. Additive D Distribution.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6003-5.** Piping & Instrumentation Diagram. Additive Injection Package.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6004.** Piping & Instrumentation Diagram. Additive E Distribution.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6006.** Piping & Instrumentation Diagram. VRU Inlet Header.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6007.** Piping & Instrumentation Diagram. Vapor Recovery Unit.

- **LOG-MEX-CPR-PID-6007-1.** Piping & Instrumentation Diagram. VRU (Vendor Package).
- **LOG-MEX-CPR-PID-6036-1** Piping & Instrumentation Diagram PK-6001 Truck Loading Rack Package.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6036-2** Piping & Instrumentation Diagram PK-6001 Truck Loading Package.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6036-3.** Piping & Instrumentation Diagram. PK-6001 Truck Loading Package.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6036-4.** Piping & Instrumentation Diagram. PK-6001 Truck Loading Package.
- **LOG-MEX-CPR-PID-6037.** Piping & Instrumentation Diagram. Potable Water.
- **LOG-MEX-CPR-PID-7008.** Piping & Instrumentation Diagram. Single Point Moring

1.2 Fotografías

ANEXO 4 MEMORIA FOTOGRÁFICA Y VULNERABILIDAD

01. Entorno Inmediato
02. Levantamiento de Fauna
03. Levantamiento de Flora

2. OTROS ANEXOS

ANEXO 1 MEMORIAS TECNICAS

01 MTD Onshore RevC_051118

- LOG-MEX-CPR-SOW-0001_RevC. Memoria Técnica Descriptiva Terminal Onshore
- Descriptive Technical Memory Terminal Onshore

02. MTD Offshore

- LOG-MEX-CPR-SOW-0002_A Memoria Técnica Descriptiva Terminal Offshore
Descriptive Technical Memory Terminal Offshore

03. Plan de Atención de Emergencias_ES REV B 010319

ANEXO 5 ESTUDIOS HIDROLOGICOS

- Estudio Hidrológico RINA
- Estudio oceanográfico RINA

ANEXO 6 HAZOP

A02 HAZOP 200219

ANEXO 7 SIMULACIONES Y RADIOS DE AFECTACIÓN

1 OFFSHORE

01. UBICACIÓN DE CASOS

- Mapa de ubicación de casos
- Mapa de ubicación de casos N. 1
- Mapa de ubicación de casos N. 2
- Mapa de ubicación de casos N. 3
- Mapa de ubicación de casos N. 4

02. CALCULO DEL DERRAME GASOLINA

- MOD-Gasolina-Caso No. 1
- MOD-Gasolina-Caso No. 2 c
- MOD-Gasolina-Caso No. 2
- MOD-Gasolina-Caso No. 3
- MOD-Gasolina-Caso No. 4

03. CALCULO DEL DERRAME DIESEL

- MOD-DIESEL-Caso No. 1
- MOD-DIESEL-Caso No. 2.b
- MOD-DIESEL-Caso No. 2
- MOD-DIESEL-Caso No. 3
- MOD-DIESEL-Caso No. 4

05 MODELACIÓN DE DERRAME EN MAR

- Modelación de derrame de hidrocarburos RINA

06. MODELACIÓN HIDRODINAMICA

- Videos
 - Escenario 1 Hidrodinámica_detalle
 - Escenario 1 Hidrodinámica_extensa
 - Escenario 1 Hidrodinámica_general
 - Escenario 2 Hidrodinámica_detalle
 - Escenario 2 Hidrodinámica_extensa
 - Escenario 2 Hidrodinámica_general
 - Escenario 3 Hidrodinámica_detalle
 - Escenario 3 Hidrodinámica_extensa
 - Escenario 3 Hidrodinámica_general
 - Escenario 4 Hidrodinámica_detalle
 - Escenario 4 Hidrodinámica_extensa
 - Escenario 4 Hidrodinámica_general
- Modelación hidrodinámica RINA Versión final

2 ONSHORE

MODELACIONES

- MOD- Ducto 10 pulg Gasolina Diesel 130219
- MOD- Llenaderas
- MOD-Tanque Gasolina Diesel- 13022019

RADIOS DE AFECTACIÓN

- DESCARG DIESEL
 - Caso 1
 - Caso 2
- DESCARG GASOLINA
 - Caso 1
 - Caso 2
- DUCTO DIESEL
 - Caso 1
 - Caso 2
- DUCTO GASOLINA
 - Caso 1
 - Caso 2
- Ducto Larguillo
 - Caso 1 Diésel
 - Caso 1 Gasolina
 - Caso 2 Diésel
 - Caso 2 Gasolina
- TANQUE DIESEL
 - Caso 1
 - Caso 2
- TANQUE GASOLINA
 - Caso 1
 - Caso 2

3 VULNERABILIDAD

Recorrido Vulnerabilidad

ANEXO 8. INFORME TÉCNICO