

---

# CAPÍTULO VIII

---

## ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

## 8 Estudio de Riesgo Ambiental

### 8.1 Códigos o estándares de diseño y construcción

#### 8.1.1 Acrónimos y Abreviaciones

- NOM: Norma Oficial Mexicana
- API: American Petroleum Institute
- AISI: American Iron and Steel Institute
- ANSI: American National Standards Institute
- ASME: American Society of Mechanical Engineers
- ASTM: American Society for Testing and Materials
- ATEX: EC norm (Directive 94/9/EC)
- DIN: Deutsche Industrie Normen
- IEC: International Electrotechnical Commission
- IEEE: Institute of Electric and Electronic Engineers
- ISA: Instrument Society of America
- ISO: International Standard Organization
- NFPA: National Fire Protection Association
- ACI: American Concrete Institute
- All codes and standards used shall be of the latest edition.

#### 8.1.2 Diseño, Códigos y normas

La jerarquía de aplicación debe ser conforme el orden de precedencia indicados a continuación:

- I. Norma Oficial Mexicanas (NOM)
- II. Normas Mexicanas (NMX)
- III. Códigos o Estándar Internacionales Aplicables y Guías de Diseño (ISO, ASME, API, ASTM, NACE, MSS, PFI, NFPA)

Cuando una fecha de edición no esté indicada para un Código o Estándar Internacional, se deben aplicar la edición vigente en el momento de la firma de contrato.

#### Norma Oficial Mexicana (NOM)

- 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.
- NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión. - Seguridad, seguridad-alivio y alivio.
- NOM-001-ECOL-1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.

- NOM-002-STPS-2010, Condiciones de Seguridad. Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización).
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-100-STPS-1994, Seguridad - Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con presión contenida - Especificaciones.
- NOM-027-STPS-1994, Señales y avisos de seguridad e higiene.
- NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
- NOM-059-SEMARNAT-2010, Especies nativas de México de flora y fauna silvestres – categorías de riesgo y sus especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio – Lista de especies en riesgo

**Normas Mexicanas**

- NMX-B-010-1986, Industria siderúrgica tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente para usos comunes.
- NMX-B-177-1990, Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.
- NMX-B-179-1983, Productos siderúrgicos, tubos de acero con o sin costura, series dimensionales

**American Bearing Manufacturers Association (ABMA)**

- ABMA STD 7 Shaft and Housing Fits for Metric Radial Ball and Roller Bearings (Except Tapered Roller Bearings) Conforming to Basic Boundary Plan

**American Society of Mechanical Engineers (ASME)**

- ASME Boiler and Pressure Vessel Code-Section I, Power, Boilers
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code-Section II, Materials
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code-Section V, Non Destructive Examination
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code-Section VIII, Division 1 Rules for Construction of Pressure Vessels
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code-Section IX, Welding and Brazing Qualifications
- ASME B1.1 Unified Screw Threads
- ASME B2.1 Pipe Threads, General Purpose
- ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings
- ASME B16.9 Factory-Made Wrought Butt welding Fittings
- ASME B16.10 Face to Face and End to End Dimensions of Valves
- ASME B16.11 Forged Fittings, Socket- Welding and Threaded
- ASME B16.20 Metallic Gaskets for Pipe Flanges-Ring-Joint, Spiral Wound, and Jacketed
- ASME B16.21 Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges
- ASME B16.24 Cast Copper Alloy Pipe Flanges and Flanged Fittings
- ASME B16.25 Butt welding Ends
- ASME B16.34 Valves Flanged, Threaded and Welding End

- ASME B16.36 Orifice Flanges
- ASME B16.47 Large Diameter Steel Flanges NPS 26 Trough NPS 60
- ASME B16.48 Line Blanks
- ASME B18.2.1 Square and Hex Bolts and Screws, (Inch Series)
- ASME B18.2.2 Square and Hex Nuts (Inch Series)
- ASME B31.T Standard Toughness Requirements for Piping
- ASME B31.1 Power Piping
- ASME B31.3 Process Piping
- ASME B31.4 Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- ASME B36.10 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
- ASME B36.19 Stainless Steel Pipe

#### **American Petroleum Institute (API)**

- API 5L1 Recommended Practice for railroad Transportation of line pipe
- API 5L Specification for line pipe
- API 6D Pipe Line Valves
- API 594 Check Valves: Flanged, Lug, Wafer and Butt-welding
- API 598 Valve Inspections and Testing
- API 599 Metal Plug Valves – Flanged and Welding Ends
- API 600 Bolted Bonnet Steel Gate Valves
- API 602 Steel Gates, Globe and Check
- API 607 Fire Test for soft- seated
- API 608 Metal Ball Valves – Flanged, Threaded and Butt-Welding Ends
- API 609 Butterfly Valves: Double Flanged, Lug-and Wafer Type
- API 623 Steel Globe Valves – Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets

#### **American Society for Testing and Materials (ASTM)**

- ASTM A36 Structural Steel
- ASTM A53 Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc Coated Welded and Seamless
- ASTM A105 Forgings, Carbon Steel for Piping Components
- ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
- ASTM A153 Standard Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products
- ASTM A181 Forgings, Carbon Steel, For General-Purpose Piping
- ASTM A182 Forged or Rolled Alloy Steel Pipe Flanges, Forged Fittings and Valves and Parts for High-Temperature Service
- ASTM A193 Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature Service

- ASTM A194 Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Service or Both
- ASTM A197 Cupola Malleable Iron
- ASTM A216 Steel Castings Carbon Suitable for Fusion Welding, for High Temperature Service or Both
- ASTM A217 Martensitic Stainless Steel and Alloy Steel Castings for Pressure Containing Parts, Suitable for High Temperature Service
- ASTM A234 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for moderate and High Temperature Service
- ASTM A240 Standard Specification for Chromium and Chromium-Nickel Stainless Steel Plate, Sheet, and Strip for Pressure Vessels and for General Applications
- ASTM A276 Stainless Steel Bars and Shapes
- ASTM A285 Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, Low and Intermediate Tensile Strength
- ASTM A307 Carbon Steel Bolts and Studs, 60000 psi Tensile Strength
- ASTM A312 Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipes
- ASTM A335 Seamless Ferritic Alloy Steel Pipe for High Temperature Service
- ASTM A351 Castings, Austenitic, for Pressure Containing Parts
- ASTM A358 Standard Specification for Electric-Fusion-Welded Austenitic Chromium-Nickel Stainless Steel Pipe for High-Temperature Service and General Applications
- ASTM A403 Standard Specification for Wrought Austenitic Steel Piping Fittings
- ASTM A536 Ductile Iron Castings
- ASTM A563 Carbon and Alloy Steel Nuts
- ASTM A515 Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate and Higher Temperature Service
- ASTM A516 Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, For Moderate and Lower Temperature Service
- ASTM A795 Black and Hot-Dipped Zinc-Coated (Galvanized) Welded and Seamless Steel Pipe for Fire Protection Use
- ASTM B61 Steam or Valve Bronze Castings
- ASTM B62 Standard Specification for Composition Bronze or Ounce Metal Casting
- ASTM C450 Prefabrication and Field Fabrication of Thermal Insulating Fitting Covers for NSP Piping, Vessel Lagging and Dished Head Segments
- ASTM D3350 Standard Specification for Polyethylene Plastics Pipe and Fittings Materials
- ASTM F714 Standard Specification for Polyethylene (PE) Plastic Pipe
- ASTM F1055 Standard Specification for Electrofusion type Polyethylene Fittings for Outside Diameter Controlled Polyethylene and Crosslinked Polyethylene (PEX) Pipe and Tubing

#### **International Standard Specification (ISO)**

- ISO 10639 Plastic Piping Systems for Pressure and Non-Pressure Water Supply
- ISO 1461 Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles -- Specifications and test methods.

#### **Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry (MSS)**

- MSS SP-25 Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges, and Unions
- MSS SP-43 Wrought S. Steel Butt Welding Fittings MSS SP-45 Bypass and Drain Connections
- MSS SP-53 Quality Standard for Steel Castings and Forgings for Valves, Flanges, and Fittings, and Other Piping Components (Magnetic Particle Examinations Method)
- MSS SP-55 Quality Standard for Steel Casting and Forgings for Valves, Flanges and Fittings and Other Piping Components- Visual Method for Evaluation of Surface Irregularities
- MSS SP-58 Pipe Hangers and Supports, Material, Design and Manufacture
- MSS SP-61 Pressure Testing of Steel Valves
- MSS SP-67 Butterfly Valves
- MSS SP-69 Pipe Hangers and Supports. Selecting and Application
- MSS SP-70 Cast Iron Swing Gate Valves, flanged and threaded ends
- MSS SP-71 Cast Iron Swing Check Valves, Swing Check Valves, Flanged and threaded ends
- MSS SP-72 Ball Valves With Flanged or Butt-Welding ends for General Service
- MSS SP-80 Bronze, Gate, Globe, Angle and Check Valves
- MSS SP-85 Cast Iron Globe and Angle Valves, Flanged and threaded ends
- MSS SP-89 Pipe Hangers and Supports, Fabrication and Installation Practices
- MSS SP-91 Guide lines for Manual Operation and Valves
- MSS SP-93 Quality Standard for Steel Casting and Forgings for Valves, Flanges and Fittings and Other Piping Components-Liquid Penetrant Examination Method
- MSS SP-94 Quality Standard for ferritic and Martensitic Steel casting for valves, Flanges and Fittings and other Piping Components-Ultrasonic Examination Method
- MSS SP-95 Swage (d) Nipples and Bull Plugs MSS SP-97 Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings - Socket Welding, Threaded, and Butt welding Ends
- MSS SP-110 Ball Valves Threaded, Socket-Welding, Solder Joint, Grooved and Flared Ends.

**Pipe Fabrication Institute (PFI)**

- PFI ES-2 Method of Dimensioning Piping Assemblies PFI ES-3 Fabrication Tolerances PFI ES-5 Cleaning of Fabricated Piping PFI ES-11 Permanent Identification of Piping Materials PFI ES- 16 Access Holes, Bosses and Plugs for Radiographic Inspection of Pipe Welds.

**National Fire Protection Association (NFPA)**

- NFPA 10 Portable Fire Extinguishers
- NFPA 12 Carbon Dioxide Extinguishing Systems
- NFPA 13 Standard for the Installation of Sprinkler Systems
- NFPA 14 Installation of Standpipe and Hose systems
- NFPA 15 Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
- NFPA 17 Dry Chemical Extinguishing Systems
- NFPA 20 Installation of Stationary pumps for fire protection

- NFPA 22 Water tanks for private fire protection
- NFPA 24 Installation of private fire service Mains and their appurtenances
- NFPA 37 Installation and use of stationary combustion engines and gas turbine
- NFPA 70 National Electrical Code
- NFPA 72 National Fire Alarm Code
- NFPA 291 Recommended practice for Fire Flow testing and Marking of Hydrants
- NFPA 850 Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations

### 8.1.3 Leyes, Reglamentos.

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (LGPGIR)
- Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (LGDFS).
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
- Ley Federal del Trabajo.
- Ley General de Salud.
- Ley de Protección Civil.
- Ley de Hidrocarburos
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Ordenamiento Ecológico.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Residuos Peligrosos.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Protección y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.
- Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de Materia contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido
- Leyes y reglamentos del municipio o del estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas Especificaciones.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

- Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicado el 31 de octubre del 2014

#### 8.1.4 Energía Eléctrica

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

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

- Instituto Nacional Americano de Normas (ANSI)
- Instituto Americano del Petróleo (API) -incluyendo de manera enunciativa más no limitativa:
  - API-RP-505: Práctica recomendada para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en terminales petrolíferas clasificadas como Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.
  - API-RP-540: Instalaciones eléctricas en terminales de procesamiento del petróleo.
  - API-RP-651: Protección catódica de tanques superficiales de almacenamiento de petróleo.
  - API-STD-547: Motor de inducción de jaula de ardilla con devanado preformado de uso general con caballaje de 250 o superior
- Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA), incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
  - NFPA 70: Código Nacional Eléctrico (NEC)
  - NFPA 70E: Requisitos de seguridad eléctrica para lugares de trabajo de empleados
  - NFPA 496: Norma para gabinetes purgados y presurizados para equipo eléctrico
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
  - IEEE Std 141: Práctica recomendada para distribución de energía eléctrica para terminales industriales
  - IEEE Std 142: Práctica recomendada para conexión a tierra de sistemas de potencia comercial e industrial
  - IEEE Std 519: Práctica y requisitos recomendados para control de armónicas en sistemas de potencia
  - IEEE Std 841: Norma de la industria del petróleo y química — motores de inducción con jaula de ardilla enfriado por ventilador totalmente encerrado de uso intensivo de hasta e inclusive 500 HP, incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:
  - NACE-RP-0169: Control estándar de práctica recomendada para corrosión externa en sistemas de tubería metálica subterránea o sumergida.
- Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa: NEMA MG1: Motores y generadores
- Normas de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA 1910)

### 8.1.5 Clasificación del área

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

### 8.1.6 Cumplimiento y certificaciones

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

### 8.1.7 Instrumentos

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

- OIML R71: 2008, Fixed storage tanks. General Requirements, International Organization of Legal Metrology.
- OIML R117:2007, Dynamic measuring systems for liquids other than water.
- OIML R119:1996, Pipe provers for testing measuring systems for liquids other than water.
- OIML R120:2010, Standard capacity measures for testing measuring systems for liquids other than water
- API-MPMS Chapter 1. Vocabulary
- API-MPMS Chapter 3, Section 1A: 2013. Tank gauging –Standard practice for the manual gauging of petroleum and petroleum products.
- API-MPMS Chapter 7. Temperature determination
- API-MPMS Chapter 8. Sampling
- API-MPMS Chapter 11. Physical Properties Data (Volume Correction Factors).
- API-MPMS Chapter 12. Calculation of Petroleum Quantities
- API-MPMS Chapter 13. Statistical aspects of measuring and sampling.
- API-MPMS Chapter 19, Evaporation Loss Measurement

- API-MPMS Chapter 19.1, Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks
- API-MPMS Chapter 19.2, Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks
- EPA TANKS 4.09D, Emissions estimation software; October 2006
- IP 160, Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method, Energy Institute
- HM 31: 2004, Guide to hydrocarbon management in petroleum refinery operations
- HM 32:2007, Guide to product hydrocarbon management at petroleum product marketing and distribution terminals, Energy Institute, UK.
- NMX-Z-055-IMNC-2009. Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM)
- NMX-CH-140:2002, Guía para la expresión de incertidumbre en mediciones.
- ISO 1317:2012 Cathodic protection for harbor installations (protección catódica para las instalaciones portuarias).
- ISO 630 1995 Structural Steels-plates, wide flats, bars, sections and profiles (Acero Estructural- placas, barras, secciones y perfiles).
- ISO 9712:2012. Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel (Pruebas no destructivas-Calificación y certificación de personal).
- ISO 6708:1995 Pipework components – Definition and selection of DN (nominal size) [Componentes de tuberías – Definición y selección de DN (tamaño nominal)].
- ISO 3864-1: 2011, Graphical symbols - Safety colours and safety signs - Part 1: Design principles for safety signs and safety markings (Símbolos gráficos - Colores de seguridad y señales de seguridad - Parte 1: Principios de diseño para las señales y marcas de seguridad).
- ISO 3183:2012 - "Petroleum and natural gas industries —Steel pipe for pipeline transportation system", (Industrias del petróleo y gas natural –Tubo de acero para sistemas de transportación por Ductos).
- ISO 4200:1991 - "Plain end steel tubes, welded and seamless -- General tables of dimensions and masses per unit length", (Tubos de acero de extremos planos, con costura y sin costura – Tablas generales de dimensiones y masas por unidad de longitud).
- ASME B36.10M-2004 (R 2010)- Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (Tubos de acero conformados soldados y sin costura).
- ISO 13709:2009 Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries (Bombas centrífugas para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural).
- API SPEC.5L Especificación de Tuberías para líneas. (Specification for line pipe).
- API Std 2000 1998 Ventilación Atmosférica y de Baja Presión en tanques de almacenamiento no refrigerados y refrigerados (Venting Atmospheric and Low-Pressure Tanks nonrefrigerated and Refrigerated.)
- API Std 620 Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento de baja presión. (Design and Construction of Large, Welded, Lowpressure Storage Tanks).
- API Std 650 Tanques de acero soldados para almacenamiento de petróleo. (Welded Steel Tanks for Oil Storage).

- API Specification 12F Especificación de soldadura en taller, para tanques de almacenamiento de productos líquidos. (Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids).
- AWS A5.1/A5.1 M Especificación de electrodos de acero al carbono para soldadura de arco metálico protegido (Specification for Carbon Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding).

### 8.1.8 Normas Oficiales Mexicanas.

- NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
- 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.
- NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.-colores, formas y símbolos a utilizar
- NOM-004-SCT/2008 Sistemas de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida
- NOM-010-STPS-1999, Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
- NOM-014-ENER-2004. Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kW a 1 500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
- NOM-016-ENER-2010, Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kw. Límites, método de prueba y marcado
- NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e Identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-028-ENER-2010, Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba.
- NOM-028-STPS-2012 Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.
- PROY-NOM-030-ENER-2016, Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led), integradas para iluminación general. Límites y métodos de prueba
- NOM-031-STPS-2011. Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
- NOM-034-SCT2-2011 Señalamiento Horizontal y Vertical de Carreteras y Vialidades Urbanas.
- NOM-052-SEMARNAT-2005 Que Establece las Características, el Procedimiento de Identificación, Clasificación y los Listados de los Residuos Peligrosos.
- NMX-B-253-CANACERO-2006 Industria Siderúrgica - Alambre de Acero Liso o Corrugado para Refuerzo de Concreto – Especificaciones y métodos de prueba

- NMX-C-155-ONNCCE-2004 Industria de la Construcción – Concreto - Concreto Hidráulico Industrializado – Especificaciones.
- NMX-C-403-ONNCCE-1999 Industria de la Construcción - Concreto Hidráulico para uso Estructural.
- NMX-C-407-ONNCCE-2001 Industria de la Construcción - Varilla Corrugada de Acero Proveniente de Lingote y Palanquilla para Refuerzo de Concreto - Especificaciones y métodos de prueba.

### 8.1.9 Normas NFPA

- NFPA 10: Norma para extintores portátiles (2013).
- NFPA 11: Norma para espumas de baja, media y alta expansión
- NFPA 12: Sistemas extintores de dióxido de carbono (2011)
- NFPA 13: Norma para la instalación de sistemas de rociadores
- NFPA 16: Norma para la instalación de rociadores de agua-espuma y sistemas de pulverización de agua-espuma (2011).
- NFPA 20: Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios (2013)
- NFPA 24: Instalación de tuberías para servicio privado de incendios y sus accesorios (2013)
- NFPA 25: Norma para la prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua 2014
- NFPA 30: Código de Líquidos Inflamables y Combustibles (2015)
- NFPA 37: Norma para la instalación y uso de motores de combustión estacionarios y turbinas a gas (2010)
- NFPA 51B: Norma para prevención de incendios durante soldadura, corte y otros trabajos en caliente (2009)
- NFPA 70E: Norma para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo (2012)
- NFPA 70®: Código Eléctrico Nacional (2008)
- NFPA 72®: Código Nacional de Alarmas de Incendios y Señalización (2013)
- NFPA 75: Norma para la protección de equipos electrónicos procesadores de datos por computadora (2013)
- NFPA 77: Práctica recomendada sobre electricidad estática (2007)
- NFPA 170: Norma para símbolos de seguridad contra incendios y de emergencia (2009)
- NFPA 400: Código de Materiales Peligrosos (2010)
- NFPA 471: Prácticas recomendadas para responder a incidentes de materiales peligrosos (2002)
- NFPA 497: Práctica Recomendada para la clasificación de líquidos inflamables, gases o vapores inflamables y de áreas peligrosas (clasificadas) para instalaciones eléctricas en áreas de procesamiento químico (2012)
- NFPA 600: Norma para brigadas contra incendios industriales (2010)
- NFPA 730: Guía para seguridad física de establecimientos (2006).
- NFPA 780: Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos (2008)
- NFPA 2001: Norma sobre sistemas extintores de incendio mediante agentes limpios (2012)

## 8.2 Planos

No.	ID DOCUMENTO	REV	NOMBRE DEL DOCUMENTO
1	1 14 321 TX PT DE 001	0	Criterios de Diseño para los Sistemas de Telecomunicaciones y Seguridad
2	1 14 321 TX PT DT 004	0	Descripción Detección de Fuego y Gas
3	1 14 321 TX PT SP 002	0	Especificación de Sistema de parada de Emergencia
4	1 14 321 TX PT 10 001	0	DFP Diagrama de Flujo de Proceso
5	1 14 321 TX PT 12 001	0	DTI. Descarga de Combustibles de Buque Tanque
6	1 14 321 TX PT 12 022	0	DTI. Tanque Agua de Servicios
7	1 14 321 TX PT 12 024	0	DTI. Tratamiento de Agua Aceitosa
8	1 14 321 TX PT 12 026	0	DTI. Bombas de Agua de Servicios
9	1 14 321 TX PT 12 027	0	DTI. Sistema de Recuperación de Vapores de Llenaderas
10	1 14 321 TX PT 12 028	0	DTI. Sistema de Aire de Planta e Instrumentos
11	1 14 321 TX PT 12 030	0	DTI. Tanque de Agua Potable
12	1 14 321 TX PT 12 031	0	DTI. Sistema Hidroneumático
13	1 14 321 TX PT 14 001	0	Plano Arreglo General
14	1 14 321 TX PT MO 003	0	Bases de Diseño de Tuberías
15	1 14 321 TX PT SP 004	0	Especificación de Estudio de Suelo
16	1 14 321 TX PT 12 005	0	DTI. Tanques de Almacenamiento Gasolina Regular (MXCR & ROCR)
17	1 14 321 TX PT 12 007	0	DTI. Tanques de Almacenamiento Gasolina Premium (MXCP)
18	1 14 321 TX PT 12 008	0	DTI. Tanques de Almacenamiento Diésel (ULSD)

No.	ID DOCUMENTO	REV	NOMBRE DEL DOCUMENTO
19	1 14 321 TX PT 12 009	0	DTI. Tanques de Almacenamiento Nafta / Turbosina
20	1 14 321 TX PT 12 010	0	DTI. Bombas de Gasolina Regular (MXCR & ROCR)
21	1 14 321 TX PT 12 013	0	DTI. Bombas de Gasolina Premium (MXCP & ROCP)
22	1 14 321 TX PT 12 014	0	DTI. Bombas de Diésel (ULSD)
23	1 14 321 TX PT 12 015	0	DTI. Bombas de Nafta / Turbosina
24	1 14 321 TX PT 31 001	0	Arreglo Mecánico de Tanque Gasolina Regular (MXCR & ROCR) Cap. 150 MBLS
25	1 14 321 TX PT 31 002	0	Arreglo Mecánico de Tanque Gasolina Regular (MXCR & ROCR) Cap. 100 MBLS
26	1 14 321 TX PT 31 003	0	Arreglo Mecánico de Tanque Gasolina Premium (MXCR & ROCR) Cap. 170 MBLS
27	1 14 321 TX PT 31 004	0	Arreglo Mecánico de Tanque Diésel (ULSD) Cap. 170 MBLS
28	1 14 321 TX PT 31 006	0	Arreglo Mecánico de Tanque Nafta / Turbosina Cap. 170 MBLS
29	1 14 321 TX PT 40 001	1	Hoja de Datos Tanque de Gasolina Regular (MXCR & ROCR) Cap. 100 MBLS
30	1 14 321 TX PT 40 002	1	Hoja de Datos Tanque de Gasolina Regular (MXCR & ROCR) Cap. 150 MBLS
31	1 14 321 TX PT 40 003	0	Hoja de Datos Tanque de Gasolina Premium (MXCR & ROCR) Cap. 170 MBLS
32	1 14 321 TX PT 40 004	0	Hoja de Datos Tanques de Diésel (ULSD) Cap. 170 MBLS
33	1 14 321 TX PT 40 006	0	Hoja de Datos Tanque Nafta / Turbosina Cap. 170 MBLS
34	1 14 321 TX PT DT 005	0	Plano de señalizaciones de emergencia, rutas de evacuación y punto de concentración.
35	1 14 321 TX PT 12 016	0	DTI. Llenaderas de Gasolina Regular (MXCR)
36	1 14 321 TX PT 12 018	0	DTI. Llenaderas de Gasolina Regular (ROCR)
37	1 14 321 TX PT 12 019	0	DTI. Llenaderas de Gasolinas Premium (MXCP & ROCP)

No.	ID DOCUMENTO	REV	NOMBRE DEL DOCUMENTO
38	1 14 321 TX PT 12 020	0	DTI. Llenaderas de Diésel (ULSD)
39	1 14 321 TX PT 12 021	0	DTI. Llenaderas de Nafta / Turbosina
40	1 14 321 TX PT 12 025	0	DTI. Tanques de SLOP
41	1 14 321 TX PT 12 029	A	DTI. Sistema de Recuperación de Vapores Área Norte
42	1 14 321 TX PT 13 001	0	Plano del predio en Coordenadas UTM
43	1 14 321 TX PT 14 002	0	Planos de Diques, Pisos y Cimentaciones
44	1 14 321 TX PT 52 002	0	Planos de Vialidades y Accesos
45	1 14 321 TX PT 52 003	0	Plano de Drenaje de Aguas Pluviales y Aguas Aceitosas
46	1 14 321 TX PT DT 001	0	Planos de Ubicación y Ruta del Sistema de Detección de Incendios - Área de Planta
47	1 14 321 TX PT DT 002	0	DTI Sistema de Agua Contra Incendios
48	1 14 321 TX PT DT 003	0	Memoria de Calculo Hidráulico Agua contra incendio
49	1 14 321 TX PT DT 006	0	Memoria de Calculo Hidráulico Distribución de Espuma
50	1 14 321 TX PT SP 001	0	Memoria Descriptiva del Sistema Contra incendio
51	1 14 321 TX PT SP 005	0	Características de la Instrumentación de Control y Seguridad
52	1 14 321 TX PT LD 001	0	Lista de Equipos
53	1 14 321 TX PT MO 001	0	Bases de Diseño incluye filosofía de operación
54	1 14 321 TX PT MO 002	0	Descripción de Filosofía Operación
55	1 14 321 TX PT 60 001	0	Diagrama Unifilar General
56	1 14 321 TX PT 60 002	0	Plano de Puesta a Tierra

No.	ID DOCUMENTO	REV	NOMBRE DEL DOCUMENTO
57	1 14 321 TX PT 60 007	0	Planos de Áreas Clasificadas
58	1 14 321 XX PT 12 001	A	DTI. Símbolos y leyenda

---

# CAPÍTULO IX

---

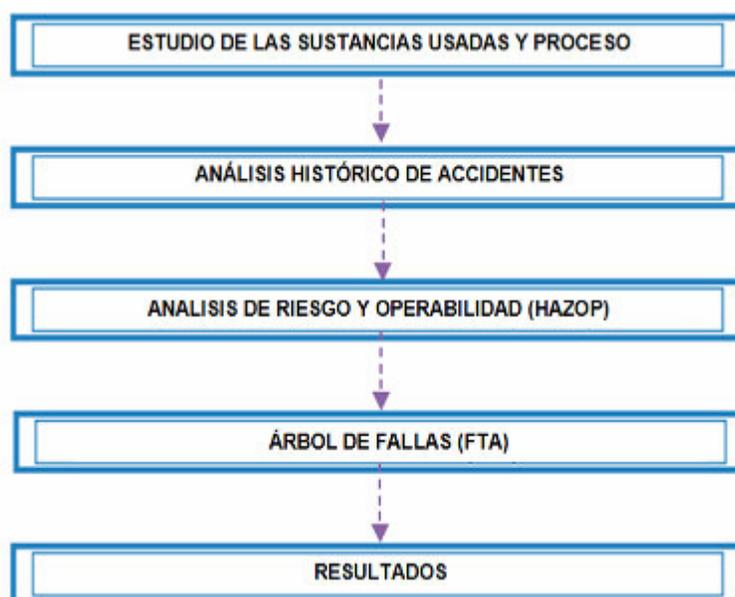
## ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

## 9 ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

En este capítulo se sentarán los precedentes al análisis de riesgo, en base a la experiencia compartida a nivel nacional y mundial del ramo industrial en instalaciones equivalentes o similares a la que nos ocupa, con la finalidad de dimensionar de manera básica la frecuencia y las consecuencias de los incidentes y accidentes reportados en la bibliografía e Internet.

Para el análisis preliminar de peligros, se seguirán las recomendaciones de Fuentes-Bargues et al (2017) en Risk Analysis of a Fuel Storage Terminal Using HAZOP and FTA, ya que se ajusta y simplifica la primera parte de la metodología, coadyuvando a realizar un análisis claro y ordenado.

Figura 63. Metodología de estudio



La metodología comienza con un estudio detallado de los procesos industriales y las sustancias utilizadas. Posteriormente, se realiza un análisis histórico, que consiste en el estudio y análisis de los accidentes en plantas similares para identificar riesgos y causas. Esta etapa se realiza refiriéndose a publicaciones científicas especializadas y revisión de literatura. Con esta información disponible, se realiza un análisis HAZOP. Después de las sesiones de HAZOP, se identifican las posibles causas de fallas y las consecuencias de las desviaciones dadas del diseño. Estos datos permiten, de acuerdo con los criterios del equipo HAZOP, identificar los eventos de inicio, modelar el proceso de propagación de fallas y, finalmente, construir el análisis del árbol de fallas. Posteriormente se realiza un análisis cuantitativo y los resultados obtenidos clasifican los riesgos y permiten priorizar la medida correctiva y/o preventiva.

### 9.1 Sustancias, materiales y productos peligrosos relativos al proceso

Aunque los análisis de riesgo se inician al reconocer las características que hacen a una sustancia, material o producto peligroso (2 Listados de sustancias Peligrosas de SEGOB), debe ser obvio que en el análisis de riesgo se comience por conocer y establecer las propiedades fisicoquímicas de las sustancias involucradas en los proyectos y plantas en operación.

Tabla 112. Sustancias de mayor índice de accidentes

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Petróleo crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diésel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas L.P.	3.19
Gas natural	2.30
Aceites	2.27
Ácido sulfúrico	2.26
Solventes orgánicos	1.09
Otras sustancias	27.21

**Gasolina.** La gasolina es un líquido transparente, puede ser incolora o ámbar hasta roja, de olor a petróleo. Es una mezcla de hidrocarburos utilizada como combustible de automóvil y disolvente. **ANEXO E**

Tiene un umbral de olor de 0.25 ppm, sin embargo, varían mucho. Se recomienda no depender del olor por sí solo para determinar el riesgo potencial de una exposición. La gasolina está descrita en publicaciones de la Right to Know Hazardous Substance List (Lista de sustancias peligrosas del Derecho a Saber) ya que ha sido citada por los siguientes organismos: ACGIH, DOT, NIOSH, DEP, IARC y NFPA.

Esta sustancia química figura en la Special Health Hazard Substance List (Lista de sustancias extremadamente peligrosas para la salud).

Particularidades de la gasolina:

1. Solvente. Es una propiedad que permite disolver materiales como gomas, plásticos y algunos tipos de plástico.
2. Tóxica. Varios estudios han arrojado que el inhalar vapores de gasolina puede afectar al cerebro de forma temporal, produciendo mareos que podrían ocasionar accidentes mayores.

3. Bajo punto de ebullición. Está comprobado que la gasolina puede convertirse en vapor al superar tan solo los 20 grados centígrados y se vaporiza con gran facilidad.
4. Inflamable. Consecuentemente, por su bajo punto de ebullición y facilidad de producir fuego, hay que ser precavido en la manipulación del líquido y su almacenamiento.

**Diésel.** La palabra diésel, se deriva del nombre del inventor alemán Rudolf Diésel que en 1892 inventó el motor que lleva su nombre. Este compuesto derivado del petróleo que contiene aproximadamente un 75% de hidrocarburos saturados incluyendo isoparafinas y cicloparafinas y un 25% de hidrocarburos aromáticos incluyendo naftalenos y alcalobencenos.

Por otro lado, debido a que el diésel es relativamente más sencillo de refinar, ya que, se obtiene de la destilación fraccionada de petróleo su precio suele ser más bajo que la gasolina. Existen diferentes tipos de diésel o gasoil, entre ellos se mencionan:

- Diésel Premium o Gasóleo A (normalmente usado para automóviles).
- Diésel Bonificado o gasóleo B (utilizado para usos agrícolas e industriales)
- Diésel habitual o gasóleo C (utilizado para calefacción doméstica).

El diésel "no es volátil" a temperatura y presión ambiente, lo cierto es que no se puede comparar con la volatilidad de los componentes de la gasolina.

Los poderes caloríficos de diésel y gasolina son muy parecidos (el diésel ligeramente mayor), siendo del orden de 45 MJ/kg. **ANEXO E**

Un gramo de gasolina tiene 8 veces más energía que 1 gramo de TNT, sin embargo, el TNT, libera toda su energía en una fracción muy pequeña de tiempo, por lo que tiene una potencia no comparable.

Algunas de las propiedades de los productos a manejar se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 113. Características de los Hidrocarburos.

Fluido	Gasolina Regular/ Gasolina Premium		Diésel	
	% vol.	°C	% vol.	°C
Curva de Destilación	1	31.3	1	199.5
	10	55.37	10	226.9
	50	100.645	50	269.1
	90	167.33	90	320
	95	184.98	99	360.9
	99	208.99	--	--

Fluido	Gasolina Regular/ Gasolina Premium	Diésel
Viscosidades de Referencia	0.75 cSt @ 20°C	2.55 cSt @ 37.8°C
	0.62 cSt @ 40°C	2.02 cSt @ 50°C
Densidad estándar, kg/m <sup>3</sup>	750	821
Temperatura del Fluido, °C (Nota)	34	34
Densidad, kg/m <sup>3</sup> @ 0 kg/cm <sup>2</sup> g y 34°C	733.2	807.3
Viscosidad, cP @ 0 kg/cm <sup>2</sup> g y 34°C	0.48	2.21
Presión de vapor true, kg/cm <sup>2</sup> a @ 34°C	0.5818	0.0006
Presión de vapor Reid, kg/cm <sup>2</sup> a	0.6328	0.0007

Nota: La temperatura de operación considerada en la TAR es de 24 C, tomando como base la temperatura máxima normal anual.

Para más información de las propiedades de las sustancias, las hojas de datos de seguridad se presentan en el **ANEXO E**.

## 9.2 Antecedentes de incidentes y accidentes de proyectos y/o instalaciones similares

### 9.2.1 Puerto Rico, 2009.

En la madrugada del viernes 23 de octubre de 2009, se produjeron una serie de explosiones e incendios dentro de las instalaciones de la compañía Caribbean Petroleum Corporation. El primer estallido fue el más potente y se registró a las 12:23 a.m., hora local. A partir de las 12:25 a.m., ocurrieron múltiples explosiones secundarias ocasionales de menor intensidad que la primera. La última explosión registrada por el cuerpo de bomberos ocurrió a las 8:16 a.m. del viernes. La onda expansiva liberada causó daños moderados a las edificaciones alrededor de la planta en un radio de unos 1600 metros y puso en riesgo a los habitantes en un radio de unos 15 kilómetros.

Algunas puertas se desprendieron de sus marcos, muchas de las ventanas de cristal se resquebrajaron y los techos quedaron cubiertos de ceniza y hollín negro. Los vehículos que circulaban en el área también fueron afectados. Según algunos conductores, las ventanas de sus vehículos se rompieron debido al impacto de la onda expansiva.

La explosión además ocasionó grietas en la capa de rodadura de una de las carreteras cercanas construida con pavimento asfáltico y devastó la espesa vegetación en las cercanías de la planta. Una hora después de la primera explosión ya había cinco tanques encendidos, a las dos horas ya eran 11 tanques los involucrados (Pérez Sánchez, 2009) y a las cinco horas se reportó que habían estallado 18 tanques.

De acuerdo con la Agencia Federal de Manejo de Emergencias de los Estados Unidos (De La Campa, 2009), un total de 21 tanques terminaron involucrados en el incendio. Aproximadamente un 50% del área de la terminal de

almacenamiento fue cubierta por las llamas, incluyendo prácticamente todos los tanques de la parte norte y la mitad de los tanques de la parte central de la terminal.



### 9.2.2 Guam, accidente del 2002.

Este accidente tuvo dos etapas: la primera ocurrió en Julio de 2002 con el paso del tifón Chata'an que afectó la pequeña planta de almacenamiento de combustible de la isla de Guam (Estados Unidos) en el Océano Pacífico. Uno de los tanques con techo fijo externo y flotante interno sufrió pandeo por acción del viento, con deformaciones que bloquearon el techo flotante. Este tanque no fue reparado, de manera que el techo flotante podía trabarse con facilidad. En Diciembre de 2002 la isla se vio afectada por un segundo tifón llamado Pongsona; en esta ocasión, la arena que transportaba el viento produjo fricción contra las paredes del tanque, generándose electricidad estática que comenzó el proceso de ignición dentro del tanque. El fuego se propagó a otros tanques de la planta.

### 9.2.3 Texas City, accidente de 2005.

Texas City alberga varias granjas de tanques; en particular este accidente ocurrió en la Refinería de British Petroleum en Marzo de 2005, afectando unos 50 tanques, con muerte de 15 operarios y decenas de heridos.



El origen del accidente fue el sobrellenado rápido de uno de los tanques, en el que no funcionaron adecuadamente, el medidor de nivel de combustible en el interior y el sistema de alarma que produce corte del ingreso de fluido ante la eventualidad de llenado. La consecuencia fue el derrame de combustible al exterior, con formación de una nube de vapor que se propagó a nivel de la superficie de la planta. El mecanismo de ignición fue el encendido del motor de uno de los camiones que estaban en la planta.

#### **9.2.4 Incidente en el depósito de Buncefield (2005).**

En diciembre 11 de 2005 en el depósito de almacenamiento de Buncefield ocurrió una explosión masiva. Posteriormente, otras leves explosiones ocurrieron por un gran fuego que envolvió 20 grandes tanques. El fuego ardió por varios días; 250,000 litros de espuma concentrada junto con 25 millones de litros de agua fueron usados por los bomberos para extinguir el fuego. Como resultado de la explosiones y del fuego, cerca de 12,000 millones de galones de gasolina, diésel y combustible de aviación se perdieron. Hubo 43 heridos y daños estructurales no solo en las instalaciones, sino también en los alrededores debido a la sobrepresión de la explosión. El ambiente se afectó significativamente debido a la polución y también por la grande capa negra de humo que surgió por el fuego.

El evento iniciante que encabezó las explosiones y el fuego fue el sobrellenado de un gran tanque sobre tierra conteniendo gasolina. Se cree que la nube de vapor inflamable encontró una fuente de ignición de algún equipo de bombeo cercano.



Es interesante como la nube de vapor era visible a los ojos de los testigos minutos antes que ocurriera el incidente. Las condiciones climáticas (alta humedad) proporcionaron óptimas condiciones para el desarrollo de la nube de vapor inflamable.

### 9.2.5 Incidente en Denver (1991).

Este incidente ocurrió en el aeropuerto de Denver como resultado de una cadena de eventos. El incidente fue el resultado de gasolina ardiendo rociada sobre dos tanques, proveniente del equipo de bombeo en un área adyacente de almacenamiento, compuesta por tuberías, válvulas, bombas y un cuarto de control. Después, el fuego envolvió 4 tanques adyacentes y ardió durante 48 horas, por los 3 millones de galones de Jet 1 ahí almacenados. Afortunadamente no hubo fatalidades o heridos en este caso.

### 9.2.6 Incidente en Netherlands (1968).

El incidente de Netherlands es el más catastrófico con 80 tanques quemados como resultado de una serie de explosiones seguidas por incendios. Una gran cantidad de ventanas se partieron durante la onda de explosión. Los fragmentos proyectados causaron 2 muertos y 85 heridos. Esta devastadora explosión de nube de vapor ocurrió durante la evaporación y seguidamente la formación de una nube de hidrocarburos ligeros de una emulsión compuesta por petróleo y agua caliente.



Esta emulsión fue calentada y una masiva ebullición ocurrió. Los hidrocarburos ligeros fueron liberados a través de venteos del tanque resultando en el sobrellenado de dos fases. Aunque la fuente de ignición es desconocida, el daño causado por la explosión fue extenso.

### 9.2.7 Incidente en New Jersey (1983).

El incidente causo 1 muerto y 24 heridos, destruyó 4 tanques de gasolina y liberó 3 millones de galones de valiosa gasolina. El incidente ocurrió cuando uno de los 3 tanques en el área del dique fue sobrellenado. Este tanque fue llenado desde una tubería subterránea y simultáneamente parte de la gasolina que contenida fue transferida a otro tanque remoto.



Una nube de vapor se formó como resultado de la evaporación de los componentes ligeros de la gasolina, los cuales entraron en ignición probablemente por un incinerador cercano. Hubo algunas explosiones iniciales menores seguidas de una gran explosión con una llama grande de fuego que duro quemándose 48 horas.

### 9.2.8 Incidente en Oklahoma.

La explosión y el fuego del tanque de almacenamiento se dieron debido a una ignición por una mezcla de los vapores de combustible inflamable y aire, con una descarga estática eléctrica debido a un manejo inapropiado de la compañía Conoco Phillips cuando se conducía las operaciones de los tanques.



El reporte de seguridad concluyó que la alta velocidad del diésel en la tubería de llenado del tanque y la turbulencia creada resultó en la generación de un incremento de la carga estática. En este incidente se perdieron cerca de 80000 barriles de diésel.

### 9.2.9 Barco Quetzalcóatl

Coatzacoalcos, Ver., 17 de octubre 2006. Ocho personas murieron y 13 resultaron lesionadas a causa de una explosión ocurrida a las 13:19 horas, en un buque tanque amarrado en el muelle de abastecimiento adyacente al complejo petroquímico de Pajaritos, en Coatzacoalcos.

Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que la explosión ocurrió cuando una chispa provocada por los trabajos de reparación de la grúa de carga del buque Quetzalcoatl entró en el venteo de un tanque e hizo arder residuos de gas. Indicó que en el incidente fallecieron tres empleados de la compañía contratista López García SA de CV, tres de Pemex y dos personas no identificadas. El director de la Unidad de Protección Civil municipal dijo que la explosión generó una onda expansiva que se sintió en los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán y Allende.

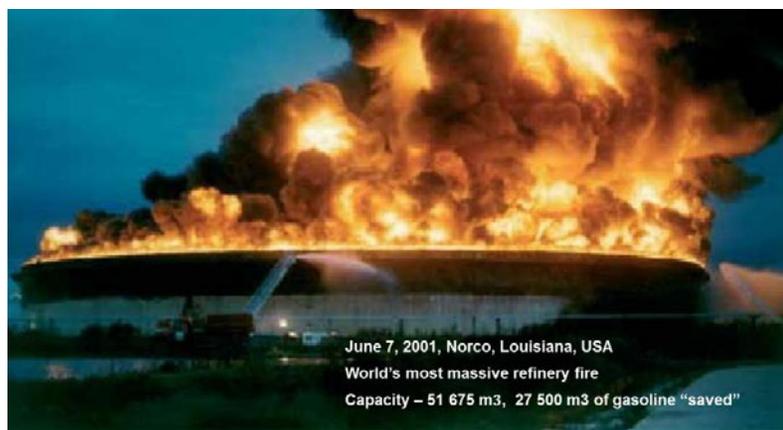
Los edificios del primer cuadro de la ciudad y los colindantes con el río Coatzacoalcos se cimbraron, por lo que mucha gente abandonó sus lugares de trabajo y salió a la calle a observar la gran nube de humo blanco que cubría el complejo petroquímico.



### 9.2.10 Orión, 2001

En 2001, se logró un avance cuando el incendio de Orión, con un diámetro del tanque de 82.4 m (270 pies), se extinguió con éxito en 65 minutos utilizando una tasa de aplicación de 8.55 L/m<sup>2</sup>/min. Es importante darse cuenta de que combatir este tamaño de fuego ejerce una enorme presión en todos los eslabones de la cadena de eventos que

llevan a la extinción del fuego. La tasa de aplicación de 8.55 L/m<sup>2</sup>/min es igual a un caudal de aproximadamente 45,000 L/min. Utilizando un 3% de dosificación se consume 1,350 L/min de espuma concentrada. La necesidad de equipos a gran escala, muy buena logística, espuma de alta calidad y una operación bien coordinada se vuelve crucial.



*The Orion Tank Fire in 2001, world record in tank fire fighting.  
Photo courtesy of Industrial Fire World*

### 9.2.11 Incidente en Puertollano.

El incidente fue el resultado de una explosión que se produjo a las 8.15 h. en un tanque de almacenamiento de gasolina refinada de la unidad 100 del área de Refinería y Conversión que se extendió a otros seis tanques que contenían 8,600 m<sup>3</sup> de gasolina. El incendio se avivó sobre las dos y media de la tarde, tras otra serie de explosiones que obligó incluso a evacuar la planta. En la zona se elevó una gran columna de humo, pero no hay peligro de nube tóxica. Este incidente dejó 4 muertos y 7 heridos de gravedad.

### 9.2.12 Incidente de San Juan

Este incidente ocurrió en México, en la Planta de PEMEX. Un tanque de gas l.p. estalló, de los 3 que ardieron, y a pesar del trabajo de los bomberos y los cuerpos de seguridad, ardieron durante 35 horas. El gran incendio consumió dos tanques que contenían más de 100 mil barriles de gasolina.

El saldo es de cuatro muertos y varios heridos, entre intoxicados y quemados. En esta ocasión, 34 millones de litros de gasolina almacenados en la planta Satélite Norte de PEMEX ardieron hasta la madrugada. La explosión inicial se escuchó en por lo menos ocho barrios cercanos al lugar.



### 9.2.13 Derrames de gasolina y diésel en mar

El petróleo derramado en ambientes acuáticos está sujeto a una serie de destinos, entre ellos la dispersión natural, la emulsificación y la intemperie. Una mancha de aceite se mueve debido a la propagación inherente del aceite, las corrientes, los vientos y las olas.

Todos estos procesos influyen en los impactos del petróleo en el medio ambiente. Se pueden usar varios tratamientos para limpiar los derrames de petróleo. Estos incluyen la recuperación, la quema y la aplicación de dispersantes químicos a las manchas.

Debido a la complejidad de las interacciones físicas, químicas y biológicas, se necesitan modelos para estudiar el efecto de cada parámetro en las concentraciones de contaminantes resultantes de varios derrames hipotéticos y tratamientos con dispersantes.

Hay muy poca literatura y reportes con seguimiento de derrames en costa, salvo aquellos que no es posible ocultar como el caso de Deepwater Horizon de BP.

**Fugas de un brazo de carga debido a mareas u otro movimiento de barcos.** Después de completar la carga, el equipo de un buque cisterna de gas natural aseguró la escalera de desembarco. La terminal había instalado la

pasarela temporal para dos representantes, que habían abordado para desconectar el brazo de carga. Un gran petrolero que pasaba cerca hizo que el buque cisterna se elevara y se alejara del muelle unos dos metros.

El extremo de la orilla de la pasarela se desprendió del embarcadero y cayó encima de los tensores de amarre de popa. La tripulación reajustó de inmediato el barco y reposicionó la pasarela de la orilla. El brazo de carga se dañó como resultado del incidente.



La posibilidad de una fuga de un brazo de carga, debido al efecto de marea puede considerarse remota. Sin embargo, una fuga podría ser causada por un movimiento excesivo del barco mientras está descargando. Los brazos de carga están diseñados para aceptar un cierto movimiento del barco, si el movimiento supera ciertos límites, se activa la ESDS y se detienen todas las operaciones de carga. Si el movimiento del barco aumenta aún más, el sistema PERC se activa y los brazos de carga se desconectan de inmediato.

El operador del manifold debe informar al CCR sobre la fuga del brazo de carga, la identificación y ubicación (cual equipo tiene la emergencia) y la dimensión de la fuga. Los nuevos buques están equipados con equipo de video para monitorear la operación y verificar el alcance de cualquier fuga.



### 9.3 Literatura referente a las frecuencias de accidentes

En el contexto de literatura de análisis de riesgo, se hace mención reiteradamente a los registros de falla de elementos, equipos y sistemas.

Para cuantificar la tasa de fallas de los equipos se requiere la información histórica de cómo los eventos que causan o propagan un accidente han ocurrido en el pasado. La mejor fuente de información es el registro de fallas previas y de mantenimiento de los equipos de la planta, cuando ésta ya está en operación. Esta información es mejor debido a que la tasa de fallas aplica a las condiciones reales bajo las cuales operan los dispositivos.

Sin embargo, esto solo aplica a las plantas en operación. Cuando se trata de una planta en operación, pero sin registros de mantenimiento (lo que es lamentable) o se trata de proyectos nuevos en etapa de diseño conceptual, bases de diseño e ingeniería de detalle, se debe de asumir que no existe ningún tipo de registro de falla que sirva para el cálculo de probabilidad del riesgo. En este caso, se recurre a la bibliografía para hacer un acopio de datos que nos apoyen en el cálculo del riesgo.

La información proveniente de otras plantas o de bases de datos genéricas de la industria, podrían no ser representativas por cuanto los equipos son mantenidos de forma diferente, o usados en condiciones de proceso más o menos severas. Desafortunadamente, cuando se trata de una planta en proyecto, esta información histórica evidentemente no está disponible.

Una de las principales fuentes nacionales de información es sin lugar a duda PEMEX, que desarrollo un robusto sistema de normas basada en la realidad y experiencia nacional de las instalaciones y su operación, lo que aporta un considerable grado de compatibilidad en sus bases de datos y reportes.

Se puede citar, por ejemplo el documento 800-16400-DCO-GT-75: "Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso", del 10 de agosto de 2012 (Revisión 1), que fue elaborada para homologar la selección y aplicación de las metodologías de análisis de riesgos de procesos en las instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así mismo, asegurar la calidad y consistencia en la planeación y ejecución de los análisis de riesgos y en la presentación de resultados y conclusiones.

Por ejemplo, el documento analiza cómo se debe definir el alcance del pretendido análisis de riesgo:

- a. Describir las razones y/o problemas que motivaron el análisis de riesgos.
  1. Formular los objetivos del análisis de riesgos con base en los requerimientos identificados.
  2. Definir los criterios de éxito/falla del sistema.
- b. Definir el sistema a analizar, que incluye:
  1. Descripción general del sistema.
  2. Definición de fronteras e interfaces con los sistemas relacionados tanto físicas como funcionales.
  3. Descripción del entorno del sistema.
  4. Identificación de entradas y salidas a través de las fronteras del sistema de materiales y energía.
  5. Definición de condiciones operativas consideradas en la evaluación y cualquier limitante importante.
- c. Identificar circunstancias técnicas, ambientales, legales, organizacionales y humanas, relevantes a la actividad o problema analizado.
- d. Definir las limitantes y suposiciones bajo las que se realiza el análisis.
- e. Identificar las decisiones que se deban tomar con base en los resultados obtenidos.

Cuando los datos específicos de la planta no están disponibles, se puede obtener información muy útil de compilaciones genéricas de datos de tasas de falla. Las tasas de falla presentadas en la mayoría de las bases de datos publicadas están expresadas en términos de "fallas por millón de horas", por lo que se deberá convertir esta información a las unidades que se ajusten mejor al estudio que se realice. Se requiere cierto juicio y algo de experiencia cuando se utilizan datos genéricos para una aplicación específica.

Hay que determinar cuándo una situación relevante es más o menos severa que el promedio y seleccionar la tasa de fallas apropiada de acuerdo con un criterio sensato. Algunas de las fuentes más conocidas de tasas de fallas se

mencionan a continuación. Esta lista representa sólo una muestra de las bases de datos disponibles, porque existen muchas otras tanto públicas como privadas.

1. Guidelines to Process Equipment Reliability Data (Guía para Datos de Confiabilidad de Equipos de Proceso); Publicada por el CCPS (Centro para la Seguridad de Procesos Químicos) del Instituto de Ingenieros Químicos (AIChE).
2. Offshore Reliability Data (OREDA). Publicado por Det Norske Veitas, es una compilación de datos de muchas compañías operando en plataformas costa afuera en el Mar del Norte. Usualmente se denomina OREDA seguido del año de publicación (v.g. OREDA. 97). A pesar de que los datos están limitados a aplicaciones costa afuera, es ampliamente utilizado en otras industrias debido al vasto rango de dispositivos incluidos y a la gran cantidad de datos.
3. Nonelectronic Parts Reliability Data (Datos de Confiabilidad de Partes No Electrónicas). Publicada por el Centro de Análisis de Confiabilidad del Departamento de Defensa de los Estados Unidos (RAC). También se identifica por las siglas NPRD seguidas de su año de publicación (v.g. NPRD 95).
4. Reliability, Maintainability and Risk (Confiabilidad, Mantenibilidad y Riesgo). Escrita por David Smith y publicada por Butterworth-Heinemann, es un libro de Ingeniería de Confiabilidad que contiene extensos apéndices de datos de tasas de fallas para equipos que abarca desde grandes equipos de procesos a pequeños dispositivos electrónicos.
5. Loss Prevention for the Process Industries (Prevención de Pérdidas para las Industrias de Procesos). Compuesta por una colección de tres volúmenes, es la referencia definitiva en ingeniería de prevención de pérdidas. Contiene muchas tablas de datos de información de confiabilidad de equipos, principalmente para equipos de plantas de procesos costa afuera y en tierra firme.

Exida.com. Es una referencia electrónica disponible en Internet que reúne datos de distintos fabricantes que contratan a estos especialistas para que realicen estudios sobre los dispositivos que ofrecen a la industria, de manera que estén disponibles para los clientes que soliciten esta valiosa información. La desventaja que presenta es, que no todos los fabricantes han adoptado este recurso todavía y los modelos de equipos incluidos en esta base de datos aún son escasos, debido a que es una alternativa reciente.

---

# CAPÍTULO X

---

## IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

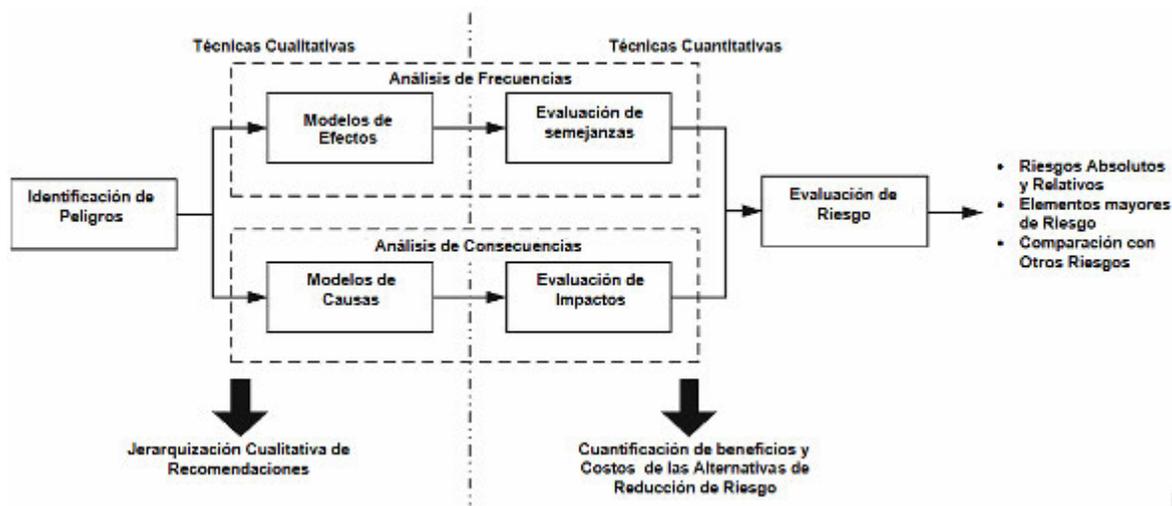
## 10 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

### 10.1 Metodología para el análisis de riesgo

En este apartado se seguirán las recomendaciones de la guía: *Evaluating Process Safety in the Chemical Industry (a user's guide to quantitative risk analysis)* de J. S. Arendt; D. K. Lorenzo (2000), ya que cumple con el contenido de la guía de ASEA-SEMARNAT para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos.

La guía de referencia fue preparada por EQE International, Inc., una compañía del Grupo ABS, como un informe del trabajo patrocinado por el Consejo Americano de Química (American Chemistry Council), anteriormente la Asociación de Fabricantes de Productos Químicos y el Centro para la Seguridad de los Procesos Químicos (Center for Chemical Process Safety o CCPS) de Instituto Americano de Química (American Institute of Chemical Engineers, AIChE)

Figura 64. Proceso de análisis que se llevará a cabo



### 10.2 Análisis cualitativo de riesgo

#### 10.2.1 Identificación de peligros y evaluación de riesgos

##### 10.2.1.1 Identificación de los peligros en el proceso propuesto

Durante esta etapa del ciclo de vida de seguridad, se deben identificar los peligros y sus causas que pudiesen ocasionar liberación incontrolada de energía y/o productos tóxicos, afectando a población, personal operativo, ambiente y/o instalaciones y equipos. La identificación de peligros pretende encontrar las condiciones de eventos

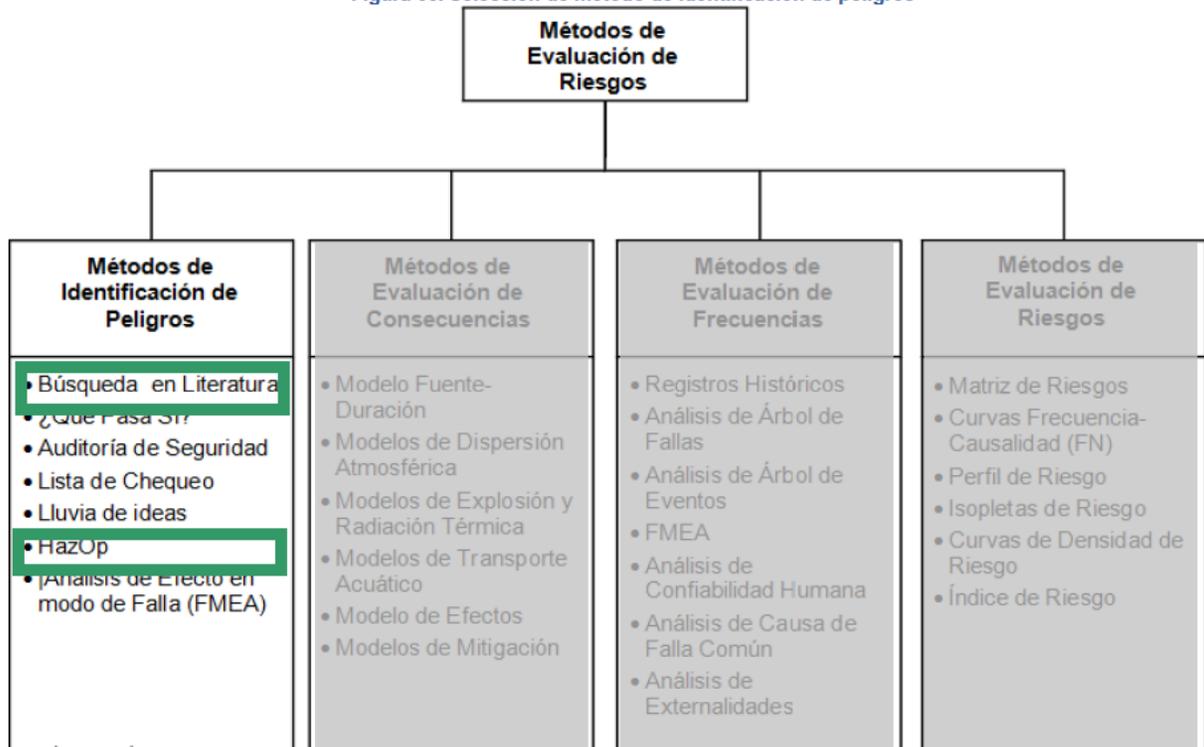
peligros presentes en una planta o proceso. Los métodos y técnicas recomendados para la identificación de peligros y las causas iniciadoras de los mismos pueden ser:

- Búsqueda de literatura
- ¿Qué pasa si revisión?
- Auditoría de seguridad
- Análisis o sendero cognitivo
- Lista de verificación
- Lluvia de ideas
- Peligro y operabilidad (HazOp)
- Análisis de Modos de falla y efecto (FMEA)

### 10.2.2 Selección de método de identificación de peligros

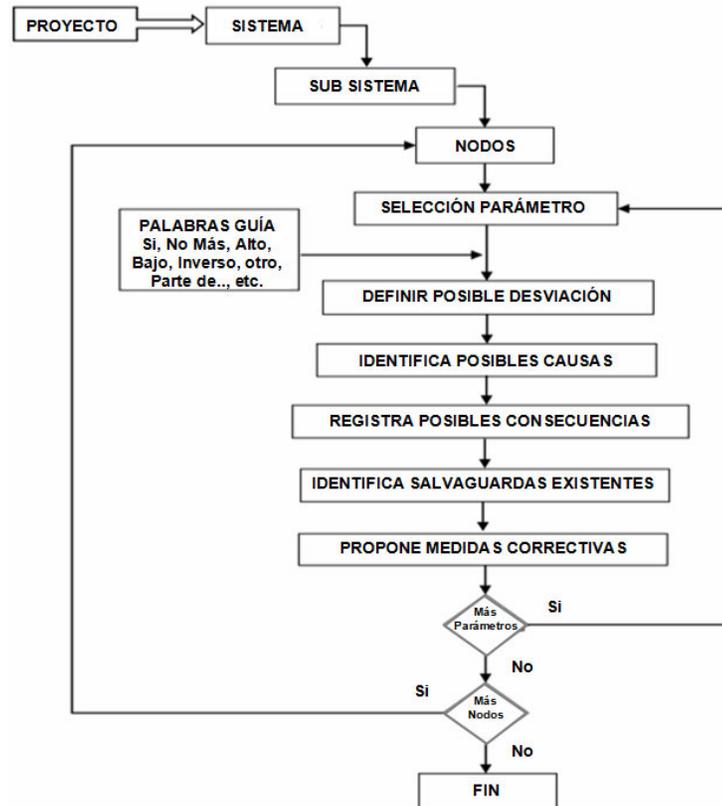
Como parte de la Ingeniería Básica del proyecto Terminal de Almacenamiento y Reparto Sirius Tuxpan, un equipo multidisciplinario realizó el Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp), generando el documento que se presenta en el ANEXO F, de cual se hará el resumen para presentar los riesgos determinados en dicho estudio, los cuales corresponden a los escenarios más probables y a los escenarios catastróficos, en base a conocimiento de los hitos históricos de accidentes analizados en secciones precedentes.

Figura 65. Selección de método de identificación de peligros



El método de análisis se desarrolló de acuerdo con el siguiente diagrama de flujo.

Figura 66. Procedimiento para el análisis HazOp



Dicho procedimiento se ajustó a los requerimientos y recomendaciones de los siguientes documentos de referencia:

- Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos\_SEMARNAT/ASEA.
- IEC-61882 Ed. 2003 (R2013) "Hazard and Operability Studies (HAZOP Studies) – Application Guide".
- 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.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) empleados para el desarrollo de la metodología HazOp, fueron los proporcionados por el proveedor de la Ingeniería.

En base a la información técnica (Diagramas de Tubería e Instrumentación, Descripción de Proceso, Filosofía de Operación) el equipo de los especialistas en análisis de riesgos, definieron los siguientes nodos para la identificación de riesgos mediante la metodología HazOp, resultando 7 líneas o circuitos, que se listan en la siguiente tabla:

Tabla 114. Nodos empleados en el desarrollo de la metodología del HazOp con grupo multidisciplinario

Circuito	Descripción Circuito	Nodos	Descripción del(los) Nodo(s)	Observaciones
1	De la bomba del buque a la conexión del brazo de descarga	1	Cuando el buque se conecta al brazo de descarga, su sistema de bombeo se considera dentro del límite de batería de la terminal.	Se requiere de un procedimiento de logística para actuar sobre la operación de la bomba del buque en caso de emergencia. <b>(Escenario reservado para el desarrollo del proyecto de Muelle y línea de transporte el cual se presentarán en una MIA y ER diferente.)</b>
2	Desde trampa de diablos (recepción en terminal), hasta el tanque de almacenamiento	2	De trampas de diablos a tanque de almacenamiento	Cada sección descrita se puede considerar como una sub-línea, con nodos propios, considerando nodo a cada transición de un elemento (equipo, instrumento, etc.) o accesorio a otro. Esta operación se realiza 1 vez cada semana.
3	De la línea de descarga de tanques (bombas) a la garza de llenaderas de autotanque	3	De la(s) descarga(s) de la(s) bomba(s) al(los) patín(es) de medición y de ahí a las garzas de llenado de autotanque.	Esta es la operación que se realiza con mayor frecuencia dentro de la terminal. Se realizaría 123,120 veces en un año. 49,248 veces serían cargas de diésel y 73,872 veces serían gasolina.
4	Bomba de recirculación de tanque de almacenamiento	4	Se limita el nodo, por el cambio de régimen en la línea de succión de la(s) bomba(s) a la línea de descarga.	En caso de un paro súbito de la(s) bomba(s), se puede presentar un golpe de ariete en la línea de succión de la(s) bomba(s). Prácticamente el proceso es continuo.
5	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	5	De llenaderas a torre de adsorción	El mayor riesgo es cuando los vapores están dentro de los límites alto y bajo de explosividad.
	Sistema de recuperación de vapores (vapor pobre)	5	Desde tanque de gasolina fresca a torre de absorción y regreso a tanque de gasolina fresca	Se usa gasolina para recuperar vapores y se tiene una línea de gasolina de retorno a tanques.
6	Drenaje aceitoso	1	De cualquier registro a fosa API	Cuando hay hidrocarburos en sistemas semi encerrados, la presencia de vapores es un factor de riesgo.

Durante la realización de la metodología HazOp se acordó solo analizar un tanque para los siguientes Servicios: Diésel, Gasolina Premium, Gasolina Regular ya que para los tanques restantes de cada servicio el análisis de identificación de riesgos y evaluación sería idéntico por lo que en el reporte del HazOp se incluyen todos los tanques considerados para el Proyecto.

### 10.2.3 Resultados de la identificación de peligros.

En base a las premisas, consideraciones y la descripción de la metodología, en el estudio HazOp se plasman las matrices de riesgo para cada uno de los receptores de Riesgo (personal, población, medio ambiente, producción, Instalación), en donde se indican las distintas zonas de Riesgo, verificando su consistencia con los diferentes niveles de Riesgo y las magnitudes de Riesgo correspondientes, que permitirá a la administración basada en Riesgo, y en su caso, implementar las medidas de reducción de Riesgo, con base en las características del Proyecto y/o Instalación. El reporte completo de las hojas de trabajo HazOp del proyecto "Terminal de Almacenamiento y Reparto Sirius Tuxpan" se presenta en el ANEXO F.

El número de escenarios se desprende del análisis de un solo tanque por servicio de Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular, además de lo correspondiente a descarga de Buque tanques, carga de autotanques, Paquete de Recuperación de Vapores y Paquete de Agua Aceitosa.

Es importante señalar que la jerarquización de riesgos durante el desarrollo del Análisis HazOp, toma como base la experiencia del grupo multidisciplinario, dicha jerarquización es la pauta para el análisis cuantitativo a desarrollar, de igual forma como parte de este estudio será necesario el llevar a cabo la selección de los principales escenarios de riesgo, conforme a los resultados de la matriz de ponderación riesgos.

A manera de resumen, se realiza la cuantificación de las categorías de riesgo identificadas en el estudio.

Tabla 115. Cuantificación de Riesgos de las Desviaciones

Consecuencia	Categoría del riesgo (Cantidad)		
	No Tolerable "A"	Indeseable "B"	Aceptable con controles "C"
Grado de Riesgo	2	5	28

De acuerdo con el grado de riesgo resultante de la aplicación de las matrices se observa que el riesgo estimado se encuentra en la región de Riesgo Tolerable con la cual se asignará la prioridad de las acciones recomendadas.

La cuantificación de las desviaciones identificadas por la metodología HazOp solo considera un tanque por servicio y de acuerdo con la filosofía de operación de la instalación se definen las actividades siguientes:

1. De la bomba del buque a la conexión del brazo de descarga (diésel / turbosina)
2. Desde el brazo de descarga del buque tanque, hasta el tanque de almacenamiento (gasolinas Regular / Premium)
3. Tanque de almacenamiento a bomba de llenadera (gasolinas)

4. De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque (gasolinas)
5. Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)
6. Sistema de recuperación de vapores (vapor pobre)
7. Drenaje aceitoso (gasolinas)

#### 10.2.4 Escenarios de peligro identificados

Una vez que se identificaron los peligros, a continuación, se listan todos los escenarios considerados para algunos de los productos (gasolinas y diésel) a manejar en la instalación del Proyecto de la Terminal de Almacenamiento y Reparto Sirius Tuxpan.

Tabla 116. Escenarios propuestos

Caso	Descripción Circuito	Nodos HazOp	Escenario
2 y 3	Desde el brazo de descarga del buque tanque, hasta el tanque de almacenamiento	2	Se supone sobrellenado por falla en los detectores y alarmas de nivel alto. Hay derrame de gasolina. El tiempo de respuesta es de 5 minutos.
4 y 5	De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque	3	Fuga después del patín de medición.
6 y 7	Línea y bomba de recirculación a Tanque de almacenamiento	4	Golpe de ariete, por cierre súbito de válvula de retorno a tanque de almacenamiento.
8	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	5	Fuga en el ciclo de desorción, se presenta una nube explosiva.
9	Sistema de recuperación de vapores (retorno gasolina a tanque)	5	Fuga en sistema de retorno de gasolina a tanque.
10	Drenaje aceitoso	6	Explosión en drenaje industrial

#### 10.2.5 Jerarquización de escenarios de peligros

La jerarquización de escenarios de riesgo atiende a un esquema heurístico de prioridades basado en...:

- En primer término, a la relevancia de las propiedades fisicoquímicas de las sustancias y materiales involucrados. Propiedades como toxicidad, reactividad, estado físico, presión de vapor, difusividad, viscosidad, etc.
- En segundo lugar, se estiman las consecuencias de eventos no deseados, ya que dependiendo del efecto directo, puede haber efectos indirectos o desencadenar otros eventos negativos (efecto dominó). La mayoría de las veces se relaciona con la cantidad fugada o la toxicidad. En consideración a esto, las líneas proceso de mayor diámetro/flujo, son prioritarias a las de menor diámetro/flujo. Este es el mismo concepto usado para determinar las cantidades de reporte.

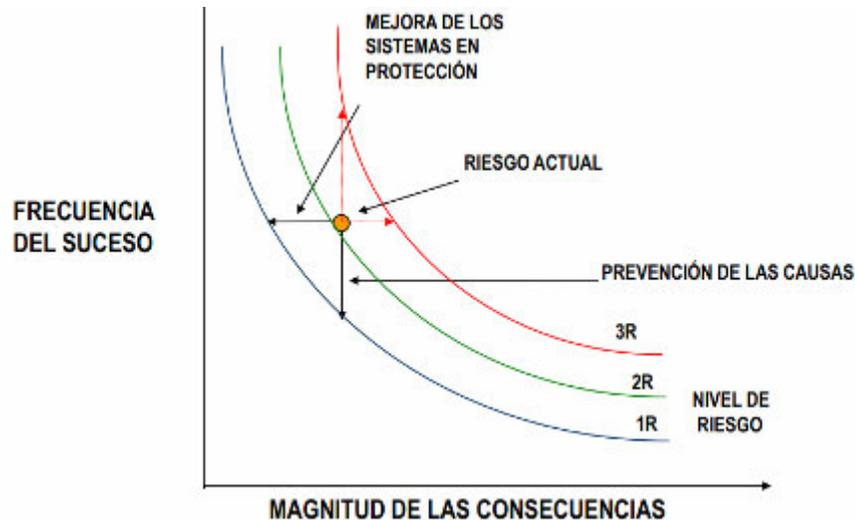
- En tercer lugar, se debe considerar la frecuencia con que la operación o proceso se lleva a cabo, ya que los procesos continuos o de ciclos cortos e ininterrumpidos acumulan horas de operación permanentemente, lo que abona a una situación de falla por la probabilidad misma.

Algunas operaciones eventuales pueden realizarse, por ejemplo, una vez al año, por lo que su tasa de falla no depende tanto de las horas de operación como del procedimiento para realizarla, por ejemplo.

- En cuarto lugar, se analizan las condiciones de operación y seguridad (temperatura, presión, vacío, ausencia de oxígeno, aislamiento, enfriamiento, ventilación, corrosión, vibración, etc.) que se imponen a los procesos, equipos, accesorios, materiales y sustancias. En consideración a esto, los procesos de mayor "estrés" operacional, son prioritarios a los de menor "estrés" operacional.

Con los criterios anteriores se procede a determinar la prioridad de los escenarios, lo que nos permite a su vez establecer los escenarios catastróficos y/o los más probables.

Relaciones entre frecuencia y magnitud de las consecuencias

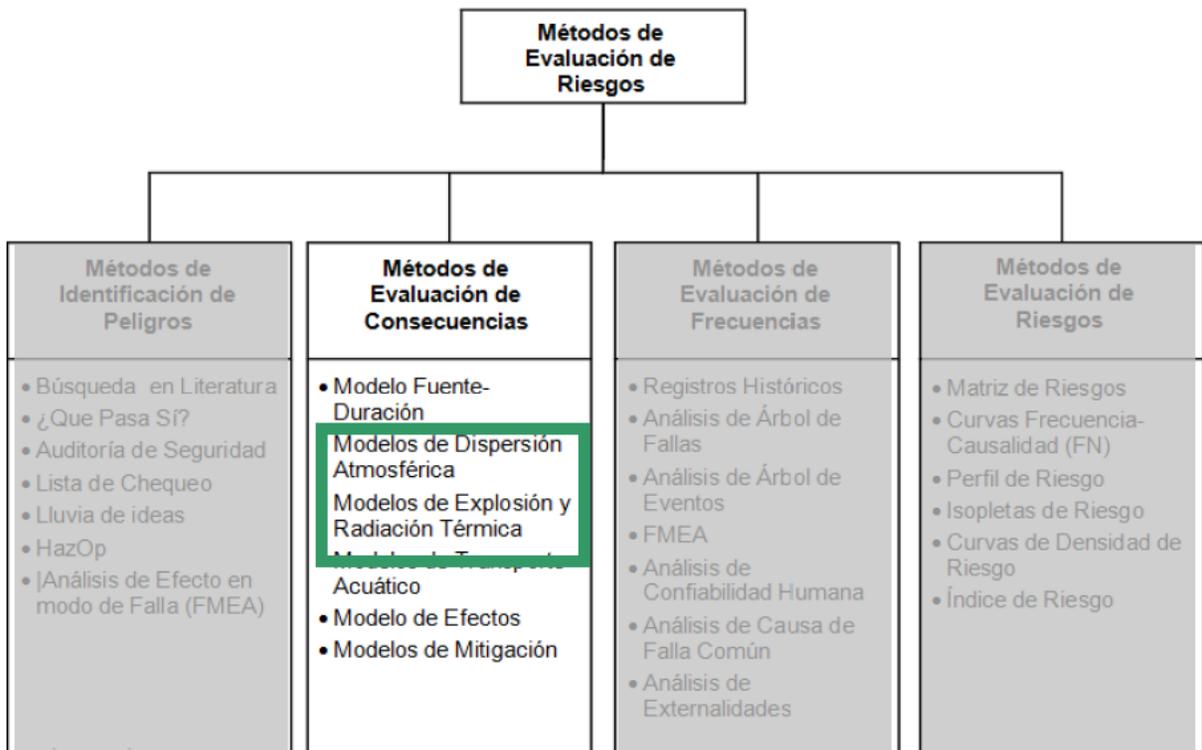


### 10.3 Análisis cuantitativo de riesgo

#### 10.3.1 Análisis detallado de consecuencias

En este apartado se realiza la estimación de los daños que puedan provocar aquellos accidentes, aunque improbables, tienen consecuencias catastróficas. También se estiman las probabilidades de aquellos accidentes cuya ocurrencia se considera dentro de actividad de la TAR por ser inherentes a las acciones u operaciones cotidianas que, a pesar de las medidas preventivas, restricciones, procedimientos, supervisión, redundancia de sistemas de control y estado del arte de la tecnología, tienen cabida, ya sea por externalidades, como por el azar o falla mecánica de materiales y el factor humano omnipresente.

Figura 67- Selección de método de estimación de consecuencias



Hay que recordar que, dentro de los proyectos de construcción de cualquier instalación industrial, la ingeniería básica implica la definición de los criterios generales e ideas básicas del proyecto, incluso antes de obtener permisos, licencias o adquirir predios. Estas ideas y definiciones del proyecto serán en los que se basará la ingeniería de detalle, para el desarrollo de los planos de construcción.

La ingeniería básica es desarrollada por un grupo elemental de ingenieros que elaboran planos, especificaciones técnicas, en donde se definen estudios de campo, factibilidades de suministro y distribución, entre otros detalles básicos.

La ingeniería básica no es constructiva, ya que no cuenta con los suficientes elementos descriptivos que permitan ejecutar el proyecto, sin embargo, como se mencionó anteriormente dará las bases para el desarrollo de la ingeniería de detalle.

En la ingeniería de detalle, se somete la ingeniería básica a una cuidadosa revisión, detectando las observaciones que merezcan cambios, y proponiendo las mejoras que correspondan.

La ingeniería de detalle se debe realizar conforme a la normatividad aplicable y criterios de seguridad, además de considerar las prevenciones que se requieren para cada caso.

El análisis HazOp es en sí, una técnica que se realiza para toma de decisiones en la ingeniería básica, por lo que los peligros detectados deben de acompañarse con datos de las posibles consecuencias en sus modalidades del peor caso hasta las situaciones cotidianas probables.

El HazOp, debe de acompañar al proyecto en todas las etapas y toma relevancia en planta en operación como herramienta en la implementación de modificaciones, actualizaciones y ampliaciones a las instalaciones, cuando ya están operando.

Para la estimación de las consecuencias. Se usó el programa ALOHA (2013) (Areal Locations Of Hazardous Atmospheres 5.4.4), desarrollado por y para la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), ya que es una herramienta para el cálculo de radios de afectación en la preparación y atención de accidentes, donde se ha demostrado que es una herramienta valiosa, toda vez coadyuva en la estimación y administración de recursos y riesgos, mismo caso que cuando se analiza un proyecto que no está en operación y que se desarrolla aún en el nivel ingeniería básica.

ALOHA está diseñado para proporcionar un límite superior cercano a las distancias de amenaza asociadas con derrames químicos. Siempre que la incertidumbre sea inevitable, ALOHA se equivocará a favor de sobreestimar en lugar de subestimar las distancias de amenaza.

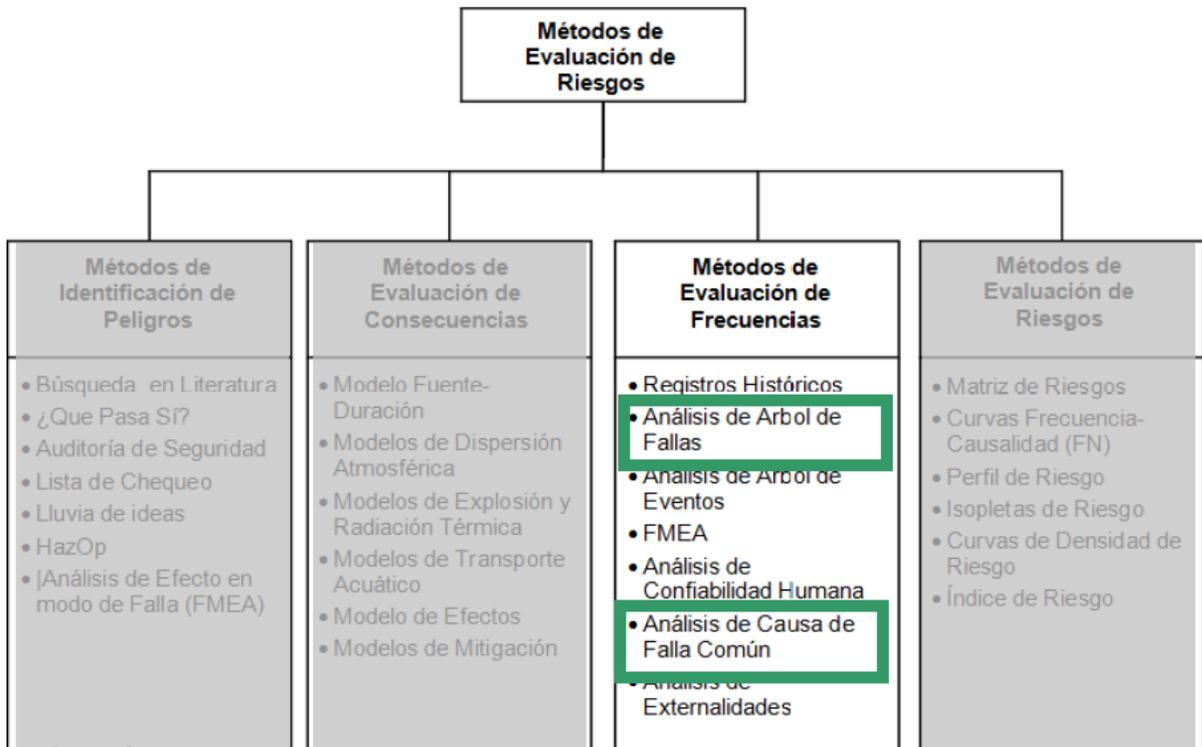
Tabla 117. Resumen de resultados de los modelos de simulación

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	TAG Equipo involucrado	Tiempo de respuesta (min)	Cantidad liberada (kg)	Derrame acuatico Contaminación lámina de 4 mm (alcance en hectáreas)	m2 Superficie del área de contención	Incendio			Explosión			Toxicidad	
												12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/in2	1.0 lb/in2	0.5 lb/in2	IDLH (ppm)	STEL (ppm)
2 y 3	2	Desde el brazo de descarga del buquetanque, hasta el tanque de almacenamiento	Gasolinas	12000 bls/h (529.96 L/s)	Frecuente	1 atm @ 24 °C	TV-03	10	238,480.5		2500 m2	158 m	255 m	473 m	1.1 km	1.3 km	1.9 km		
4 y 5	3	De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	BCR-04	5	8,505.0		200 m2	43 m	74 m	143 m	274 m	378 m	580 m		
6 y 7	4	Bomba de recirculación a tanque de almacenamiento	Gasolinas	1229 m3/h (341.39 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	GA-1010 (TV-07)	5	88,062.8		200 m2	43 m	74 m	143 m	767 m	965 m	1.4 km		
8	5	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-100	10	139.5		Vapor				30 m	56 m	97 m		
9	5	Sistema de recuperación de vapores (retorno gasolina a tanque)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-507	5	2,750.0		200 m2				147 m	225 m	376 m		
10	6	Drenaje aceitoso	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	1 atm @ 24 °C	DRENAJE	10	100.0		15 m2				24 m	50 m	86 m		

### 10.3.2 Análisis detallado de frecuencias

En esta sección se desarrollará la estimación de frecuencias y el cálculo de probabilidades de eventos que se consideran catastróficos o probables, en base a la experiencia mundial del ramo, desgraciadamente recordada por los accidentes que se han registrado y no por los éxitos de planeación y gestión de riesgos en la prevención y control de estos.

Figura 68. Selección de método análisis detallado de frecuencias



#### 10.3.2.1 Análisis del árbol de fallos

FTA es una técnica para identificar y analizar factores que pueden contribuir a un evento específico no deseado (llamado "evento principal o principal"). Los efectos causales se identifican deductivamente y se organizan de una manera lógica y se muestran utilizando un diagrama de árbol que describe los factores causales y sus relaciones lógicas con respecto al evento principal.

- (1) Definir el evento superior.
- (2) Construcción del árbol de fallas: desde el evento superior, se establecen las posibles causas inmediatas de los modos de falla y es posible identificar cómo estas fallas pueden ocurrir a niveles básicos o en eventos básicos.

- (3) Evaluación cualitativa: el objetivo es encontrar el conjunto mínimo de fallas, estableciendo una formulación matemática desde las relaciones establecidas en el árbol de fallas. Para lograr esto, las puertas "OR" se reemplazan por el signo "+" (no la adición sino una unión de conjunciones) y las puertas "AND" por el signo "x" (equivalente a la intersección de las conjunciones). Se utiliza algebra booleana.
- (4) Evaluación cuantitativa: a partir de la frecuencia de falla de los eventos básicos, se calcula la frecuencia probable de un accidente (si ocurre) así como las rutas de falla más críticas (v.g. la más probable entre las combinaciones de eventos susceptibles que pueden causar el evento más importante). La evaluación cuantitativa permite un análisis completo de riesgos antes de implementar y priorizar acciones para mejorar la seguridad y la fiabilidad del sistema en estudio. Se puede realizar un análisis de sensibilidad complementario para verificar el efecto de los eventos básicos en la evaluación de riesgo global.

Estos datos permiten priorizar las medidas preventivas y los esfuerzos del proceso de control de riesgos.

Tabla 118. Símbolos usados en el FTA

Símbolo	Significado	Descripción
	Puerta lógica AND	El evento de salida solo ocurre si se producen eventos de entrada.
	Puerta lógica OR	El evento de salida se produce si ocurre alguno de los eventos de entrada
	Evento básico	Fallo de un componente que no tiene causa primaria identificable. Es el nivel más alto de detalle en el árbol.
	Evento imponderable	Fallo de un componente con una causa principal no desarrollada debido a la falta de información
	Evento intermedio	Un evento de falla que ocurre debido a uno o más antecedentes hace que actúe a través de puertas lógicas

### 10.3.2.2 Información disponible en la bibliografía

En proyectos nuevos por instalar se carecen de registros propios de accidentes e incidentes, por lo que se debe de consultar en la bibliografía especializada de difusión, académica o gubernamental (nacional e internacional).

Algunas fuentes utilizadas son las mencionadas en la sección 9.3.

También se cita en este estudio las publicaciones tituladas *Series on Dangerous Substances (PGS 3)*, *Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen (1ª ed. 1997-98)*, que el Comité para la Prevención de Desastres (Commissie voor de Preventie van Rampen-CPR) emitió como guías CPR (CPR-richtlijnen), que a menudo se utilizan en permisos ambientales, basados en la Ley de Protección Ambiental y en los campos de seguridad laboral, seguridad

del transporte y seguridad contra incendios en los Países Bajos (Holanda). Dichas publicaciones contienen importante información con rigor científico, que permite realizar las estimaciones necesarias en la presente guía.

Independientemente de las fallas comunes en cualquier instalación como los son en tuberías, equipos rotativos como bombas, recipientes a presión, válvulas de alivio, discos de ruptura, en este estudio se consideran de mayor alcance y relevancia la fuga masiva de materiales peligrosos como la gasolina, dados los grandes volúmenes a manejar y por ser la actividad principal de las instalaciones.

**Tabla 119. Frecuencias para pérdidas de contención (fugas, derrames) en tanques atmosféricos**

Installation (part)	G.1a	G.1b	G.2a	G.2b	G.3a	G.3b
	Instantan. release to atmosphere	Instantan. release to secondary container	Continuous 10 min release to atmosphere	Continuous 10 min release to secondary container	Continuous Ø10 mm release to atmosphere	Continuous Ø10 mm release to secondary container
single- containment tank	$5 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		$5 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$	
tank with a protective outer shell	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$
double containment tank	$1.25 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$1.25 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$
full containment tank	$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$					
membrane tank	see note 7					
in-ground tank		$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$				
mounded tank	$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$					

Fuente: Tabla 3.5, Guideline for quantitative risk assessment 'Purple book', CPR 18E

La pérdida de contención (Loss Of Containment: LOC's), llámese derrame o fuga, presenta diferentes aspectos que se han estudiado y se resumen como:

**G.1. Liberación instantánea del inventario completo**

- a. directamente al ambiente
- b. desde el contenedor primario al contenedor secundario o casco exterior.

**G.2. Liberación continua del inventario completo en 10 minutos a una tasa constante de liberación.**

- a. directamente al ambiente
- b. desde el contenedor primario al contenedor secundario o casco exterior.

**G.3.** Liberación continua desde un orificio con un diámetro efectivo de 10 mm.

- a. directamente al ambiente
- b. desde el contenedor primario al contenedor secundario o casco exterior.

Como resultado del análisis HazOp, se puede ver que las áreas de carga y descarga de productos representan, el mayor peligro con la posibilidad de un derrame no controlado. La ocurrencia de este evento está estrechamente relacionada con la efectividad del personal responsable de manejar las tareas.

El riesgo es notable en cuanto a fugas de combustible en las tuberías o pérdida de combustible en los tanques de almacenamiento. El último evento podría ser causado por un llenado excesivo o una ruptura parcial del tanque. Se debe prestar especial atención a tales eventos porque pueden causar incendios y explosiones que pueden tener las consecuencias más graves para la planta, su personal, la población y el ambiente.

Mediante el uso del análisis HAZOP, se extrajeron cuatro categorías de eventos para el análisis utilizando la técnica del árbol de fallas:

Estos eventos o eventos prioritarios fueron:

- Análisis 1: Derrame de combustible en el área de descarga del barco (Muelle de descarga). **Se presentará en la MIA y ERA del proyecto asociado...**
- Análisis 2: Fuga de combustible en las tuberías.
- Análisis 3: Derrame de combustible en el tanque de almacenamiento.
- Análisis 4: Derrame de combustible en la carga del Autotanque

De esta manera, cada árbol lógico contiene información sobre cómo la combinación teórica de ciertas fallas conduce a una falla general.

Se identificaron las fallas y las relaciones para cada evento principal y se dedujo una combinación lógica de incidentes que pueden desencadenar eventos no deseados.

**Análisis 1: Derrame de combustible en el área de descarga del barco**

Se presentará en la MIA y ERA del proyecto asociado...

**Análisis 2: Fuga de combustible en las tuberías.**

Considera los siguientes escenarios

Caso	Nodos	Escenario	Sustancia
6 y 7	4	Fuga en la línea de recirculación de Tanque de almacenamiento	Gasolina
8	5	Fuga en línea de recuperación de vapores	
9	5	Fuga en sistema de recuperación de vapores	
10	6	Acumulación de gasolina en drenaje por fuga en líneas	

Eventos considerados:

Figura 69. Árbol de fallas, análisis 1

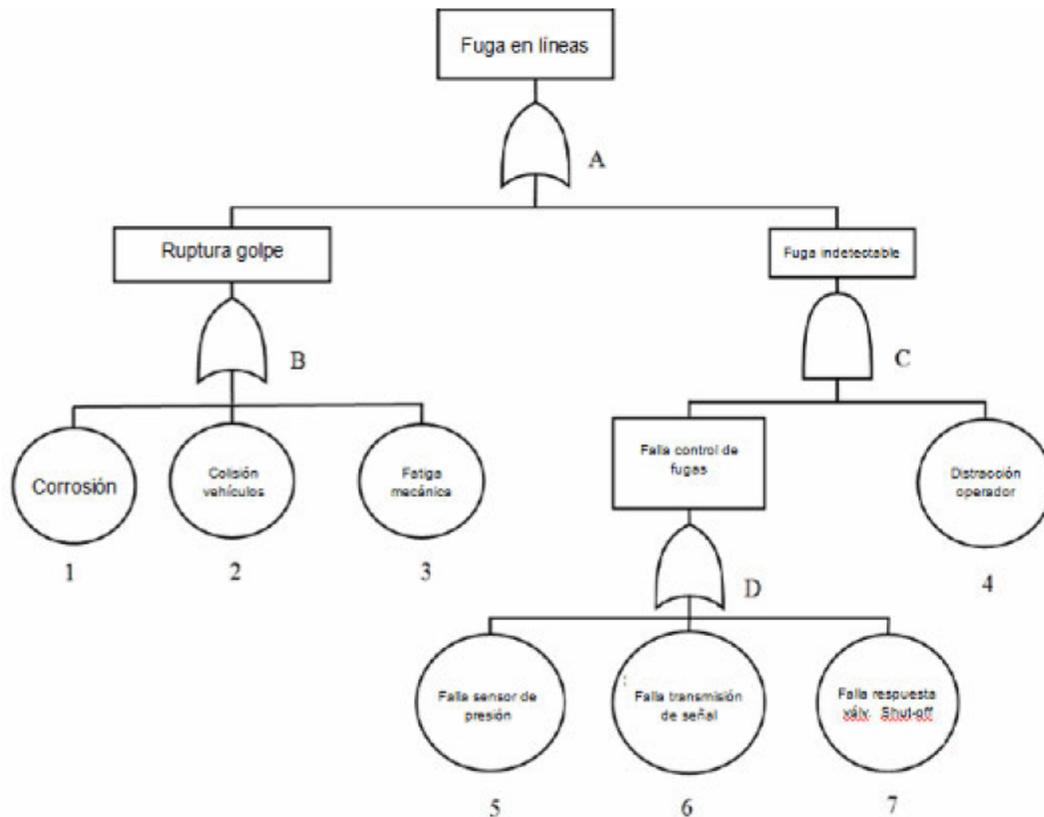


Tabla 120. FTA, análisis 2

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
1	Corrosión	4.40E-03
2	Colisión de vehículos	8.80E-04

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
3	Defecto de fatiga	8.80E-04
4	Operador distraído	1.80E-03
5	Falla de la sonda de presión	4.10E-02
6	Fallo en la transmisión de la señal	8.80E-01
7	Fallo de respuesta de cierre de válvula	2.20E-01
D	Falla de control de fallas	1.14E+00
C	Fuga no detectada	2.00E-03
B	Rotura causada por agrietamiento	6.10E-03
A	Evento A	8.10E-03

Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$A = B + C$$

$$B = 1 + 2 + 3$$

$$C = D \times 4$$

$$D = 5 + 6 + 7$$

Que reducidas dan:

$$A = 1 + 2 + 3 + (5 \times 4) + (6 \times 4) + (7 \times 4)$$

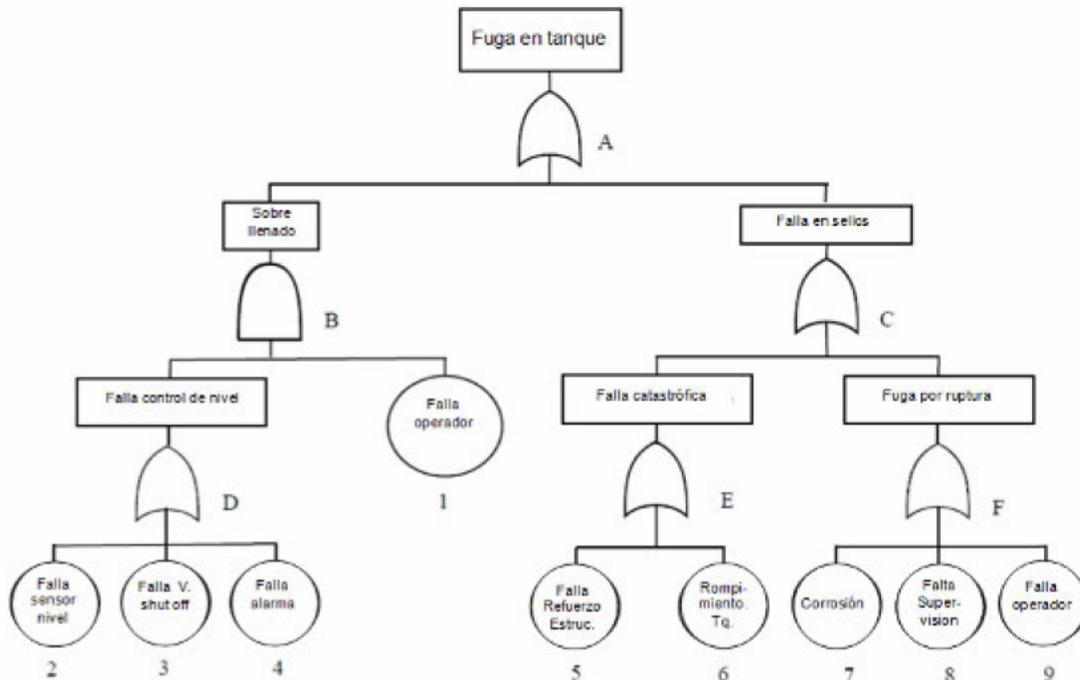
El resultado es una frecuencia 8.13E-03 año<sup>-1</sup>

**Análisis 3: Derrame de combustible en el tanque de almacenamiento.**

Los escenarios considerados en este análisis son:

Caso	Nodos	Escenario	Sustancia
2 y 3	2	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas

Figura 70. Árbol de fallas, análisis 3



Los eventos considerados son:

Tabla 121. FTA, análisis 3

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
1	Falla del operador	8.80E-02
2	Falla del sensor de nivel	4.10E-01
3	Fallo de respuesta de válvula de cierre	2.20E-01
4	Fallo de señal acústica	8.80E-02
5	Rotura de refuerzo	2.20E-03
6	Rotura del tanque	2.20E-03

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
7	Corrosión	4.40E-03
8	Revisiones insuficientes	1.80E-03
9	Falla del operador	1.80E-03
F	Fuga de formación de grietas	8.00E-03
E	Rotura catastrófica del tanque	4.40E-03
D	Fallo de control de nivel	7.20E-01
C	Fugas por sobrellenado	1.20E-02
B	Sobre llenado (Overfilling)	6.30E-02
A	Evento A	7.56E-02

Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$A = B + C$$

$$B = D \times 1$$

$$C = E + F$$

$$D = 2 + 3 + 4$$

$$E = 5 + 6$$

$$F = 7 + 8 + 9$$

Que reducidas dan la ecuación:

$$A = (2 \times 1) + (3 \times 1) + (4 \times 1) + 5 + 6 + 7 + 8 + 9$$

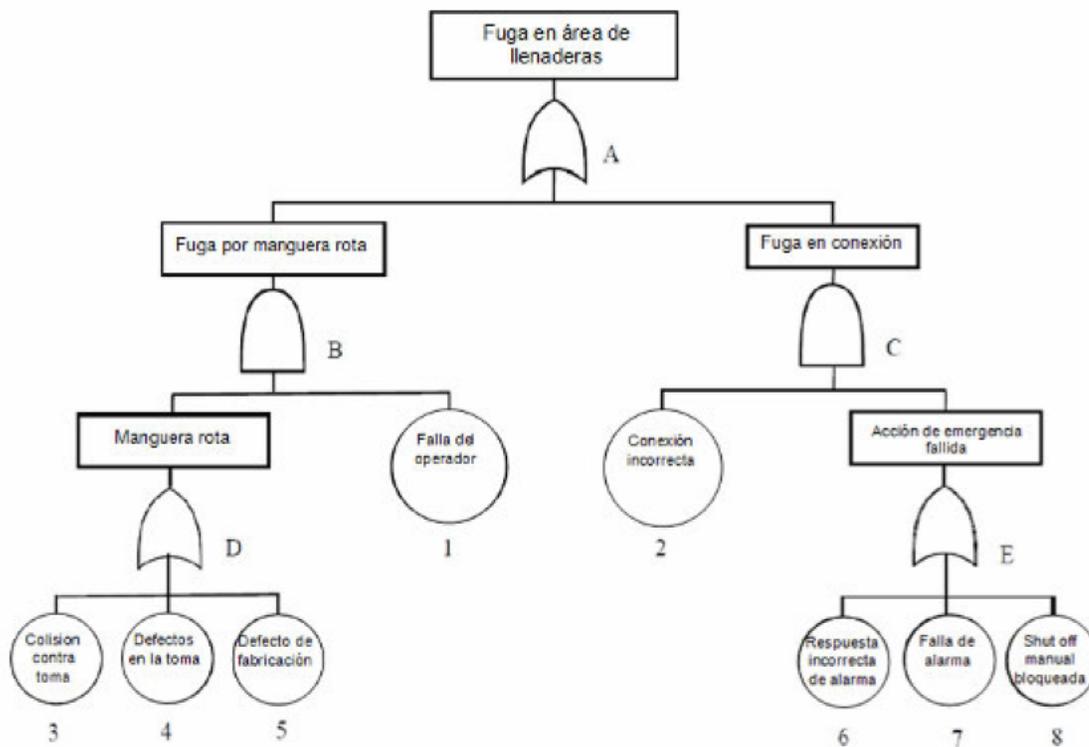
El resultado es una frecuencia 7.56E-02 año<sup>-1</sup>

**Análisis 4: Derrame de combustible en la carga del Autotanque**

Aplica para los siguientes escenarios:

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia
4 y 5	3	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga antes de la bomba de llenaderas.	Gasolinas
		Fuga en cualquiera de las garzas de llenaderas	Gasolinas

Figura 71. Árbol de fallas, análisis 4



Se consideraron los siguientes eventos:

Tabla 122. FTA, análisis 4

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
1	Falla del operador	8.80E-02
2	Manguera conectada incorrectamente	8.80E-02
3	Colisión contra manguera	8.80E-04
4	Defectos de la manguera por mal uso.	8.80E-02

Evento	Descripción	P (año <sup>-1</sup> )
5	Defectos de fabricación	8.80E-03
6	Respuesta de alarma incorrecta	8.80E-03
7	Fallo de señal acústica	8.80E-02
8	Válvula de cierre manual bloqueada	1.00E-01
E	Fallo de acción de emergencia	1.86E-02
D	Manguera rota	9.70E-02
C	Fuga de conexión	1.63E-02
B	Fuga causada por la manguera rota	8.50E-03
A	Evento (4)	2.59E-02

Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$A = B + C$$

$$B = D \times 1$$

$$C = 2 \times E$$

$$D = 3 + 4 + 5$$

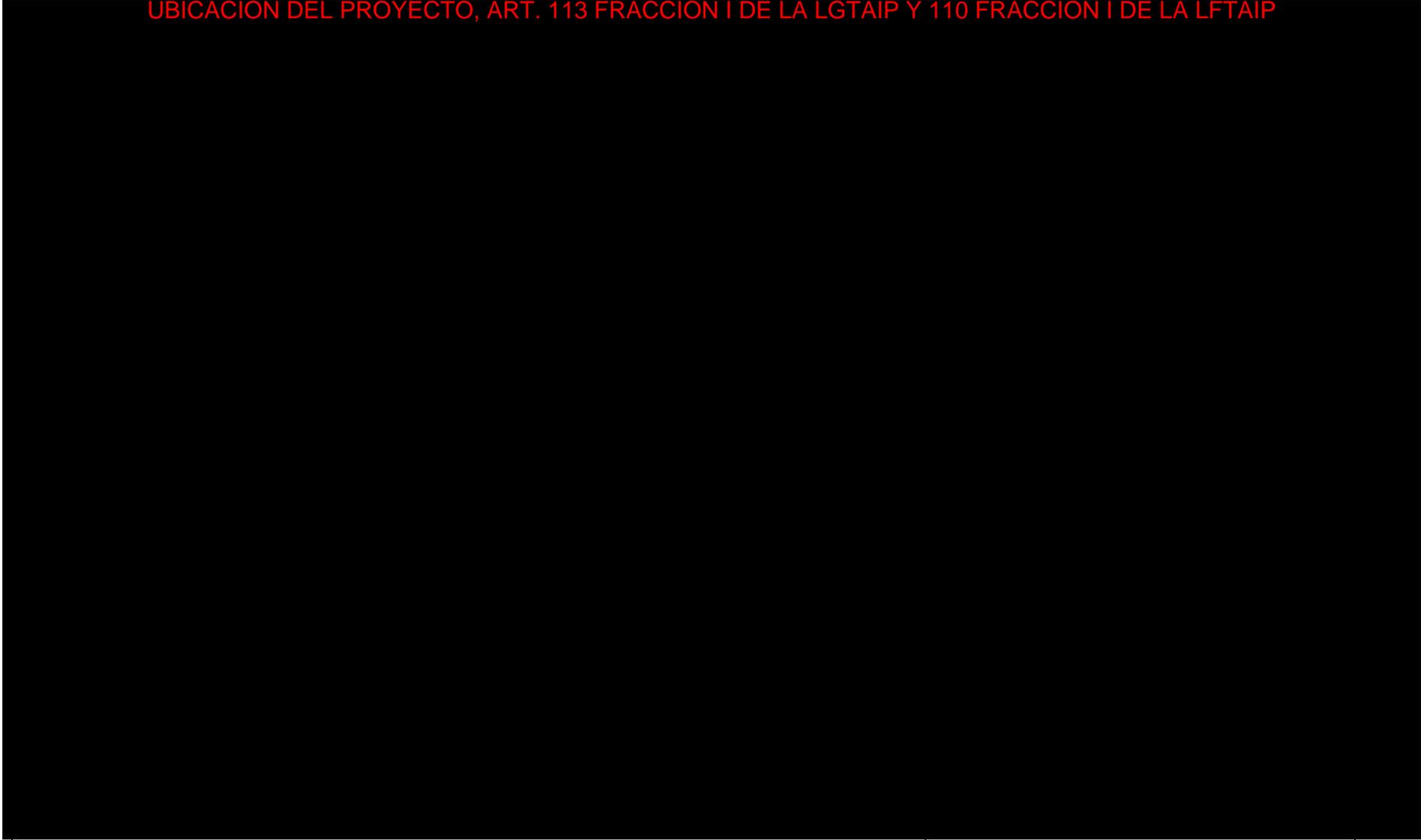
$$E = 6 + 7 + 8$$

Una vez reducidas se llega a la ecuación:

$$A = (3 \times 1) + (4 \times 1) + (5 \times 1) + (2 \times 6) + (2 \times 7) + (2 \times 8)$$

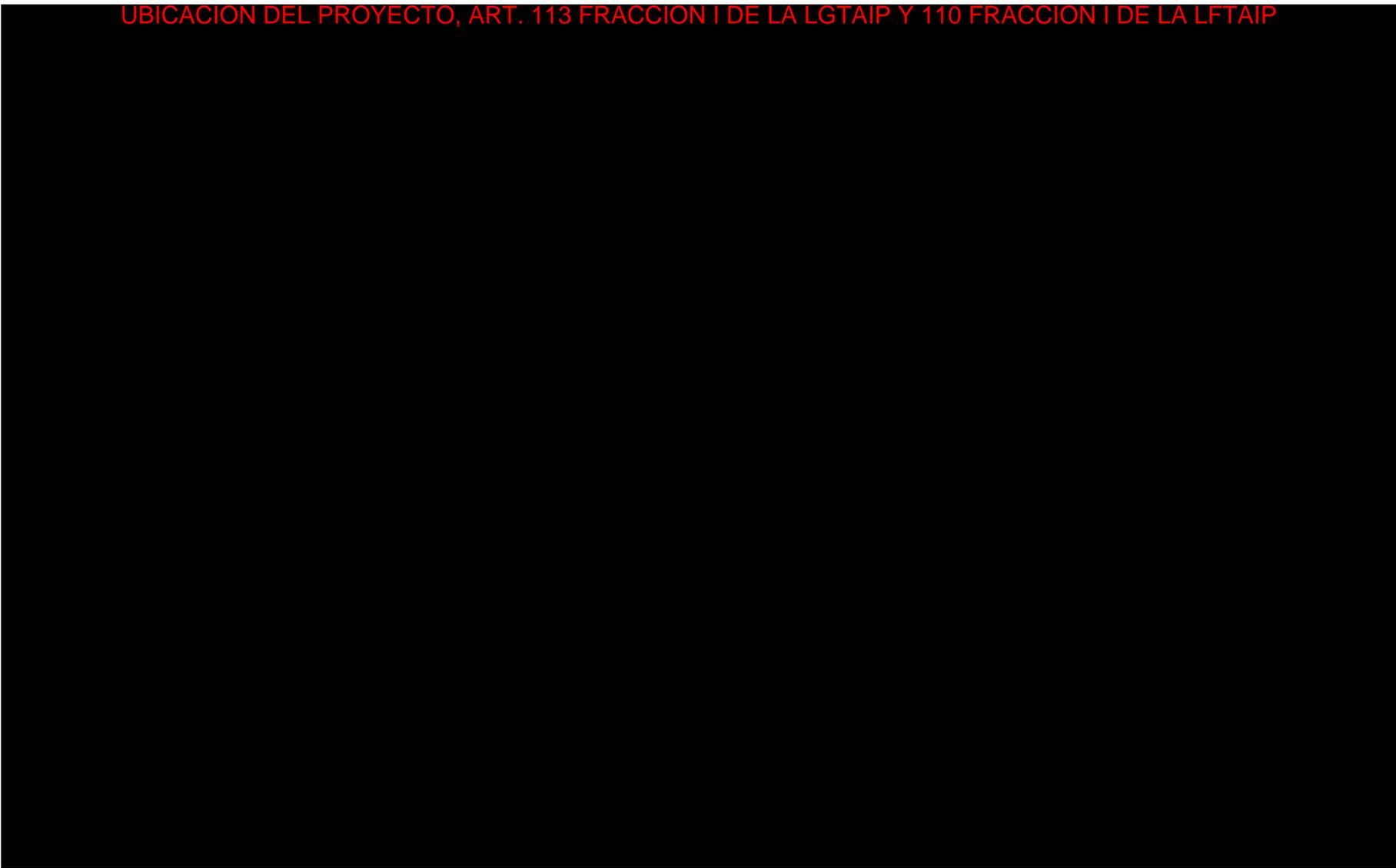
El resultado es una frecuencia 2.59E-02 año<sup>-1</sup>

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

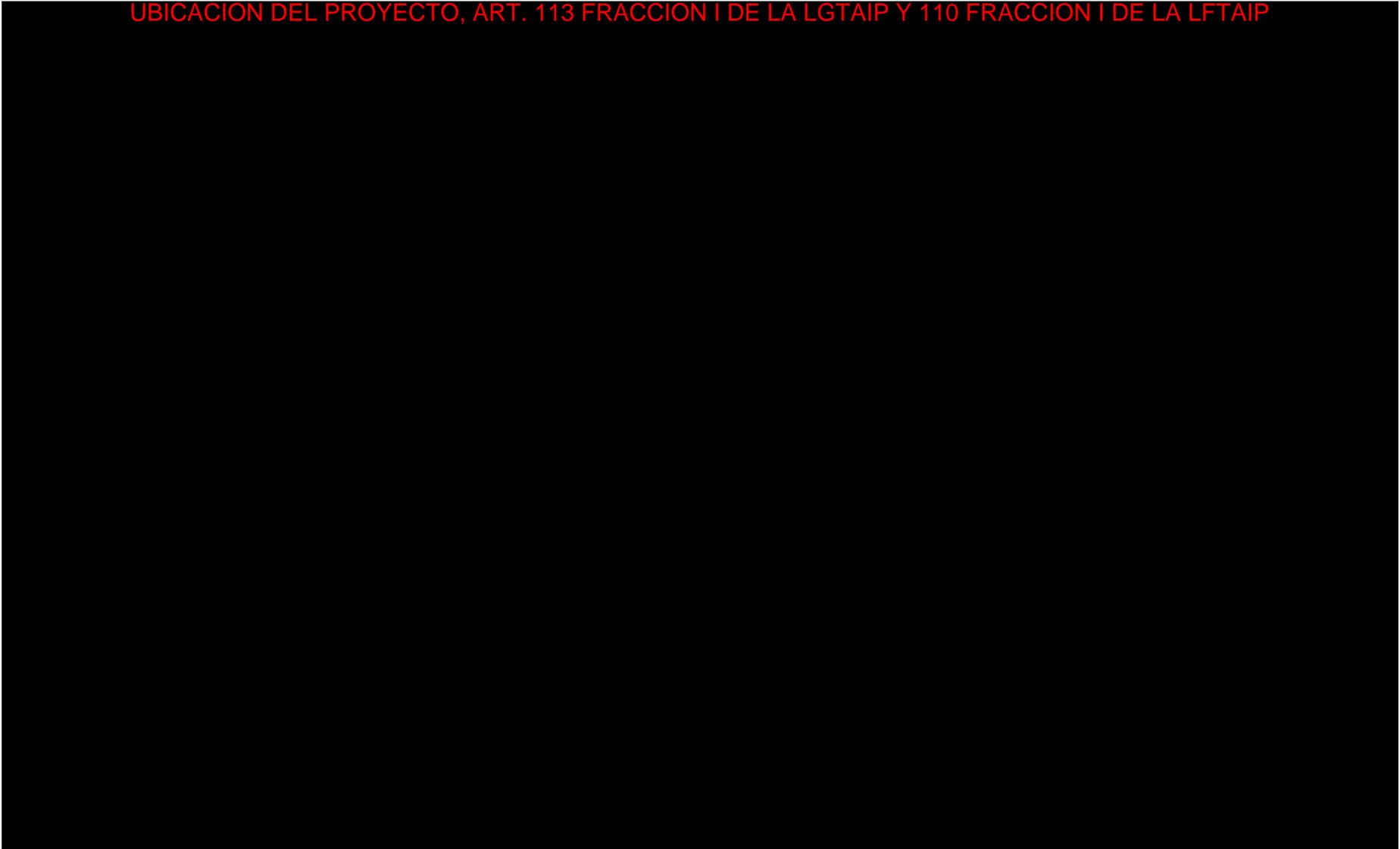


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

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

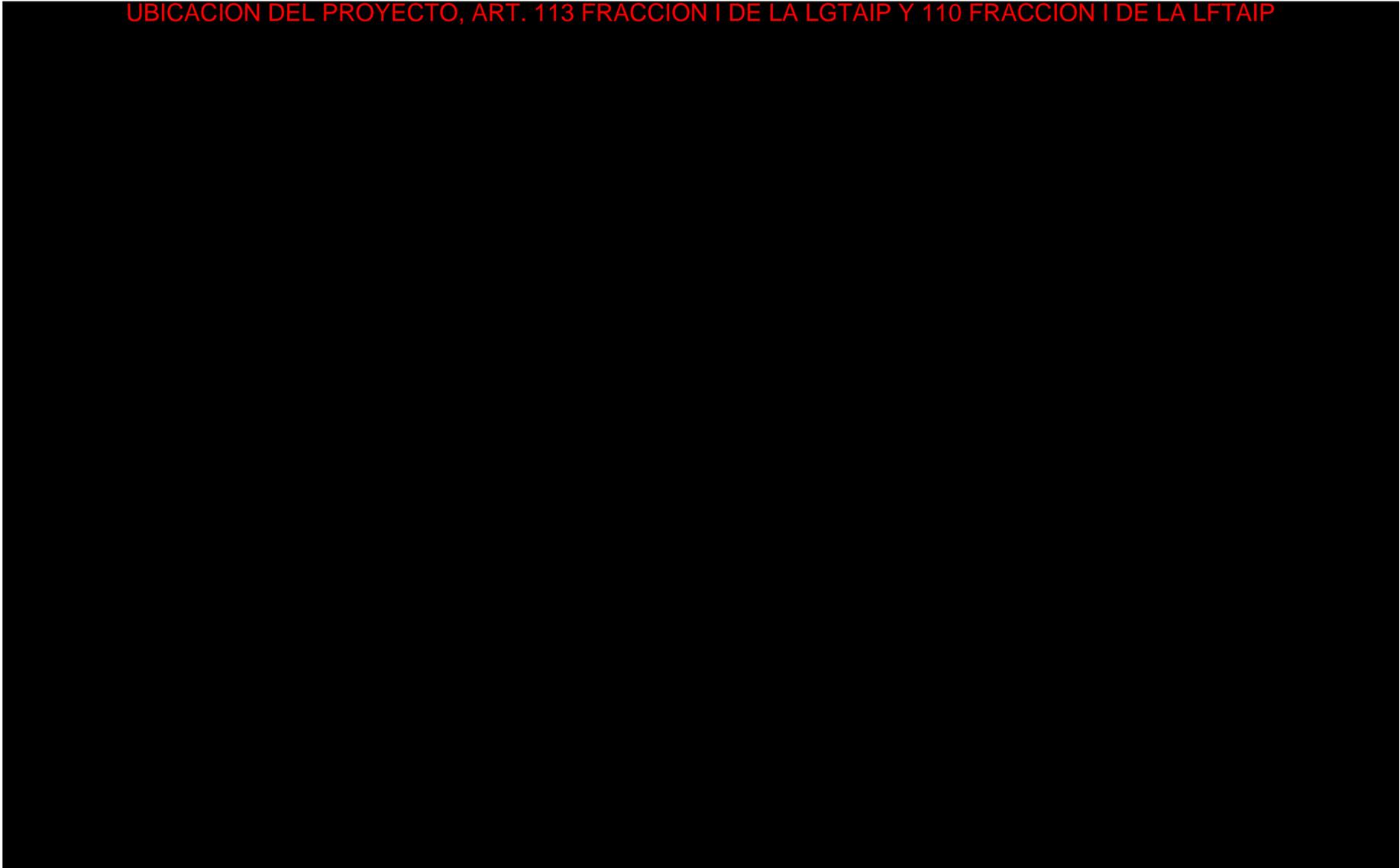


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

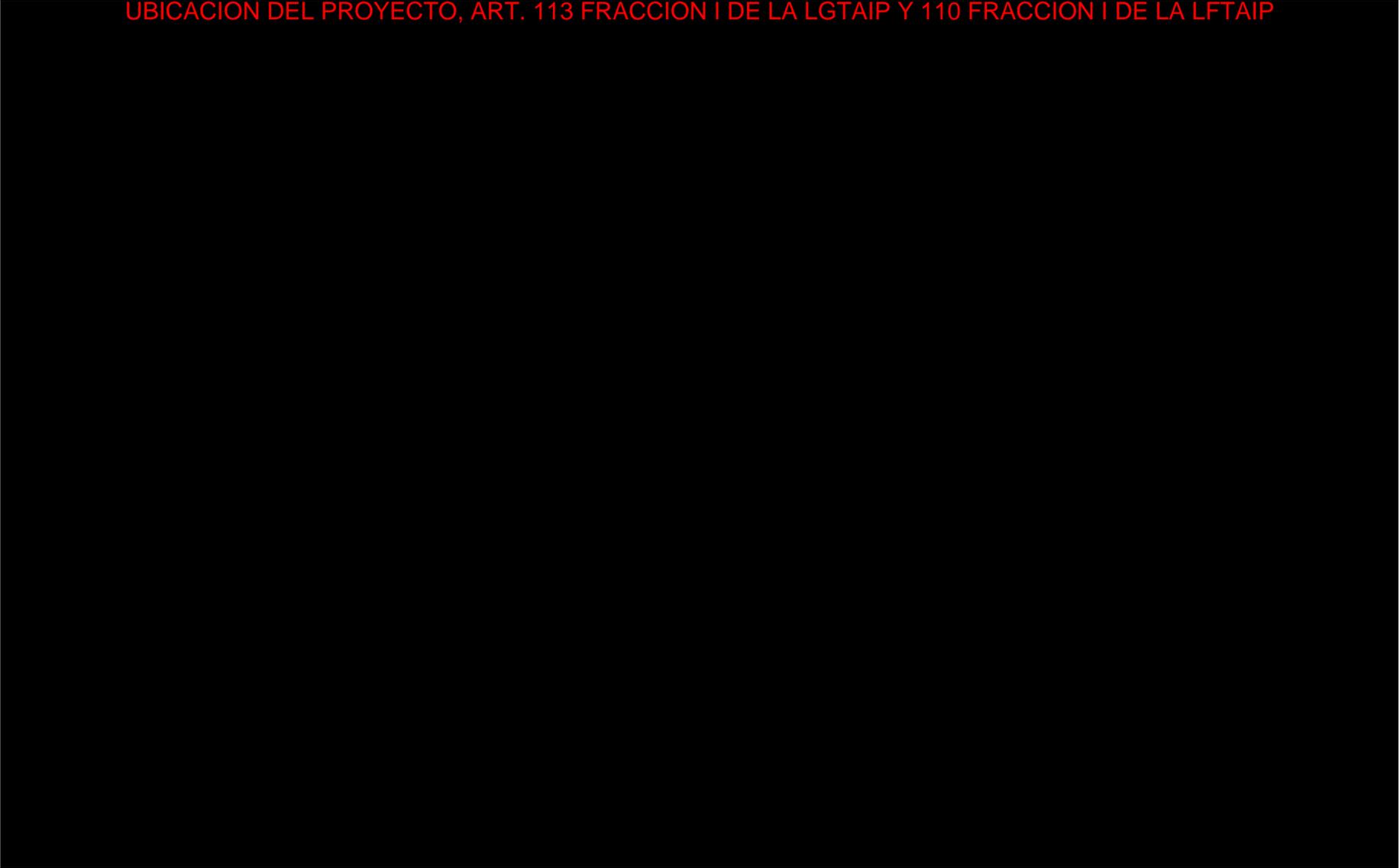


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

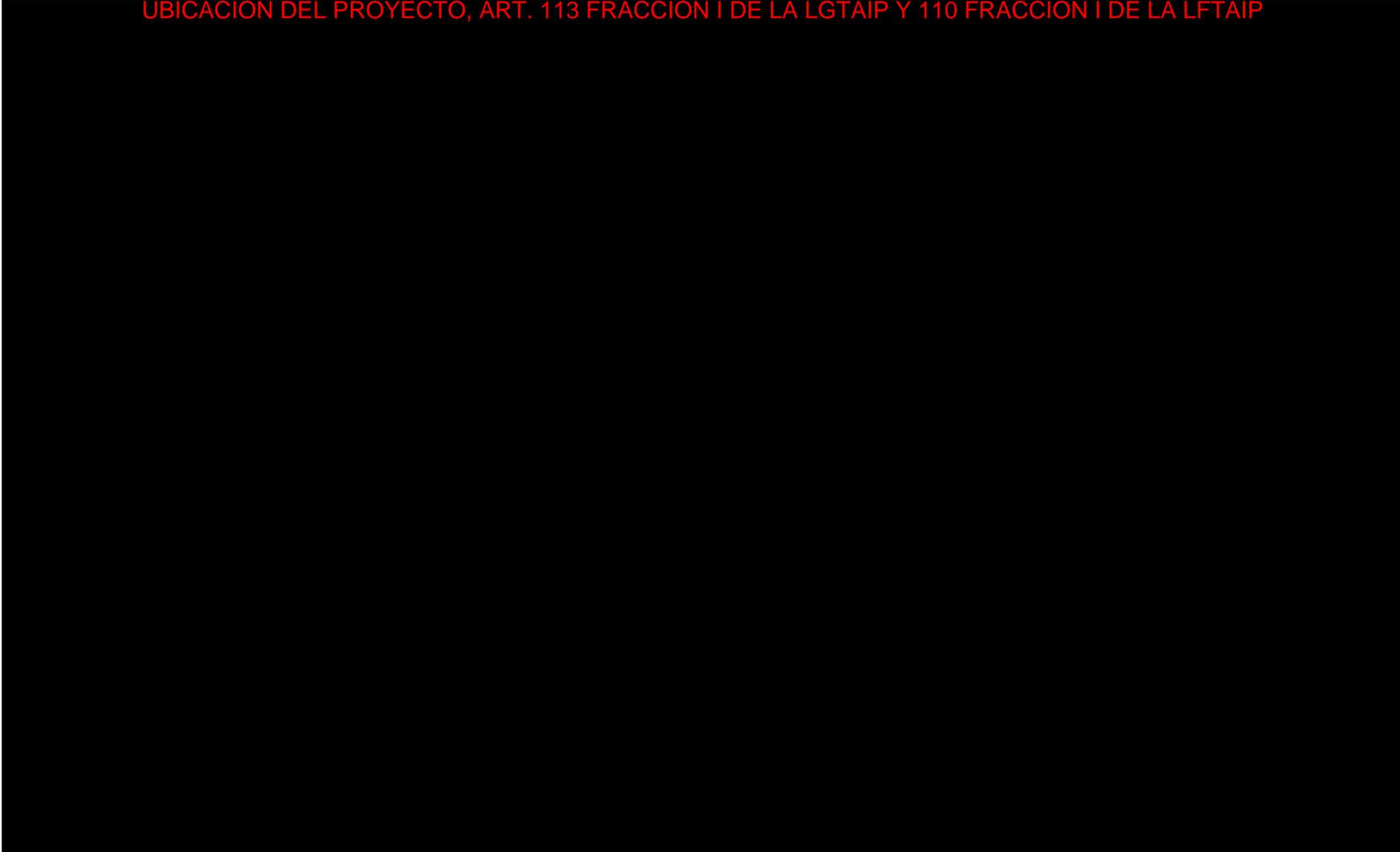
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



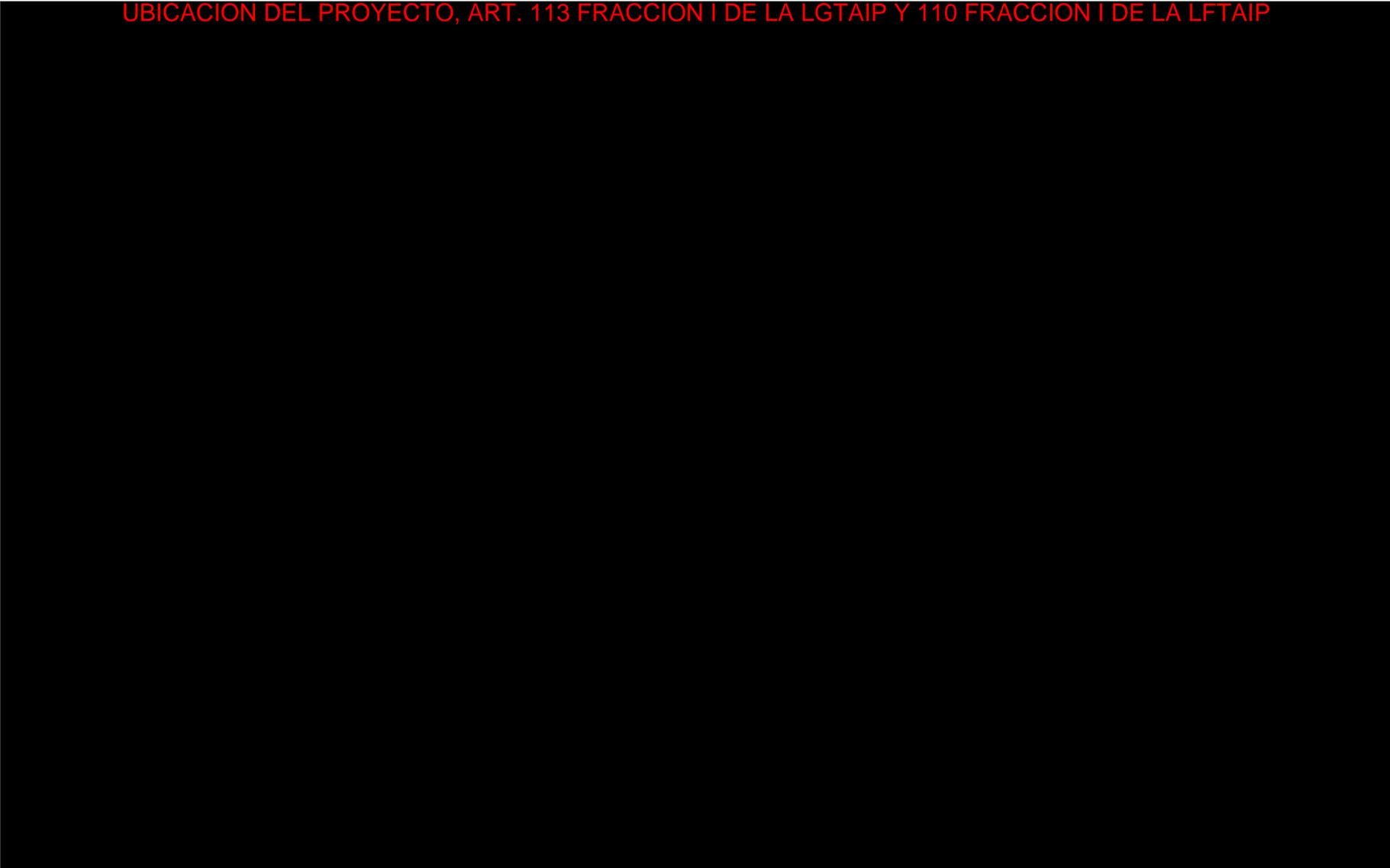
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



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



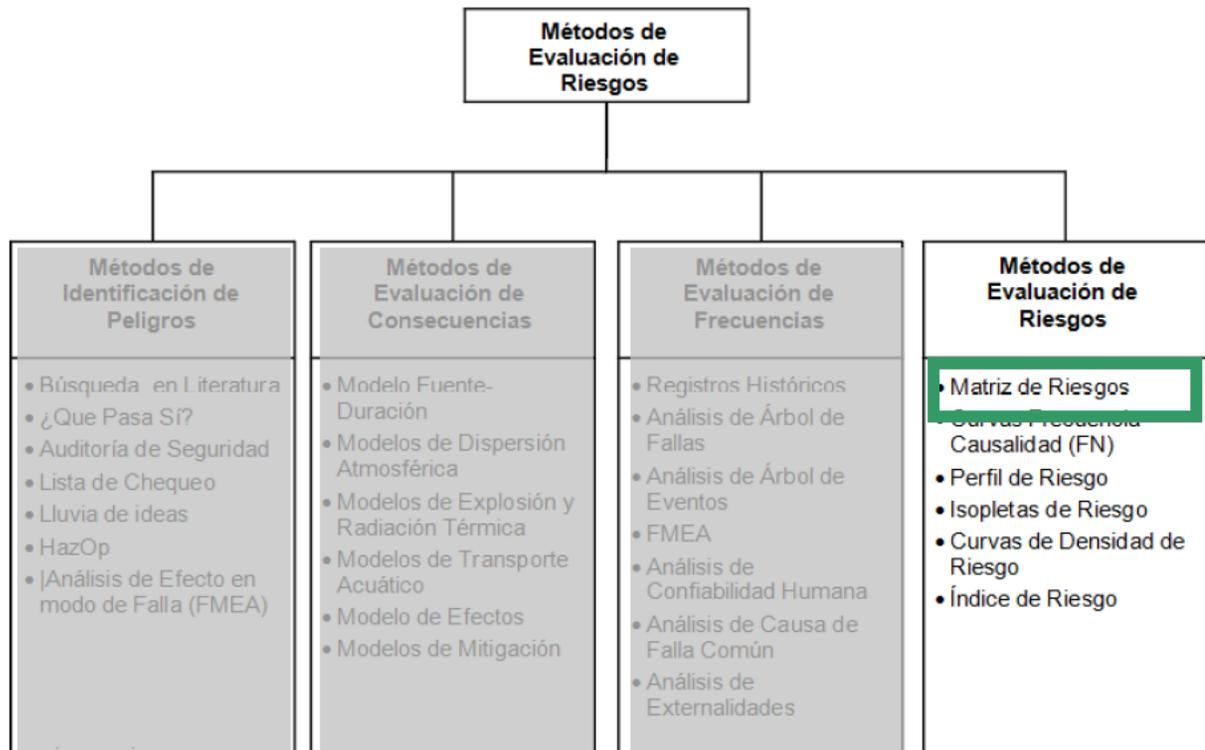
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



## 10.4 Análisis de riesgo

En esta sección se hace la evaluación del riesgo, en base a las matrices descritas por PEMEX y las estimaciones de consecuencias y probabilidades de las secciones anteriores.

Figura 81. Selección de método para evaluación de riesgo



### 10.4.1 Criterios de riesgos

La clasificación del riesgo analizado corresponderá al que resulte de la evaluación de su frecuencia-consecuencia, en cada matriz, en primer lugar, como Riesgo No Tolerable "A", en segundo lugar como Riesgo ALARP "B" y finalmente, en tercer lugar como Riesgo Tolerable "C".

**Región de Riesgo No Tolerable "A" (región "roja"):** Los riesgos de este tipo deben provocar acciones inmediatas para implantar las recomendaciones generadas en el análisis de riesgos. El costo no debe ser una limitación y el hacer nada no es una opción aceptable. Estos riesgos representan situaciones de emergencia y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos. Las acciones deben reducirlos a una región de Riesgo ALARP y en el mejor de los casos, hasta riesgo tolerable.

**Región de Riesgo ALARP "B"** (As Low As Reasonably Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico), **(región "amarilla")**: Los riesgos que se ubiquen en esta región deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.

**Región de Riesgo Tolerable "C"** **(región "verde")**: El riesgo es de bajo impacto y es tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo. Se debe continuar con las medidas preventivas que permiten mantener estos niveles de riesgo en valores tolerables.

Las matrices usadas son las siguientes:

**Daños al personal**

**Consecuencias**

Frecuencia	DP	1	2	3	4	5	6
	6	C	B	A	A	A	A
5	C	B	B	A	A	A	A
4	C	C	B	A	A	A	A
3	C	C	B	A	A	A	A
2	C	C	C	B	B	B	A
1	C	C	C	C	B	B	B

**Daños a la población**

**Consecuencias**

Frecuencia	EP	1	2	3	4	5	6
	6	C	B	A	A	A	A
5	C	B	A	A	A	A	A
4	C	B	A	A	A	A	A
3	C	B	A	A	A	A	A
2	C	B	A	A	A	A	A
1	C	C	B	A	A	A	A

**Impacto Ambiental**

**Consecuencias**

Frecuencia	IA	1	2	3	4	5	6
	6	C	B	A	A	A	A
5	C	B	B	A	A	A	A
4	C	B	B	B	A	A	A
3	C	C	C	B	A	A	A
2	C	C	C	C	B	A	A
1	C	C	C	C	C	B	B

**Daños a la instalación**

		Consecuencias						
		DI	1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6		B	B	A	A	A	A
	5		C	B	B	A	A	A
	4		C	C	B	B	A	A
	3		C	C	C	B	B	A
	2		C	C	C	C	B	A
	1		C	C	C	C	C	B

**Daños a producción**

		Consecuencias						
		PP	1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6		B	B	A	A	A	A
	5		C	B	B	A	A	A
	4		C	C	B	B	A	A
	3		C	C	C	B	B	A
	2		C	C	C	C	B	A
	1		C	C	C	C	C	B

Todas las matrices tienen las siguientes categorías para consecuencia y frecuencia:

Tabla 123. Categorías de consecuencias

Categoría de consecuencia	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción [Millones de USD]	Daños a la instalación [Millones de USD]	Daños a bienes de terceros o de la nación [Millones de USD]
6	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 15 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 100 fatalidades	Fuga o derrame externo que no se pueda controlar en una semana	Mayor de 50	Mayor de 50	Mayor de 50
5	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 15 a 100 fatalidades	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en una semana	De 15 a 50	De 15 a 50	De 15 a 50
4	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 10 fatalidades	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en un día	De 5 a 15	De 5 a 15	De 5 a 15
3	Heridas o daños físicos que generan incapacidad médica	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización a gran escala.	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en algunas horas	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5
2	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios. Evento que requiere de evacuación. Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en menos de una hora (incluyendo el tiempo para detectar)	De 0.250 a 0.500	De 0.250 a 0.500	De 0.250 a 0.500
1	No se esperan heridas o daños físicos	No se esperan heridas o daños físicos. Ruidos, olores e impacto visual imperceptibles	No hay fuga o derrame externo	Hasta 0.250	Hasta 0.250	Hasta 0.250

Tabla 124. Categorías de frecuencia

Tabla F.6-1 Categorías de frecuencia para aplicación en PEMEX

Categoría de frecuencia	Tipo	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
6	Muy Frecuente	Ocurre una o más veces por año
5	Frecuente	Ocurre una vez en un periodo entre 1 y 3 años
4	Poco frecuente	Ocurre una vez en un periodo entre 3 y 5 años
3	Raro	Ocurre una vez en un periodo entre 5 y 10 años
2	Muy raro	Ocurre solamente una vez en la vida útil de la planta.
1	Extremadamente raro	Evento que es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro

Los resultados de la evaluación, presenta riesgos que no son tolerables, de acuerdo con la siguiente gráfica, basada en la evaluación realizada.

Resumen de la evaluación de riesgos

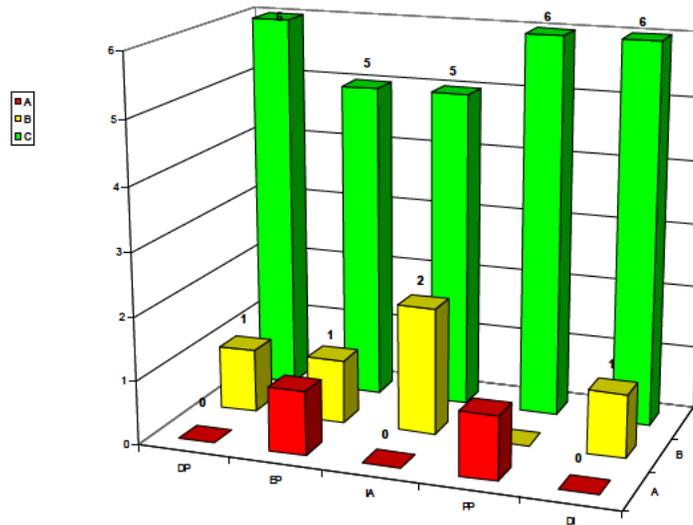


Tabla 125. Resumen de la evaluación de riesgos

	DP	EP	IA	PP	DI	
A	0	1	0	1	0	2
B	1	1	2	0	1	5
C	6	5	5	6	6	28
	7	7	7	7	7	

Tabla 126. Resultados de la evaluación de riesgo

Modos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	TAG Equipo involucrado	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
2	Desde el brazo de descarga del buquetanque, hasta el tanque de almacenamiento	Gasolinas	12000 bls/h (529.96 L/s)	Frecuente	1 atm @ 24 °C	TV-03	Probable	7.56E-02	2	5	3	5	6	5	B	A	B	A	B
3	De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	BCR-04	Probable	2.59E-02	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C
4	Bomba de recirculación a tanque de almacenamiento	Gasolinas	1229 m3/h (341.39 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	GA-1010 (TV-07)	Probable	2.59E-02	1	4	2	3	4	2	C	C	C	C	C
5	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-100	Poco Probable	8.13E-03	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C
5	Sistema de recuperación de vapores (retorno gasolina a tanque)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-507	Poco Probable	2.59E-02	1	4	3	3	4	2	C	B	C	C	C
6	Drenaje aceitoso	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	1 atm @ 24 °C	DRENAJE	Poco Probable	8.13E-03	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C

#### 10.4.2 Recursos técnicos de control y prevención que se aplicarán en el diseño y construcción

En la situación prevista anteriormente como resultado de la evaluación de riesgo, se establece que se deben de aplicar medidas a fin de mantener su valor en la región más baja posible, por lo que se hará un análisis de las alternativas técnicas viables.

Las alternativas pueden incluir el cambio de sustancias peligrosas por otras que no lo sean, sin embargo, las sustancias, volúmenes, procesos, los materiales y equipos descritos para la operación de la planta son en sí mismos "el proyecto", no se pueden cambiar, ya que perdería todo sentido y se haría inviable.

Los escenarios (1, 2 y 6) que presentan **riesgos nivel A y B**, están relacionados con la operación de descarga del buque tanque a tanques de almacenamiento, por lo que implementando medidas en el diseño (ya consideradas en el proyecto) y en la construcción y operación (por implementar) se abatiría el riesgo.

##### **Acción preventiva 1. Bajar la frecuencia del evento**

El parámetro por controlar será en la frecuencia de los riesgos evaluados. Cabe hacer notar que los riesgos hasta ahora evaluados son resultado del análisis necesario para vislumbrar el alcance de un posible accidente y no tiene que ver con el diseño actual de la planta, ni con la tecnología disponible para su operación segura.

Para demostrar que el proyecto cumple con las medidas de seguridad adecuadas, ya se hizo una descripción detallada en el Capítulo II, en donde se constata que, en el nivel de ingeniería básica del proyecto, ya se incluye toda la seguridad de la planta en cumplimiento a los códigos y normas de diseño nacionales e internacionales, que considera entre otros temas los siguientes sistemas de automatización y medición:

- Sistema de Control (SC).
- Paro por Emergencia.
- Medición de Flujo para descarga de Buque tanque.
- Sistema de Control de Inventarios.
- Sistema de Gestión de la Terminal.
- Sistemas medición de llenaderas de autotanques.
- Monitoreo y Control de Equipos Paquete.

Como es de esperarse muchos detalles e información aún no se tienen debido a que se requiere de la ingeniería de detalle, sin embargo, los paquetes tecnológicos que se ofrecen cubren técnicamente con las especificaciones de operación y seguridad, por lo que se garantiza la cobertura de esa información.

Conceptualmente el sistema de paro de emergencia estará configurado para:

El Sistema de Paro de Emergencia (ESD) deberá ser implementado en la Terminal de Almacenamiento y Reparto para prevenir y minimizar el daño al personal y las instalaciones a través del monitoreo de instrumentación dedicada. El ESD también proporcionará las acciones necesarias para garantizar las operaciones de seguridad. Si el ESD detecta algún riesgo, tomará acciones de paro de emergencia en el terminal de acuerdo con la ingeniería de detalle y tendrá prioridad sobre cualquier operación dictada por el Sistema de control distribuido (DCS). Este sistema debe estar separado de DCS.

El sistema se basará en un controlador electrónico programable.

El controlador ESD debe funcionar en una arquitectura modular con módulos de procesador (CPU's), 1oo2D redundante con diagnóstico, con dos módulos sincronizados, que se ejecuten en paralelo. Cada procesador debe ejecutar el programa de aplicación de forma simultánea e independiente para verificar (votar) la información de los módulos de I / O y las señales de sincronización.

Los instrumentos del ESD deben ser independientes de los utilizados para el control del proceso. En el caso del mismo servicio para ambos sistemas, se deben utilizar sensores separados, conexiones de proceso, transmisores y elementos de control finales.

Se requerirá una computadora portátil industrial suministrada por el proveedor / contratista para realizar una copia de seguridad de la programación del controlador, esta computadora también debe contener todas las licencias de software para la operación y configuración del ESD. Sirius designará a la persona que recibirá la computadora portátil.

Este controlador ESD deberá estar cableado a los botones de paro de emergencia locales ubicados en el campo y al botón de paro general en la estación del operador. No se permite eludir los desvíos manuales de los botones de paro de emergencia; se debe proporcionar un botón de reinicio del software de control de ESD (con contraseña), para el reinicio de un circuito lógico de apagado para un sistema o unidad, y no debe afectar a otro sistema o unidad que ya se haya apagado. Cada señal de entrada para parar debe tener un baipás de software (contraseña) para el mantenimiento y la prueba. Una alarma indicará que al menos una protección está eludida.

Cuando una condición de riesgo es detectada (incendio confirmado o alta concentración de gas explosivo en cualquier parte de la planta), el sistema de Fuego y Gas (F&G) notificará al ESD, el cual realizará acciones de paro de emergencia en las instalaciones de acuerdo con la Filosofía de paro de emergencia (en la ingeniería de detalle). Las acciones del ESD tendrán prioridad sobre cualquier operación dictada por el DCS.

El ESD y sus equipos auxiliares deben ser suministrados como un sistema completo, el proveedor debe incluir en la propuesta todos los requisitos para ofrecer un sistema totalmente integrado listo para operar. Después de un paro de emergencia, el ESD debe garantizar un reinicio seguro en la planta.

El contratista del EPC será responsable de la ejecución del análisis de riesgo para determinar el nivel de integridad de seguridad de la planta (SIL). En este momento, el controlador, la instrumentación de campo asociada y los dispositivos deben estar certificados SIL 2, esto deberá ser validado con el Análisis de riesgos de procesos.

Dependiendo de los resultados del SIL, todos los componentes de las funciones instrumentadas de seguridad y el ESD completo deberán cumplir al menos con el mismo SIL, además deberá contar con un certificado SIL para el controlador del ESD, por EXIDA o TÜV.

El controlador del ESD se programará de acuerdo con la matriz de efecto de causa desarrollada por el contratista EPC durante la ingeniería de detalle como resultado del análisis de riesgo.

El ESD deberá cumplir con las siguientes características:

Todos los componentes del ESD deben basarse en hardware estándar con tecnología probada y certificada para que permanezcan operativos durante al menos 10 años.

El ESD será modular con un diseño expandible. Se debe permitir la adición de tarjetas de entrada / salida. Todas las tarjetas de I / O deben ser intercambiables en caliente.

Incluso si la sala donde se ubicará el gabinete ESD contará con aire acondicionado y, para controlar la temperatura y la humedad, el sistema debe estar diseñado para ser instalado en un entorno industrial sin ventilación o aire acondicionado y debe ser resistente al siguiente entorno:

- Temperatura de funcionamiento de 0° C a 60° C.
- Rango de humedad relativa de 5% a 90% sin condensación.

Se debe considerar un gabinete remoto (compartido con F&G) para la interconexión de las señales de instrumentación ubicadas en el Jetty.

### 10.4.3 Reposicionamiento de escenarios de riesgo

Al considerar las medidas preventivas en la evaluación de riesgo, se observa una mejoría sustancial, como se aprecia en la siguiente tabla, sin embargo, aún queda la posibilidad de mejorar con elementos de seguridad durante la ingeniería de detalle, por ejemplo, con la selección de materiales, accesorios, etc. El proceso de prevención y mejora se extenderá hasta la operación de la planta a través de programas y procedimientos, algunos obligatorios por la normatividad y la legislación

Figura 82. Reposicionamiento de escenarios de riesgo

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	TAG Equipo involucrado	Medidas implementadas en el diseño para disminuir el riesgo	SIL Obj	Probabilidad (con medidas preventivas)	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
2 y 3	2	Desde el brazo de descarga del buquetanque, hasta el tanque de almacenamiento	Gasolinas	12000 bls/h (529.96 L/s)	Frecuente	1 atm @ 24 °C	TV-03	Interloks	1	7.56E-03	1	4	2	4	5	5	C	C	C	C	C
4 y 5	3	De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	BCR-04	Interloks	1	2.59E-03	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C
6 y 7	4	Bomba de recirculación a tanque de almacenamiento	Gasolinas	1229 m3/h (341.39 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	GA-1010 (TV-07)	Interloks	1	2.59E-03	1	4	2	3	4	2	C	C	C	C	C
8	5	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-100	Interloks	1	8.13E-04	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C
9	5	Sistema de recuperación de vapores (retorno gasolina a tanque)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-507	Interloks	1	2.59E-03	1	4	2	3	4	2	C	C	C	C	C
10	6	Drenaje aceitoso	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	1 atm @ 24 °C	DRENAJE	Interloks	1	8.13E-04	1	4	2	2	4	2	C	C	C	C	C

El resultado de disminución del riesgo se observa gráficamente en el siguiente resumen.

Figura 83. Resumen del reposicionamiento de escenarios

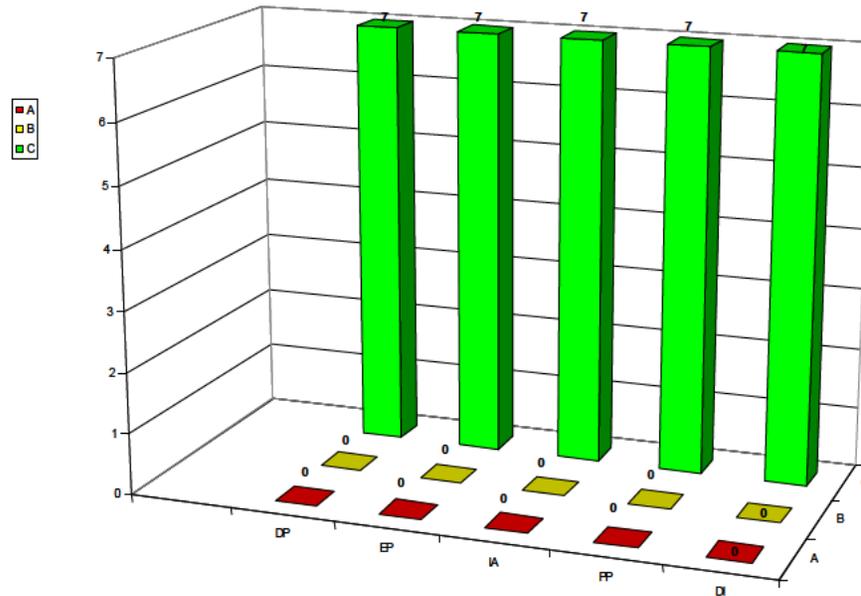


Tabla 127. Resumen del reposicionamiento de escenarios

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	0	4
6	6	6	6	7	31
7	7	7	7	7	

#### 10.4.4 Análisis de vulnerabilidad

En la

Tabla 128 se presentan los mayores escenarios con los equipos y áreas vulnerables, de tal forma que:

1. Aquellos que se encuentran en **rojo**, definitivamente se verán afectados, y es muy probable que se produzca un efecto dominó, si contienen hidrocarburos, ya sea por el colapso de la estructura o por el efecto de la radiación térmica que hará hervir los productos, si los sistemas de agua enfriamiento no entran en operación.
2. Los que se encuentran en **naranja** se verán afectados, probablemente dejarán de funcionar al colapsar los racks eléctricos y líneas de servicio.
3. Los que se encuentran en **amarillo**, dependiendo del equipo o instalación pueden presentar daños si son estructuras temporales.
4. Las intersecciones **verdes** representan áreas que probablemente se encuentren en resguardo de los eventos modelados.

Tabla 128. Análisis de vulnerabilidad de las instalaciones de la TAR (metros de distancia a la zona cero)

TAG	Eq	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
		Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi
TV-01	Tanque Almacenamiento Gasolina MXC Reg	90	90	145	145	107	107	73	73	76
TV-02	Tanque Almacenamiento Gasolina MXC Reg	68	68	239	239	60	60	198	198	203
TV-03	Tanque Almacenamiento Gasolina MXC Reg	31	31	151	151	49	49	117	117	127
TV-04	Tanque Almacenamiento Gasolina Roc Reg	151	151	269	269	157	157	188	188	181
TV-05	Tanque Almacenamiento Gasolina Roc Reg	73	73	195	195	83	83	131	131	132
TV-06	Tanque Almacenamiento Gasolina Roc Reg	100	100	252	252	100	100	192	192	192
TV-07	Tanque Almacenamiento Gasolina Premium	45	45	173	173	39	39	173	173	186
TV-08	Tanque Almacenamiento Gasolina Premium	88	88	251	251	70	70	235	235	245
TV-09	Tanque Almacenamiento Diésel	132	132	274	274	115	115	276	276	289
TV-10	Tanque Almacenamiento Diesel	101	101	206	206	90	90	224	224	240
TV-11	Tanque Almacenamiento Nafta / Turbosina	150	150	229	229	161	161	139	139	129
TV-12	Tanque Almacenamiento Nafta / Turbosina	171	171	199	199	186	186	102	102	86
FB-500	Tanque Almacenamiento Agua de Servicios	261	261	112	112	271	271	208	208	225
FB-501A	Tanque Almacenamiento Agua Potable	283	283	129	129	293	293	224	224	240
FB-501 B	Tanque Almacenamiento Agua Potable	309	309	380	380	296	296	425	425	442
FB-502A	Tanque Agua Contra Incendios	197	197	74	74	213	213	61	61	69
FB-502B	Tanque Agua Contra Incendios	175	175	73	73	192	192	39	39	50
FB-503A	Tanque Almacenamiento de Espuma	197	197	89	89	215	215	55	55	58
FB-503B	Tanque Almacenamiento de Espuma	195	195	89	89	212	212	52	52	55
FB-504	Tanque Almacenamiento de Diesel de Día	179	179	91	91	196	196	34	34	38
FB-505	Tanque Almacenamiento de Aceite Recuperado	159	159	111	111	176	176	16	16	5
FB-506	Tanque Almacenamiento de Agua Recuperada	162	162	114	114	180	180	21	21	5
FB-507	Tanque Almacenamiento de Agua Sucia (Slop)	148	148	81	81	165	165	16	16	35
FB-508	Tanque Almacenamiento de Agua Sucia (Slop)	133	133	91	91	150	150	16	16	34
GA-1001A	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	216	216	196	196	232	232	104	104	84
GA-1001B	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	213	213	194	194	229	229	101	101	81
GA-1001C	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	209	209	191	191	226	226	97	97	78
GA-1001D	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	206	206	188	188	222	222	94	94	74
GA-1001E	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	202	202	185	185	219	219	91	91	71
GA-1001F	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	199	199	182	182	215	215	87	87	68
GA-1001G	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	195	195	179	179	212	212	84	84	65
GA-1001H	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	192	192	176	176	208	208	81	81	61
GA-1001J	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	188	188	173	173	204	204	77	77	58
GA-1001K	Bomba de Carga Gasolina Regular Autotanques	184	184	170	170	201	201	74	74	55

TAG	Eq	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
		Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m <sup>2</sup> 5.0 kW/m <sup>2</sup> 1.4 kW/m <sup>2</sup>	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi
GA-1002A	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	94	94	87	87	105	105	115	115	133
GA-1002B	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	94	94	85	85	105	105	111	111	130
GA-1002C	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	94	94	83	83	106	106	107	107	126
GA-1002D	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	94	94	81	81	107	107	103	103	122
GA-1002E	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	95	95	80	80	107	107	100	100	118
GA-1002F	Bomba de Carga Gasolina Premium Autotanques	95	95	78	78	108	108	96	96	114
GA-1003A	Bomba de Carga Diesel Autotanques	96	96	77	77	110	110	92	92	111
GA-1003B	Bomba de Carga Diesel Autotanques	97	97	76	76	111	111	88	88	107
GA-1003C	Bomba de Carga Diesel Autotanques	98	98	75	75	112	112	85	85	103
GA-1003D	Bomba de Carga Diesel Autotanques Norte	99	99	74	74	114	114	81	81	100
GA-1003E	Bomba de Carga Diesel Autotanques Norte	100	100	73	73	115	115	78	78	96
GA-500A	Bomba Agua de Servicios	261	261	109	109	271	271	205	205	222
GA-500B	Bomba Agua de Servicios	259	259	108	108	269	269	204	204	221
GA-502A	Bomba Agua Contra Incendios Eléctrica	199	199	92	92	216	216	55	55	58
GA-502B	Bomba Agua Contra Incendios Eléctrica	196	196	92	92	214	214	53	53	55
GA-502C	Bomba Agua Contra Incendios Jockey Eléctrica	191	191	92	92	209	209	47	47	49
GA-502D	Bomba Agua Contra Incendios Jockey Eléctrica	189	189	92	92	206	206	44	44	46
GA-502E	Bomba Agua Contra Incendios Diesel	193	193	92	92	210	210	49	49	52
GA-503A	Bomba de Producto fuera de especificación	101	101	73	73	117	117	74	74	92
GA-503B	Bomba de Producto fuera de especificación	103	103	73	73	118	118	70	70	89
FR-1001	Filtro de Gasolina Regular/Premium	141	141	255	255	126	126	273	273	288
FR-1002	Filtro de Gasolina Regular/Premium	142	142	259	259	128	128	276	276	291
FR-1003	Filtro de Gasolina Regular/Premium	144	144	264	264	129	129	279	279	294
FD-1001	Filtro de Combustible Diesel/Turbosina/Nafta	138	138	247	247	124	124	267	267	282
FD-1002	Filtro de Combustible Diesel/Turbosina/Nafta	139	139	251	251	125	125	270	270	285
PA100	Sistema de Recuperación de Vapores	147	147	97	97	165	165	0	0	20
PA101	Sistema Aire de Planta & Instrumentos	191	191	146	146	208	208	57	57	38
PA-102	Paquete de Tratamiento de Aguas Aceitosas	158	158	116	116	175	175	20	20	0
PA-103	Sistema Hidroneumático	276	276	121	121	287	287	216	216	232
PA-105	Sistema Dosificación Nafta	148	148	272	272	133	133	286	286	300
TDL-500A	Trampa Diablo de envío Gasolina Reg/Premium	161	161	284	284	146	146	299	299	313
TDL-500B	Trampa Diablos de envío Diesel/Turbosina/Nafta	162	162	285	285	146	146	300	300	313
TDR-501A	Trampa Diablos de Recibo Gasolina RegPremium	163	163	287	287	147	147	301	301	315
TDR-501B	T. Diablos de Recibo Diesel/Turbosina/Nafta	164	164	288	288	148	148	302	302	316
	Edificio Administrativo	283	283	143	143	291	291	240	240	257
	Cuarto Eléctrico	206	206	128	128	223	223	60	60	48
	Generador de Emergencia	207	207	114	114	224	224	60	60	54

TAG	Eq	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10
		Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m2 5.0 kW/m2 1.4 kW/m2	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m2 5.0 kW/m2 1.4 kW/m2	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Incendio 12.5 kW/m2 5.0 kW/m2 1.4 kW/m2	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi	Explosión 3.0 psi 1.0 psi 0.5 psi
	<b>Almacén de Materiales y Residuos Peligrosos</b>	249	249	81	81	261	261	171	171	187
	Almacén / Talleres	314	314	166	166	323	323	261	261	278
	Área Llenaderas	162	162	49	49	173	173	133	133	153
	Caseta de Acceso	242	242	330	330	228	228	366	366	382
	Caseta de Control	159	159	142	142	160	160	207	207	226
	Baño / Vestidores Camioneros	257	257	342	342	244	244	380	380	396
	Taller para Camiones	345	345	381	381	335	335	442	442	461
	Abarrotes	336	336	360	360	327	327	425	425	444
	Estación de Combustible Diesel para Camiones	279	279	374	374	264	264	408	408	423
	Área de descanso Camioneros	286	286	361	361	273	273	404	404	421
	Llenaderas Venta Local	360	360	443	443	346	346	484	484	501
	Báscula	145	145	118	118	149	149	181	181	201
	Edificio para Recep. / Inspección de Camiones	320	320	285	285	317	317	368	368	388
	Estación de Bombeo Hidalgo	218	218	169	169	235	235	85	85	67
	Unidad de Medición	226	226	180	180	243	243	96	96	77

## 10.5 Determinación de medidas de reducción de riesgo

Para reducir el riesgo de las instalaciones de una planta industrial en proyecto, se tiene que llevar a cabo una planeación que permita desarrollar los lineamientos y políticas en seguridad y medio ambiente. Entre las medidas que propician proyectos con bases sólidas en seguridad y medio ambiente se pueden citar las siguientes:

- Aplicación de la mejor disponible tecnología.
- Sistemas pasivos de seguridad independientes entre sí. Los sistemas son confiables; no requieren intervención del personal o de fuentes de energía.
- Protocolos de prueba bien documentados; función verificada completamente; buenos resultados; fallas raras
- Procesos son bien entendidos. No rebasar los límites de operación y tener planes cuando esto ocurre para tomar acciones inmediatas para volver a condiciones normales.
- Proceso estable; Los peligros potenciales asociados son bien entendidos. La información para operar dentro de los límites y condiciones seguras siempre está disponible.
- Instrucciones operativas claras y precisas. Disciplina para cumplirlas. Los errores son señalados y corregidos en forma inmediata. Reentrenamiento rutinario, incluye operaciones normales, transitorias operacionales y de respuesta a emergencias. Todas las contingencias consideradas.
- Manejo de personal con múltiples operadores con experiencia en todos los turnos. El trabajo o aburrimiento no son excesivos. Nivel de estrés óptimo. Personal bien calificado.
- Motivación del personal para una clara dedicación y compromiso con el trabajo. Los riesgos son claramente comprendidos y evaluados.
- Control de daños. Aún en la etapa de diseño, se pueden establecer las medidas generales para el control de daños en caso de accidentes, como puede ser el derrame de hidrocarburos al mar.

### 10.5.1 Nivel integral de seguridad (SIL).

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad son muy importantes en la administración de riesgos debido a que reducen o evitan las consecuencias de los peligros al personal, al ambiente e instalaciones.

Los riesgos deben prevenirse como un objetivo inicial del diseño y deben ser mitigados para reducir el riesgo al personal. Por lo tanto, los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) cumplen una función primordial evitando los eventos de riesgo o minimizando la severidad de las consecuencias al personal, medio ambiente e instalaciones.

**Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).** Un Sistema Instrumentado de Seguridad está diseñado para responder a las condiciones en la cual la planta puede ser peligrosa por sí misma, o en las que si no se toma ninguna acción podría eventualmente alcanzar una condición peligrosa. El SIS también se conoce como Sistema de Parada de Emergencia (ESD System, o SSD System)

Un SIS está compuesto de sensores, uno o más controladores (logic solvers) y elementos finales. El propósito de un SIS es monitorear un proceso industrial por condiciones potencialmente peligrosas y alertar o ejecutar acciones pre programadas para prevenir un evento peligroso o mitigar las consecuencias de este luego que ha ocurrido. Un SIS no alimenta la eficiencia del proceso ni mejora la producción, pero puede ahorrar dinero mediante la reducción de las pérdidas además de reducir el costo del riesgo mediante la disminución de la probabilidad de ocurrencia de los eventos peligrosos.

Según como se especifica en la definición del SIS, las señales de control provienen de elementos básicos (Sensores, Transmisores de Presión, Transmisores de Nivel, etc.) de diversos tipos y son transmitidas a un procesador lógico que, de acuerdo con la interpretación de las señales de entrada, envía una señal de salida correspondiente. La cual está conectada a los elementos finales.

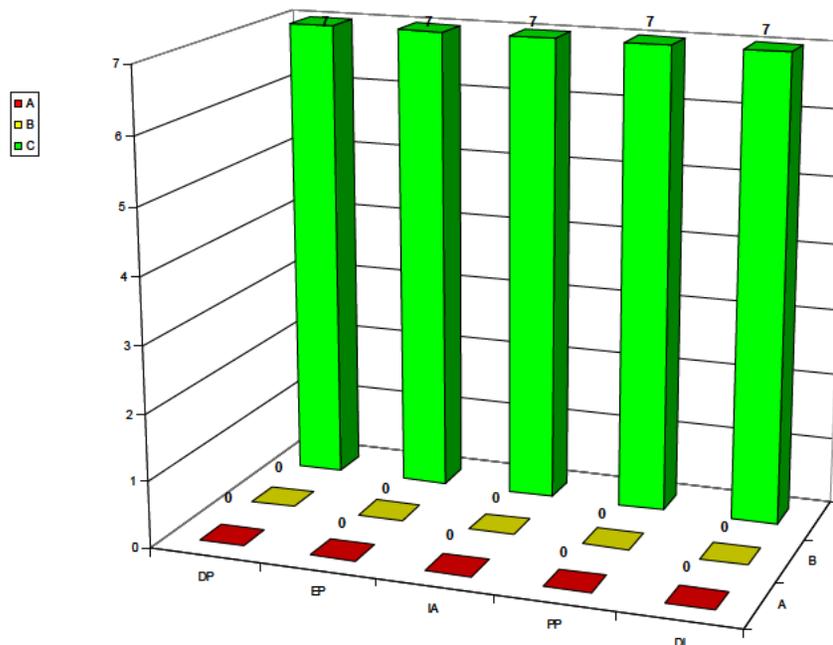
**Función instrumentada de seguridad (SIF).** Una Función Instrumentada de Seguridad (Safety Instrumented Function, SIF) se define como una función a ser implementada por un SIS, que pretende alcanzar o mantener un estado seguro para el proceso respecto a un evento peligroso específico. Un SIS está constituido por una o más SIF.

### 10.5.2 Análisis de capas de protección (LOPA) del proyecto y/o instalación.

Tabla 129. Análisis de capas de protección (LOPA)

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	TAG Equipo involucrado	Capas Independientes LOPA: Factores de protección						Riesgo después de LOPA												
								Diseño de proceso	Sistema básico de control	Supervisión operador	Sistema de detección y alarmas	Protecciones activas	Protecciones pasivas	Respuesta a emergencias	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
2 y 3	2	Desde el brazo de descarga del buquetanque, hasta el tanque de almacenamiento	Gasolinas	12000 bl/h (529.96 L/s)	Frecuente	1 atm @ 24 °C	TV-03	Normas Códigos	Nivel visual	Si	Si	Paro manual	Dique	PPA	0.00E+00	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C
4 y 5	3	De la línea de descarga de bombas a la garza de llenaderas de autotanque	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	BCR-04	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C
6 y 7	4	Bomba de recirculación a tanque de almacenamiento	Gasolinas	1229 m3/h (341.39 L/s)	Continuo	22 psi (1.5 kg/cm2) @ 24 °C	GA-1010 (TV-07)	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C
8	5	Sistema de recuperación de vapores (vapor rico)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-100	Normas Códigos		Si	Si			PPA	3.48E-04	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C
9	5	Sistema de recuperación de vapores (retorno gasolina a tanque)	Gasolinas	194 gpm (12.22 L/s)	Continuo	1 atm @ 24 °C	PA-507	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual	Dique	PPA	3.70E-04	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C
10	6	Drenaje aceitoso	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	1 atm @ 24 °C	DRENAJE	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	2.32E-04	1	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C

Figura 84. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA



DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
7	7	7	7	7	35
7	7	7	7	7	

## 10.6 ADMINISTRACIÓN DE RIESGO

La administración de riesgo consiste en la aplicación de Programas de Mantenimiento, Medidas de Seguridad, Procedimientos Operativos, Control de Riesgos y la implementación de Planes para Emergencia, los cuales son necesarios para llevar a cabo las siguientes actividades:

- Reducir al mínimo y limitar los peligros y consecuencias resultantes de una emergencia en instalaciones industriales;
- Establecer los pasos a seguir en caso de que ocurra un accidente/incidente;
- Estar preparado en cualquier momento para actuar rápida y adecuadamente ante cualquier accidente/incidente que se presente;
- Responder con acciones predeterminadas y coordinadas en vista de mantener el control del sistema;
- Minimizar el impacto del accidente/incidente a todos los interesados en el normal desenvolvimiento de la compañía;
- Hay que asegurar que toda persona lesionada reciba la adecuada atención médica; y

- Determinar las causas del accidente/incidente y aprender de las mismas como reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

Se preparará un Programa de Prevención de Accidentes (PPA) y Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) los cuales se basan en la posibilidad de que ocurran contingencias provocadas por el manejo de sustancias peligrosas y de la necesidad de contar con un programa adecuado para evitar que estas puedan tener consecuencias de desastre, además se contará con Procedimientos de Atención de Emergencias y Procedimientos Operativos (Manual de Operación).

Los objetivos del PPA son los siguientes:

- Evitar que los accidentes provocados por la realización de actividades altamente riesgosas (AAR), alcance de nivel de desastre.
- Propiciar que quienes realicen actividades de riesgo, comunidad y empresas aledañas, así como autoridades locales, desarrollen una conciencia de alerta continua ante cualquier contingencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- Propiciar un ambiente de seguridad en la comunidad y empresas aledañas a una actividad de alto riesgo.
- Contar con planes, procedimientos, recursos y programas para dar respuesta a cualquier contingencia ocasionada por el manejo de las sustancias peligrosas.
- Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de desastre ocasionado por la liberación de sustancias peligrosas.
- Establecer los mecanismos de comunicación, coordinación y concentración de acciones para incrementar adecuadamente el PPA en la localidad.
- Que las industrias de alto riesgo difundan en la localidad, la información relacionada con las actividades que desarrollan y los riesgos que estas representan para la población, sus bienes y el ambiente, así como los planes, procedimientos y programas con los que se cuenta, para disminuir y controlar dichos riesgos, enfrentar cualquier contingencia y atender desastres provocados por la liberación accidental de sustancias peligrosas.

**Manuales de Operación y Mantenimiento.** Los Manuales de Operación y Mantenimiento se prepararán de acuerdo con todos los Códigos aplicables, las Normas tales como la API, la ASME B31.8, la Ley Mexicana y toda su Reglamentación, y con base en la amplia experiencia derivada de las actividades de operación y mantenimiento de este tipo de Terminales. Estos manuales estarán disponibles antes de la puesta en marcha de la Terminal, se revisarán y actualizarán periódicamente de allí en adelante, con el fin de que siempre reflejen todos los principios de ingeniería aplicables, la experiencia que va adquiriéndose, el conocimiento que se obtiene sobre la Terminal en su operación del día a día, las consideraciones aplicables en materia del manejo de petrolíferos y las condiciones operativas del sistema.

En estos manuales se incluirán todos los planes de mantenimiento predictivo y preventivo y los procedimientos de operación de la terminal y sus instalaciones, los sistemas de comunicaciones y las instalaciones de medición. Cada

componente del sistema se manejará individualmente, incluyendo la siguiente información para cada caso: antecedentes, requisitos reglamentarios y de las normas técnicas, aspectos ambientales, instrucciones y procedimientos técnicos detallados, programas de control y aseguramiento de la calidad, auditorías, aspectos administrativos, etc.

## 10.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 10.7.1 Conclusiones

Ambientalmente hablando, el proyecto cumple con leyes, reglamentos y normas mexicanas relativas. Por las características intrínsecas del proyecto, la empresa se ha propuesto cumplir con los lineamientos Federales y Estatales en Materia de Actividades consideradas como Altamente Riesgosas de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). De acuerdo con los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio, no existen áreas naturales protegidas en el sitio de estudio.

En el diseño, el proyecto se propone dentro de las normas de seguridad vigentes y contará con los medios necesarios para preservar la seguridad de las instalaciones, así como el entorno ecológico a lo largo de su vida útil.

El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales. El diseño empleado minimiza el riesgo.

Durante la identificación de peligros se consideró un total de 7 en base a las consecuencias de interés: Fuga y Derrame.

En el **ANEXO G** se incluye los resultados del HAZOP, así como el listado de los Escenarios de Riesgo que fueron valorados mediante la metodología (F.5 Matrices de Riesgo página 96 y 97) descrita en la Guía Técnica para realizar análisis de Riesgos de Proceso Clave 800-16400-DCO-GT-75 Rev. 0 emitido el día 3 de septiembre de 2010 y desarrollado por la Dirección Corporativa de Operaciones, Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos, mediante la aplicación de la Matriz de Frecuencia contra Consecuencia se puede jerarquizar y obtener un índice de todos los riesgos a los que está sujeta la instalación.

En la 0 y 0se presenta el resumen de los Escenarios de Riesgo representados en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación y las matrices de riesgo.

Los efectos físicos considerados en este estudio son aquellos que resultaron de los escenarios de pérdida de contención (fuga o ruptura) que pueden evolucionar en un derrame, afectaciones por radiación térmica y sobrepresión. En el ANEXO H se muestra el resultado generado por el software ALOHA®.

Del análisis de los resultados se pudo apreciar que los radios de los escenarios probables simulados no rebasan los límites de la Terminal de Almacenamiento y Reparto Sirius Tuxpan, por lo que no ocasionan afectación al entorno.

Por otro lado, los escenarios catastróficos si pueden afectar al entorno natural y social, sin embargo son poco probables, y esto se asegura con las capas LOPA analizadas, por lo que el riesgo se baja a la zona de tolerable.

Figura 85. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

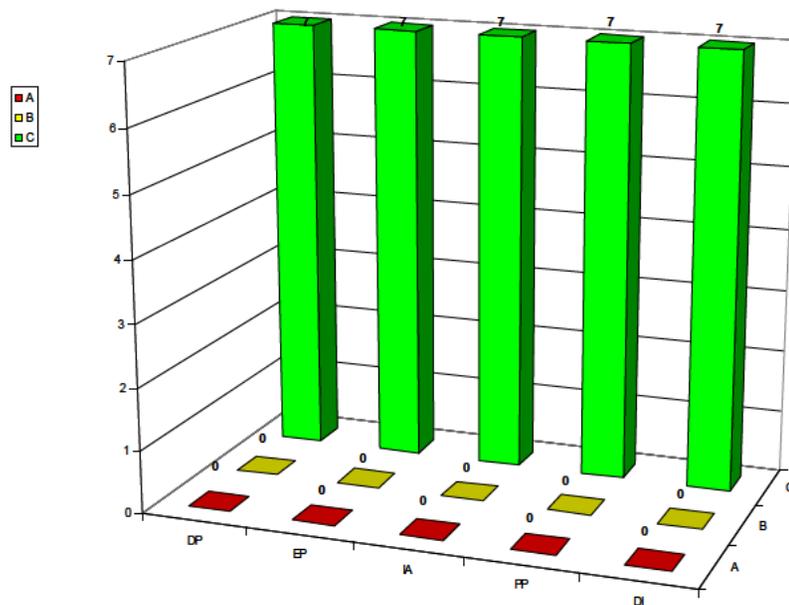


Tabla 130. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
7	7	7	7	7	35
7	7	7	7	7	

### 10.7.2 Recomendaciones

- Una vez operando la TAR se deberá de elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:
  - Inspecciones preventivas de riesgos. Considera la inspección de las siguientes áreas:

- Tanques de Almacenamiento y Tuberías
- Área de Bombas
- Cobertizos Contra incendio
- Llenaderas y descargaderas de autotanques
- Subestaciones Eléctricas y CCM
- Registros Eléctricos.
- Edificios Administrativos, talleres, Almacén y Comedor.
- Recibo y Medición
- Laboratorio
- Autotanques de Reparto Local y Foráneos

La actividad se establece que se debe inspeccionar cada área por lo menos dos veces por año.

- Revisión y conservación de equipo de protección personal.
- Botiquines de primeros auxilios
- Regaderas de agua de emergencia y lavajos
- Equipo autónomo con cilindro de aire comprimido 15 min.
- Trajes de bomberos.
- Equipo de protección personal de acercamiento al fuego

La revisión establecida es semanal.

- Pláticas de seguridad
- Simulacros operacionales
- Pláticas y prácticas contra incendios
- Simulacros contra incendio
- Vigilancia y control de la salud de los trabajadores

2. Se deberá de elaborar un programa de Calibración preventiva de líneas y equipos. Los equipos considerados en este programa son los siguientes:

- Tuberías de casa de bombas a descarga de auto tanques.
- Tubería de casa de bombas a llenaderas de auto tanques.
- Tuberías de recibo de tanques verticales de almacenamiento.
- Tuberías de salida de tanques verticales de almacenamiento
- Casa de bombas (accesorios y partes de bombas).
- Sistemas de protección contra incendio (accesorios y partes de bombas).
- Tuberías red contra incendio.
- Red agua de servicios.
- Tanques verticales de almacenamiento.

- Auto tanques.  
Para esta actividad se establece que se deberán calcular el espesor mínimo requerido y la velocidad de desgaste. Se deberán archivar los resultados en expedientes específicos por circuito, así como los isométricos respectivos.
3. Se deberá de elaborar un programa de Revisión y calibración de niplería. Los equipos considerados en este programa son los siguientes:
- Circuito Gasolina Regular
  - Circuito Gasolina Premium
  - Circuito Diésel
  - Circuito Nafta/Turbosina
  - Circuito Contra incendio
- Para esta actividad se establece que primeramente tendrán que elaborar o actualizar el censo de niplería por circuitos, identificar en los isométricos. Las revisiones deben efectuarse cuando el circuito este fuera de operación. La revisión deberá ajustarse al tiempo programado de paro jerarquizando la niplería por circuitos y equipos críticos, revisándose cada 1.5 años; para equipos no críticos revisar cada 5 años. Registrar la información en formatos específicos.
4. Se deberá de elaborar un programa de Revisión de espárragos en bridas de Tubería.
- Circuito Gasolina Regular
  - Circuito Nafta/Turbosina
  - Circuito Gasolina Premium
  - Circuito Diésel
  - Circuito Contra incendio
5. Se deberá de elaborar un programa de vigilancia e inspección de los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia, dicho programa deberá comprender las siguientes actividades:
- Revisión y Calibración de Válvulas de Seguridad-Relevo.
  - Revisión y Prueba de Protecciones en equipo crítico.
  - Revisión y prueba de detectores de mezclas explosivas.
  - Revisión y prueba de detectores de fuego.
  - Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes.
  - Prueba de Válvulas Checks.
  - Líneas de Producto.
  - Prueba de Alarmas.
  - Alarmas por Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento.

- Revisión y Conservación de Equipo Portátil contra incendio.
  - Revisión y Conservación de Extintores.
  - Revisión y prueba anual de mangueras C.I.
  - Exposímetros, con sus bitácoras de registro de calibración.
  - Revisión y Conservación de Alarmas sectoriales.
  - Revisión y prueba anual de líquido espumante AFFF.
  - Revisión y Conservación de Equipo y Sistema Fijo contra incendio.
  - Red y Válvulas de agua contra incendio, hidrantes y monitores.
  - Tanques para agua contra incendio.
  - Bombas de agua contra incendio.
  - Prueba anual de presión y flujo de bombas contra incendio.
  - Sistemas de anillos de enfriamiento.
  - Sistemas de espuma (presión balanceada).
  - Bombas contra incendio.
  - Cámaras de espuma.
  - Portamangueras contra incendio.
  - Revisión y prueba del sistema de aspersion en casa de bombas, llenaderas y descargaderas.
6. Contar con programas de capacitación al personal de nuevo ingreso, personal de planta, personal técnico y personal operativo.
  7. Contar con programa de capacitación en seguridad para todo el personal.
  8. Contar con programa de capacitación y entrenamiento para emergencias originadas por insumos químicos.
  9. Contar con política o procedimiento que norme o regule el entrenamiento del personal de mantenimiento.
  10. Contar con la información de riesgos e higiene de las sustancias que se manejen.
  11. Contar con políticas corporativas de seguridad y protección ambiental y asegurarse de que todo el personal que labora en la planta las conozca.
  12. Contar con manual de procedimientos de seguridad y protección ambiental donde se contemple capacitación de personal de nuevo ingreso como el que labora en: manejo de materiales peligrosos, selección y dotación de equipo de protección personal, señalización y avisos de riesgos, reporte de condiciones peligrosas, autorización de trabajos peligrosos, reporte e investigación de accidentes, obtención de atención médica y protección ambiental.
  13. Contar con Hojas de Seguridad de las sustancias a manejar en las cuales se describan los procedimientos a realizar en caso de una emergencia donde se especifiquen los riesgos a la salud, incendio o explosión, indicaciones en caso de fuga o derrames, precauciones especiales, los teléfonos a los cuales hay que comunicarse y las propiedades fisicoquímicas del fluido. Las hojas de seguridad deberán colocarse en el lugar donde se maneje cada sustancia.
  14. Colocar señalamientos de seguridad en lugares estratégicos de la Terminal.

15. Contar con equipo de protección personal destinado y ubicado en las áreas donde pueda ocurrir una emergencia y entrenar al personal para su uso adecuado.
16. Contar con programa de comunicación de riesgos y proporcionar información al personal sobre las acciones de emergencias en caso de fugas de materiales peligrosos.
17. Contar con programa de mantenimiento para la protección contra la corrosión de las instalaciones, así como para el mantenimiento de válvulas y accesorios, líneas de transporte, sistemas e instrumentos de control, sistemas y dispositivos de protección y seguridad.
18. Contar con programas de inspección de tuberías donde se aplique la medición de espesores de pared de tuberías, vibración, protección anticorrosiva, protección mecánica, radiografiado de tuberías y pruebas de dureza después de aplicar soldadura, pruebas hidrostáticas antes de instalar tubería nueva.
19. Elaborar Programa de Protección Civil y presentarlo a la autoridad municipal y estatal.
20. Cuando entre en operación el proyecto implantar el Programa para la Prevención de Accidentes.
21. Solicitar al contratista el procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la actividad.
22. Solicitar al constructor los registros de las pruebas radiográficas de la tubería.

---

# CAPÍTULO XI

---

## IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN LAS FRACCIONES ANTERIORES

## 11 IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN LAS FRACCIONES ANTERIORES

### 11.1 Formatos de presentación.

#### 11.1.1 Planos de localización.

Se presentan los planos en planta y de proyecto (**ANEXO B**).

#### 11.1.2 Fotografías.

En el **ANEXO D** se presentan las fotografías más relevantes del sitio del proyecto

#### 11.1.3 Videos.

No se presentan.

### 11.2 Instrumentos metodológicos en Riesgo Ambiental

#### ALOHA

Para la estimación de las consecuencias. Se usó el programa ALOHA (2013) (Areal Locations Of Hazardous Atmospheres 5.4.4), desarrollado por y para la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), ya que es una herramienta para el cálculo de radios de afectación en la preparación y atención de accidentes, donde se ha demostrado que es una herramienta valiosa, toda vez coadyuva en la estimación y administración de recursos y riesgos, mismo caso que cuando se analiza un proyecto que no está en operación y que se desarrolla aún en el nivel ingeniería básica.

ALOHA está diseñado para proporcionar un límite superior cercano a las distancias de amenaza asociadas con derrames químicos. Siempre que la incertidumbre sea inevitable, ALOHA se equivocará a favor de sobreestimar en lugar de subestimar las distancias de amenaza.

### 11.3 Otros Anexos

- ANEXO A.** Documentación Legal del Promovente
- ANEXO B.** Planos de Proyecto
- ANEXO C.** Documentos consultor.
- ANEXO D.** Memoria Fotográfica.
- ANEXO E.** Hojas de Datos de Seguridad de las Sustancias.
- ANEXO F.** Análisis de Riesgo HAZOP.
- ANEXO G.** Resultados de los Modelos de Simulación del Estudio de Riesgo y Planos con los Radios de Afectación.
- ANEXO H.** Anexo Técnico del Estudio de Riesgo.

**ANEXO I.** Listado de Flora y Fauna reportados.

**ANEXO J.** Cartas Temáticas del SA.

#### 11.4 Bibliografía Impacto Ambiental

- \_\_\_\_\_ .2001 Plantas Medicinales Guía México Desconocido. Edición especial Junio
- \_\_\_\_\_ 1964. Contribución al Estudio Ecológico de las zonas Cálido-Húmedas de México. Edit. INIF. S.A.G. México. Publicación especial no.3 Noviembre.
- \_\_\_\_\_ CONAFOR. 2001. Programa Estratégico Forestal para México 2025.190 pp.
- \_\_\_\_\_ Presidencia de la República. 2000 SEMARNAT-CONABIO. Estrategia Nacional sobre Biodiversidad de México.
- Ackerman A. y col., 1983, 1987, 1991. Las Gramíneas de México. Tomos (I-IV). COTECOCA SARH. México
- Alcántara, C. J. L. 1993. Evaluación avifaunística de Veracruz: un análisis de los patrones de distribución espacial para la conservación. Tesis de Maestría. Facultad de Ciencias, UNAM. México. 201 pp.
- Álvarez, A.A. 1994. Distribución espacio-temporal de una comunidad de aves de playa (Aves: Charadriiformes) en una franja costera del Municipio de Ursulo Galván, Veracruz. Tesis de Licenciatura. Facultad de Biología, Universidad Veracruzana, Xalapa, Veracruz, México.
- Autores varios. 1970. Index Kewensis. Tomos I-XV. 1886-1970. Edit. Oxford University Press. London.
- Bailey L. 1969. Manual of Cultivated Plants. Edit. The MacMillan company. U.S.A.
- Bezaury-Creel J. E. 2009. El Valor de los Bienes y Servicios que las Áreas Naturales Protegidas Proveen a los mexicanos.
- Bravo H. 1978. Las Cactáceas de México. Edit. UNAM. México
- Casas Andreu, G. Reyna Trujillo, T. (1990), "Provincias herpetofaunísticas" en Herpetofauna (Anfibios y reptiles). IV.8.6. Atlas Nacional de México. Vol. II. Escala 1:8,000,000. Instituto de Geografía, UNAM. México.
- Ceballos H., Howell S., Ramos, M., Swift, B., 2000. Aves comunes de México. Editorial Diana. México, D.F.
- Ceballos, G. Oliva, G. 2005. Los Mamíferos Silvestres de México. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. Fondo de Cultura Económica. México.
- CENAPRED 2001. Diagnóstico de peligros e identificación de riesgos de desastres en México. México, D.F.
- Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2008). Buscador de trayectorias de ciclones. Obtenido de CENAPRED: [www.cenapred.unam.mx](http://www.cenapred.unam.mx).
- Centro Nacional de Prevención de Desastres. (2010). Buscador de trayectorias de ciclones. Obtenido de CENAPRED: [http://geografica.cenapred.unam.mx/Boletin\\_Sig/Consultas/consulta.jsp?seleccion=25](http://geografica.cenapred.unam.mx/Boletin_Sig/Consultas/consulta.jsp?seleccion=25).
- COADS en CD-ROM Vol 5. Climate and Eastern Ocean Systems (CEOS) Program.
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), (1997). "Provincias biogeográficas de México". Escala 1:4,000,000. México
- Conesa Fernández.- Vítora, V. 2000. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental. 3era edición. Ediciones Mundi-Prensa. España.
- DETENAL, 1979. Descripción de la Leyenda de la Carta Edafológica Detenal. Dirección General de Estudios del Territorio Nacional. México, D.F.
- DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN. Norme Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010. Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestre-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.

- Endemismos de acuerdo a Flores V., O. 1993. Herpetofauna mexicana. Lista anotada de las especies de anfibios y reptiles de México, cambios taxonómicos recientes y nuevas especies. Carnegie Mus. Nat. Hist. Special Pub. 17 pp.
- Espejo A. y López A. 1993. Las Monocotiledóneas Mexicanas Una Sinopsis Florística lista de referencia parte I y II. Conejo Nacional de la Flora de México A.C. UAMI. y CONABIO. México.
- Flores-Villela, O. y J. Canseco-Martínez. 2004. Nuevas especies y cambios taxonómicos para la Herpetofauna de México. Acta Zoológica Mexicana (nueva serie). 20(2):115-144.
- Fryxell P. 1988. Sistemática Botánica monographs (Malvaceae). Edit. University of Michigan Herbarium. Michigan.
- Gallina, T. S. y López G. C. 2011. Manual de técnicas para el estudio de la Fauna. Volumen I. Instituto de Ecología, A. C. (INECOL). Universidad Autónoma de Querétaro, México. 377 pp.
- GARCIA, E. 1981. Modificaciones al Sistema de Clasificación Climática de Koeppen (para adaptarla a las condiciones de la República Mexicana). 2ª. Edición Instituto de Geografía. México.
- García, E. 1998. Climas (clasificación de Köppen, modificado por García). Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). Escala 1:1,000,000. México
- Gómez-Pompa, A., T. Krömer y R. Castro-Cortés (coords.) 2010. Atlas de la flora de Veracruz. Un patrimonio natural en peligro. Gobierno del Estado de Veracruz y Universidad Veracruzana. Xalapa, México. 528 pp.
- González C. A., C. A. Delfín-Alfonso. 2016. Mamíferos de Veracruz, México. Instituto de Investigaciones Biológicas Universidad Veracruzana. Av. Luis Castelazo s/n Col. Industrial Animas, Xalapa Veracruz, México, C. P. 91190. E-mail: agonzalez@uv.mx.
- Hernández Fernández Santiago. 1995. Ecología para ingenieros. El impacto ambiental. Colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos. Colección SEINOR N° 2.España.
- Howell, S. N. G., Webb, S. 2004. A Guide to the Birds of Mexico and Northern Central America. Oxford.
- Howell, S.N.G. y S. Webb. 1995. The Birds of Mexico and Northern Central America. Oxford University Press. New York, USA. 851 pp.
- INE, Situación actual y perspectivas de los cinturones verdes en los puertos industriales, Biblioteca del INE, AE 002173, 1983.
- INEGI, CONABIO e INE. 2008. "Ecorregiones Terrestres de México". Escala 1:1,000,000. México
- INEGI. 1985. Carta edafológica. Escala 1:250,000. México. D.F.
- INEGI. 1988. Carta geológica. Escala 1:250,000. México. D.F.
- INEGI. 1999. Carta uso del suelo y vegetación. Escala 1:250,000. México. D.F.
- INEGI. 2002. Carta topográfica. Escala 1:50,000. México. D.F.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (México). Guía para la interpretación de cartografía: uso del suelo y vegetación: escala 1:250, 000: serie VI / Instituto Nacional de Estadística y Geografía.-- México: INEGI, c2017. vii, 204 p.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA, GEOGRAFIA E INFORMATICA (INEGI). Cartas climatológica, topográfica, edafológica, y de uso del suelo.
- Lara-Lara J.R. et al. 2008. Los ecosistemas costeros insulares y epicontinentales, en Capital natural de México, Vol. I Conocimiento actual de la biodiversidad. CONABIO. México, pp109-134.
- León J. 1978 Botánica de los cultivos tropicales. Instituto Interamericano de Cooperación para la agricultura San José Costa Rica.432pp.
- LEOPOLD, A. S. 1977. Fauna Silvestre de México. Edit. Instituto de Recursos Naturales Renovables.

- Leopold, A. S. 1982. Fauna Silvestre de México. Aves y Mamíferos de caza. Reimpresión. Editorial Pax. México.
- Long R.W. & o. Lakela .1971. A Flora of Tropical Florida A Manual of the Seed Plants and Ferns of Southern Peninsular Florida. University of Miami Press Coral Gables Florida, U.S.A.
- Lot. A., Novelo A. y Ramírez P. 1986. Listados Florísticos de México V. Angiospermas. Acuáticas Mexicanas 1. UNAM Instituto de Biología México.
- Lugo, H. J. y F. C. Córdova, 1992, Regionalización geomorfológica de la República Mexicana, Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía, UNAM, núm. 25, pp. 25-63.
- McVaugh R. 1983. Flora Novo-Galiciana. Vol. 14 (Gramineae). Edit. University of Michigan. U.S.A.
- McVaugh R. 1984. Flora Novo-Galiciana, Vol. 2 (Compositae). Edit. University of Michigan. U.S.A.
- Morrone, Juan J. Hacia una síntesis biogeográfica de México. Rev. Mex. Biodiv. [online]. 2005, vol.76, n.2 [citado 2018-06-22], pp.207-252. Disponible en: <[http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1870-34532005000200006&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1870-34532005000200006&lng=es&nrm=iso)>. ISSN 2007-8706.
- National Geographic. 2002. Birds of North America. National Geographic Society, 4th edition, Washington D. C. 480 pp.
- Niembro Rocas, Anibal. 1986. Árboles y arbustos útiles de México. Universidad Autónoma de Chapingo. Departamento del bosque. Limusa. México, D.F.
- Peterson, R. T., Chalif, E. L. 1998. Aves de México. Edit. Diana. México, D. F. 473 pp.
- Portilla-Ochoa, E., & Hernández-Meza., A. S.-H. (2005). El impacto de los huracanes en la biodiversidad del estado de Veracruz. Obtenido de [http://www.ciesas-golfo.edu.mx/inundaciones/PDF/07\\_IMPACTO.pdf](http://www.ciesas-golfo.edu.mx/inundaciones/PDF/07_IMPACTO.pdf).
- RAMIREZ, P.J. *et al.* 1986. Guía de los Mamíferos de México. Edit. UAM Ixtapalapa.
- Reid, F. A., 1997. A field guide to the mammals of Central America and southeast México. Oxford University Press. New York.
- Reyes-Ortiz, José Luis, González-Gándara, Carlos, Domínguez-Barradas, Consuelo, & Cruz-Morales, Gerardo Eliseo. (2017). Estructura de la vegetación litoral del municipio de Tuxpan, Veracruz, México. Polibotánica, (43), 103-123. <https://dx.doi.org/10.18387/polibotanica.43.5>
- RZEDOWSKI, J. 1978. Vegetación de México. Editorial Limusa.
- Rzedowski, J., 2006. 1ra. Edición digital, Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad de México.
- Sarukan, J. Pennington. T.D. 1968 Manual para la identificación de campo de los principales árboles tropicales de México. México, D.F.
- Sarukhán, J., et al. 2009. Capital natural de México. Síntesis: conocimiento actual, evaluación y perspectivas de sustentabilidad. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad, México.
- SEDUE. 1992. Ordenamiento Ecológico General del Territorio del País.
- SEDUE.1989. Información básica sobre las áreas naturales protegidas. Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología. Dir. Gral. de Cons. Ecol. De los Rec. Nats. México, D. F.
- SEMARNAT, 2009. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Internet.
- SEMARNAT. 2009. Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Internet.
- Standley P. 1982, Trees and Shrubs of México. Edit. Strauss & Cremer Germany.

- TAMAYO, J.L. 1962. Geografía General de México. Tomos I, II y III.
- Taxa a nivel órdenes y subórdenes tomado de Dundee, 1989; Taxonomía basada en Flores-Villela, O. y L. Canseco-Márquez. 2004. Nuevas especies y cambios taxonómicos para la herpetofauna de México. Acta Zoológica Mexicana 20(2):115-144 (2004).
- Vázquez G. J.A., R. Cuevas G. T. S., Cochrane, H. H. Iltis, F. J. Santana M. L. Guzmán H. 1995. Flora de Manantlán. Jal. Universidad de Guadalajara-IMECIBIO/ University of Wisconsin-Madison.
- Víctor Manuel y María de Jesús Ordóñez. 2009. Zonas ecológicas de México. Extraído de los proyectos A006 y E021: "Diagnóstico de los escenarios de la biodiversidad en México", fases 1y 2. Escala 1: 1,000,000. Centro de Ecología, UNAM. El proyecto fue financiado por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad.
- Villa, R. B. 1966. Los Murciélagos de México. Instituto de Biología. UNAM.
- X Reunión de la Red de Popularización de la Ciencia y la Tecnología en América Latina y el Caribe. (RED POP - UNESCO) y IV Taller "Ciencia, Comunicación y Sociedad". San José, Costa Rica, 9 al 11 de mayo, 2007.
- X Reunión de la Red de Popularización de la Ciencia y la Tecnología en América Latina y el Caribe. (RED POP - UNESCO) y IV Taller "Ciencia, Comunicación y Sociedad". San José, Costa Rica, 9 al 11 de mayo, 2007.

### 11.5 Bibliografía riesgo

- ACQUIM (2000). Base de datos de Accidentes Químicos en fuentes fijas y móviles. Área de Riesgos Químicos, CENAPRED-SEGOB. México.
- AGUILAR, M. (1999). Riesgo ambiental (por accidentes tecnológicos graves). División de Educación Continua. Palacio de Minería, Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F.
- AIChE (1994). Guidelines for evaluating the characteristics of vapor cloud explosions, flash fires, and BLEVEs. Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers. New York, USA.
- BRIGGS, G. A. (1973). Diffusion estimation for small emissions. ATDL Contribution File No. 79. Atmospheric Turbulence and Diffusion Laboratory.
- BUTRÓN S., J.A. (1995). Explosiones debidas a nubes de vapor no confinadas (UVCE). V Congreso Nacional de Ecología Industrial. Hotel María Isabel Sheraton, 26 de Julio de 1995. México, DF.
- BUTRÓN S., J.A. (1996). Análisis de nubes explosivas. Curso de Análisis de Riesgos. PUMA – UNAM. México.
- CASSIDY, K. (1999). Consequence Assessment: How far is far enough? International Conference and Workshop on Modeling the Consequences of Accidental Releases of Hazardous Materials, San Francisco, Cal. USA.
- DAISH, N. C., BRITTER, R.E., LINDEN, P. F., JAGGER, S. F., CARISSIMO, B. (1999). SMEDIS: Scientific model evaluation techniques applied to dense gas dispersion models in complex situations. International Conference and Workshop on Modeling the Consequences of Accidental Releases of Hazardous Materials, San Francisco, Cal. USA.
- Dowa. Dow's Process Safety Guide (1981). Cuarta Edición. Ed. Dow Chemical Co. Midland, EUA.
- Dowb. Dow's Fire and Explosion Index, Hazard Classification Guide (1981). Quinta Edición. Ed. American Institute of Chemical Engineers.
- DUISER, J. A. (1989). Radiation of heat. Method for the calculation of the physical effects of the escape of dangerous materials (liquids and gases). Report of the Committee for the Prevention of Disasters, Ministry of

Social Affairs. The Netherlands, 2nd. Edition.

- FEMA. Federal Emergency Management Agency (1990). Risk Analysis. Emergency Management Institute. National Emergency Training Center. EUA.
- Fuentes-Bargues, J. L., González-Cruz, M. C., González-Gaya, C., & Baixauli-Pérez, M. P. (2017). Risk Analysis of a Fuel Storage Terminal Using HAZOP and FTA. International journal of environmental research and public health, 14(7), 705. doi:10.3390/ijerph14070705.
- GNOME 1.3.10 (General NOAA Operational Modeling Environment). Disponible en <https://gnome.orr.noaa.gov/>
- ITSEMAP (1995). Curso sobre Análisis de Riesgos. Edit. MAPFRE, 1ª sección, Madrid, marzo, pp.12.
- JOHNSON, D.M., PRITCHARD, M. J., WICKENS, M. J. (1990). Large scale catastrophic releases of flammable liquids. Commission of the European Communities Report Contract No. EV4T.0014.UK (H)
- Jones, R., W. Lehr, D. Simecek-Beatty, R. Michael Reynolds. 2013. ALOHA® (Areal Locations of Hazardous Atmospheres) 5.4.4: Technical Documentation. U. S. Dept. of Commerce, NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 43. Seattle, WA: Emergency Response Division, NOAA. 96 pp.
- LEES, F. P. (1991). Loss prevention in the process industries. Vol. 1. Butterworth – Heinemann Ltd. Great Britain.
- LEWIS, D. J. (1979). The Mond Fire and Explosion Index Applied to Plant Layout and Spacing. Thirteenth Loss Prevention Symposium, New York, AIChE.
- LGEEPA (1996). Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente. Diario Oficial de la Federación. 13 de diciembre de 1996.
- LI MULLER, A., MARSH, M. (1994). Guidance for the use of risk assessments in site clean ups in Ontario. - - Proposed draft-. Ontario Ministry of the Environment and Energy (OMEE). May.
- MARSHALL, V.C. (1977). How lethal are explosions and toxic escapes Chemical Engineering Lond., 323, (573)?
- MARTIN, D. O (1976). The change of concentration standard deviation with distance. Journal of the Air Pollution Control Association, 26 (2).
- MASTERS, G. M. (1990) Introduction to environmental engineering and science. Prentice Hall, Englewood, New Jersey.
- MOEE. Ontario Ministry of Environment an Energy (1995). Guideline for use at contaminated sites in Ontario. ISBN 0-7778-4052-9. Ontario.
- MONTAGUE, D. F. (1990) Process risk evaluation- What method to use? Reliability Engineering and System Safety, Vol. 29. Park Center, Knoxville, Tennessee, USA. pp. 27-53.
- MONTAGUE, D. F. (1990). Process risk evaluation. What method to use?
- MORTON, B. R., TAYLOR, G. I., TURNER, J. S. (1956). Turbulent gravitational convection from maintained and instantaneous sources. Process Royal
- PEMEXa. Petróleos Mexicanos (1998). Comité Inter organismos de Ductos. Tercer Congreso y Expo International de Ductos. Memorias técnicas. Vol. I. México.
- PEMEXb. Petróleos Mexicanos (1998). Memoria de labores 1998. México.
- PETERSON, W. B. (1978) User's Guide for PAL – A Gaussian Plume Algorithm for Point, Area, and Line Souces. U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC. USA.
- PICCININI, H. (1998). Memorias del Curso de Análisis de Riesgos en Instalaciones Industriales. CENAPRED -

SEGOB, México.

- PUMA. Programa Universitario del Medio Ambiente (1995). Apuntes del Curso "Administración y análisis de riesgo". UNAM, México.
- Reliability Engineering and System Safety. Vol. 29. Park Center, Knoxville. Tennessee. USA.
- SEGUNDO LISTADO DE ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS (1992). Diario Oficial de la Federación. 4 de mayo de 1992. México.
- SILANO, V (1988). Evaluación de riesgos para la salud pública asociados con accidentes causados por agentes químicos. OPS, OMS. Ginebra, Suiza.
- U.S. EPAa (Environmental Protection Agency) (1995). Hazard Assessment Course Schedule, Notas del curso. USA.
- U.S. EPAb (Environmental Protection Agency) (1997). Handbook of Chemical Hazards Analysis Procedures. USA.
- UNEPa (1990). APELL: Concientización y preparación para emergencias a nivel local. Un proceso para responder a los accidentes tecnológicos. PNUMA.
- UNEPb. (1992). APELL: Hazard Identification and Evaluation in a Local Community. United Nations Environment Programme. Programa APELL. Francia, 1992.
- YellowBook (1988), Methods for the calculation of physical effects of the release of dangerous materials (liquids and gases) 2nd ed., 1988), published by Directorate General of Labour; English version, 1992).
- ZAGAL, J. (1996). Método de evaluación de riesgos en accidentes químicos. Memorias del Simposio regional sobre preparativos para emergencias y desastres químicos: Un resto para el siglo XXI. OPS / OMS. División de Salud y Ambiente. México.

## 11.6 INTERNET

- CONABIO - AvesMX © 2015
- CONABIO – NaturalistaMX © 2018
- Página del Comisión Nacional para el Conocimiento y uso de la Biodiversidad, [www.conabio.gob.mx](http://www.conabio.gob.mx)
- Página de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [www.semarnat.gob.mx](http://www.semarnat.gob.mx)
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, [www.inegi.org.mx](http://www.inegi.org.mx)