ÍNDICE DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

IX. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 1
IX.1. Antecedentes 1
IX.2. Naturaleza del proyecto 2
IX.3. Selección del sitio 2
IX.4. Ubicación física del proyecto y planos de localización 4
IX.5. Inversión requerida 5
IX.6. Dimensiones del proyecto 5
IX.7. Códigos o estándares de diseño y construcción 6
IX.7.1. Acrónimos y Abreviaciones 6
IX.7.2. Diseño, Códigos y normas 6
IX.7.3. Materiales, códigos y normas 6
IX.7.4. Leyes, Reglamentos. 8
IX.7.5. Energía Eléctrica 9
IX.7.6. Clasificación del área 10
IX.7.7. Cumplimiento y certificaciones 10
IX.7.8. Instrumentos 10
IX.7.9. Normas Oficiales Mexicanas. 13
IX.7.10. Normas NFPA 14
IX.8. Planos 15
X. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO 17
X.1. Principales áreas dentro de la terminal 17
X.2. Esquema general de operación 17
X.3. Área 001 Recepción – Entrega En Muelle 17
X.4. Área 002 Almacenamiento 20
X.5. Área 003 Autotanques 22
X.6. Área 006 Contra Incendio 24
X.7. Área 007 Servicios Auxiliares 24
X.8. Descripción de la Operación y de los Equipos 26
X.9. Tanques de Almacenamiento 32
X.10. Autotanques 34
X.11. Proceso de llenado de autotanque. 34
X.12. Descarga de productos de autotanques 39
X.13. Descarga de tanque Transmix a autotanque 40

X.14. Descripción de operación del sistema de llenado de autotanque. 40
X.15. Servicios Auxiliares..... 41
X.15.1. Sistema de agua de servicios 41
X.15.2. Sistema de aire comprimido 43
X.15.3. Sistemas de tratamiento aceitoso..... 45
X.15.4. Sistema de tratamiento de agua residual sanitaria..... 46
X.16. Sistema contra incendio 46
X.17. Mantenimiento 57
X.18. Seguridad de en proceso y protección ambiental 59
X.18.1. Sistemas de detección y alarma 59
X.19. Sistemas, instalaciones y equipos de protección ambiental 72
X.19.1. Unidad de recuperación de vapores SRV-7350 72
X.19.2. Fosa API 74
X.19.3. Almacén de residuos peligrosos. 74
XI. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO 76
XI.1. Clima..... 76
XI.2. Presión Atmosférica..... 76
XI.3. Precipitación. 76
XI.4. Humedad Relativa. 77
XI.5. Vientos. 78
XI.6. Otros fenómenos meteorológicos. 78
XI.7. Tormentas y Huracanes. 79
XI.8. Calidad del Aire. 80
XI.9. Geología y geomorfología 81
XI.9.1. Orografía. 81
XI.9.2. Provincia y subprovincia fisiográfica. 81
XI.9.3. Geología..... 82
XI.10. Uso del suelo y vegetación. 84
XI.11. Morfología Costera. 85
XI.12. Hidrología superficial y subterránea 85
XI.12.1. Hidrología superficial. 85
XI.12.2. Oceanografía 89
XI.13. Fenómenos Naturales 94
XI.13.1. Fallas y Fracturas..... 94

XI.13.2. Sismos. 94
XI.13.3. Tsunamis o Maremotos. 95
XI.13.4. Vulcanismo..... 95
XI.13.5. Flujos..... 95
XI.13.6. Hundimientos. 95
XII. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS..... 97
XII.2. Sustancias, materiales y productos peligrosos relativos al proceso 98
XII.3. Antecedentes de incidentes y accidentes de proyectos y/o instalaciones similares 100
XII.3.1. Puerto Rico, 2009. 100
XII.3.2. Guam, accidente del 2002. 101
XII.3.3. Texas City, accidente de 2005..... 101
XII.3.4. Incidente en el depósito de Buncefield (2005)..... 101
XII.3.5. Incidente en Denver (1991). 102
XII.3.6. Incidente en Netherlands (1968)..... 102
XII.3.7. Incidente en New Jersey (1983). 103
XII.3.8. Incidente en Oklahoma. 104
XII.3.9. Barco Quetzalcóatl..... 104
XII.3.10. Orion, 2001 105
XII.3.11. Incidente de San Juan 105
XII.3.12. Incidente en Puertollano. 106
XII.3.13. Derrames de gasolina y diesel en mar 106
XII.4. Literatura referente a las frecuencias de accidentes..... 108
XIII. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS..... 111
XIII.1. Metodología para el análisis de riesgo 111
XIII.2. Análisis cualitativo de riesgo 111
XIII.2.1. Identificación de peligros y evaluación de riesgos..... 111
XIII.2.2. Selección de método de identificación de peligros 112
XIII.2.3. Resultados de la identificación de peligros..... 115
XIII.2.4. Escenarios de peligro identificados 117
XIII.2.5. Jerarquización de escenarios de peligros..... 118
XIII.3. Análisis cuantitativo de riesgo 120
XIII.3.1. Análisis detallado de consecuencias 120

XIII.3.2. Análisis detallado de frecuencias 123
XIII.3.3. Representación en planos de los resultados la simulación de consecuencia 132
XIII.4. Análisis de riesgo 141
XIII.4.1. Criterios de riesgos 141
XIII.4.2. Recursos técnicos de control y prevención que se aplicarán en el diseño y construcción 146
XIII.4.3. Reposicionamiento de escenarios de riesgo 152
XIII.4.4. Análisis de vulnerabilidad 153
XIII.5. Determinación de medidas de reducción de riesgo 155
XIII.5.1. Nivel integral de seguridad (SIL) 156
XIII.5.2. Análisis de capas de protección (LOPA) del proyecto y/o instalación. 157
XIV. ADMINISTRACIÓN DE RIESGO 159
XV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 161
XV.1. Conclusiones 161
XV.2. Recomendaciones 162
XVI. INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS 167
XVI.1. Instrumentos metodológicos 167
XVI.2. Elementos técnicos 167
XVI.3. Referencias bibliográficas 167
XVI.4. Anexos 171

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de superficies del proyecto 5
Tabla 2. Brazos de descarga de buquetanque. 19
Tabla 3. Distribución de Tanques de Almacenamiento. 20
Tabla 4. Características tanques 21
Tabla 5. Flujo de Carga a Buquetanques. 32
Tabla 6. Distribución de Tanques de Almacenamiento. 32
Tabla 7. Flujo de Carga de Autotanques. 36
Tabla 8. Bombas en operación por brazos de descarga operando. 37
Tabla 9. Sistema de Agua de Servicios. 41
Tabla 10. Sistema de Aire de Planta. 43
Tabla 11. Áreas de Servicio del Sistema de Espuma 51
Tabla 12. Sistemas de detección 54
Tabla 13. Tonos y Mensajes 61
Tabla 14. Climograma Topolobampo, Sin. (Estación 00025098) 1951-2010 77
Tabla 15. Frecuencia de los eventos meteorológicos extraordinarios que afectaron las costas de Sinaloa. (1951 - 2008). 80
Tabla 16. Principales elevaciones 81
Tabla 17. Fisiografía de Ahome (INEGI) 82
Tabla 18. Geología Mpio. Ahome, Sin. 82
Tabla 19. Suelos predominantes en Ahome 84
Tabla 20. Regiones, cuencas y subcuencas hidrológicas 86
Tabla 21. Sustancias de mayor índice de accidentes 98
Tabla 22. Características de los Hidrocarburos. 99
Tabla 23. Nodos empleados en el desarrollo de la metodología del HazOp con grupo multidisciplinario 114
Tabla 24. Tabla 12. Cuantificación de Riesgos de las Desviaciones 116
Tabla 25. Escenarios propuestos 117
Tabla 26. Resumen de resultados de los modelos de simulación 122
Tabla 27. Símbolos usados en el FTA 124
Tabla 28. Frecuencias para pérdidas de contención (fugas, derrames) en tanques atmosféricos 125
Tabla 29. FTA, análisis 1 126
Tabla 30. FTA, análisis 2 128

Tabla 31. FTA, análisis 3 129
Tabla 32. FTA, análisis 4 130
Tabla 33. Categorías de consecuencias 143
Tabla 34. Resumen de la evaluación de riesgos 144
Tabla 35. Resultados de la evaluación de riesgo 145
Tabla 36. Reposicionamiento de escenarios de riesgo 152
Tabla 37. Resumen del reposicionamiento de escenarios 153
Tabla 38. Análisis de vulnerabilidad de las instalaciones de la TRT (metros de distancia al escenario) 154
Tabla 39. Análisis de capas de protección (LOPA) 157
Tabla 40. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA 162

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de áreas principales 5
Figura 2. Diagrama de flujo 17
Figura 3. Distribución de tanques y área en general 18
Figura 4. Presión barométrica, Topolobampo, Sin. 76
Figura 5. Humedad Relativa en el Puerto de Topolobampo, Sin. 77
Figura 6. Rosa de viento 78
Figura 7. Frecuencia de presencia de eventos meteorológicos extraordinarios presentados en las costas del Océano Pacifico (1970 - 2008). 79
Figura 8. Orografía 81
Figura 9. Fisiografía de Ahome 82
Figura 10. Geología de Ahome (INEGI) 83
Figura 11. Suelos predominantes en Ahome 84
Figura 12. Hidrografía de Ahome 86
Figura 13. Ríos Fuerte y Sinaloa 87
Figura 14. Tipo de descargas de agua al sistema lagunar 88
Figura 15. Distribución de materiales del fondo marino 89
Figura 16. Dirección del oleaje 90
Figura 17. Perfil de mareas 91
Figura 18. Corrientes en reflujo o bajamar, B. de Ohuira 92
Figura 19. Corrientes en flujo o pleamar, B. de Ohuira 92
Figura 20. Movimientos de mareas en el sistema lagunar 93
Figura 21. Geología, fallas en la zona del proyecto 94
Figura 22. Registro de epicentros, frente a las costas del municipio de Ahome 95
Figura 23. Metodología de estudio 97
Figura 24. Proceso de análisis que se llevará a cabo 111
Figura 25. Selección de método de identificación de peligros 112
Figura 26. Procedimiento para el análisis HazOp 113
Figura 27. Esquema simplificado del proceso y los nodos asociados (Tabla 23.) 115
Figura 28. Relaciones entre frecuencia y magnitud de las consecuencias 119
Figura 29. Selección de método de estimación de consecuencias 120
Figura 30. Selección de método análisis detallado de frecuencias 123

Figura 31. Árbol de fallas, análisis 1 127
Figura 32. Árbol de fallas, análisis 1 128
Figura 33. Árbol de fallas, análisis 3 129
Figura 34. Árbol de fallas, análisis 4 131
Figura 35. Caso F. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 3 y 5 132
Figura 36. Caso F. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 3 y 5 133
Figura 37. Caso K. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 9 y 10 134
Figura 38. Caso H (I). Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 4 y 6 (8) 135
Figura 39. Caso H (I). Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 4 y 6 (8) 136
Figura 40. Caso E. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 1,3 y 5 137
Figura 41. Caso G. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 2 138
Figura 42. Caso J. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 7 139
Figura 43. Casos A, B, C y D. Escenario para efectos del viento y la marea en la dispersión de hidrocarburos: Nodos 1, 3, 5 y 11 140
Figura 44. Selección de método para evaluación de riesgo 141
Figura 45. Categorías de frecuencia 144
Figura 46. Resumen de la evaluación de riesgos 144
Figura 47. Resumen del reposicionamiento de escenarios 153
Figura 48. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA 158
Figura 49. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA 162

IX. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

IX.1. Antecedentes

El abasto oportuno y suficiente de petrolíferos a la población, ante la apertura del mercado de combustibles a la competencia, es una prioridad de la política energética. Petróleos Mexicanos ha sido el garante del suministro al país por casi ochenta años y ahora, al abrirse el sector a nuevos participantes, compartirá esta obligación con empresas privadas que participen en el mercado.

El Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013 (Reforma Energética), modificó de manera estructural las bases y la normatividad aplicable para el suministro de los productos obtenidos a partir de la refinación del petróleo que rigió a nuestro país por más de 75 años. La Reforma Energética abrió la posibilidad para que el sector privado, tanto nacional como extranjero, invierta en toda la cadena de valor de hidrocarburos, que incluye la exploración, extracción, importación, refinación, almacenamiento, transporte, comercialización, distribución y expendio al público.

De acuerdo con el Art. 80 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía (SENER) tiene el mandato de "determinar la política pública en materia energética aplicable a los niveles de Almacenamiento y a la garantía de suministro de Hidrocarburos y Petrolíferos, a fin de salvaguardar los intereses y la seguridad nacionales.

El concepto de seguridad energética abarca elementos de corto y largo plazo. La seguridad energética de un país puede concebirse como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a precios asequibles. Este hecho implica la coexistencia de tres elementos fundamentales:

- Un número de oferentes que satisfagan la demanda a precios competitivos.
- Infraestructura que permita almacenar y transportar los productos del lugar donde se producen o se importan a los puntos de consumo, lo que implica inversiones de largo plazo.
- La capacidad de respuesta a variaciones relevantes de corto plazo, tanto en la demanda como en la oferta de hidrocarburos.

Una de las vías para reforzar la seguridad energética a nivel internacional es la creación de almacenamiento de hidrocarburos estratégico a cargo del Estado, así como la existencia de inventarios comerciales. La política aquí propuesta integra ambos conceptos. Establece niveles mínimos de almacenamiento aplicables a inventarios comerciales, cuyo carácter será estratégico, toda vez

que garantizarán el abasto al país durante un periodo de tiempo suficiente para que, aun en caso de emergencia en el abasto, pueda obtenerse suministro de una fuente adicional. Los inventarios mínimos podrán ser utilizados únicamente cuando el Consejo de Coordinación del Sector Energético (CCSE) emita una declaratoria de emergencia.

Las directrices generales de la Política Nacional de Almacenamiento contribuirán al desarrollo de un mercado con suministro confiable de productos petrolíferos y propiciarán certidumbre entre los inversores y la población en general y sentará las bases para el desarrollo de un mercado robusto y competitivo.

Hasta antes de la Reforma Energética, el sector de los petrolíferos operó de manera histórica bajo la figura de un monopolio del Estado, que tenía consigo la obligación de ser el garante del suministro a cualquier costo. Con la implementación de la Reforma Energética, se hace necesaria la existencia de una política pública que permita una transición ordenada para migrar de un monopolio legal a un mercado competido, priorizando y preservando el abasto a la población.

IX.2. Naturaleza del proyecto

En base a lo anterior, se ha detectado la oportunidad de construcción de una nueva Terminal de Almacenamiento y Distribución de Petrolíferos que se localizará en el municipio de Ahome, al norte del estado de Sinaloa, particularmente se localizará en la bahía del poblado de Topolobampo.

Infraestructura Energética Nova (IEnova) obtuvo la adjudicación para construir y operar una terminal portuaria de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos y combustibles para la Administración Portuaria Integral (API) de Topolobampo, en Sinaloa, con una inversión de 176.4 millones de dólares, aproximadamente 3,517,13 millones de pesos mexicanos en Diciembre, 2018, alcanzará en su primera etapa una capacidad de 1.16 millón de barriles de almacenamiento principalmente de gasolinas y diesel, equivalente a 5.8% de la capacidad nacional con que cuenta Petróleos Mexicanos (Pemex).

IEnova Petrolíferos IV, será responsable de la total implementación del proyecto, incluyendo la obtención de contratos comerciales con usuarios, permisos, ingeniería, procura, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento de la terminal, se prevee la puesta en marcha del proyecto en el último trimestre del 2020.

IX.3. Selección del sitio

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

[redacted]

[redacted]

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

[redacted]

iii) Prestar los servicios portuarios que se mencionan en el artículo 44, fracción III, de la Ley de Puertos, dentro de la terminal.

El área donde se pretende ubicar el proyecto se [redacted]

En el área de interés se llevó a cabo la obra de relleno para ganar terrenos al mar, autorizado por SEMARNAT de acuerdo con el resolutivo de Impacto ambiental No. S.G.P.A.-DGIRA.-DG.-3098/07, fechado el 17 de diciembre del año 2007.

De igual forma el dragado del canal de navegación aledaño al sitio del proyecto, fue evaluado y cuenta con el resolutivo de Impacto ambiental No. S.G.P.A.-DGIRA.-DG.-0448.08, fechado el 15 de febrero del año 2008.

Posteriormente se solicitó una ampliación del 1er resolutivo para efectuar un enrocamiento como medida de protección ya que las obras de relleno fueron detenidas temporalmente por falta de recursos económicos.

En un tercer proyecto se continuo con el relleno o terrenos ganado al mar que fue evaluado y cuenta con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2244.10 de fecha 7 de marzo de 2010 que autorizó, de manera condicionada, la construcción del entonces proyecto “Ampliación de muelle de atraque en la zona suroeste del Puerto de Topolobampo, Sinaloa”, promovido por la Administración Portuaria Integral de Topolobampo.

Por los antecedentes mencionados, es evidente que el proyecto se inserta en el Programa Maestro de Desarrollo de la API, mismo que se encuentra alineado al Plan Nacional de Desarrollo y tiene firmes bases en los programas nacionales, estatales y municipales, así como el soporte legal y fundamentado en los ordenamiento ecológicos aplicables que se describen en mayor detalle en el Capítulo 3 de este documento, toda vez que el proyecto en toda su superficie, se promueve dentro del recinto portuario.

Otros criterios de selección son los siguientes:

- Seguridad para las instalaciones.
- Cubre una necesidad estratégica regional
- Excelente comunicación terrestre (carreteras y vías férreas), aérea y marítima.
- Vocación industrial del suelo.
- Cuenta con todos los servicios requeridos.
- No hay Áreas Naturales comprometidas o en conflicto, que se vean afectadas directa o indirectamente.
- No hay afectaciones al entorno social, cultural o a pueblos o etnias originarias.
- No se afectará la cuenca visual actual ni futura, por lo que el proyecto estará integrado al paisaje (API Topolobampo), dada la presencia y tendencia de crecimiento del puerto.

En este contexto, se puede afirmar que el proyecto tendrá un impacto mínimo, si no nulo, atendiendo solamente a su ubicación, preparación de terreno y construcción, por lo que **la evaluación de la etapa de operación y mantenimiento adquiere el mayor peso**, ya que el entorno representa un área con elementos y recursos naturales considerados de gran valor. Es por eso que el cumplimiento, una vez autorizado el proyecto, de las normas oficiales y técnicas nacionales e internacionales de diseño, construcción, operación, mantenimiento, emisiones, seguridad y supervisión, adquieren la mayor relevancia.

IX.4. Ubicación física del proyecto y planos de localización

A. En el **ANEXO B** se incluye un plano topográfico con las poligonales de las obras y colindancias de los sitios donde será desarrollado el proyecto, se agregó un recuadro en el cual se detallen las coordenadas UTM de cada vértice.

B. En el **ANEXO B** se incluye un plano de conjunto del proyecto con la distribución total de la infraestructura permanente.

IX.5. Inversión requerida

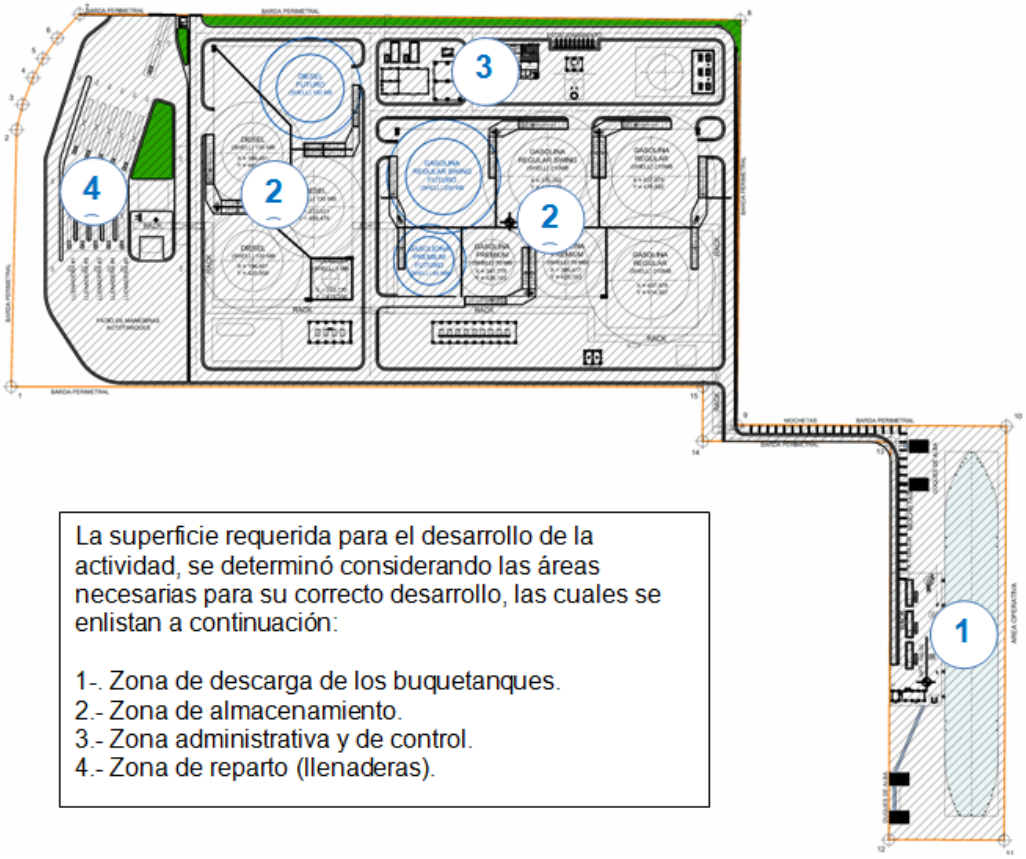
INFORMACIÓN PATRIMONIAL DE LA PERSONA MORAL, ART. 116 PÁRRAFO CUARTO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN III DE LA LFTAIP

[redacted]

IX.6. Dimensiones del proyecto

a) Distribución de áreas principales

Figura 1. Distribución de áreas principales



La superficie requerida para el desarrollo de la actividad, se determinó considerando las áreas necesarias para su correcto desarrollo, las cuales se enlistan a continuación:

1-. Zona de descarga de los buquetanques.
2.- Zona de almacenamiento.
3.- Zona administrativa y de control.
4.- Zona de reparto (llenaderas).

b) Superficies

Tabla 1. Resumen de superficies del proyecto

Polígono / Trazo	Área (m^2)	Porcentaje del total (%)
Superficie Terrestre	97,028.17	83.54
Superficie Marítima (Zona Federal y Muelle en "T")	19,116.49	16.46
Total cesión	116,144.66	100.00
Muelle en "T"	9,116.49	7.85
Zona Federal Marítima	10,000.00	8.61
Cobertura vegetal	0.0	0.00

IX.7. Códigos o estándares de diseño y construcción

IX.7.1. Acrónimos y Abreviaciones

Acrónimos y Abreviaciones	Significado
API	Por sus siglas en inglés American Petroleum Institute.
ASME	Por sus siglas en inglés American Society of Mechanical Engineers.
ASTM	Por sus siglas en inglés American Society of Testing Materials.
DB&B	Doble bloqueo y purga (por sus siglas en inglés Double Block & Bleed)
HMI	Interfaz Hombre-Máquina (por sus siglas en inglés Human-Machine Interface)
LACT	Unidad automática de transferencia de custodia (por sus siglas en inglés Lease Automatic Custody Transfer)
MAOP / MPOP	Máxima presión de operación permisible (por sus siglas en inglés Maximum Allowable Operating Pressure).
Mb	Miles de barriles
MbD	Miles de barriles diarios
NOM's	Normas Oficiales Mexicanas
PLC	Controlador Lógico Programable (por sus siglas en inglés Programmable Logic Controller)
SC	Sistema de Control
SCI	Sistema de Control de Inventarios
SPE	Sistema de Paro de Emergencia
SRV	Sistema de Recuperación de Vapores
THBO	Toneladas Hora Buque de Operación
TRT	Terminal de Refinados de Topolobampo
UCL	Unidad de Control Local

IX.7.2. Diseño, Códigos y normas

CÓDIGOS Y NORMAS	CODIGO
Norma Oficial Mexicana	NOM-EM-006-ASEA-2017
C.1.3 Diseño por Sismo, Manual de Diseño de Obras Civiles	CFE-2015
C.1.4 Diseño por Viento, Manual de Diseño de Obras Civiles	CFE-2008
Reglamento de construcción para el DF y sus Normas técnicas Complementarias.	RCDF y NTC
Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, Alcantarillado Sanitario	MAPAS-AS, CONAGUA
Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, Alcantarillado Pluvial	MAPAS-AP, CONAGUA
Building Code Requirements for Structural Concrete (ACI 318-14) and Commentary	ACI 318R-14
Guide for Concrete Floor and Slab Constructions	ACI 318-14
Foundations for Dynamic Equipment	ACI 302.1 R-04
Minimum Design, Loads for Building's and Other Structures	ACI 351.3 R-04
Manual of Steel Construction, Load & Resistance Factor Design, 14a Edition	ASCE/SEI 7-10
Standard Specifications for Highway Bridges, 17 Ed.	AISC-LRFD
Specifications for structural concrete for buildings	AASHTO

IX.7.3. Materiales, códigos y normas

CODIGOS Y NORMAS DE MATERIALES	CODIGO

CODIGOS Y NORMAS DE MATERIALES	CODIGO
American Society for testing and Materials ASTM General Requirements for Rolled Steel Plates, Shapes, Sheet Piling, and Bars for Structural Use.	ASTM A6
Specification for Structural Steel Shapes	ASTM A992
Specification for Structural Steel.	ASTM A36
Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated Welded and Seamless.	ASTM A53
Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) coating on Iron and Steel Products.	ASTM A123
Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) coating on Iron and Steel Hardware.	ASTM A153
Specification for Welded Steel Wire Fabric, Plain, for Concrete Reinforcement.	ASTM A185
Specification for Carbon Steel Externally Threaded Standard Fasteners	ASTM A307
Specification for High-Strength Bolts for Structural Steel Joints	ASTM A325
Specification for Heat-Treated Structural Steel Bolts 150 ksi Minimum Tensile Strength.	ASTM A490
Specification for Cold-Formed Welded and Seamless. Carbon Steel Structural Tubing in Rounds and Shapes.	ASTM A500
Specification for Hot-Formed Welded and Seamless Carbon Steel Structural Tubing.	ASTM A501
Specification for Deformed and Plain Billet-Steel Bars for Concrete Reinforcement.	ASTM A615
Specification for Concrete Sewer, Storm Drain & Culvert pipe	ASTM C14
Specification for Concrete Aggregates	ASTM C33
Specification for Hollow Load Bearing Concrete Masonry Units	ASTM C90
Specification for Solid Load Bearing Concrete Masonry Units	ASTM C145
Specification for Portland Cement	ASTM C150
Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts	ASTM A563
Standard Specification for Carbon Steel Crane Rails	ASTM A579
Specification for Lightweight Aggregates for Structural Concrete	ASTM C330
Specification for Blended Hydraulic Cements	ASTM C595
Specification for Expansive Hydraulic Cement	ASTM C845
Specification for Hardened Steel Washers	ASTM F436
Reinforced Concrete Culvert, Storm Drain, and Sewer Pipe.	ASTM C76
Polyvinyl Chloride (PVC) Large-Diameter Plastic Gravity Sewer Pipe and Fittings.	ASTM F679
Infiltration and Ex-filtration Acceptance Testing of Installed Precast Concrete Pipe Sewer Lines.	ASTM C969
Standard Specification for Thermoplastic Gas Pressure Pipe, Tubing & Fittings	ASTM D2513
Standard Specification for Cast Iron Soil Pipe & Fittings	ASTM A74
Gray Iron Castings	ASTM A48
Hot-Mixed, Hot-Laid Bituminous Paving Mixtures	ASTM D3515
Selection and Use of Emulsified Asphalts	ASTM D3628
Emulsified Refined Coal Tar	ASTM D5727
Structural Welding Code	AWS D1.1
Structural welding code - Reinforcing steel	AWS D1.4
American Iron and steel Institute (Hot rolled steel)	AISI C1018
Secretaria de Comunicaciones y Transportes (Pavimentos tomos I y II) Materiales para Terraplén, SCT	N-CMT-1-01/02
Materiales para Subrasante, SCT	N-CMT-1-03/02
Materiales para pavimentos, SCT	N-CMT-4-02-001/04
Materiales para Bases Tratadas	N-CMT-4-02-003/04
Materiales pétreos para Mezclas Asfálticas	N-CMT-4-04/03

IX.7.4. Leyes, Reglamentos.

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

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

IX.7.5. 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 recomendad 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 harmónicas 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)

IX.7.6. 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.

IX.7.7. 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.

IX.7.8. 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 installatios (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 Refrigerigerated.)
- 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 Specificatio n 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 Carbom Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding).

IX.7.9. Normas Oficiales Mexicanas.

- NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
- NOM-EM-003-ASEA-2016, Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.
- NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- colores, formas y símbolos a utilizar
- NOM-004-SCT/2008 Sistemas de identificación de unidades destinadas al transporte de substancias, 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. Limites, 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.

IX.7.10. 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)

IX.8. Planos

Clave	Descripción
IP0118-PR-001-DTI-001 DTI	BOMBAS DE HIDROCARBUROS PARA CARGA DE BUQUETANQUES PK-7101
IP0118-PR-001-DTI-002 DTI	BRAZOS DE DESCARGA/CARGA BDC-7101/BCD-7102
IP0118-PR-001-DTI-003 DTI	BRAZOS DE DESCARGA BCD-7103
IP0118-PR-001-DTI-004 DTI	PATÍN PARA TRANSFEERENCIA DE CUSTODIA DE DIESEL PM-7101
IP0118-PR-001-DTI-005 DTI	PATÍN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GASOLINA PREMIUM PM-7102
IP0118-PR-001-DTI-006 DTI	PATÍN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GASOLINA REGULAR PM-7103
IP0118-PR-002-DTI-001 DTI	TANQUES DIESEL TK-7201/TK-7202
IP0118-PR-002-DTI-002 DTI	TANQUES DIESEL TK-7203/TK7204
IP0118-PR-002-DTI-003 DTI	TANQUES GASOLINA PREMIUM TK-7205/TK-7206/TK-7211
IP0118-PR-002-DTI-004 DTI	TANQUES GASOLINA REGULAR TK-7207/TK-7208
IP0118-PR-002-DTI-005 DTI	TANQUES GASOLINA REGULAR SWING TK-7209

Clave	Descripción
IP0118-PR-002-DTI-006 DTI	TANQUES GASOLINA REGULAR SWING TK-7210
IP0118-PR-002-DTI-007 DTI	TANQUE TRANSMIX TK-7220
IP0118-PR-003-DTI-001 DTI	BOMBAS DE DIESEL PARA CARGA DE AUTOTANQUES PK-7301
IP0118-PR-003-DTI-002 DTI	BOMBAS DE GASOLINA PREMIUM PARA CARGA DE AUTOTANQUES PK-7302
IP0118-PR-003-DTI-003 DTI	BOMBAS DE GASOLINA REGULAR PARA CARGA DE AUTOTANQUES PK-7303
IP0118-PR-003-DTI-004 DTI	BOMBAS PARA DESCARGA DE AUTOTANQUES PK-7304
IP0118-PR-003-DTI-005 DTI	LLENADERAS DE AUTOTANQUE ISLA 1
IP0118-PR-003-DTI-006 DTI	LLENADERAS DE AUTOTANQUE ISLA 2
IP0118-PR-003-DTI-007 DTI	LLENADERAS DE AUTOTANQUE ISLA 3
IP0118-PR-003-DTI-008 DTI	LLENADERAS DE AUTOTANQUE ISLA 4
IP0118-PR-003-DTI-009 DTI	LLENADERAS DE AUTOTANQUE ISLA 5
IP0118-PR-003-DTI-010 DTI	SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE VAPOR
IP0118-PR-003-DTI-011 DTI	PATÍN MEDICIÓN DE DESCARGA DE PRODUCTOS DE AUTOTANQUE PM-7301
IP0118-PR-007-DTI-003 DTI	TRATAMIENTO DE DRENAJE ACEITOSO

X. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

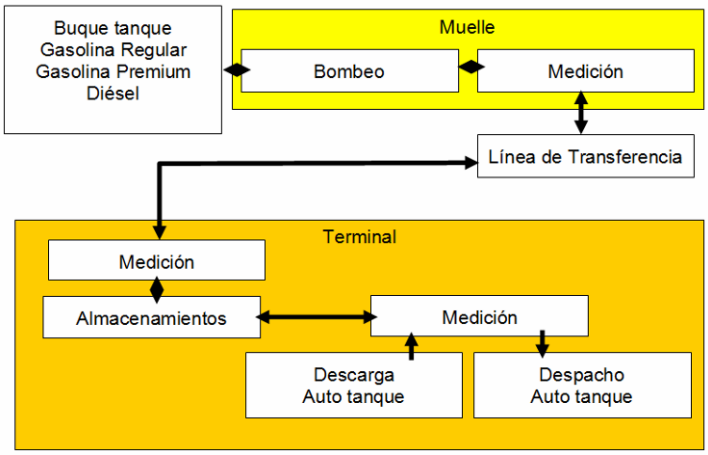
X.1. Principales áreas dentro de la terminal

Ver Figura 3.

X.2. Esquema general de operación

La TRT está diseñada para realizar maniobras de carga y descarga de Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular desde/hacia buquetanques y enviarlo a los tanques de almacenamiento. El hidrocarburo almacenado se distribuye a través de autotanques.

Figura 2. Diagrama de flujo



La TRT está dividida en 5 áreas de acuerdo a la siguiente tabla:

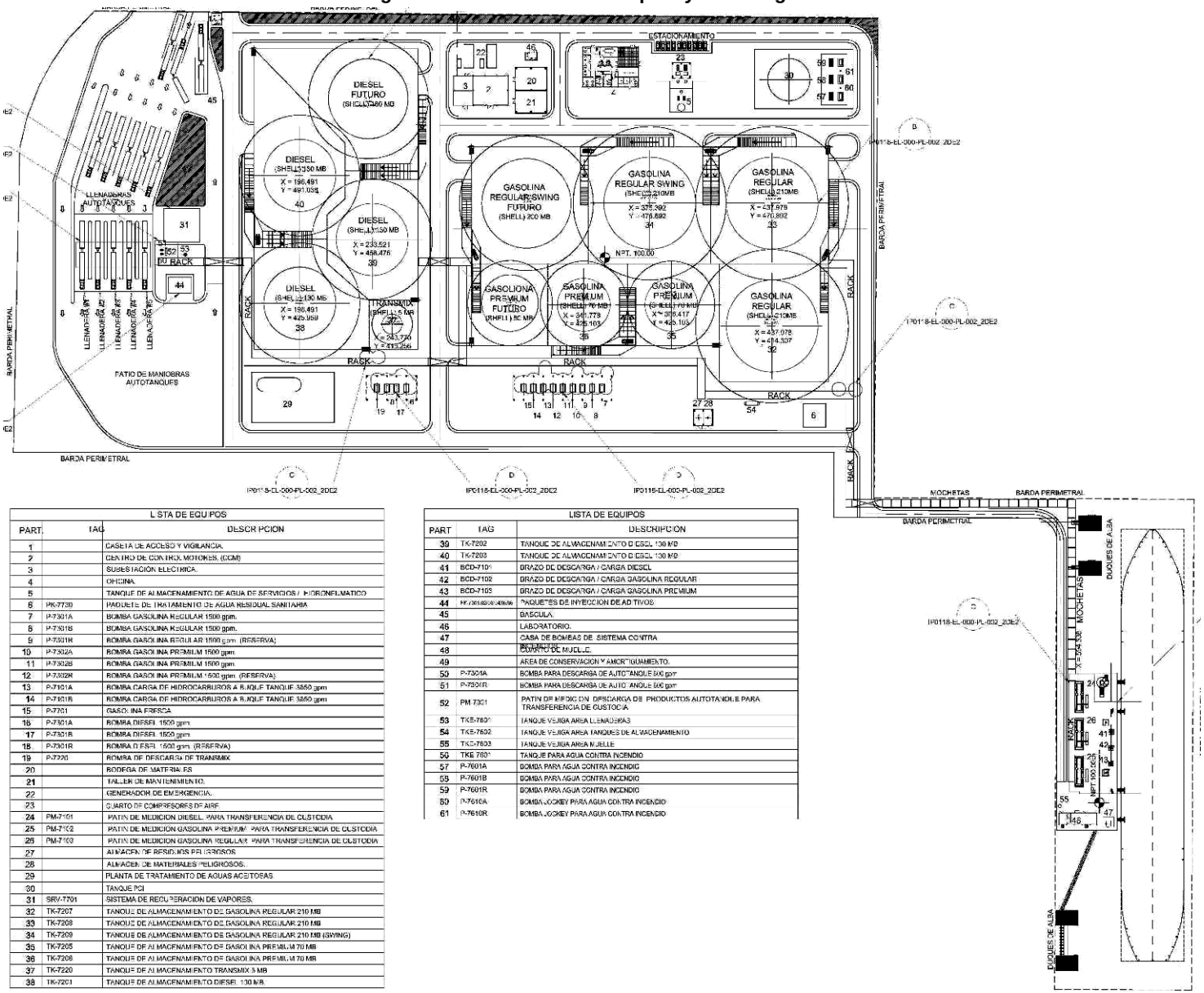
Áreas de la TRT:

- 001 Recepción - Entrega en Muelle
- 002 Almacenamiento
- 003 Autotanques
- 006 Contra-Incendio
- 007 Servicios Auxiliares

X.3. Área 001 Recepción – Entrega En Muelle

Descarga de buquetanque. Los hidrocarburos son entregados a la terminal desde buquetanques, por lo que contará con una zona de atraque que permita la descarga de buquetanques de hasta 350 miles de barriles (Mb) en un tiempo máximo de descarga de buquetanques de 24 horas de operación de buquetanque, esto sería equivalente a 1623 THBO (Toneladas Hora Buque de Operación), considerando una densidad mínima de 0.7 T/m^3.

Figura 3. Distribución de tanques y área en general



LISTA DE EQUIPOS		
PART.	TAG	DESCRIPCION
1		CASETA DE ACCESO Y VIGILANCIA.
2		CENTRO DE CONTROL MOTORES. (CCM)
3		SUBESTACIÓN ELECTRICA.
4		OFICINA.
5		TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE SERVICIOS / HIDRONEUMATICO
6	PK-7730	PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL SANITARIA
7	P-7301A	BOMBA GASOLINA REGULAR 1500 gpm.
8	P-7301B	BOMBA GASOLINA REGULAR 1500 gpm.
9	P-7301R	BOMBA GASOLINA REGULAR 1500 gpm. (RESERVA)
10	P-7302A	BOMBA GASOLINA PREMIUM 1500 gpm.
11	P-7302B	BOMBA GASOLINA PREMIUM 1500 gpm.
12	P-7302R	BOMBA GASOLINA PREMIUM 1500 gpm. (RESERVA)
13	P-7101A	BOMBA CARGA DE HIDROCARBUROS A BUQUE TANQUE 3850 gpm
14	P-7101B	BOMBA CARGA DE HIDROCARBUROS A BUQUE TANQUE 3850 gpm
15	P-7701	GASOLINA FRESCA
16	P-7301A	BOMBA DIESEL 1500 gpm
17	P-7301B	BOMBA DIESEL 1500 gpm
18	P-7301R	BOMBA DIESEL 1500 gpm. (RESERVA)
19	P-7220	BOMBA DE DESCARGA DE TRANSMIX
20		BODEGA DE MATERIALES
21		TALLER DE MANTENIMIENTO.
22		GENERADOR DE EMERGENCIA.
23		CUARTO DE COMPRESORES DE AIRE
24	PM-7701	PATIN DE MEDICION DIESEL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA
25	PM-7702	PATIN DE MEDICION GASOLINA PREMIUM PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA
26	PM-7703	PATIN DE MEDICION GASOLINA REGULAR PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA
27		ALMACEN DE RESIDUOS PELIGROSOS
28		ALMACEN DE MATERIALES PELIGROSOS.
29		PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS ACEITOSAS
30		TANQUE PCI
31	SRV-7701	SISTEMA DE RECUPERACION DE VAPORES.
32	TK-7207	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR 210 MB
33	TK-7208	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR 210 MB
34	TK-7209	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR 210 MB (SWING)
35	TK-7205	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA PREMIUM 70 MB
36	TK-7206	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA PREMIUM 70 MB
37	TK-7220	TANQUE DE ALMACENAMIENTO TRANSMIX 5 MB
38	TK-7201	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DIESEL 150 MB.

LISTA DE EQUIPOS		
PART	TAG	DESCRIPCION
39	TK-7202	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DIESEL 150 MB
40	TK-7203	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DIESEL 150 MB
41	BCD-7101	BRAZO DE DESCARGA / CARGA DIESEL
42	BCD-7102	BRAZO DE DESCARGA / CARGA GASOLINA REGULAR
43	BCD-7103	BRAZO DE DESCARGA / CARGA GASOLINA PREMIUM
44	[illegible]	PAQUETES DE INYECCION DE ADITIVOS
45		BASCULA.
46		LABORATORIO.
47		CASA DE BOMBAS DE SISTEMA CONTRA INCENDIO
48		CUARTO DE MUELLE.
49		AREA DE CONSERVACION Y AMORTIGUAMIENTO.
50	P-7301A	BOMBA PARA DESCARGA DE AUTOTANQUE 500 gpm
51	P-7301R	BOMBA PARA DESCARGA DE AUTOTANQUE 500 gpm
52	PM 7301	PATIN DE MEDICION DESCARGA DE PRODUCTOS AUTOTANQUE PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA
53	TKE-7601	TANQUE VELIGA AREA LLENADERAS
54	TKE-7602	TANQUE VELIGA AREA TANQUES DE ALMACENAMIENTO
55	TKE-7603	TANQUE VELIGA AREA MUELLE
56	TKE 7601	TANQUE PARA AGUA CONTRA INCENDIO
57	P-7601A	BOMBA PARA AGUA CONTRA INCENDIO
58	P-7601B	BOMBA PARA AGUA CONTRA INCENDIO
59	P-7601R	BOMBA PARA AGUA CONTRA INCENDIO
60	P-7610A	BOMBA JOCKEY PARA AGUA CONTRA INCENDIO
61	P-7610R	BOMBA JOCKEY PARA AGUA CONTRA INCENDIO

La descarga de hidrocarburos del buquetanque se realiza por medio de 3 brazos de descarga/carga, uno dedicado para cada producto como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 2. Brazos de descarga de buquetanque.

Servicio	Tag	Flujo máximo por brazo gpm
Diésel	BCD-7101	10,208
Gasolina Premium	BCD-7102	10,208
Gasolina Regular	BCD-7103	10,208

Cada uno de los hidrocarburos pasará por un patín de medición para transferencia de custodia (Diésel: PM-7101, Gasolina Premium: PM-7102 y Gasolina Regular: PM-7103), cada patín de medición tendrá una capacidad de 350 MbD (10,208 gpm) y estarán compuestos de trenes de medición con la capacidad de manejar el 50% del flujo total, teniendo un arreglo de trenes de medición (2+1). Los patines de medición deberán contar al menos con los siguientes elementos:

- Eliminador de aire a la entrada de los trenes de medición con capacidad del 100% del flujo manejado por el patín de medición (el tipo de sistema para eliminación de aire, será definido durante la ingeniería de detalle),
- Válvula manual con indicadores de posición a la entrada de cada tren de medición,
- Filtro tipo canasta con transmisores indicadores de presión diferencial por cada tren de medición,
- Alineador de flujo tipo plato perforado por cada tren de medición,
- Medidor de flujo tipo turbina (con transmisor redundante) por cada tren de medición,
- Transmisor indicador de presión por cada tren de medición,
- Transmisor indicador de temperatura por cada tren de medición,
- Indicador local de presión por cada tren de medición,
- Indicador local de temperatura por cada tren de medición,
- Válvula de control de flujo por cada tren de medición,
- Válvula motorizada tipo doble bloqueo y purga (db&b) por cada tren de medición,
- Conexiones para un probador de flujo portátil por cada tren de medición,
- Transmisor indicar de densidad, localizado en el cabezal de salida del patín de medición,
- Computador de flujo para los trenes de medición.

La terminal contará con 2 probadores de flujo para la descarga de buquetanque uno dedicado para gasolinas y otro para diésel.

Carga de buquetanque. La TRT tendrá la capacidad de cargar a buquetanque cualquiera de los hidrocarburos almacenados por medio del paquete de bombas de carga de hidrocarburos a buquetanques PK-7101, la medición se realizará a través del patín de medición para transferencia de custodia de diésel, PM-7101 (operación bidireccional) y a través del brazo de carga/descarga de diésel de buquetanque BCD-7101. La capacidad de carga a buquetanque es de 250 Mb en un tiempo de 24 horas.

El paquete de bombas de carga de hidrocarburos a buquetanque, PK-7101 estará constituido por 2 bombas P-7101A / 7101B de capacidad de 3,650 gpm con arreglo (2+0).

X.4. Área 002 Almacenamiento

Una vez medidos los hidrocarburos que se recibirán en el muelle y de corroborarse que cumplen con la calidad requerida, serán conducidos hasta los tanques de almacenamiento mediante ductos dedicados para cada producto.

La TRT cuenta con tanques de almacenamiento dedicados, como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 3. Distribución de Tanques de Almacenamiento.

Tag	Equipo / Servicio	Capacidad Nominal Miles de barriles (Mb)
	Etapa 1	
TK-7201	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130
TK-7202	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130
TK-7203	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130
TK-7205	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium	70
TK-7206	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium	70
TK-7207	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular	210
TK-7208	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular	210
TK-7209	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular/ Swing (Nota 1)	210
	Capacidad Nominal Total	**1,160**
TK-7220	Tanque Transmix (Producto fuera de especificación)	5
	Etapa 2	
TK-7204	Tanque de Almacenamiento de Diésel (Etapa 2)	160
TK-7210	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular/Swing (Etapa 2) (Nota 1)	200
TK-7211	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium (Etapa 2)	80
	Capacidad Nominal Total	**440**

Los tanques de almacenamiento son atmosféricos, de acero al carbón, diseñados de acuerdo con API 650 y API-2000, tipo techo fijo (domo geodésico) para diésel y tipo techo fijo (domo geodésico) con membrana interna para gasolinas. Su nivel de operación es aproximadamente entre 80% y 90% de su capacidad nominal, lo cual se definirá durante la ingeniería de detalle.

Tabla 4. Características tanques

Volumen nominal Tanque m^3 (Mb)	Diámetro m (ft)	Altura m (ft)
794.91 (5)	10.36 (34)	9.75 (32)
11,128.78 (70)	27.13 (89)	19.51 (64)
12,718.60 (80)	28.96 (95)	19.51 (64)
20,667.73 (130)	36.88 (121)	19.51 (64)
25,437.20 (160)	40.84 (134)	19.51 (64)
31,796.50 (200)	45.72 (150)	19.51 (64)
33,386.33 (210)	46.94 (154)	19.51 (64)

Los tanques contarán con transmisores indicadores de presión y temperatura con la finalidad de monitorear las condiciones del producto almacenado. Cada tanque además contará con un transmisor de nivel dedicado al sistema de control de inventarios y otro dedicado al Sistema de Paro de Emergencia (SPE) que permite enviar alarmas por muy alto y muy bajo nivel, según corresponda. Lo anterior, con la finalidad de no exceder el nivel de seguridad de los tanques y de no disminuir el nivel más allá del requerido por las bombas de carga de autotanque.

La Terminal contará con un Sistema de Paro de Emergencia (SPE) que activará el cierre automático de todas las válvulas ESDV en caso de fuego en las instalaciones, en el caso de operaciones anormales en el proceso de almacenamiento y reparto de los productos, las válvulas ESDV deberán cerrarse a consideración del operador, por ejemplo, para el caso de sobrellenado en área de tanques.

Los tanques contarán con cámaras de espuma, dispositivos para purga, entrada hombre superior e inferior, escaleras y plataformas de acceso, drenes, registros de purga o drenado y conexión de tierra física. Asimismo, los tanques de diésel contarán con válvulas de venteo de emergencia y/o presión-vacío.

Los productos serán conducidos desde los tanques de almacenamiento hasta las posiciones de llenado de autotanques por medio de bombas dedicadas y por producto. Las válvulas ubicadas en las líneas de salida de productos de los tanques de almacenamiento serán automáticas, para que la alineación de los tanques a las bombas y de estas a las posiciones de llenado se realice de forma remota (local y automático) y mediante líneas independientes para cada uno de los productos.

En el área de almacenamiento se cuenta también con un tanque transmix, TK-7220 con una capacidad de 5 Mb, para recibir producto fuera de especificación del área de carga de autotanque.

X.5. Área 003 Autotanques

Carga a autotanques. Los hidrocarburos: Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular serán bombeados desde el área de almacenamiento hasta las islas de carga de autotanques. Se contará con sistemas de bombeo independientes para cada producto:

- Paquete de bombas de Diésel para carga a autotanques, PK-7301: constituido por 3 bombas, P-7301A/B/R con capacidad de 1,500 gpm cada una y arreglo (2+1).
- Paquete de bombas de Gasolina Premium para carga a autotanques, PK-7302: constituido por 3 bombas, P-7302A/B/R con capacidad de 1,500 gpm cada una y arreglo (2+1).
- Paquete de bombas de Gasolina Regular para carga a autotanques, PK-7303: constituido por 3 bombas, P-7303A/B/R con capacidad de 1,500 gpm cada una y arreglo (2+1).

El monitoreo de las bombas de carga a autotanque será a través de indicadores locales de presión y transmisores indicadores de presión localizados en la succión y descarga de la bomba. Como protección del equipo se tiene el paro de las bombas por muy alta presión en la descarga a través de las señales enviadas por los transmisores al Sistema de Control (SC) y por muy bajo nivel en el tanque. Asimismo, las bombas deberán contar con protección por flujo mínimo.

La TRT contará con cinco (5) islas para despacho de hidrocarburos: Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular. Cada isla compuesta de lo siguiente:

- Tres (3) brazos de llenado con una capacidad de 600 gpm, cada uno dedicado a un hidrocarburo,
- Tres (3) sistemas de medición por isla tipo LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de 600 gpm, cada medición deberá contar al menos con lo siguiente: filtro canasta con transmisor indicador de presión diferencial, alineador de flujo tipo plato perforado, preparación para inyección de aditivo aguas abajo del medidor de flujo, medidor de flujo tipo turbina (con transmisor redundante), RTD, transmisor indicador de presión, indicador local de presión, dispositivo eliminador de aire, de acuerdo a lo solicitado en NOM-006-ASEA-2017 (este requerimiento será evaluado y confirmado durante la ingeniería de detalle), indicador local de temperatura, válvula electrohidráulica con sistema operativo. La Unidad de Control Local (UCL) será la encargada de controlar la carga y registro de las variables del sistema de medición en cada posición de llenado.
- Una (1) preparación para recuperación de vapores durante el llenado de autotanque, los cuales, serán enviados a una unidad de recuperación de vapores.

En la isla más cercana a los tanques de almacenamiento (isla 5) se contará con una (1) preparación con conexión rápida para manguera para la descarga de autotanque. Asimismo, con una (1) preparación con conexión rápida para manguera para la descarga del producto fuera de especificación del tanque transmix para su gestión por una entidad acreditada.

La TRT contará adicionalmente con una báscula de piso para contar con la información estadística de las cargas registradas para los autotanques.

Descarga de autotanques. En la isla 5 se tendrá la preparación para la descarga de autotanque, asimismo se contará con un sistema de bombeo dedicado para este servicio, PK-7304 compuesto de dos bombas, P-7304A / 7304R con capacidad de 600 gpm, arreglo (1+1), un dispositivo de eliminación de aire y un paquete de medición para transferencia de custodia de descarga de productos de autotanques, PM-7301 con una capacidad de 600 gpm conformado por dos trenes de medición arreglo (1+1) y deberá contar al menos con los siguientes elementos:

- Válvula manual con indicadores de posición a la entrada de cada tren de medición,
- Filtro tipo canasta con transmisores indicadores de presión diferencial por cada tren de medición,
- Alineador de flujo tipo plato perforado por cada tren de medición,
- Medidor de flujo tipo turbina (con transmisor redundante) por cada tren de medición,
- Transmisor indicador de presión por cada tren de medición,
- Transmisor indicador de temperatura por cada tren de medición,
- Indicador local de presión por cada tren de medición,
- Indicador local de temperatura por cada tren de medición,
- Válvula de control de flujo por cada tren de medición,
- Válvula motorizada tipo doble bloqueo y purga (DB&B) por cada tren de medición,
- Conexiones para un probador de flujo por cada tren de medición,
- Transmisor indicar de densidad, localizado en el cabezal de salida del patín de medición,
- Computador de flujo para el patín de medición.

La terminal contará con 2 probadores de flujo portátil para la carga y descarga de autotanque uno dedicado para gasolinas y otro para diésel.

El hidrocarburo descargado del autotanque (producto limpio) se dirigirá al tanque de almacenamiento correspondiente, en caso de que el producto esté fuera de especificación, este será enviado al tanque transmix. El hidrocarburo

fuera de especificación en el transmix será gestionado por una entidad acreditada, para ello se contará con una bomba P-7220 con una capacidad de 600 gpm, una vez medido el flujo en un medidor multivariable, este se dirigirá a la isla 5, donde se localizará una preparación con conexión rápida para que pueda ser cargado a un autotanque.

X.6. Área 006 Contra Incendio

El sistema de protección contra incendio de la Terminal de Refinados Topolobampo estará constituido por sistemas de extinción a base de agua y espuma en las diferentes áreas de proceso para la mitigación oportuna de un incendio.

El sistema de protección contra incendio estará integrado por los siguientes sistemas y equipos:

- Sistema de almacenamiento y bombeo.
- Red de agua contra incendio equipada con hidrantes, hidrante-monitor de agua y espuma y tomas siamesas.
- Sistema de espuma tipo fijo integrado por tanques vejiga.
- Sistemas de aspersión de agua.
- Sistemas de aspersión de agua-espuma.
- Sistema de Fuego y Gas.

Para mayor información referirse al documento IP0118-FP-000-BD-001, Bases de Diseño del Sistema de Protección Contra Incendios.

X.7. Área 007 Servicios Auxiliares

La Terminal de Refinados Topolobampo contará con los siguientes servicios auxiliares para su operación:

- Sistema de Recuperación de Vapores
- Sistema de Aire de Instrumentos y de Planta
- Sistema de Agua de Servicios
- Drenaje Pluvial
- Drenaje Aceitoso
- Sistema de Tratamiento de Agua Aceitosa
- Sistema de Tratamiento de Agua Sanitaría

Sistema de Recuperación de Vapores. El paquete de Sistema de Recuperación de Vapores de Autotanques (SRV) captará las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos de los tanques de almacenamiento hacia autotanques.

El SRV será de tecnología de adsorción – absorción, contará con columnas de Adsorción y Absorción, sistema de vacío, bombeo de gasolina fresca, así como bombeo de gasolina recuperada.

La capacidad y diseño final de este sistema será confirmada y definida durante la ingeniería de detalle de acuerdo a los consumos finales determinados durante esta etapa.

Sistema de Aire de Instrumentos y Planta. La TRT contará con un Sistema de Aire de Instrumentos y Planta que proporcionará el aire requerido para instrumentos, operaciones de limpieza, mantenimiento, estaciones de servicio y demás equipos que lo requieran durante el funcionamiento de esta terminal.

El sistema contará con dos compresores de aire tipo tornillo, uno principal y otro disponible como respaldo, dos secadoras tipo regenerativo (una operando mientras la otra está en regeneración), un tanque de aire de planta, un tanque de aire de instrumentos.

La capacidad y diseño final de este sistema será confirmada y definida durante la ingeniería de detalle de acuerdo a los consumos finales determinados durante esta etapa.

Sistema de Agua de Servicios. El Sistema de Agua de Servicios estará disponible a través de un tanque de almacenamiento de agua de servicios, el cual será abastecido mediante una conexión desde la red municipal de agua potable o mediante pipas.

Desde este tanque de agua de servicios, se suministrará el agua a todos los equipos y sistemas que lo demanden, tales como a los edificios, estaciones de servicio, regaderas y lavaojos y demás áreas que lo requieran dentro de la terminal.

El Sistema de Agua de Servicios contará con un equipo paquete hidroneumático el cual consta de dos bombas y un tanque, a través del cual se distribuirá el agua a la red de agua de servicios de la terminal.

Los requerimientos de agua de servicios de los diferentes usuarios serán determinados y confirmados durante la ingeniería de detalle.

Sistema de Drenaje Pluvial. Este sistema solamente recolectará los drenajes de las aguas que no estén contaminadas por hidrocarburos, productos tóxicos, aguas negras y jabonosas, que es prácticamente agua de lluvia.

Sistema de Drenaje Aceitoso. La TRT contará con un sistema de recolección de drenaje aceitoso cerrado que colectará las aguas aceitosas provenientes de las diferentes áreas involucradas con hidrocarburos en la terminal. Este sistema de recolección de drenaje aceitoso será a través de líneas enterradas y flujo por gravedad hacia el sistema de tratamiento efluente aceitoso de la terminal

El sistema de recolección y disposición de los drenajes aceitosos abiertos será definido en la ingeniería de detalle.

Sistema de Tratamiento de Agua Aceitosa. Para que las aguas residuales del sistema de drenaje aceitoso generadas en la TRT sean enviadas al sistema de drenaje pluvial (dependiendo de la calidad y nivel de operación de la fosa) o a disposición a través de una entidad acreditada externa, se deberán tratar hasta obtener una calidad adecuada para dicho propósito.

El sistema de tratamiento de efluente aceitoso estará conformado por un separador tipo API (en el cual se separará por un lado una corriente de aceite recuperado, por otro lado, una corriente de agua recuperada y una sección de lodos los cuales se enviarán a disposición por otros).

El efluente proveniente del separador tipo API se enviará por gravedad hacia el separador tipo CPI (placas corrugadas), como producto del separador CPI se obtendrá una corriente de agua recuperada que se enviará por gravedad hacia una fosa de agua recuperada para su final envío hacia el sistema de drenaje pluvial, si el agua recuperada contenida en la fosa no cumple con la calidad requerida, esta será reenviada al separador tipo API.

El aceite recuperado se enviará por gravedad hacia una cámara de aceite recuperado, para desde ahí bombearse hacia un tanque de aceite recuperado para su disposición final por otros.

Los lodos removidos en los separadores API y CPI serán colectados en contenedores abiertos para disposición de un gestor autorizado.

El diseño de este sistema, así como las capacidades finales de los equipos que conforman el sistema, serán determinadas y confirmadas durante la ingeniería de detalle.

Sistema de Tratamiento de Agua Sanitaria. El sistema de tratamiento sanitario considera una capacidad de diseño para tratar el flujo generado por 60 personas con un consumo de 130 litros por usuario al día.

El flujo proveniente de áreas como, caseta de acceso, laboratorio, oficinas y cuarto de muelle llegarán por gravedad al sistema de tratamiento el cual está compuesto por un biodigestor, un registro de lodos y un tanque de agua tratada.

La disposición final del agua tratada y lodos generados como producto del tratamiento, serán puestos a disposición de un gestor autorizado para su posterior tratamiento fuera de la terminal.

El diseño de este sistema, así como las capacidades finales de los equipos que conforman el sistema, serán determinadas y confirmadas durante la ingeniería de detalle.

X.8. Descripción de la Operación y de los Equipos

Recepción Entrega (Muelle). Diagramas de referencia: IP0118-PR-001-DTI-002/003/004. Esta área estará habilitada para recibir buquetanques para recibo/entrega de hidrocarburos desde éstos. El área contará con puntos de amarre, para la sujeción del buque y puntos de atraque para mantenerlo

estable durante las maniobras de carga/descarga; un cuarto de operación y control de monitores y una pasarela para desembarco del personal del buque.

En ésta área están instalados los brazos de descarga de buquetanques de: Diésel (BCD-7101) (Nota 1), Gasolina Premium (BCD-7102), Gasolina Regular (BCD-7103), cada brazo con capacidad de descargar un flujo de 350 MbD (10,208 gpm).

Cada brazo cuenta con los siguientes elementos:

- Un cople de conexión/desconexión rápida (QC/QD),
- Arreglo de válvulas de mariposa en serie en la conexión a buquetanque,
- Válvulas manuales,
- Válvula rompedora de vacío,
- Conexión de vaciado de hidrocarburo una vez finalizada la descarga del buquetanque,
- Un sistema de control hidráulico común para el manejo de los tres brazos de carga/descarga.

El brazo de Carga BCD-7101 será empleado para el caso de operación de carga a buquetanque, siendo esta sección bidireccional.

Patines de Medición. Los hidrocarburos recibidos son medidos a través de patines de medición de transferencia de custodia, Diésel: PM- 7101 (Nota 1), Gasolina Premium: PM-7102 y Gasolina Regular: PM-7103, cada patín de medición tendrá una capacidad de 350 MbD (10,208 gpm) y estarán compuestos de tres trenes de medición con la capacidad de manejar el 50% del flujo total cada uno, teniendo un arreglo de trenes de medición (2+1).

Cada patín cuenta con tanque eliminador de aire en la entrada común de los trenes de medición, con capacidad del 100% del flujo manejado por el patín, el cual cuenta con un venteo, arrestador de flama, válvula solenoide, un interruptor de nivel y una mirilla localizada en la línea de drenaje del tanque.

Cada uno de los (3) tres trenes de medición está conformado por:

- Una (1) válvula de aislamiento manual tipo DB&B (Doble Bloqueo y Purga), con indicación de señales de apertura y cierre.
- filtro canasta con transmisor de presión diferencial e indicación de alta caída de presión, notificando a través de la alarma PDAH la necesidad de limpiar y/o reemplazar el cartucho filtrante.
    - alineador de flujo tipo plato perforado,
    - medidor de flujo tipo turbina con transmisor redundante, tipo multivariable que proporciona también la indicación de densidad,
    - Transmisor Indicador de presión, con indicación de alarma por alta presión.

  - Indicador local de presión,
  - Transmisor Indicador de Temperatura, con indicación en el SC.
  - Indicador local de Temperatura,
  - Una (1) válvula de Control de Flujo
  - Una (1) válvula motorizada tipo DB&B.

- Un probador de flujo que calibrará el medidor de cada tren (Nota 2). El caudal será enviado al probador a través de una interconexión localizada aguas abajo del medidor de flujo para comparar ambas mediciones, una vez terminada la medición en el probador, el caudal se retorna al cabezal común de salida del patín de medición. La interconexión al patín tiene una válvula motorizada tipo macho DB&B, mientras que, en la línea de retorno, se contará con una válvula motorizada y una válvula motorizada de control de flujo.

Notas:
1. El patín de medición será utilizado para el caso de operación de carga de hidrocarburos a buquetanque.
2. Los probadores serán: Uno (1) para el patín de medición de Diésel y Uno (1) compartido para Gasolinas.

Todas las señales de los instrumentos de cada patín de medición serán enviadas al computador de Flujo (FQI) y posteriormente comunicadas al sistema de control y al SCADA para su monitoreo.

- Cabezal de Interconexión Brazo carga/descarga- Patín de Medición: Cada brazo se interconecta al Patín de Medición correspondiente en cual cuenta con los siguientes elementos:
- Transmisor Indicador de Presión; con indicación de alarma por alta presión en el SC.
- Transmisor Indicador de Presión; con indicación de alarma por alta-alta presión en el SPE.
- Válvula ESDV; activada por el SPE.
- Conexión con la línea de vaciado del brazo una vez termina la operación de descarga,
- Conexiones de succión y descarga de 2” con válvulas manuales tipo compuerta y conexiones rápidas para conectar una bomba de diafragma que permita el vaciado del cabezal de descarga aguas arriba de la MOV y válvula check,
- Válvula motorizada, MOV, para permitir la alimentación del hidrocarburo a la terminal,
- Indicador Local de Presión, para monitoreo local de la presión en el sistema de descarga,
- Indicador Local de Temperatura, para monitoreo local,
- Transmisor Indicador de Temperatura, conectado al SC.

Proceso de descarga de buquetanques. La descarga de buquetanques mediante el siguiente procedimiento:

1) Identificación de hidrocarburo a descargar del buquetanque.
2) Selección del tanque de almacenamiento a llenar con base al control de inventarios de la terminal.
3) Verificación de la disponibilidad de la conexión del brazo en el sistema de control hidráulico.
4) Conexión del brazo con buquetanque desde el control hidráulico desde el muelle.
5) Alineación automática de válvulas motorizadas desde el SC de acuerdo a la siguiente secuencia:
   - Apertura de la válvula MOV localizada a la entrada del tanque de almacenamiento seleccionado.
   - Apertura de válvula MOV localizada a la salida del patín de medición PM-7101/7102/7103.
   - Apertura de válvula MOV localizada a la salida del brazo del producto seleccionado BCD-7101/7102/7103.
6) Confirmación de señales de permisivos de descarga:
   - El nivel en el tanque no debe tener activadas las alarmas de alto nivel (LAH)
   - La alineación de las válvulas motorizadas de se debe haber completado.
   - El patín de medición del hidrocarburo a descargar debe estar disponible.
7) Notificación al buquetanque mediante el sistema de comunicación asignado de que el sistema se encuentra listo para la recepción del hidrocarburo.
8) Envío a tanque de almacenamiento: El fluido es conducido a través del cabezal común por hidrocarburo, del cual derivan líneas hacia los diferentes taques del producto a descargar.

   Cada línea de alimentación de hidrocarburo a tanques, cuenta con una válvula motorizada MOV, previamente alineada desde el SC.

   Control de llenado. Una vez que se esté llevando a cabo el llenado del Tanque, el nivel en el mismo puede ser monitoreado a través del Transmisor de Nivel instalado, que envía una señal al SCI y al SC.

   El operador encargado de la recepción del hidrocarburo deberá monitorear en todo momento el proceso de llenado del tanque, previo a su nivel de operación HLL, deberá verificar que deba conectarse a otro tanque en el caso de recibir los 350Mb de un sólo

producto, por lo que tendrá que disponer de otro tanque y realizar operaciones de alineación a éste segundo tanque.

En el caso de llegar a la alarma de alto nivel la alarma asociada indicará al operador que el Tanque está llegando a su máxima capacidad de operación.

En el caso de que las actividades de alineación del segundo tanque fallen y se alcance una alarma por alto-alto nivel, se enviarán alarmas al SCI, SC y SPE, quedará a decisión del operador la acción que deba tomar para controlar la situación.

9) Paro y operaciones posteriores. Una vez terminada la maniobra de descarga de buquetanques, se debe enviar orden de cierre a la válvula motorizada MOV en el cabezal de descarga.

El brazo de descarga debe ser vaciado y desconectado y el producto atrapado en la sección que comprende la brida de conexión del brazo de descarga hasta la válvula MOV y válvula check, debe ser vaciada.

El producto residual de los brazos se enviará a al cabezal de descarga mediante una línea de 3”, para realizar esta operación el operador debe abrir la válvula rompedora de vacío (localizada en la parte más alta del brazo) de forma manual mediante una cadena y las válvulas manuales de las líneas de drenaje del brazo. Una vez vaciado el brazo, se procede al envió del producto entrampado en el tramo de tubería corriente arriba de la check hacia el tanque de almacenamiento correspondiente mediante la bomba de descarga de producto residual PK-0101. La bomba PK-0101 es neumática tipo diafragma, con una capacidad de descarga de 9.08 m^3/h (40 gpm) y se encuentra ubicada en un camión grúa común para los 3 brazos. El aire requerido para el funcionamiento de la bomba será suministrado por una estación de servicio cercana al área.

Para efectos de protección y resguardo de las instalaciones, los cabezales (manifolds) se encuentran instalados en un área que hace la función de fosa de recuperación. Esta área se encuentra protegida con una tapa móvil tipo rejilla diseñada para cargar equipo pesado, misma que puede ser retirada con el apoyo del vehículo grúa para proceder a la operación de mantenimiento y/o recuperación de cualquier derrame que pudiera presentarse, la recuperación de cualquier derrame o el vaciado de los cabezales se realizará a través de una bomba de achique.

Carga a buquetanques. Diagramas de referencia: IP0118-PR-001-DTI-002/003/004. La operación de carga de buquetanques, no se considera como una operación normal de la planta. La operación cuenta con un sistema de bombeo dedicado que incluye el Paquete de bombas de hidrocarburo para

carga a buquetanques, PK-7101, el cual es común para los tres productos, se emplea sólo el brazo BCD-7101.

La carga de hidrocarburos: Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular a buquetanque, se realiza a través de los siguientes equipos:

- Tanques de Almacenamiento de: Diésel (TK-7201/7202/7203/7204), Gasolina Premium (TK-7205/7206/7211), Gasolina Regular (TK-7207/7208) o Gasolina Regular/Swing (TK-7209/7210),
- Sistema de Bombeo de Hidrocarburos para carga a Buquetanques: PK-7101
- Patín de Medición para transferencia de custodia: PM-7101,
- Brazo de carga/descarga de Hidrocarburos: BCD-7101. Correspondiente al brazo de descarga de Diésel.

  La carga a buquetanques se realiza a través de la siguiente secuencia operación:

  1) Identificación del hidrocarburo a cargar al buquetanque.
  2) Verificación en el sistema de control hidráulico que el brazo BCD-7101 se encuentre listo para su operación.
  3) Selección manual en el sistema de control del tanque de almacenamiento a vaciar.
  4) Cierre de automático desde el sistema de control de la válvula motorizada.
  5) Cierre de automático desde el sistema de control de la válvula motorizada localizada a la salida del patín PM-7101.
  6) Alineación automática desde el sistema de control de válvulas motorizadas localizadas en:
     - Salida de tanque de almacenamiento,
     - A la succión de bombas de carga a buquetanque,
     - Alimentación al patín de medición,
     - Salida del patín de medición.
  7) Permisivos de arranque. Para la carga de Buquetanques se tienen los siguientes permisivos desde el sistema de control:
     - Alineación del Tanque de Almacenamiento y válvulas motorizadas disponible. La alineación del tanque y válvulas solo se podrá realizar si el nivel del tanque no se encuentra en un bajo nivel (LAL),
     - El patín de medición PM-7101 debe estar disponible para operar,
     - El nivel del tanque de almacenamiento en el Buque está listo para recibir producto.

El cabezal de descarga de tanques distribuye el hidrocarburo hacia el sistema de bombeo de llenado de autotanques y al sistema de bombeo de hidrocarburos para carga a buquetanques. El envío al sistema de bombeo de hidrocarburos para carga a buquetanques se hace mediante una derivación al cabezal de succión de bombas el cual puede recibir cualquier de los tres productos. La llegada de hidrocarburo al cabezal de succión contiene una válvula MOV.

El sistema de bombeo de hidrocarburos para carga a buquetanques dispone de dos equipos de bombeo P-7101A/B, que durante la operación de llenado de buquetanque, podrán operar de manera simultánea.

El sistema de bombeo cuenta con alarma por bajo nivel y paro por muy bajo nivel en los tanques de almacenamiento en el sistema de control, además de contar con protección por muy bajo nivel en el sistema de paro de emergencia.

Las líneas de descarga de cada bomba, se unirán a un cabezal común de descarga, este cabezal envía el producto al patín de medición de PM-7101 con la apertura de la válvula MOV correspondiente. Todas las líneas que alimentan a este cabezal, permanecen aisladas y únicamente debe verificarse la alineación de la válvula instalada en el cabezal que envía el hidrocarburo al buquetanque.

Una vez, medido el hidrocarburo en el patín este se dirige a línea de carga de buque en dirección contraria del flujo hacia el Brazo de Carga/Descarga BCD-7101 el cual se conectará hacia el buquetanque.

En la siguiente tabla, se indica el flujo a cargar durante la operación de carga de buquetanques.

Tabla 5. Flujo de Carga a Buquetanques.

Producto	Capacidad de Carga	Bombas en Operación	Sistema de Medición	Brazo de Carga
Diésel	250 MbD (7,300 gpm)	La operación de carga a buquetanque considera la operación de las dos bombas disponibles para manejar cualquiera de los productos	Patín de Medición para Transferencia de Custodia de Diésel, PM-7101	Brazo de Carga/Descarga de Diésel, PM-7101
Gasolina Premium	250 MbD (7,300 gpm))			
Gasolina Regular	250 MbD (7,300 gpm))			

X.9. Tanques de Almacenamiento

Diagrama de referencia: IP0118-PR-002-DTI-001/002/003/004/005/006/007. Los productos recibidos en el muelle después de corroborarse que cumplen con la calidad requerida, se conducen hasta los tanques de almacenamiento, de los cuales se dispondrán los siguientes tanques:

Tabla 6. Distribución de Tanques de Almacenamiento.

Tag	Equipo / Servicio	Capacidad Nominal Miles de barriles (Mb)
	Etapa 1	
TK-7201	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130

Tag	Equipo / Servicio	Capacidad Nominal Miles de barriles (Mb)
TK-7202	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130
TK-7203	Tanque de Almacenamiento de Diésel	130
TK-7205	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium	70
TK-7206	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium	70
TK-7207	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular	210
TK-7208	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular	210
TK-7209	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular/ Swing (Nota 1)	210
	Capacidad Nominal Total	**1,160**
TK-7220	Tanque Transmix (Producto fuera de especificación)	5
Etapa 2		
TK-7204	Tanque de Almacenamiento de Diésel (Etapa 2)	160
TK-7210	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular/Swing (Etapa 2) (Nota 1)	200
TK-7211	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium (Etapa 2)	80
	Capacidad Nominal Total	**440**

Los tanques de almacenamiento son atmosféricos, de acero al carbón, diseñados de acuerdo con API 650 y API-2000, tipo techo fijo (domo geodésico) para diésel y tipo techo fijo (domo geodésico) con membrana interna para gasolinas y Swing. La capacidad de operación estará entre 80% y 90% de la capacidad nominal, lo cual se definirá durante el desarrollo de la Ingeniería de Detalle.

Los tanques estarán equipados con la siguiente instrumentación en común para el control de su operación:

- Transmisor Indicador de Nivel, conectado al SCI y comunicado al SC, con la configuración de las alarmas por alto y bajo nivel.
- Transmisor Indicador de Nivel, conectado al SPE, con la configuración de las alarmas por alto-alto y bajo-bajo nivel.
- Indicador local de Nivel y Transmisor de Nivel conectado al SC.
- Transmisor Indicador de Temperatura, con indicación en el SCI.

De forma independiente los tanques de Diésel consideran además la siguiente Instrumentación:

- Válvula de Presión vacío con arrestador de flama

Y los tanques de Gasolinas:

- Rompedor de vacío

Todos los tanques contarán con cuatro niveles de operación:

- HHLL: Muy alto nivel
- HLL: Alto nivel
- LLL: Bajo nivel
- LLLL: Muy bajo nivel

Lo anterior, con la finalidad de no exceder el nivel de seguridad de los tanques y de proteger la operación de los sistemas de bombeo.

Los tanques tendrán cámaras de espuma, dispositivos para purga, entrada hombre superior e inferior, escaleras y plataformas de acceso, drenes, registros de purga o drenado y conexión de tierra física.

X.10. Autotanques

Diagramas de referencia: IP0118-PR-002-DTI-001, 002, 003, 004, 005, 006, 007, IP0118-PR-003-DTI-001, , 002, 003, 004, IP0118-PR-003-DTI-005 , 06, 07, 08, 09

La carga de hidrocarburos: Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular a Autotanques se realiza a través de los siguientes equipos y/o sistemas:

- Tanques de Almacenamiento de: Diésel (TK-7201/7202/7203/7204), Gasolina Premium (TK-7205/7206/7211), Gasolina Regular (TK-7207/7208) y Gasolina Regular/Swing (TK-7209/7210).
- Sistema de Bombeo de Carga de Autotanque: Diésel (PK-7301), Gasolina Premium (PK-7302) y Gasolina Regular Premium (PK-7303).
- Islas de Llenado de Autotanques: 5 islas, cada isla compuesta de 3 brazos de llenado por Isla cada brazo dedicado para cada producto con su correspondiente sistema de medición de llenado tipo LACT (Lease Automatic Custody Transfer).

X.11. Proceso de llenado de autotanque.

A) Permisivos de arranque. Para la carga de Autotanques se tiene los siguientes permisivos en el sistema de control:

- El nivel del tanque de almacenamiento a utilizar debe ser mayor al bajo nivel (LAL).
- Las válvulas motorizadas correspondientes al tanque seleccionado estén alineadas.
- Las válvulas motorizadas a la succión de las bombas seleccionadas estén alineadas.
- Las válvulas motorizadas en el sistema de medición de brazos de llenado estén alineadas.
- Para la carga de Autotanques se tiene los siguientes permisivos a la UCL:
- La unidad recuperadora de vapores esté operando.
- El sistema de tierras esté conectado al autotanque.

A continuación, se indican algunas acciones manuales a realizar antes de llevar acabo el llenado de autotanques:

- El brazo de recuperación de vapor de cada isla esté conectado al autotanque que se esté llenando.
- No se podrá cargar producto a las llenaderas de autotanque, sí se encuentra el sistema de calibración en funcionamiento.

La siguiente descripción es para carga de cualquiera de los productos en las islas.

B) Selección del tanque de almacenamiento que ha de suministrar el producto a cargar.

C) Alineación automática desde el sistema de control de válvulas motorizadas

D) Alineación del Brazo de Carga.

E) Arranque de Bombas.

- Salida de tanque de almacenamiento,

  Cada tanque en la línea de descarga tendrá instalada una válvula motorizada MOV, para acciones de alineación y cierre del tanque, esta línea se conectará al cabezal de succión general donde se localiza una ESDV para el aislamiento de la sección de operación cuando se presente algún caso de Emergencia, la cual podrá ser accionada por confirmación de caso fuego en forma automática y manual en condiciones críticas de operación a decisión del operador.

- A la succión de bombas para carga a Autotanques y sistema de bombeo.

  El sistema de bombeo carga a autotanque estará constituido por un sistema (2+1) las cuales dependiendo de las necesidades de carga podrán estar en operación dos de manera simultánea.

  La succión de las bombas deriva del cabezal común en donde se instalará la instrumentación indicada durante la ingeniería de detalle.

- La descarga de bombas de carga a Autotanques

  La línea de descarga de cada Bomba es colectada en un cabezal común donde se tienen la instalación de una Válvula MOV motorizada y Un Transmisor indicador de presión con señal al SPE, el cabezal común llegará a las islas de carga donde se tendrá la flexibilidad de cargar desde 1 o hasta 5 islas.

F) Alimentación al del Brazo de Carga y Medición

Antes de cargar los autotanques el hidrocarburo pasará al sistema de medición de brazos de llenado tipo LACT, cada medidor tendrá los siguientes elementos:

- Una válvula de corte XV que permitirá el paso de líquido,

- Un filtro tipo canasta, canasta con transmisor de presión diferencial e indicación de alta caída de presión, notificando a través de la alarma PDAH la necesidad de limpiar y/o reemplazar el cartucho filtrante a través de UCL.
- Un medidor de flujo tipo turbina (con transmisor redundante), el flujo en el sistema de medición del brazo de llenado se mostrará en el sistema de control por medio de indicadores de flujo que recibirán la señal enviada por los transmisores de flujo a la Unidad de Control Local (UCL) y comunicada al sistema de control. El flujo totalizado se podrá visualizar en el sistema de control a través las señales comunicadas por la UCL.
- Un indicador de Temperatura; la cual será mostrada en el sistema de control por medio del indicador de temperatura que recibirá la señal enviada por el transmisor de temperatura a la UCL y comunicada al sistema de control.
- Un Transmisor de Presión; La presión en el sistema de medición de brazos de llenado será mostrada en el sistema de control mediante indicador de presión que recibirá la señal enviada por la UCL.
- Una válvula electrohidráulica VOS con sistema operativo.

La cantidad de flujo de hidrocarburo a autotanque se programa y una vez que sea medido y adicionado el aditivo correspondiente este es inyectado a los autotanques en cada una de las islas a través de los brazos de llenado y con la apertura de las válvulas VOS. Los flujos de carga son acordes a lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla 7. Flujo de Carga de Autotanques.

Producto	Flujo por Brazo de llenado	Brazos de llenado	Flujo de Diseño por Bomba	Bombas en Operación	Flujo máximo disponible en la Terminal	Máximo de brazos en operación simultanea	Flujo máximo despachado
Diésel	136.3 m^3/h (600 gpm)	5	340.7 m^3/h (1500gpm)	2	681.34 m^3/h (3000gpm)	5	681.34 m^3/h (3000gpm)
Gasolina Premium	136.3 m^3/h (600 gpm)	5	340.7 m^3/h (1500gpm)	2	681.34 m^3/h (3000gpm)	5	681.34 m^3/h (3000gpm)
Gasolina Regular	136.3 m^3/h (600 gpm)	5	340.7 m^3/h (1500gpm)	2	681.34 m^3/h (3000gpm)	5	681.34 m^3/h (3000gpm)

Nota: La capacidad máxima de despacho de hidrocarburo en la terminal TRT es de 681.34 m^3/h (3000 gpm).

Todos los sistemas de bombeo contarán con la capacidad de ser operados de forma local y remota (manual y automático) desde el cuarto de control. Las señales de modo de operación, arranque y paro, así como las señales de instrumentación asociadas al área de bombeo serán monitoreadas y controladas desde la estación de operación del sistema de control.

A continuación, se indica en la siguiente tabla cuantas bombas deben operar de acuerdo al número de brazos de descarga en operación:

Tabla 8. Bombas en operación por brazos de descarga operando.

Brazos	Bombas Diésel	Bombas Gasolina Premium	Bombas Gasolina Regular
1	1	1	1
2	1	1	1
3	2	2	2
4	2	2	2
5	2	2	2

Una vez llenado el autotanque y/o alcanzando el flujo programado, la válvula VOS cierra. Como protección se cuenta con un medidor de sobrellenado en cada isla para mandar a cerrar la válvula VOS del brazo de llenado que se encuentre en funcionamiento evitando un derrame y/o sobrellenado en el autotanque.

En caso de presentarse una emergencia cada una de las islas de llenado a autotanques cuenta con un botón de paro local en la UCL y remoto en el sistema de control. Así mismo cada una de las islas cuenta con un brazo de recuperación de vapores para el control de las emisiones de vapores durante la transferencia de combustible, dicho brazo cuenta con un arrestador de detonación. Los vapores recuperados de cada isla se envían mediante un cabezal al sistema de recuperación de vapores de autotanques tipo adsorción-absorción para su tratamiento.

Los siguientes equipos también pertenecen al área de Autotanques

Sistema de Inyección de Aditivos (PK-7311, 12, 13, 14, 15, 16). El sistema de inyección de aditivos a autotanques que consta de seis (6) paquetes de aditivos, tres (3) para gasolinas y tres (3) para diésel.

Los aditivos empleados, serán inyectados en un puerto dedicado, localizado en cada brazo de carga. La inyección será por pequeños pulsos durante la carga de producto. El sistema de inyección de aditivos de la UCL en cada isla (monoblock), se programa la cantidad de aditivo a inyectar y controla el tiempo de apertura de la válvula solenoide localizada en el monoblock del aditivo. Los monoblocks para cada punto de inyección serán localizados en las islas de carga de autotanques y serán controlados desde la UCL de cada isla (ver DTI IP0118-PR-003-DTI-012). Cuando el sistema de inyección de aditivos detecta una baja cantidad inyectada en función de la carga de producto, ésta corrige la cantidad en el siguiente pulso de inyección.

Sistema de Recuperación de Vapores (SRV-7350). Diagramas de referencia: IP0118-PR-003-DTI-010. Al contacto con el aire por el almacenamiento o por el traslado del producto, la gasolina genera vapores que contienen componentes dañinos para la salud y para el medio ambiente. Para ello la TRT cuenta con un sistema de recuperación de vapores que no

permiten que estos gases sean liberados al ambiente evitando así la contaminación que se genera.

El Sistema de Recuperación de Vapores consta de un conjunto de accesorios y dispositivos para la recuperación y control de las emisiones de vapores de hidrocarburos durante la transferencia de combustibles líquidos de los tanques de almacenamiento a los autotanques.

La TRT cuenta con un Sistema de Recuperación de Vapores en el área de Autotanques, SRV-7350 con una capacidad de flujo instantáneo de 5 brazos de autotanques (3000 gpm).

El SRV-7350 es de tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

El SRV-7350 está equipado con 2 columnas de adsorción V-7350A/B llenas de carbón activado, una columna adsorbe los vapores de las llenaderas de autotanques mientras la otra columna se regenera. El ciclo de regeneración se realiza de manera automática alternando las columnas de adsorción con un tiempo de 10 – 20 minutos entre la absorción y regeneración.

La regeneración de la columna de adsorción se logra con una combinación de alto vacío a través de la bomba de vacío PB-7351 y purga de aire que elimina el vapor de hidrocarburo previamente adsorbido en el carbono y restaura la capacidad del carbono para adsorber el vapor. La descarga de la bomba de vacío PB-7351 se dirige a una columna de absorción V-7353 donde se hace la recuperación. Los vapores a recuperar, entran a la V-7353 y fluyen hacia la parte superior entrando en contacto con el líquido absorbente (gasolina regular fresca) a contra corriente la cual entra por la parte superior de la columna.

La gasolina fresca alimentada a la columna de absorción mediante la bomba P-7350 provendrá de cualquiera de los tanques de almacenamiento de gasolina regular.

El control del SRV-7350 es a través de un PLC, el cual comunicara al Sistema de Control las siguientes señales:

- Indicación de Presión Diferencial de la columna de adsorción V-7350A/B, a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión Diferencial,
- Indicación de Presión de la columna de adsorción V-7350A/B a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión,
- Indicación de Presión Diferencial de la columna de absorción V-7353 a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión Diferencial,

- Indicación de Presión de la columna de absorción V-7353 a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión,
- Indicación de Temperatura de la columna de absorción V-7353, a través de la señal enviada por los termopares,
- Indicación de Nivel de la columna de absorción V-7353 y alarmas por alto nivel y bajo nivel a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Nivel,
- Alarma por bajo flujo en la descarga de la bomba de gasolina recuperada P-7353 a través de la señal enviada por el Interruptor por bajo flujo FSL-73531,
- Alarma por bajo flujo en la descarga de la bomba de gasolina fresca P-7350 a través de la señal enviada por el Interruptor por bajo flujo,
- Indicación de Presión Diferencial del arrestador de flama a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión Diferencial.

Así mismo el Sistema de Recuperación de Vapores de Autotanques deberá enviar una señal del estatus operando a la UCL de cada una de las llenaderas de autotanque, ya que este es un permisivo arranque para el llenado de autotanques.

X.12. Descarga de productos de autotanques

Diagrama de referencia: IP0118-PR-003-DTI-009, IP0118-PR-003-DTI-004

La TRT cuenta con un sistema de descarga de hidrocarburos de autotanques localizado en la isla 5. El sistema de descarga de autotanques tendrá la flexibilidad de operar para cualquier producto, en caso de que dicho producto se encuentre fuera de especificación este será enviado al Tanque Transmix, TK-7220. Sí el producto es limpio, podrá ser enviado a cualquiera de sus tanques correspondientes.

La descarga de hidrocarburos de autotanques se realiza a través del Paquete de Bombas para Descarga de Autotanques, PK-7303, el cual cuenta con dos bombas una en operación y otra en relevo. Para el vaciado del autotanque se cuenta con una conexión de manguera en la línea de succión de la bomba que se acopla a la parte inferior del autotanque.

Se tiene como permisivo de arranque de las bombas del PK-7303 el aterrizamiento a tierra del autotanque de la isla 5 y que no se encuentre activada la alarma por alto nivel en el tanque a enviar el hidrocarburo. La bomba arranca una vez que se lleve a cabo las siguientes operaciones manuales:

- Verificación del nivel del tanque a enviar para recibir el hidrocarburo del autotanque,
- Apertura del venteo del autotanque para evitar que se forme vacío en el autotanque.

- Eliminación del aire en la línea de succión a través del venteo y visualización en el vidrio de nivel tipo magnético el nivel de hidrocarburo en el autotanque (2000 mm cuando el autotanque se encuentre a la mitad de hidrocarburo).

X.13. Descarga de tanque Transmix a autotanque

El Tanque Transmix tiene la finalidad de almacenar cualquiera de los productos que provengan de autotanques y estén fuera de especificación. El hidrocarburo almacenado será gestionado por una entidad acreditada dependiendo de la calidad de hidrocarburo recolectado, por medio de autotanques que se colocarán en la isla 5 y se conectarán mediante manguera con conexión rápida por la parte baja del autotanque.

Cuando el tanque Transmix, TK-7220, sea vaciado, se cuenta con un sistema de bombeo dedicado, el cual podrá manejar cualquiera de los fluidos utilizados, así como mezclas de los mismos.

El sistema de bombeo carga a autotanque del tanque Transmix, estará constituido por 1 bomba en operación.

La descarga de hidrocarburos del tanque Transmix a Autotanques se realiza a través de los siguientes equipos:

- Tanques Transmix, TK-7220
- Bomba de Descarga de Transmix, P-7220
- Isla de Descarga/Llenado de Autotanque: isla 5

La medición de flujo del hidrocarburo hacia los autotanques será a través de un medidor de flujo multivariable el cual envía señales al sistema de control del flujo instantáneo, de temperatura y de flujo totalizado.

X.14. Descripción de operación del sistema de llenado de autotanque.

A) Permisivos de arranque

Para la carga de hidrocarburo de tanque Transmix a Autotanques se tiene los siguientes permisivos en el sistema de control:

- El nivel del tanque de almacenamiento a utilizar sea mayor al bajo nivel (LAL).
- Las válvulas correspondientes al tanque seleccionado estén alineadas.
- Para la carga de Autotanques se tiene los siguientes permisivos a la UCL:
- La unidad recuperadora de vapores esté operando.
- El sistema de tierras esté conectado al autotanque.

- A continuación, se indican algunas acciones manuales a realizar antes de llevar acabo el llenado de autotanques:
- El brazo de recuperación de vapor de cada isla esté conectado al autotanque que se esté llenando.
- La manguera de conexión al autotanque estará conectada al mismo.

B) Alineación automática desde el sistema de control de válvulas localizadas en:

- Salida de tanque de almacenamiento,
- A la succión de bombas de carga a Autotanques
- A la alimentación de carga a Autotanques

Una vez alineado el sistema, el operador procederá a arrancar la bomba. La bomba podrá descargar 136.3m3/h (600gpm) de hidrocarburo, con la posibilidad de ser operada de forma local y remota (manual y automático) desde el cuarto de control. Las señales de modo de operación, arranque y paro, así como las señales de instrumentación asociadas al área de bombeo serán monitoreadas y controladas desde la estación de operación del sistema de control.

Una vez llenado el autotanque, el operador deberá parar la bomba P-7220 y cerrar la válvula de alimentación de carga a autotanque, para la alineación del siguiente autotanque.

La alarma por bajo nivel en el tanque Transmix; notificará al operador que debe parar la bomba P-7220 desde el sistema de control. Como protección, en el sistema de paro por emergencia está configurado un paro de bomba por muy bajo nivel en el tanque Transmix.

X.15. Servicios Auxiliares

X.15.1. Sistema de agua de servicios

Diagrama de Referencia: IP0118-PR-007-DTI-004.

El sistema contará con:

- Un Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios TK-7740.
- paquete hidroneumático PK-7740, que consta de Tanque Hidroneumático y de dos (2) bombas, una en operación y otra de relevo, que distribuirán el agua de servicios a los usuarios de la planta que así lo requieran.

Tabla 9. Sistema de Agua de Servicios.

TAG	Servicio	Cantidad	Capacidad
TK-7740	Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios	1	43 m^3 (11,359 gal)
PK-7740	Equipo Hidroneumático: Bombas del Sistema Hidroneumático P-7740A/B Recipiente Hidroneumático V-7740	1	17.7 m^3/h (77.9 gpm)

El suministro de agua de servicios entregada a la Terminal tiene la flexibilidad de conectarse con la red municipal y/o a camión pipa, el agua se acumula en el TK-7740, para ser enviada al PK-7740 y de ahí realizar la distribución del agua a la Terminal.

El Sistema Hidroneumático, PK-7740, tendrá una presión de operación máxima de 7 kg/cm^2 g (100 psig). La Bomba del Sistema Hidroneumático P-7740A/B, succionará del Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios. La bomba impulsa el agua al Tanque Hidroneumático V-7740, que contiene volúmenes variables de agua y aire. Cuando el agua entra en el Tanque Hidroneumático aumenta el nivel de agua, al comprimirse el aire aumenta la presión, y cuando se alcanza un nivel de agua y presión determinados, se produce la señal de parada de la bomba y el tanque queda en la capacidad de abastecer la red que proporciona agua de servicios a los Edificios, así como a las Estaciones de Servicio y Regaderas - Lavaojos instaladas en la planta. Cuando los niveles de presión bajan a los mínimos establecidos, se acciona el mando de encendido de la bomba P-7740 nuevamente.

La operación de las Bombas del Sistema Hidroneumático será controlada a través de interruptores de alta y baja Presión cuyos valores de ajuste será confirmados por el proveedor del Paquete Hidroneumático PK-7740, los cuales que se encuentran asociados a un Panel de Control Local (PLC), mismo que a su vez, enviará las señales al sistema de control para su visualización.

El PLC recibirá la señal para el permisivo de arranque o paro de la bomba, según sea el caso, por bajo nivel del interruptor en la cisterna de agua potable. Por Baja Presión en el Sistema Hidroneumático la bomba que se encuentre seleccionada como principal arrancará, siempre que se cumpla el permisivo de arranque por nivel en el TK-7740. La bomba del Sistema Hidroneumático que se encuentre operando, recibirá señal de paro, cuando el sistema alcance el valor de ajuste de presión del interruptor por alta presión o cuando sea detectado bajo nivel en TK-7740.

Las Bombas del Sistema Hidroneumático P-0720 estarán calculadas para alcanzar una presión de 2.1 kg/cm^2 g (30 psig) en el punto más alejado del sistema, permitiendo en ese punto el suministro de agua a las regaderas - lavaojos colocadas en el área del muelle. Se estima que la presión mínima necesaria del suministro de agua para uso sanitario en las oficinas administrativas y áreas cercanas, es regulada como mínimo entre 1 a 1.5 kg/cm^2 g (14.5 - 21.3 psig).

El agua de servicios se distribuirá a los siguientes usuarios:

- Oficinas administrativas,
- Laboratorio de prueba de muestras,
- Caseta de vigilancia,

- Estaciones de servicio,
- Regaderas y lavaojos.

X.15.2. Sistema de aire comprimido

Diagrama de Referencia: IP0118-PR-007-DTI-001.

El sistema de aire comprimido está formado por el Paquete de Aire Comprimido, PK-7701, el cual consta de los siguientes equipos:

- Dos (2) compresores de aire C-7701A/R, uno en operación y otro en relevo,
- Tanque de Aire de Planta V-7701,
- Dos (2) Secadoras de Aire tipo regenerativo, SA-7702A/R, una en operación y otra en regeneración
- Tanque de Aire de Instrumentos V-7702.

Tabla 10. Sistema de Aire de Planta.

TAG	Servicio	Cantidad	Capacidad
PK-7701	Paquete de Aire Comprimido	1+1	339.8 Sm^3/h (200 SCFM)

El Compresor de Aire C-7701, es controlado por un PLC el cual monitorea principalmente las siguientes variables: presión y temperatura de descarga, arranque y paro remoto, estatus de encendido o apagado, y falla común.

Para iniciar su operación se envía señal de arranque desde el panel local o desde el sistema de control y el compresor inicia su secuencia de arranque, durante la cual, el compresor a través del PLC manda arranque de la bomba de aceite, luego manda arrancar el motor principal y finalmente arrancar los ventiladores de enfriadores. Terminada la secuencia de arranque, el PLC manda abrir la válvula deslizante de carga del compresor.

El valor de presión de entrega del compresor se configura desde el PLC para entrega de 8.5 kg/cm^2. Cuando se llega a este valor el PLC mandará disminuir la carga y el compresor se mantendrá en menor carga durante unos minutos, si la presión permanece en el punto de ajuste el compresor se mandará a la posición de no carga, manteniendo en operación el motor del compresor, los ventiladores de enfriamiento y la bomba de lubricación para permitir el enfriamiento del aceite y el compresor mismo. Si la presión de salida llega a 7.0 kg/cm^2 el compresor volverá a abrir la válvula de carga aumentando la presión hasta el valor de ajuste de 8.5 kg/cm^2 y así consecutivamente. Ambos valores son configurables desde el PLC.

En caso de que el compresor no requiera carga durante un tiempo de 5 minutos, parará los motores mediante su secuencia de paro y quedará listo para arrancar en caso de requerirse. El paro del compresor se efectuará cuando se alcance la alarma por alta presión, configurada en el transmisor indicador de presión del tanque de aire de planta. El compresor manda cerrar

la válvula de carga, y para el motor principal, después dejarán de operar los ventiladores y al final dejará de operar la bomba de aceite

En caso de emergencia se cuenta con botón de paro de emergencia el cual al ser accionado parará automáticamente todo el compresor sin realizar secuencia de paro y dejará inhabilitado el compresor hasta que se desactive el paro de emergencia.

El aire proveniente del compresor entra al Tanque de Aire de Planta V-7701 a una presión de aire de 8.5 kg/cm^{2}g (121 psig). El tanque contará con un transmisor indicador de presión que monitorea la presión de operación de 8.5 kg/cm^{2}g (121 psig). y envía las señales de alarmas por alta presión (9 kg/cm^{2}g / 128 psig) y baja presión (5 kg/cm^{2}g/70 psig) al sistema de control, el cual permitirá el paro del compresor de aire de planta C-7701 en caso de que la presión supere los 8.5 kg/cm^{2}g. El tanque pulmón tendrá una válvula de seguridad con relevo hacia la atmósfera.

El aire proveniente del V-7701 llega a un cabezal donde se divide el flujo hacia el cabezal de distribución de Aire de Planta y hacia la SA-7702 A/R, secado. El cabezal de aire de planta debe ser entregado a 7.5 kg/cm^{2}g (107 psig). El cabezal de salida cuenta con una válvula reguladora a contrapresión la cual permite que se proteja el sistema por baja presión y priorizar el envío del aire del compresor hacía aire de instrumentos.

El aire de planta se distribuirá a los siguientes usuarios.

- Estaciones de servicio del área de descarga/carga de buquetanque,
- Estaciones de servicio del área de carga de autotanque,
- Estaciones de servicio del área de servicios auxiliares,
- Estación de servicio en el taller de mantenimiento,
- Estación de servicio en el almacén de residuos y materiales peligrosos.

El aire que ingresa la secadora SA-7702 A/R, pasará atreves de ella reduciendo el contenido de humedad del aire para su uso en los instrumentos requeridos. A la salida de la secadora, el aire se acumula en el Tanque de Aire de Instrumentos V-7702, El tanque contará con un transmisor indicador de presión que monitorea la presión de operación y una válvula de seguridad con relevo hacia la atmósfera.

El aire seco del Tanque de Aire de Instrumentos V-7702, sale al cabezal del de aire de instrumentos el cual debe ser entregado a 7 kg/cm^{2}g (100 psig), por lo que se controla la presión mediante la válvula reguladora de presión la cual reduce la presión al valor de entrega en el cabezal.

El aire de instrumentos se distribuirá a los siguientes usuarios.

- Patín de Medición de Descarga de Producto de Autotanque, PM-7301,
- Llenaderas de Autotanque de la isla 1 a la 5

X.15.3. Sistemas de tratamiento aceitoso

Diagramas de Referencia: IP0118-PR-007-DTI-003

La TRT cuenta con dos tipos de drenaje aceitoso uno abierto para la recolección de agua aceitosa que se genere en la terminal y otro cerrado para la recolección de derrames de hidrocarburo.

Drenaje Aceitoso Cerrado. En caso de presentarse algún derrame de hidrocarburo en la terminal, se deberá contar con un drenaje aceitoso cerrado el cual deberá ser definido durante el desarrollo de la Ingeniería de detalle.

Drenaje Aceitoso Abierto. El drenaje aceitoso que se genere en la terminal será conducido por gravedad a cárcamos, una vez recolectado el drenaje aceitoso en los cárcamos este será conducido mediante bombeo al paquete de tratamiento de efluente aceitoso PK-7710.

El paquete de tratamiento de efluente aceitoso, PK-7710, consta de un separador tipo API TC-7711, un separador de placas tipo CPI, TL-7701, cámara de aceite recuperado TC-7725, bomba de cámara de aceite recuperado P-0725 y bomba de lodos P-7710.

El control del sistema es a través de un PLC el cual se comunica con el sistema de control. Las señales visualizadas en el sistema de control del paquete de tratamiento de efluentes son las siguientes:

- Alarma por bajo nivel en el separador API,
- Alarma por alto nivel en el separador API,
- Alarma por bajo nivel la cámara de aceite recuperado,
- Alarma por alto nivel en la cámara de aceite recuperado,
- Indicación de Nivel del separador tipo CPI, con alarmas por alto y bajo nivel.
- Alarma por alta concentración de aceite.

Del paquete de tratamiento se obtienen los siguientes fluidos:

- **Aceite recuperado.** El cual es bombeado al tanque de aceite recuperado, FA-7705 para su gestión por una entidad acreditada externa.

  Es permisivo de arranque de las bombas de aceite recuperado P-7710 localizadas dentro del paquete PK-7710 el alto nivel en el cárcamo TC-7710 y la no existencia de un muy alto nivel del tanque FA-7705 en el sistema de control, asimismo será una orden de paro de bomba. La señal de muy alto nivel del tanque FA-7705 se cableará desde el sistema de control al PLC del paquete de tratamiento de efluente aceitoso.

  El tanque de aceite recuperado FA-7705 cuenta con un indicador de nivel y con un transmisor de nivel. En el sistema de control se podrá

visualizar el nivel a través de la señal enviada por el transmisor, asimismo alarmas por muy alto nivel, alto nivel y por bajo nivel.

- **Agua Recuperada.** La cual se enviará por gravedad a la Fosa de Agua Recuperada TC-7720, desde el Separador de Placas tipo CPI, TL-7701. Cuando el agua colectada en la fosa de agua recuperada alcanza el alto nivel el interruptor por alto nivel arranca la bomba P-7720A/B y envía el agua recuperada al drenaje pluvial. Una vez vaciado la fosa y alcanzado un bajo nivel, el interruptor de bajo nivel manda a paro la bomba que se encuentre en funcionamiento. En el sistema de control se visualiza una alarma por alto nivel y bajo nivel con la señal enviada por los interruptores de nivel.

  Periódicamente se deberá realizar análisis de la calidad de agua contenida en la fosa de agua recuperada TC-7720. En caso de no cumplir con la calidad de agua indicada en la normativa mexicana (NOM-001-SEMARNAT-1996), se cuenta con una línea de retorno de al paquete de tratamiento de efluente aceitoso PK-7710, el retorno se realizará de forma manual con la alineación de la línea a través de la apertura de la válvula manual tipo compuerta y con el arranque de la bomba P-7720A/B.

  Es permisivo de arranque de las bombas de fosa de agua recuperada P-7720A/B el alto nivel en la fosa TC-7720

X.15.4. Sistema de tratamiento de agua residual sanitaria

Diagrama de referencia: IP0118-PR-007-DTI-002.

Por otra parte, el efluente sanitario proveniente de la caseta de vigilancia, laboratorio, bodega de materiales, taller de mantenimiento oficina administrativa y cuarto de muelle será enviado a un Paquete de Tratamiento de Agua Residual Sanitario enterrado PK-7730 con una capacidad para 60 personas, Como producto del biodigestor se tendrán lodos y agua tratada los cuales serán puestos a disposición de un gestor autorizado para su posterior tratamiento fuera de la terminal.

El paquete está compuesto de un biodigestor D-7730, de un registro de lodos R-7730 y de un tanque de agua tratada TK-7730.

X.16. Sistema contra incendio

El Sistema de Protección Contra Incendio para la Terminal de Refinados de Topolobampo estará constituido en forma integral por los siguientes sistemas y equipos:

Área de Proceso:

- Sistema de Agua Contra Incendio
- Sistema de Espuma
- Sistema de Fuego y Gas

- Extintores

Área de Edificios:

- Sistemas de Detección de Humo
- Sistemas de Supresión de fuego a base de agentes limpios y/o CO2
- Extintores

El diseño de los sistemas y equipos de protección contra incendio deberán cumplir con los requerimientos de los códigos nacionales e internacionales y estándares de la NFPA en su última edición; para que durante el diseño, construcción, instalación y operación del sistema contra incendio se cumpla en orden de prioridad con: la seguridad e integridad del personal, protección al medio ambiente, protección a las instalaciones, y ubicación de los componentes del sistema.

Clasificación de ocupación. La Terminal de Refinados Topolobampo se considera como riesgo alto debido al manejo de petrolíferos.

Cuando se utiliza una sustancia inflamable las posibilidades de accidentes se incrementan notoriamente y más aún cuando su utilización es masiva.

De acuerdo a las circunstancias bajo las cuales se desarrolla cada accidente, deriva el tipo de evento producido, es decir cuando se produce un escape de combustible, pueden o no generarse acumulaciones peligrosas que pueden derivar en una explosión o deflagración.

Dentro de la clasificación de ocupación, la terminal se considera habitada debido a que habrá personal operativo de tiempo completo.

Sistema de Agua de Protección Contra Incendio. Debido a las características del riesgo (combustibles líquidos), la protección activa contra incendios se basará en sistemas de agua para refrigerar equipos, protegiéndolos de fuegos adyacentes, y sistemas de espuma, para la extinción de fuegos de origen líquido.

Abastecimiento de Agua Contra Incendios. El agua para la lucha contra incendios será agua de mar.

El agua de mar se tomará de una estructura localizada en la zona de la costa específicamente diseñada para la instalación de una bomba vertical de agua de mar cercana al muelle, con la que se llenara el tanque de agua contra incendio. La bomba estará diseñada para llenar el tanque contra incendios en 8 horas como máximo.

Se deberá colocar un sistema de cloración a la descarga de la bomba, para evitar el crecimiento de vida marina. El sistema estará basado en una solución de hipoclorito sódico que se inyectara en la línea de descarga de la bomba cuando la bomba esté operando.

La bomba vertical de llenado del tanque se conectará a una línea de descarga, que llegará hasta el tanque de agua contra incendios.

Dicha bomba, será operada de forma automática, por medio de las señales de alto (HLL) y bajo nivel (LLL) del transmisor de nivel instalado en el Tanque PCI. En caso de bajo nivel en el tanque de agua contra incendio se dará la orden de arranque de la bomba. Por otra parte, se mandará orden de paro a la bomba, cuando el nivel en dicho tanque haya alcanzado el nivel alto.

En fase de ingeniería de detalle se fijarán los niveles de operación del tanque.

Tanques de Agua Contra Incendio. El tanque de agua contra incendio será de hormigón armado. Se diseñarán siguiendo las indicaciones de la NFPA 22.

El tanque debe tener capacidad para satisfacer la demanda de agua del escenario identificado como el riesgo mayor durante 2 horas ininterrumpidas. El riesgo mayor identificado es un incendio en el tanque TK-7209 (ver documento IP0118-FP-006-MC-001).

La capacidad del tanque contará con un 10% adicional en cumplimiento al documento IP0118-GEN-700-BD-001 “Bases de Diseño y Modelo Logístico”.

Bombas de Agua Contra Incendio. El agua de extinción de incendios se proporcionara a través de un sistema de bombeo, compuesto por los siguientes equipos:

- Dos (2) Bombas principales centrifugas horizontal a Diésel
- Una (1) Bomba de emergencia centrifuga horizontal a Diésel
- Dos (2) Bombas jockey accionadas por motor eléctrico (principal y relevo)

Las bombas de agua contra incendio serán diseñadas considerando los requerimientos marcados en la NFPA 20. Las bombas principal y de emergencia, así como sus paneles de control (incluyendo el panel de control de la bomba jockey) estarán listados y/o aprobados UL, FM.

Los paneles de control de las bombas contra incendio deberán contar con protocolo de comunicación y contactos secos para su interconexión con el Sistema de Fuego y Gas (SFG), para monitoreo de las señales de alarma y falla.

Cada bomba accionada por motor diésel contará con un tanque de día de diésel de doble pared de acero para colectar derrames y su capacidad deberá ser suficiente para 8 horas de operación basado en un suministro de 5.07 L/kW más el 10% adicional, de acuerdo con lo establecido en el punto 11.4.1.3.1 de la NFPA 20.

Las bombas accionadas por motor diésel deberán llevar indispensablemente una válvula de alivio, la cual debe descargar al tanque de almacenamiento de agua contra incendio con válvulas on-off en la línea de descarga de cada bomba.

Las bombas contra incendio (principales y de emergencia) deberán estar diseñadas para proporcionar no menos del 150% por ciento de capacidad nominal a no menos del 65% por ciento de la carga dinámica de diseño.

El diámetro de la tubería de succión para una sola bomba o de la tubería del cabezal de succión para bombas múltiples debe permitir el manejo de 150 por ciento de la capacidad nominal de la bomba a una velocidad que no exceda de 4,57 m/s (15 ft/s).

El diámetro de la tubería de descarga para una sola bomba o de la tubería del cabezal de descarga para bombas múltiples deberá ser tal que con la bomba(s) funcionando al 150 por ciento de su capacidad nominal, la velocidad en la tubería de descarga no exceda los 6.2 m/s (20 ft/s).

La bomba jockey se dimensionará para un gasto del 1% del gasto de diseño de las bombas principales y una presión de 120 psi para mantener presurizada la red constantemente presurizada la red de agua contra incendio.

Red de distribución de agua contra incendios. La red de distribución de agua contra incendios, será diseñada de tubería enterrada de polietileno de alta densidad (HDPE). La tubería y accesorios de la red de agua contra incendio deberán de estar listados para servicio contra incendio o cumplir con el estándar indicado en la tabla 10.1.1 de la NFPA-24 y con la Especificación Materiales de Tuberías, IP0118-PI-000-ESP-002.

La red de agua contra incendio debe estar diseñada para que, en condiciones de máximo flujo hacia el riesgo mayor, se garantice una presión mínima en el punto de descarga más desfavorable hidráulicamente de 7kg/cm^2 (100 lb/in^2). Ref. NOM-006-ASEA-2017.

La red de agua contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento localizadas estratégicamente para aislar tramos de tuberías para su inspección y/o mantenimiento, sin dejar de proteger ninguna de las áreas o equipos que lo requieran. Un máximo de seis (6) tomas entre válvulas de seccionamiento.

La velocidad máxima de flujo en tuberías de agua contra incendio debe ser de 6.2 m/s (20 ft/s).

La tubería deberá probarse hidrostáticamente a 14.06 kg/cm^2 man (200 lb/in^2) ó 3.52 kg/cm^2 man (50 lb/in^2) más de la máxima presión de trabajo, lo que resulte mayor y mantener esta presión por dos horas, como se establece en el punto 10.10.2.2.1 de la norma NFPA 24 y la NOM-006-ASEA-2017.

Este sistema subterráneo proporcionará el agua de incendio requerida en los siguientes dispositivos: hidrantes, sistema de rociadores automáticos, sistema de aspersión de agua, sistemas de espuma.

Hidrante y Monitores. La planta estará cubierta por hidrantes que estarán distribuidos a una distancia máxima entre ellos de (50 m) y estarán

localizados 12.2 m (40 ft) del riesgo a proteger, estratégicamente espaciados. Los hidrantes deberán cumplir con las normas NFPA-24.

Los hidrantes tendrán una conexión con la tubería principal no menor de 6 pulgadas (152 mm) de acuerdo con el punto 7.1.1 de la NFPA 24. Las dos tomas de hidrantes serán de 2 ½" de diámetro con tapón y cadena. Las roscas de las tomas del hidrante deben cumplir con lo indicado en la NFPA 1963.

Para las áreas de bombas, patín de medición, área de auto tanques recepción se instalarán monitores de agua-espuma como sistemas suplementarios de acuerdo con la norma NOM-006-ASEA-2017. Los monitores tendrán una boquilla tipo master stream y dispondrán de un tambor de espuma concentrada de 265 galones. El caudal mínimo del monitor será de 500 gpm.

El área del muelle de descarga de Buque Tanques se protegerá con Monitores de espuma activados remotamente.

Sistemas de Protección con Agua. Los sistemas de protección con agua se utilizarán como medios de refrigeración de equipos adyacentes a un posible incendio, no como lucha principal contra el fuego.

La protección con agua se centrará en sistemas de enfriamiento para los tanques de almacenamiento, diseñados conforme a API 2030. Se considera una densidad de aplicación de 4 lpm/m^2 (0.1 gpm/ft^2), considerando como zona de aplicación 7.4m por debajo de la cubierta superior del tanque. Se distribuirán los anillos a una distancia máxima de 3 m entre anillos, con boquillas situadas a no más de 3 m entre sí. Para la distribución de anillos se considerará que los tanques tienen un anillo de refuerzo a 2/3 de su altura, lo que podría obstruir el escurrimiento de agua.

Para establecer el consumo en el escenario de incendio más desfavorable, se considerará que en caso de fuego en un tanque se dispara su sistema de espuma y de enfriamiento, y se enfrían los tanques adyacentes más próximos (los que estén justo a una distancia del tanque igual a su radio).

Para una mejor optimización del consumo de agua, los sistemas de enfriamiento de los tanques se dividirán en 4 sectores, de forma que en caso de fuego en un tanque adyacente se activarán sólo los segmentos que estén orientados hacia el tanque en fuego.

La velocidad máxima de flujo en tuberías de agua contra incendio debe ser 6.2 m/s (20 ft/s).

Sistema de Espuma. El sistema de espuma deberá estar diseñado de acuerdo con la norma NFPA 11.

La planta contará con sistemas tipo fijos de espuma, los cuales conducen la espuma a través de tuberías independientes desde el tanque tipo vejiga, descargando a través de salidas fijas (cámaras de espuma y boquillas) sobre el riesgo que se va a proteger.

Se deberá utilizar concentrado de espuma sintética AR-AFFF (Alcohol Resistant Aqueous Film Forming Foam) con un porcentaje de concentración del 3%. En fase de ingeniería de detalle, con la información del %volumen de oxigenante de las Gasolina Regular y Premium se confirmara el tipo de espuma a emplear.

Los sistemas de espuma se abastecerán de tres tanques vejiga que almacenarán el espumógeno. La capacidad de almacenamiento de los tanques será para satisfacer al riesgo mayor protegido o grupos de riesgo que se deban proteger simultáneamente.

Tabla 11. Áreas de Servicio del Sistema de Espuma

Tanque de Espuma	Capacidad	Áreas a proteger
TKE-7601	1400 galones	Auto tanques / Tanques de Diésel / Bombas de Diésel
TKE-7602	3400 galones	Tanques de Gasolinas Regular y Premium/ Bombas de gasolinas /
TKE-7603	2000 galones	Muelle/ Patín de Medición

Los tanques vejiga se colocarán próximos a los equipos protegidos, pero a una distancia segura. Si fuese necesario, se protegerían mediante un muro pantalla de hormigón.

Los tanques vejiga se conectarán al colector de agua contra incendios, lo que les dotará de presión. La activación de los sistemas de espuma se realizará mediante una válvula de diluvio, con trim de actuación eléctrica, rearme remoto y control de presión en la descarga. En la descarga de la válvula se colocará un proporcionador en línea, para realizar la mezcla de agua – espumógeno al 3%.

La protección de los tanques de almacenamiento será a través de la aplicación superficial de espuma mediante cámaras tipo II, instaladas en la parte superior externa y sobre la pared de la envolvente de los tanques. Con una densidad de aplicación de 4.1 L/min•m^2 (0.10 gpm/pie^2) de superficie del líquido y un tiempo de descarga de 30 o 55 minutos de acuerdo a lo indicado en la NFPA 11.

La velocidad de la espuma en el punto de descarga al contenido del tanque no debe exceder 3 m/s (10 pies/s) para líquidos clase IB, de acuerdo al punto 5.2.6.2.3 de la NFPA 11.

Además, se dispondrá de sistemas de aspersión tipo diluvio de agua-espuma para protección de las áreas de bombas, auto tanques y patines de medición y deberán estar diseñado de acuerdo con la norma NFPA 16.

Los sistemas de aspersión de agua-espuma deberán diseñarse con una densidad de aplicación de 6.5 lpm/m2 (0.16 gpm/ft^2) con una velocidad de diseño en la tubería de abastecimiento a dichos sistemas será de 6.2 m/s (20 ft/s) máxima y un tiempo 10 min de descarga.

La tubería y accesorios para los sistemas de espuma deberán de cumplir con las especificaciones de la tubería de agua contra incendios que figuran en la Especificación de Materiales de Tuberías, IP0118-PI-000-ESP-002.

Extintores Portátiles. La terminal deberá contar con equipo portátil contra incendio, por lo que habrá los siguientes dispositivos:

- Extintores a base de dióxido de carbono tipo BC.
- Extintores a base de bicarbonato de potasio tipo BC.
- Extintores a base de polvo químico seco tipo ABC.

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010, “Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo” y NFPA-10, “Standard for Portable Fire Extinguishers” en su última edición.

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

Clase A. Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.

Clase B. Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables:

Clase C. Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

Se deberán distribuir alrededor de la terminal extintores montados en carretilla de 56.7 kg (125 lb) de polvo químico seco a base de bicarbonato de potasio para las zonas o áreas en que se almacenen o manejen hidrocarburos inflamables, para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato mono amónico de 9.0 kg (20 lb), mientras que para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico los extintores portátiles serán a base de dióxido de carbono (CO_2) de 9.0 kg (20 lb). Los extintores se seleccionarán dependiendo del tipo de área a proteger y deberán ser aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

Sistema de Fuego y Gas (SFG). El Sistema de Fuego y Gas (SFG) tiene como función principal detectar oportunamente un conato de incendio o fuga de gas para alertar al personal de manera que se realicen las acciones necesarias para protección de las personas y se minimicen los daños materiales y pérdidas económicas.

La selección del tipo de tecnología de detección debe basarse en la identificación de los posibles escenarios contemplados durante el Análisis de

Riesgo y en los requerimientos de las NFPA 72, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Características de combustión del combustible
- La tasa de crecimiento del incendio
- Los riesgos de fuegos y de explosiones.
- La naturaleza de los fluidos que se manejan.
- Las condiciones ambientales.
- La temperatura y la presión de los fluidos que se manejan.
- Las cantidades de los materiales inflamables que son procesados y almacenados.
- Las capacidades del equipo y de los medios de extinción.

El Sistema de Fuego y Gas (SFG) estará diseñado para proteger las instalaciones exteriores de proceso de la Terminal de Refinados Topolobampo, que se integrará mediante un PLC y dispositivos de detección y alarma. A través de su lógica el PLC realizará las acciones oportunas de forma segura y confiable para la activación de los sistemas de aspersión, alarmas audibles, alarmas visibles, previniendo al personal de las situaciones detectadas de peligro.

El diseño del Sistema de Fuego y Gas (SFG) será para las siguientes áreas y/o equipos:

- Muelle
- Área de Medición
- Tanques de Almacenamiento
- Área de Auto tanques
- Área de Bombas de productos
- Área de aditivos
- Área de recuperación de vapores

El SFG deberá estar conformado como mínimo por los siguientes elementos para las áreas indicadas anteriormente:

- Controlador del Sistema de Fuego y Gas (SFG).
- Estación para configuración portátil.
- Detectores de gas combustible (tipo puntual tecnología infrarroja)
- Detectores de flama (tecnología IR3).
- Estaciones manuales de alarma por fuego.
- Alarmas visibles (semáforos).
- Alarmas audibles.

Para la cantidad y localización de las alarmas audibles se deberá considerar una intensidad de tono 15dBA sobre el nivel medio de ruido de la instalación y considerar la reducción debido a la distancia de acuerdo a lo indicado en el punto A.18.4.3.3 de la NFPA 72.

En ingeniería de detalle se deberá realizar un estudio de dispersión de gases para considerar la localización de los detectores de gas combustible y flama.

Sistema de Detección de Humo en Edificios

Los sistemas de detección, alarma deberán cumplir con los requisitos especificados en la NFPA 72 “National Fire Alarm Code”.

A continuación se muestra la detección que deberá considerarse para los edificios y cuartos de la Terminal de Refinados Topolobampo:

Tabla 12. Sistemas de detección

Área o equipo	Tipo de detección	Tecnología
Edificio de Oficinas	Humo	Fotoeléctrico
Subestación eléctrica	Humo	Fotoeléctrico
Cuarto de Baterías	Detector de Hidrógeno	Catalítico
Bodega de materiales	Humo	Fotoeléctrico
Taller de mantenimiento	Humo	Fotoeléctrico
Caseta de acceso y vigilancia	Humo	Fotoeléctrico
Almacén de materiales peligrosos	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico
Almacén de residuos peligrosos	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico
Cuarto de Laboratorio	Térmico / Humo	Multicriterio fotoeléctrico
Cuarto de Muelle	Humo	Fotoeléctrico

Los sistemas deberán ser del tipo inteligente y direccionable, y estarán integrados por dos paneles, un Panel de Control principal ubicado en el cuarto de control y otro panel en el cuarto de muelle.

Los paneles de Control del edificio administrativo y cuarto de muelle serán conectados al Sistema de Fuego y Gas (SFG) a través de protocolo de comunicación a fin de supervisar el estado y las condiciones de los sistemas de protección de los edificios. Los equipos del sistema de detección así como los accesorios y materiales a utilizar deberán estar listados por UL y/o aprobados por FM para servicio contra incendio.

El sistema de detección de humo consistirá básicamente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Panel de Detección de Humo
- Detectores humo y térmicos
- Detector de hidrógeno
- Dispositivos de notificación (alarmas audibles y visibles)
- Estaciones manuales de alarma

El Panel de Control principal enviará una señal a través de módulos direccionales al Panel de Control de HVAC para el paro de equipo de aire

acondicionado y cierre de compuertas, en caso de presentarse una alarma por fuego.

Sistema de Supresión a Base de Agente Limpio. El Cuarto de Control Principal y Cuarto de Gabinetes del Edificio Administrativo y el cuarto de control del Muelle deberán contar con un sistema de supresión de fuego a base de agente limpio FM-200 o similar en cumplimiento con la NFPA 2001.

Los sistemas de supresión de fuego a base de FM-200 serán por inundación total, con una concentración de diseño del 7%, tal que se alcance dicha concentración de diseño en un tiempo máximo de 10 segundos. Después que la concentración de diseño ha sido alcanzada, está debe mantenerse por un periodo de tiempo no menor a 10 minutos.

Los sistemas de supresión, incluyendo el agente extinguidor, contará con certificados de cumplimiento, emitidos por UL y/o FM.

Los sistemas de supresión cubrirán los riesgos de incendio, tanto en área plena de los respectivos cuartos, como en el piso falso y falso plafón en caso de existir.

Los sistemas de supresión de fuego tipo paquete a base de agente limpio serán activados por un sistema de detección de humo (fotoeléctrico) de zona cruzada, es decir, activación de un detector y la confirmación de un segundo.

Los sistemas de extinción se conectarán a un Panel de Control local el cual enviará una señal por alarma y falla del sistema al Panel de Control Principal.

Los sistemas estarán constituidos principalmente por los elementos siguientes:

- Boquillas de descarga del FM-200
- Red de tubería y accesorios
- Detectores de humo
- Alarmas audibles y visibles
- Cilindros
- Válvulas check a la descarga del cilindro
- Botón de Aborto

Los sistemas de supresión, una vez activados enviarán una señal a través de módulos direccionales, desde el Panel de Control Local al Panel de Control de HVAC para el paro de equipo de aire acondicionado y cierre de compuertas.

Se instalará equipo de respiración autónoma, en los cuartos con descarga de FM-200. Este equipo cumplirá con las disposiciones de la NOM-116-STPS-2009.

Rutas de Evacuación y Salidas de Escape. La distribución de las rutas de evacuación y salidas de escape deben de cumplir con lo establecido en el capítulo 7 y 40 de la NFPA 101 Edición 2015, el capítulo 19 de la NFPA 5000

Edición 2015, lo estipulado en la NOM-002-STPS-2010 y en la NOM-003-SEGOB-2011. Para el diseño de las salidas de escape y rutas de evacuación se deben de considerar los criterios siguientes:

- Todos los edificios de la Terminal deben estar provistos de suficientes salidas, escaleras y vías de evacuación para asegurar un escape inmediato del personal. Las salidas deben de estar libres y sin obstáculos desde todas las partes de cada edificio, estructura, sección o zona en todo momento.
- Todos los edificios deberán de proveer un mínimo de dos salidas separadas y alejadas; sin embargo, éstas deberán de complementarse con las salidas de evacuación exteriores adicionales, teniendo en cuenta que cualquier compartimiento o zona al interior del edificio no deberá de tener una distancia de recorrido de escape superior o igual a 60 m de la salida o escalera más cercano.
- Las aberturas de los medios de egreso no deben ser menores a 810 mm en el ancho libre, a menos de que exista alguna de las condiciones citadas en el punto 7.2.1.2.4 de la NFPA 101.
- Cuando se requiera más de una salida en un edificio o parte del mismo, se deberá contemplar que cada una de ellas se sitúe y se construya apropiadamente para reducir al mínimo la posibilidad de que más de una de ellas se pueda bloquear por cualquier incendio u otra situación de emergencia. Las puertas de evacuación fuera del edificio siempre se deberán abrir hacia la dirección de escape.
- Dentro de los edificios, la puerta de evacuación debe ser abierta en dirección de la evacuación para aquellas habitaciones que no contienen más de 60 personas y donde la capacidad de evacuación promedio de cada puerta de las habitaciones no es más de 30 personas. La puerta de salida de emergencia deberá contar con barra de pánico.
- Las rutas de evacuación que conduzcan a la salida más cercana deben de estar claramente marcadas, por lo que la dirección de escape desde cualquier punto debe de ser fácilmente visible. No habrá ningún pasillo sin salida de más de 10 m. Todas las escaleras de salida deberán ser de tipo no deslizante.

Para las salidas de escape en las zonas exteriores se deberá cumplir con lo establecido en el capítulo 42 de la NFPA 101 Edición 2015.

Letreros de Señalización. Los letreros de seguridad indicarán los tipos de riesgos, la prohibición de acciones que representen peligro, la obligatoriedad del uso de los equipos de protección, la localización de dispositivos de los sistemas de agente limpio y sistema de detección y alarma.

Todos los letreros de seguridad se ubicarán en sitios que estén bien iluminados de día y de noche, que sean fácilmente visibles y que alerten y

comuniquen al personal sobre los riesgos y peligros presentes en el sitio y el tipo de protección requerida.

Las características de los letreros deben cumplir con lo establecido en las normas NOM-003-SEGOB-2011 y NOM-026-STPS-2008. El material de los letreros de señalización será de PVC de 3mm con esquinas redondeadas.

Las dimensiones mínimas que deben de tener los letreros para ciertos valores típicos de distancia de visualización, deberán ser de acuerdo a lo indicado en la NOM-026-STPS-2008.

Clasificación de Áreas. Las clasificación de áreas peligrosas estarán de acuerdo con el API RP 500, el capítulo 5 de la NFPA 497 Edición 2017.

Los equipos y sistemas se clasificarán en función de las propiedades de los vapores inflamables, líquidos o gases que pueden estar presentes y la probabilidad de que una concentración o cantidad inflamable o combustible este presente. Todas las instalaciones, sección o área se considerarán individualmente para determinar su clasificación.

X.17. Mantenimiento

El mantenimiento en este tipo de instalaciones es preventivo y permanente, ya que la permisividad del mantenimiento correctivo como filosofía de operación, implicaría un riesgo inaceptable. Cabe mencionar que toda la instrumentación tiene control distribuido y es redundante, principalmente en los equipos críticos.

También dentro del área de mantenimiento, así como el de la seguridad de las instalaciones, se requiere el control estricto de vegetación y malezas para evitar incendios. La fauna nociva se controlará vía empresas de servicio comercial de plagas.

Confiabilidad de Diseño. Se define como el uso sistemático de criterios y métodos de confiabilidad partiendo desde su diseño para que los equipos se conserven operando o cuando sea restaurados al servicio (facilidad para el diagnóstico y la accesibilidad a sus componentes), equipo de relevo instalados y sus condiciones de funcionamiento correctas, el factor de servicio o días continuos de operación con el propósito de obtener el nivel de confiabilidad requerida a un óptimo costo a lo largo de su ciclo de vida.

Factor de servicio. Se determina y define el entorno operativo, estableciendo las restricciones para el diagnóstico y la accesibilidad a sus componentes durante predicción de la vida útil.

Se deberá asegurar que, para todo equipo nuevo adquirido, el diseñador, fabricante o proveedor, durante el diseño se cumplan los requerimientos operativos específicos, recomendaciones derivadas de experiencias y prácticas, como son el factor de servicio, listas y costo de repuestos críticos y especificaciones de construcción.

La redundancia de los equipos debe aplicarse como equipo de relevo de acuerdo con lo siguiente:

- Capacidad de recibo
- Capacidad de almacenamiento
- Capacidad de bombeo
- Capacidad de despacho
- Capacidad operativa
- Días laborables
- Cantidad de turnos
- Procedimientos operacionales
- Tiempos de tareas de mantenimientos

Los desplegados en el sistema de *control automático*, están encargados de supervisar y respaldar que las actividades operativas que se desarrollan en la Terminal y que se efectúen dentro de los parámetros permitidos, monitoreando en tiempo real las condiciones de seguridad durante el desarrollo de éstas; para en su caso, alertar y responder a cualquier contingencia por derrame y fuego.

Mantenimiento de equipo especial Consolas de control:

- Estación maestra actuadores eléctricos.
- Control de monitoreo de recibo de tanques de almacenamiento.
- Estación de control de la Unidad recuperadora de vapores.
- Estaciones de monitoreo contra incendio (sistema automático).
- Estación de monitoreo operativa (sistema de automatización).
- Sistema del paquete de presión balanceada.
- Sistema automático de Recibo y Medición por Poliducto

Mantenimiento equipo especial.

- Válvulas controladas eléctricamente.
- Tele medición de tanques de almacenamiento.
- Calibración de detectores de mezclas explosivas, humo y fuego.
- Paquete de presión balanceada.
- Equipo contra incendio (instrumentación y control)
- Bombas de proceso
- Subestación eléctrica y CCM
- Sistema de medición de llenaderas y descargaderas
- Sistema de recibo y medición del poliducto
- Unidad recuperadora de vapores

X.18. Seguridad de en proceso y protección ambiental

X.18.1. Sistemas de detección y alarma

El Sistema de Fuego y Gas (SFG) estará conformado por un PLC con procesador redundante, ubicado en el cuarto de control principal y por gabinetes RIO´s (entradas y salidas remotos) localizados en lugares estratégicos de la planta que en conjunto controlan las señales de los dispositivos de detección y alarma como son los detectores de fuego, mezcla explosiva, estaciones manuales de alarma por fuego, las alarmas audibles (cuatro tonos: fuego, mezcla explosiva, prueba y abandono de instalación) y las alarmas visibles (semáforos de cuatro luces: verde, rojo, amarilla y blanca) así como la apertura de las válvulas de diluvio de los sistemas de aspersión de agua y espuma de las distintas áreas de la planta.

Todos los dispositivos de detección y alarma serán supervisados por el PLC del SFG y en caso de haber generado el estado de alerta o fallo de cualquier dispositivo, generarán un informe en el HMI, donde se indica la identificación del detector, la ubicación, el tiempo del evento y/o el fallo.

El Sistema de Fuego y Gas tiene interacción con el Sistema de Paro por Emergencia, CCTV, Sistema de Control de Acceso, Sistemas de Detección, Alarma y Supresión con FM-200 de los edificios, y con el sistema de protección contra incendio de los generadores de diésel.

La arquitectura del PLC de Fuego y Gas es tal que su operación será totalmente independiente en hardware y software de cualquier otro controlador o sistema sin embargo estará comunicado de manera inteligente mediante una red con el Sistema SCADA, únicamente con fines de monitoreo, para mayor referencia ver el documento IP0118-IC-000-PL-001 Arquitectura Sistema de Control y Comunicaciones.

Componentes del Sistema. El Sistema de Fuego y Gas se compone de los siguientes dispositivos de detección y alarma:

- Detectores de Fuego tipo Multiespectro Infrarrojo (IR3)
- Detectores de Mezcla Explosiva
- Estaciones Manuales de Alarma por fuego
- Alarmas Audibles/Generador de Tonos
- Alarmas Visibles

Detectores de Fuego. El propósito de los detectores de fuego es monitorear la presencia de fuego en el área de proceso.

Los detectores de fuego generarán una señal de salida analógica en un rango de 0-20 mA (0-4 mA para diagnóstico y 4–20 mA medición) la cual es enviada al PLC del SFG, quien recibe y registra las siguientes condiciones:

- Falla de energía

- Fallo general
- Lente Sucio
- Estado Normal
- Pre alarma
- Alarma

Estas señales estarán configuradas y serán desplegadas en la estación de operación del SFG para su monitoreo.

Las áreas donde se consideran detectores de fuego se enlistan a continuación:

- Área de diques de tanques de almacenamiento.
- Casas de bombas de producto.
- Patines de medición
- Área de muelle
- Área de recuperación de vapores
- Área de auto tanques.
- Área de tanques de aditivación.

Detectores de Mezcla Explosiva. Los detectores de mezcla explosiva son empleados para monitorear niveles de explosividad de vapores de hidrocarburos, en las diferentes áreas operativas de la Terminal y tendrán una señal de salida analógica de 0-20 mA (0 a 4mA para diagnóstico, 4-20mA para medición), la cual es reportada en una escala de medida de 0 – 100% LEL.

Las siguientes condiciones estarán configuradas y serán desplegadas en la estación de operación del SFG para su monitoreo.

- Falla
- Calibración
- Óptica Bloqueada
- Estado Normal
- Alarma por baja concentración
- Alarma por alta concentración

Las áreas donde se consideran detectores de mezcla explosiva se enlistan a continuación:

- Área de diques de tanques de almacenamiento.
- Casas de bombas de producto.
- Patines de medición

- Área de muelle
- Área de recuperación de vapores
- Área de auto tanques.
- Área de tanques de aditivación.

Estaciones Manuales por Fuego. Las estaciones manuales de alarma por fuego están localizadas a lado de cada unidad de alarma visible/audible y en puntos estratégicos que permiten iniciar manualmente la activación de las alarmas audibles y visibles para notificación al personal alguna situación de emergencia.

Dispositivos de Notificación. La terminal deberá contar con alarmas visibles y audibles distribuidas estratégicamente para notificar al personal sobre eventos de fuego, presencia de una alta concentración de mezcla explosiva y abandono de la instalación, con el objetivo de que se tomen las acciones de mitigación, control o evacuación correspondientes al tipo de evento notificado.

Alarmas Audibles. Las alarmas audibles serán activadas por el PLC del SFG. El sistema de alarmas audibles está integrado por:

- Alta voces tipo corneta
- Generador de Tonos capaz de reproducir tonos y/o mensajes
- Amplificador para transmitir los tonos a través de los altavoces

Las alarmas audibles son activadas por el PLC del SFG, para identificar el tipo de riesgo que se ha detectado, se reproducirá un tono y un mensaje (el tono se reproducirá 3 veces y el mensaje se reproducirá una vez). El tono y el mensaje reproducido dependen del riesgo.

Cuando se presente más de una condición de riesgo de manera simultánea, se activarán las luces de los riesgos presentados y sólo se producirá el tono y mensaje de mayor prioridad, de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla.

Tabla 13. Tonos y Mensajes

Prioridad	Riesgo/Aviso	Tono	Audio Frecuencia (Hz)	Repetición
1	Abandono de instalación	Sirena extremadamente rápida	Arriba de 1055	6 ciclos/s
2	Fuego	Sirena rápida	560 - 1055	3.3 ciclos/s.
3	Alta concentración de mezcla explosiva	Corneta continua	470	Continuo.
4	Simulacro/Prueba	Corneta Intermitente	Inferior a 470	50 ciclos/s.

Alarmas Visibles. Las alarmas visibles consistirán de luces intermitentes (tipo LED) de diferentes colores para cada condición de riesgo detectado y una luz continua verde para indicar operación normal.

Las alarmas visibles son activadas por una señal digital del PLC del SFG con luces de colores específicos según el tipo de riesgo identificado. Su ubicación

en las áreas de proceso exteriores permitirá al personal visualizar e identificar la alarma.

La luz verde solo estará funcionando cuando el SFG se encuentra en condición normal, por lo que permanecerá apagada cuando una señal de alarma se active. Cuando se presente más de una condición de riesgo de manera simultánea, se activarán las luces de los riesgos presentados.

Filosofía de Operación. A continuación se describe las causas y los efectos producidos por el PLC del SFG por activación de los detectores de fuego en alguna de las áreas antes mencionadas.

detector activado. Cuando detector reporte su señal de fuego, el PLC del SFG ejecutará la siguiente lógica:

- Desplegado gráfico de detección de fuego en el área correspondiente (se produce una alarma mediante el cambio en el objeto dinámico del dispositivo afectado)
- Activación de alarmas audible y visible en campo únicamente de la zona afectada. Se enciende la luz de color rojo, se desactiva la luz verde y se reproduce el tono sirena rápida y mensaje de FUEGO.
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.
- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de detección de fuego o falla de cualquier detector de fuego, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos de SFG, dicho reporte indicará: la identificación del detector, ubicación, la hora del evento, y la alarma o la falla del detector.

Dos o más detectores activados. Cuando dos o más detectores de fuego de la misma área se activen por condición de fuego, el PLC ejecutará la siguiente lógica:

- Activación de todas las alarmas visibles en campo de la planta. Se encienden las luces de color rojo y se desactivan las luces color verde.
- Activación de todas las alarmas audibles de la planta (tono sirena rápida y mensaje de FUEGO).
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.
- Envío de la señal correspondiente al Sistema de Paro por Emergencia
- Envío de la señal correspondiente al Sistema de Control de Acceso

- Se energiza la válvula solenoide (SY) para abrir la válvula de diluvio del sistema de agua y/o espuma asociada al área correspondiente.
- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de alarma o falla de cualquier detector de fuego, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores y se enviará a la impresora de alarmas y eventos de SFG, dicho reporte indicará: la identificación del detector, ubicación, la hora del evento, y la alarma o la falla del detector.
- Reconocimiento de alarmas
- Silenciado de alarmas audibles de campo. Las alarmas visibles permanecerán activas hasta el restablecimiento del sistema.

Una vez que la situación de peligro se ha mitigado y el PLC del SFG deje de recibir la señal por fuego confirmado se habilitarán los botones configurados en la estación de operación para el cierre de la válvula de diluvio.

El operador deberá verificar que todas las alarmas estén reconocidas y con ayuda de los desplegados gráficos, verificar que ningún dispositivo se encuentre en estado de alarma.

Posterior a esto el operador tiene que reestablecer el sistema mediante un botón configurado en la estación de operación del SFG, entonces se ejecutará la siguiente lógica:

- Activar las luces correspondientes a condición normal (luz verde) y desactivar las alarmas visibles correspondientes a condición de fuego (luces rojas).
- Desactivar las alarmas audibles.
- La pantalla en la estación de operación desplegará condición normal.

Detección de Mezcla Explosiva.

Condición: Concentración al 20% LEL

Cuando un detector reporte su señal por Baja Concentración de Mezcla explosiva (20% LEL), el Controlador Lógico Programable (PLC) del SFG ejecutará la siguiente lógica:

- Desplegado gráfico de detección de baja concentración en el área correspondiente (se produce una alarma mediante el cambio en el objeto dinámico del dispositivo afectado)
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.
- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de presencia de una baja concentración o falla de cualquier detector de mezcla explosiva, se generará un reporte, el cual se guardará en el

archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos del SFG, dicho reporte indicará: la identificación del detector, ubicación, la hora del evento, la alarma o la falla del detector.

Condición: Concentración Al 40% LEL

Detector activado. Cuando un detector reporte su señal de Alta Concentración de Mezcla Explosiva (40% LEL), el PLC del SFG ejecutará la siguiente lógica:

- Activación de alarmas audible y visible en campo únicamente de la zona afectada. Se enciende la luz de color ámbar, se desactiva la luz verde y se reproduce el tono (corneta continua y mensaje de ALTA CONCENTRACIÓN DE MEZCLA EXPLOSIVA.
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.
- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de presencia de una alta concentración o falla de cualquier detector de mezcla explosiva, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos del SFG, dicho reporte indicará: la identificación del detector, ubicación, la hora del evento, la alarma o la falla del detector.

Dos o más detectores activados. Cuando dos o más detectores de la misma área reporten su señal de Alta Concentración de Mezcla Explosiva (40% LEL), el PLC del SFG ejecutará la siguiente lógica:

- Activación de todas las alarmas audibles y visibles de la planta. Se enciende la luz de color ámbar, se desactiva la luz verde y se reproduce el tono (corneta continua y mensaje de ALTA CONCENTRACIÓN DE MEZCLA EXPLOSIVA).
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.
- Envío una señal confirmada por al menos dos detectores por alta concentración de mezcla explosiva al sistema de paro de emergencia (SPE).
- Para los detectores ubicados en el área de válvulas de entrada y salida de producto en los tanques, no existirá señal confirmada al SPE, el operador ejecutara las acciones de acuerdo a los procedimientos operativos y de seguridad de la terminal.

- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de alarma o falla de cualquier detector de mezcla explosiva, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos del SFG, dicho reporte indicará: la identificación del detector, ubicación, la hora del evento, y la alarma o la falla del detector.
- Reconocimiento de alarmas.
- Silenciado de alarmas audibles de campo. Las alarmas visibles permanecerán activas hasta el restablecimiento del sistema.

Una vez que la situación de peligro se ha mitigado y el PLC del SFG deje de recibir la señal por alta concentración de mezcla explosiva el operador deberá verificar que todas las alarmas estén reconocidas y con ayuda de los desplegados gráficos, verificar que ningún dispositivo se encuentre en estado de alarma.

Posterior a esto el operador tiene que reestablecer el sistema mediante un botón configurado en la estación de operación del SFG, entonces se ejecutará la siguiente lógica:

- Activar las luces correspondientes a condición normal (luz verde) y desactivar las alarmas visibles correspondientes a condición de Alta concentración de mezcla explosiva (luces ámbar).
- Desactivar las alarmas audibles.
- La pantalla en la estación de operación desplegará condición normal

Estaciones Manuales de Alarma por Fuego. Las estaciones manuales de alarma están localizadas a lado de cada unidad de alarma visible/audible y en puntos estratégicos que permiten iniciar manualmente la activación de las alarmas audibles y visibles para notificación al personal alguna situación de emergencia.

Cuando el PLC del SFG reciba la señal de activación de una de las estaciones manuales de alarma por fuego localizadas en las áreas de proceso se procederá a la ejecución de la siguiente lógica:

- Desplegado gráfico de la estación manual de alarma por fuego y activación de alarma audible en la estación de operación.
- Activación de todas las alarmas visibles en campo de la planta. Se encienden las luces de color rojo y se desactivan las luces color verde.
- Activación de todas las alarmas audibles de la planta (tono sirena rápida y mensaje de FUEGO).
- Envío de la señal correspondiente a CCTV para que las cámaras del sistema enfoquen el área donde se detectó la condición de riesgo para brindar apoyo visual al operador.

- Envío una señal confirmada por al menos dos detectores por alta concentración de mezcla explosiva al sistema de paro de emergencia (SPE).
- Envío de la señal correspondiente al Sistema de Control de Acceso
- Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de alarma o falla de cualquier Estación Manual de Alarma por Fuego, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos del SFG, dicho reporte indicará: la identificación de la estación, ubicación, la hora del evento, y la alarma o la falla.
- Reconocimiento de alarmas
- Silenciado de alarmas audibles de campo. Las alarmas visibles permanecerán activas hasta el restablecimiento del sistema.
- Las estaciones manuales de alarma serán restablecidas en campo manualmente por el operador a través de una llave.

Una vez que la situación de fuego ha sido controlada el operador deberá verificar que todas las alarmas estén reconocidas y con ayuda de los desplegados gráficos, verificar que ningún dispositivo se encuentre en estado de alarma.

Posterior a esto el operador tiene que reestablecer el sistema mediante un botón configurado en la estación de operación del SFG, entonces se ejecutará la siguiente lógica:

- Activar las luces correspondientes a condición normal (luz verde) y desactivar las alarmas visibles correspondientes a condición de fuego (luces rojas).
- Desactivar las alarmas audibles.
- La pantalla en la estación de operación desplegará condición normal

Al igual que para todas las señales de entradas y salidas digitales y analógicas, los circuitos de integración de las estaciones manuales de alarma serán supervisados y el PLC del SFG enviará cualquier tipo de señal de falla que se presente (ruptura, falla a tierra, corto circuito) a las estaciones de operación del SFG para ser desplegada.

En caso de que se presente una falla del dispositivo se mostrará en la estación de operación del SFG el dispositivo que presente esta condición, así como su localización, la pantalla en la estación de operación regresará a condición normal cuando la señal de falla desaparezca. Así mismo se encenderán las luces color verde.

Reconocimiento de Eventos. Las alarmas audibles en las estaciones de operación del SFG se silenciarán hasta que los operadores reconozcan el o los eventos reportados a través del botón configurado en la estación de

operación, es decir, hasta que los operadores del SFG (respectivamente) tomen conciencia de todos y cada uno de los eventos que se hayan producido.

Silenciar Alarmas. El operador del SFG tendrá la facultad de apagar las alarmas audibles distribuidas en las áreas de proceso, esta función estará disponible y podrá ser ejecutada únicamente desde un botón configurado en la estación de operación del SFG.

El botón configurado “Silenciar Alarmas” permanecerá inhabilitado hasta que el operador del SFG haya reconocido todas las alarmas.

El botón “Silenciar Alarmas” permanecerá inhabilitado durante los primeros 5 minutos después de que se presente la última alarma (tiempo configurable que tendrá los niveles de password requeridos por el CLIENTE con el objetivo de que solo personal autorizado pueda acceder a ello), lo anterior a fin de garantizar la notificación al personal que se encuentre en las áreas de proceso.

Restablecimiento del Sistema. El operador del SFG llevará al sistema a su estado normal, esto es, apagar todas las alarmas de campo, así como las alarmas en las HMI, para esto deberá verificar que ningún detector, estación manual o interruptor por alta presión se encuentre en estado de alarma y que todas las válvulas de diluvio se encuentren cerradas, mientras esto no suceda la función de restablecimiento permanecerá deshabilitada. Esta función estará disponible mediante un botón configurado y podrá ser ejecutada únicamente desde la estación de operación del SFG.

Prueba de Alarmas Del SFG. El mensaje "Prueba" se activará mediante un botón configurado en la estación de operación del SFG para probar las alarmas audibles y visibles. Las alarmas visibles serán probadas de forma secuencial, apagando y encendiendo, por dos ocasiones cada luz y a la vez se reproducirá el tono audible correspondiente a dicha alarma.

Botón de Abandono de Instalación. La alarma para abandono de instalación de la planta será generada a través de un botón configurado en la estación de trabajo del operador del SFG. Dicha activación solo se podrá generar por condición de incendio y/o explosión.

El accionamiento debe ser cuidadoso y una vez que el operador accione el botón el sistema enviará una ventana emergente que indicara “está seguro de esta acción” una vez que el operador confirme la acción el PLC del SFG procederá a la ejecución de la siguiente lógica:

- Activación de alarmas visibles en campo, luz de color blanco y desactivación de luces color verde.
- Conjuntamente activación inmediata de las alarmas audibles, (tono sirena continua y mensaje de ABANDONO DE INSTALACIÓN).

- Señal al sistema de control de acceso para facilitar la salida del personal de las instalaciones.

Una vez que la situación de peligro se ha mitigado y el PLC del SFG deje de recibir la señal, el operador deberá verificar que ningún dispositivo se encuentre en estado de alarma.

Posterior a esto el operador tiene que reestablecer el sistema mediante un botón configurado en la estación de operación del SFG, entonces se ejecutará la siguiente lógica:

- Activar las luces correspondientes a condición normal (luz verde) y desactivar las alarmas visibles correspondientes a abandono de instalación (luces blancas).
- Desactivar las alarmas audibles
- La pantalla en la estación de operación desplegará condición normal.

Sistema Contra Incendio. Las instalaciones de la Terminal de Refinados Topolobampo contarán con sistemas de mitigación de agua y espuma.

El sistema contra incendio está compuesto por tanques de almacenamiento del tipo atmosférico, equipos de bombeo contra incendio (arreglo 2+1), equipos de bombeo sostenedores de presión “jockey” (arreglo 1+1) una red de agua contra incendio y espuma. La red de agua contra incendio inicia en el tanque de almacenamiento de agua contra incendio pasando por un sistema de bombeo compuesto por dos bombas principales y una bomba de respaldo accionadas cada una por motor de combustión interna, estas a su vez alimenta a la red general compuesta por un anillo de tubería de 16” que circunda todas las áreas de la Terminal para suministrar agua a los hidrantes, hidrantes monitor, sistemas de aspersión (enfriamiento) así como el suministro de agua a los sistemas de espuma.

El suministro de agua y espuma a los diferentes sistemas de mitigación es regulado por válvulas de diluvio que direccionan los flujos de acuerdo con la lógica del SFG.

El SFG recibirá las señales por alto (LZAH-7601) y bajo nivel (LZAL-7601) del transmisor de nivel (LIT-7601) en el tanque de almacenamiento de agua contra incendio, al recibir una señal por bajo nivel de los transmisores el SFG mandara una señal para el arranque de la bomba de llenado (P-7600A/R) ubicada en el muelle y al paquete de cloración “PK-7600” para la reposición de agua en el tanque, una vez alcanzado el nivel de operación se enviara una señal del transmisor de nivel al SFG el cual mandara la señal de paro a la bomba de muelle y paquete de cloración.

Adicionalmente, monitoreara las señales de apertura y cierre de las válvulas de seccionamiento de las líneas de succión, descarga y prueba de las Bombas Contra Incendio a través de los interruptores de posición.

El PLC del SFG monitoreará cada una de las bombas principales y la bomba de relevo (P-7601A, P-7601B, P-7601R), así como las bombas sostenedoras de presión “jockey” (P-7610A, P-7610R), como mínimo las siguientes señales de estado y alarma de las bombas contra incendio deberán ser monitoreadas a través de protocolo de comunicación Modbus RTU:

Bombas diésel:

- Motor en marcha.
- Fallo de arranque
- Fallo general
- Bomba fuera modo automático
- Paro por sobre velocidad
- Baja presión de aceite
- Bajo nivel en tanque diésel
- Alta temperatura agua enfriamiento
- Falla de baterías
- Falla de cargador
- etc.

Bomba sostenedora de presión “jockey”:

- Motor en marcha.
- Perdida de fase.
- Inversión de fase.
- Energía disponible.
- etc.

Cada estado de cada bomba se verá reflejado en el HMI del SFG.

Válvulas de Diluvio. Las válvulas de diluvio contarán con una válvula solenoide (SY), interruptor de posición (ZZSO) y un interruptor por alta presión (PZSH) localizado aguas abajo sobre la tubería de descarga de los sistemas, las señales de estos dispositivos estarán integrados al PLC del SFG para su activación y monitoreo. Las válvulas de diluvio serán activadas desde el Controlador Lógico Programable (PLC) del SFG de acuerdo a lo siguiente:

- Presencia de FUEGO CONFIRMADO EN ÁREAS DE PROCESO – al activarse dos o más detectores de fuego. Para detalle sobre la lógica de operación de detectores de fuego favor de ver sección 4.1 del presente documento.
- Activación de los botones de apertura de las válvulas de diluvio configurados en la estación de operación localizada en el Cuarto de Control.

Así mismo, las válvulas de diluvio podrán ser accionadas manualmente mediante una válvula manual local ubicada en el TRIM de control de la válvula de diluvio.

Cada válvula de diluvio de agua y de espuma contará con las siguientes señales de monitoreo:

Interruptor por alta presión (PZSH) instalado aguas abajo de la válvula de diluvio el cual se activará cuando la tubería del sistema sea inundada con agua o agua-espuma al abrirse la válvula de diluvio e interruptor de posición (ZZSO) que indica una posición abierta de la válvula de diluvio.

Una vez que el PLC del SFG reciba las señales del PZSH y ZZSO se generará una señal audible y visible por apertura de la válvula de diluvio en la pantalla de la estación de operación.

Las señales de falla en el circuito de los interruptores de presión (PZSH), interruptores de posición (ZZSO) y de los solenoides (SY) de las válvulas de diluvio, así como de todas las señales de entradas y salidas digitales y analógicas serán desplegadas en la estación de operación del SFG.

Botoneras de Apertura de Válvulas de Diluvio. Configuradas En Estación De Operación Del Sfg. Se contará con botones de apertura / cierre remoto para cada válvula de diluvio, configurados en la estación de operación del SFG localizada en el cuarto de control de la Terminal. Dichos botones tienen como objetivo brindar al personal en dicho cuarto de control la facultad de activar (abrir) / desactivar (cerrar) de forma manual remota desde la estación de operación los sistemas de diluvio que protegen los equipos de proceso:

- Activarán la válvula solenoide (SY) para abrir las válvulas de diluvio asociadas a la botonera destinada a la activación del sistema de aspersión y/o espuma del área en riesgo.
- Desplegado gráfico de válvula abierta y activación de alarma audible en la estación de operación.
- Activación de alarmas visibles y audible en campo, luz de color rojo y desactivación de luces color verde.
- Desplegado gráfico de alta presión proveniente del interruptor por alta presión (PZSH) agua debajo de la válvula de diluvio.
- Desplegado gráfico de indicación de posición abierta del interruptor de posición (ZZSO) montado en el cuerpo de la válvula de diluvio.
- Conjuntamente activación inmediata de las alarmas audibles (tono sirena rápida y mensaje de FUEGO).

Así mismo, inmediatamente después de haberse generado el estado de alarma de cualquier botón de activación del sistema de diluvio, se generará un reporte, el cual se guardará en el archivo histórico en los servidores redundantes y se enviará a la impresora de alarmas y eventos del SFG, dicho

reporte indicará: la identificación del botón, área donde se presentó el incidente, la hora del evento, y la alarma o la falla.

Para el caso de cierre de la válvula de diluvio cuando el botón sea desactivado, el PLC del SFG procederá a desenergizar la válvula solenoide (SY) y con ello cerrar la(s) válvula(s) de diluvio asociada a la botonera donde ha sido desactivado el botón de apertura. Debido al cierre de la válvula de diluvio, la señal del interruptor de presión (PZSH) desaparece debido a la caída de presión, así como la señal de posición abierta del interruptor de posición (ZZSO) debido a que el diafragma interno de la válvula de diluvio regresa a su posición original.

Las alarmas audibles y visibles en campo seguirán activas hasta que el operador restablezca a condiciones normales mediante un botón de restablecimiento configurado en la estación de operación, entonces se ejecutará la siguiente lógica:

- Activar las alarmas visibles correspondientes a condición normal (luz verde) y desactivar las alarmas visibles correspondientes a condición de fuego (luces rojas).
- Desactivar las alarmas audibles.

La pantalla en la estación de operación desplegará condición normal. Cada válvula cuenta con su propio botón virtual de apertura.

Comunicación con Otros Sistemas. El PLC del Sistema de Fuego y Gas tendrá interacción con los siguientes sistemas.

- El PLC del SFG enviará una señal al SPE, en caso de contar con la confirmación de al menos dos detectores de fuego o mezcla explosiva. Para el caso del área de tanques de almacenamiento, el paro de emergencia será decisión del personal autorizado.
- Ante la notificación de detección de fuego o de mezclas explosivas, el SPE realizará las acciones correspondientes para el paro por emergencia de los diferentes equipos de la Terminal, estás acciones por parte del SPE se describen detalladamente en su Matriz Causa-Efecto del SPE IP0118-IC-000-PL-002.
- El PLC del SFG enviará una señal al Sistema de Control de Acceso, en caso de presentarse una alarma por fuego o activación del botón de abandono de instalación para proceder con la liberación de las puertas controladas y facilitar la salida del personal de las instalaciones.
- El PLC del SFG enviará las señales correspondientes al Sistema de CCTV para que se direccionen las cámaras más próximas al área en donde se presente una contingencia (fuego o presencia de mezcla explosiva).

Adicionalmente, el SFG recibirá mediante comunicación las señales de estado, alarma y falla de los siguientes Tableros:

- Tablero de control principal ubicado en el cuarto de control que monitorea las señales de todos los dispositivos de detección, alarma y sistema de extinción FM-200 de los siguientes edificios:
  - Caseta de acceso y vigilancia
  - CCM Subestación eléctrica
  - Oficinas
  - Bodega de materiales
  - Taller de Mantenimiento
  - Generador de Diésel
  - Laboratorio
- Tablero de Control Local ubicado en el cuarto de control del muelle el cual controlará las señales de los dispositivos de detección, alarma y sistema de extinción FM-200 del cuarto de control del muelle.

X.19. Sistemas, instalaciones y equipos de protección ambiental

X.19.1. Unidad de recuperación de vapores SRV-7350

Tipo. Adsorción-Absorción

Función. Recuperar las emisiones de vapores generados durante el llenado de Autotanques.

Datos de Producto. Gasolina Regular, Gasolina Premium

- Presión de Vapor Reid (Verano): 9 psia
- Presión de Vapor Reid (Invierno): 10 psia
- Presión atmosférica del sitio: 1.0 atm
- Concentración de vapores (diseño – máxima - normal): 40%
- El cabezal de recuperación de vapores tendrá una presión de 0.03 kg/cm² (12” H_2O)

Requerimiento de Emisiones. 35 g/Nm^3 (NOM-EM-003-ASEA-2016, Apéndice I, No. 4b)

Información del Rack de Carga.

- Puntos de extracción de vapores: 5
- Brazos de carga por isla de llenado: 3
- Gas de inertización (nitrógeno, aire/no inertizado): No inertizado
- Capacidad del autotanque: 32 m^3 (8,453.5 gal)

Flujos de Llenado.

- Capacidad por brazo de carga: 600 GPM (2.27 m³/min)
- Flujo máximo de llenado por isla: 600 GPM (136.3 m³/h)

Para el diseño de la Unidad Recuperadora de Vapores se consideran 5 brazos de carga en operación instantánea con flujo de 136.3 m³/h (600 GPM) cada uno.

Perfil de Llenado.

- Flujo máximo instantáneo. 11.36 m³/min
- Volumen máximo cargado en 15 min. 170.33 m³
- Volumen máximo cargado en 1 hora. 426 m³
- Volumen máximo cargado en 4 horas. 1,277 m³
- Volumen máximo cargado en 1 día. 3,832 m³

Propiedades del Absorbente y Adsorbente

Absorbente. Gasolina regular

- Presión de vapor Reid. 7.8 -11.5 psia
- Temperatura. 34 °C (93.2 °F)

Adsorbente. Carbón activado.

Alta capacidad de adsorción; fácil regeneración, alta resistencia mecánica, baja caída de presión y baja reactividad

Condiciones Ambientales

- Presión atmosférica del sitio: 1.0 atm
- Temperatura (máxima / promedio / mínima): 43.5 °C / 25.7 °C / 5.5 °C (110.3 /78.2 / 41.9 °F)
- Humedad relativa promedio (verano): 73%
- Humedad relativa promedio (invierno): 77%
- Localización de sitio: Costa / en tierra
- Elevación (por encima del nivel del mar): 3 msnm
- Latitud del sitio: 2830575 m Norte
- Velocidad de viento regional: 161 km/h (1)
- Código de diseño sísmico / Parámetros: según CFE

Servicios Disponibles

- Electricidad
  - Potencia: 480 V 3 fases 60 Hz
  - Control: 127 V 1 fase 60 Hz

- Aire de instrumentos: Si
  - Presión mínima: 4.5 kg/cm²g (64 psig)
  - Presión máxima: 8.0 kg/cm²g (113.8 psig)
- Aire de Planta
  - Presión mínima: 6 kg/cm²g (85.3 psig)
  - Presión máxima: 8.0 kg/cm²g (113.8 psig)

Clasificación de áreas peligrosas: Clase 1, División 2, Grupo D

Diseño de Equipo

- Recipiente con sello de líquido: No
- Estampado ASME: Por fabricante
- Arrestador de detonación: Si
- PLC local dedicado o SC de control de sitio: Panel local con Modbus
- El espacio requerido será definido por el proveedor durante de la Ingeniería de detalle
- La alimentación eléctrica llegará a un interruptor principal suministrado por el proveedor.

X.19.2. Fosa API

El separador consistirá en un canal de sección rectangular, trabajando en régimen de flujo laminar y con un tiempo de retención que permita que los hidrocarburos se separaren al alcanzar la superficie donde serán eliminadas.

Con el fin de facilitar la separación, se instalan unas barrederas superficiales perpendiculares a las paredes laterales del canal que son arrastradas por unas cadenas sinfín, que se desplazan en la misma dirección del flujo, acumulando el aceite en las proximidades de un skimmer, que facilita la eliminación. Estos equipos físicamente son prácticamente iguales a los decantadores rectangulares, aunque los parámetros de diseño son diferentes.

X.19.3. Almacén de residuos peligrosos.

Se construirán los almacenes temporales para residuos peligrosos de acuerdo a las especificaciones de la normatividad, es decir contaran con lo siguiente:

- Se construirán en donde se reduzcan los riesgos por posibles emisiones, fugas incendios, explosiones e inundaciones.
- Alejados de núcleos de población y de áreas naturales.
- Sistema de tierra y protección de apartarrayos.
- Contará con rampa de acceso al área de maniobras.
- Contará con muros de contención perimetral y fosas de retención para la captación de residuos líquidos.

- Los pisos contarán con canaletas que conducirán los posibles derrames de lixiviados a las fosas de retención, que podrán contener más de una quinta parte del volumen almacenado.
- El área de almacenamiento se delimitará con malla ciclónica (sistema de ventilación natural), para mejorar las condiciones de seguridad del personal que labora en esta área.
- Se contará con pasillos lo suficientemente amplios, que permitan el tránsito y faciliten las maniobras de almacenamiento.
- Se contará con sistemas de extinción contra incendios a base de polvo químico seco, localizados estratégicamente.
- Se contará con señalamientos y letreros alusivos a la peligrosidad de los residuos, en lugares y formas visibles,
- Además se verificará que no se almacenen residuos incompatibles en el área de los residuos sólidos.

XI. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

XI.1. Clima.

Predomina el clima muy seco. Los últimos 28 años han registrado una temperatura mínima de -1.5 °C en febrero del 2011 y una máxima mensual de 40.6 ºC en julio con una máxima diaria de 44.5°C durante agosto de 1997, siendo la temporada más calurosa la que va de julio a octubre y la mas fría la de noviembre a febrero. La humedad relativa promedio anual es de 84.5 %; la presión atmosférica promedio anual es de 1022.90 mb (a nivel del mar).

BW(h')w (99.73 %). Muy árido, cálido, temperatura media anual mayor de 22ºC, temperatura del mes más frío mayor de 18ºC. Lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal del 5 % al 10.2 % del total anual.

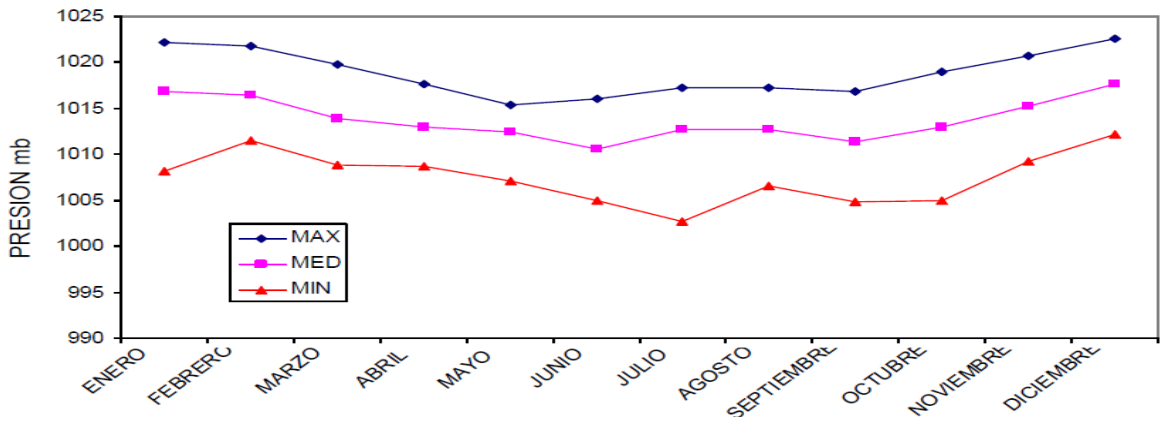
BSo(h')w (0.27 %). Muy árido, semicálido, temperatura media anual entre 18º y 22ºC, temperatura del mes más frío menor de 18ºC, temperatura del mes más caliente mayor de 22ºC

Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual.

XI.2. Presión Atmosférica.

La media periódica de la presión es de 1013.8 mb; diciembre, enero y febrero presentan la presión promedio más alta con 1022.2 mb, debido a la presencia de masas de aire frío que cubren la región; caso contrario sucede en los meses de junio a octubre; la presión baja en promedio es de 1004.8 mb, en adición a las temperaturas altas de la época.

Figura 4. Presión barométrica, Topolobampo, Sin.

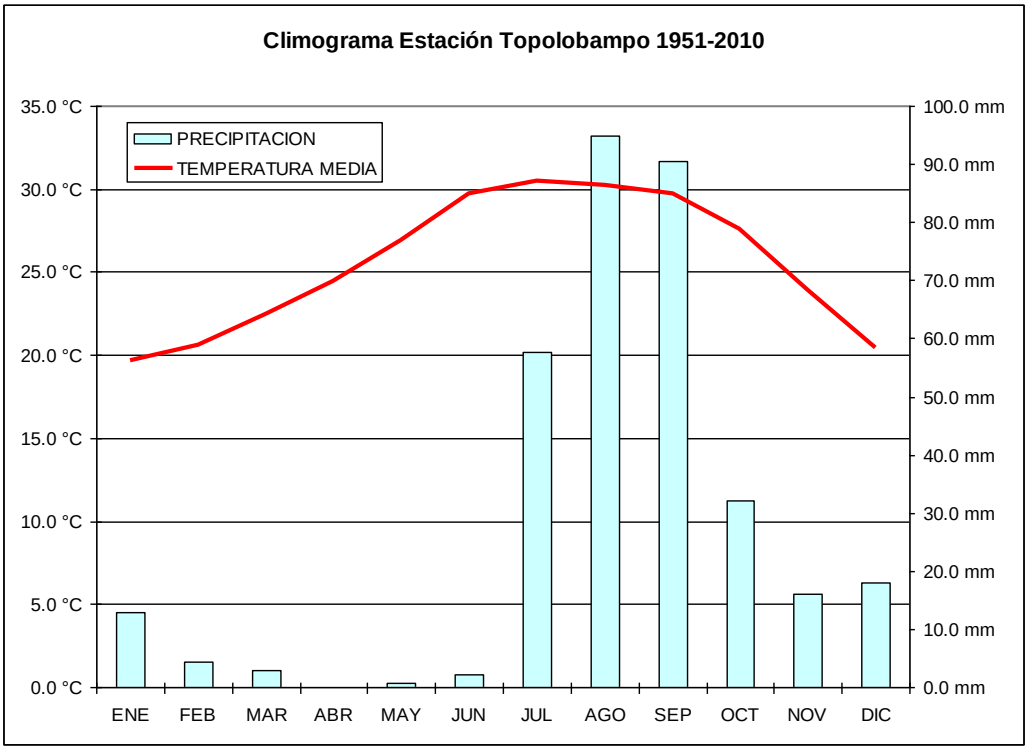


XI.3. Precipitación.

La precipitación pluvial para el municipio de Ahome, registra una mínima mensual y diaria de 8 mm en el mes de abril durante 1997 y una máxima mensual de 329.7 mm en agosto de 1971, con una máxima diaria en

septiembre de 161 mm en 1998. Datos obtenidos de las Normales climatológicas de la CNA con un banco de datos de 30 años.

Tabla 14. Climograma Topolobampo, Sin. (Estación 00025098) 1951-2010

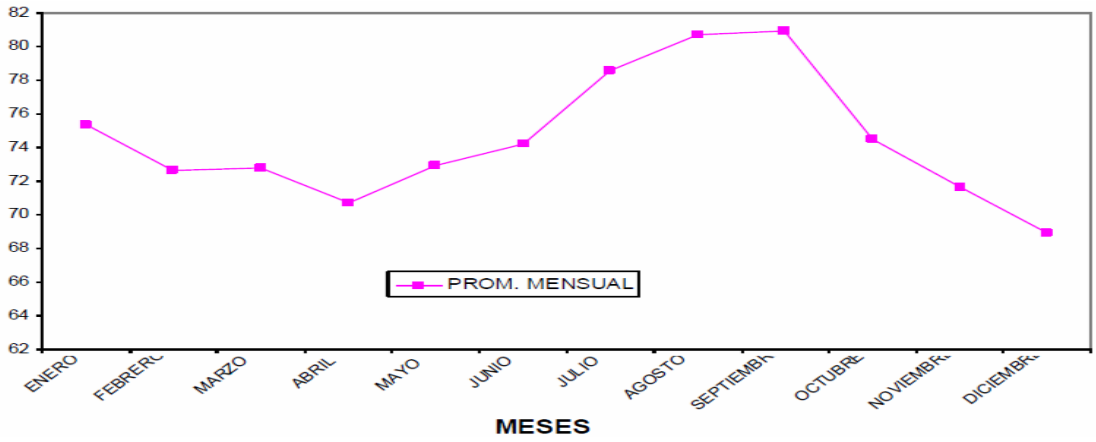


FUENTE: CNA. Estadísticas de Temperatura en °C. MN-CG-GMC-SPMLP-Climatología. Inédito.

XI.4. Humedad Relativa.

En el Puerto de Topolobampo, la humedad relativa media periódica, es del 74%. De julio a septiembre se presenta un promedio de 80% a consecuencia de la temporada de lluvias, mientras que la menor se presenta en abril y diciembre con 70% de humedad, siendo este el periodo más seco a lo largo del año.

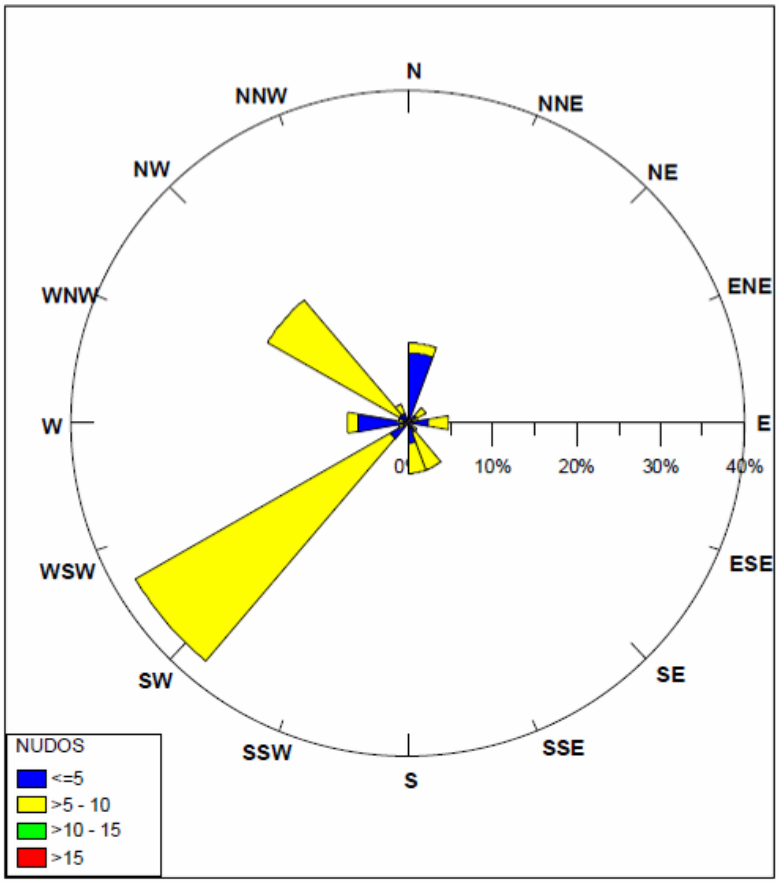
Figura 5. Humedad Relativa en el Puerto de Topolobampo, Sin.



XI.5. Vientos.

Las rachas de viento en el Puerto de Topolobampo, pueden llegar a ser ocasionalmente superiores a los 45 nudos y su dirección puede ser variable, sobre todo en la época de lluvias en los meses de julio a septiembre, cuando existe la presencia de chubascos o tormentas eléctricas; así mismo, en la época invernal, sobre todo en los meses de noviembre y diciembre se presentan rachas de viento hasta de 35 nudos de componente Noroeste, ocasionado por la presencia de frentes fríos.

Figura 6. Rosa de viento



El viento dominante en la zona costera de Topolobampo de marzo a octubre es del SW con intensidades entre 5 y 10 nudos, presentando cambios de dirección durante el día en dirección W, E, S y SE. En noviembre, diciembre, enero y febrero, el viento dominante tiene su origen del NW con intensidades de 5 a 10 nudos. Datos Estación Meteorológica Automática de Superficie (EMAS) del NAVTOP, con un banco de datos de 10 años.

XI.6. Otros fenómenos meteorológicos.

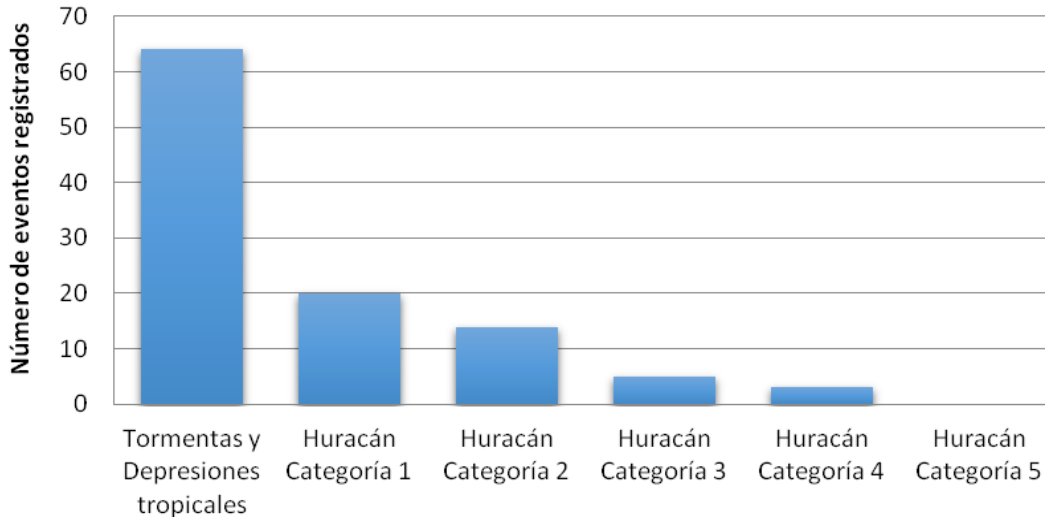
La presencia de niebla ocurre frecuentemente en otoño e invierno, entre 50 a 65 días lo cual provoca que disminuya notablemente la visibilidad marítima y terrestre, en algunas ocasiones hasta los 2 metros. La ubicación geográfica de la zona costera de Topolobampo, la hace propensa a ser afectada por

huracanes y tormentas tropicales. La temporada de huracanes abarca del 15 de mayo hasta el 30 de noviembre, históricamente los meses de mayor impacto han sido septiembre y octubre, presentándose huracanes de categorías 4 y 5 es decir sumamente destructivas que han impactado estas áreas.

XI.7. Tormentas y Huracanes.

Aun cuando la región de Sinaloa se encuentra en una zona por las que pasan tormentas tropicales y huracanes, se podría decir que, su ubicación es resguardada morfológicamente hablando por Nayarit; el paso de los ciclones tropicales presentan una trayectoria en dirección hacia el Noroeste, con variaciones en función de las condiciones climáticas particulares de cada evento, sin embargo, esta trayectoria generalmente desarrollada por los ciclones, permite que un evento tenga que atravesar el estado de Nayarit para poder llegar a las cercanías de Sinaloa sin embargo, cuando un evento toca tierra, mitiga su fuerza al carecer del elemento que representan las aguas oceánicas para el Ciclón, por ello, los eventos que arriban a la zona de estudio por lo general han mitigado sus efectos destructivos.

Figura 7. Frecuencia de presencia de eventos meteorológicos extraordinarios presentados en las costas del Océano Pacifico (1970 - 2008).



Se trata de uno de los mayores peligros que enfrenta el municipio por su localización en la zona de trayectorias de huracanes. La probabilidad y frecuencia de ocurrencia de estos fenómenos es continua, sobre todo de Huracanes tipo H1 y H2, por lo tanto el nivel de peligro que representan estos fenómenos si es considerable. Algunos de los huracanes que más daño han provocado son el Patricia 2009, Lowell 2008 y Paul 1982. Entre sus efectos y consecuencias negativas están las inundaciones en las localidades como Los Mochis y Huatabampo, ya que los ríos se desbordan o el aumento de los caudales supera la capacidad de drenaje de la infraestructura instalada.

Tabla 15. Frecuencia de los eventos meteorológicos extraordinarios que afectaron las costas de Sinaloa. (1951 - 2008).

Evento	Tormentas y Depresiones tropicales	Huracán Categoría 1	Huracán Categoría 2	Huracán Categoría 3	Huracán Categoría 4	Huracán Categoría 5
No de eventos registrados	16	6	6	3	2	0
Frecuencia (%)	48.48%	18.18%	18.18%	9.09%	6.06%	0.00%

De la tabla anterior se puede identificar que durante el periodo de análisis (57 años) de 33 eventos que se han presentado en esta región, 17 de estos han alcanzado la categoría de huracán, mientras que el resto de eventos se han clasificado como Tormentas o Depresiones tropicales; los eventos registrado en categoría de huracán 3 y 4 que son los más intensos corresponde al Huracán Olivia 1975, Tico 1983 y Lane 2006 CATEGORÍA 3, y LIZA en 1977 y Kenna 2002, CATEGORIA 4. Otros eventos han sido los siguientes:

- Tormenta tropical Katrina, 12 de agosto de 1971, aprox. 45 km/h de velocidad de vientos
- Tormenta tropical Irah, 26 de septiembre de 1973, aprox. 50 km/h de velocidad de vientos
- Tormenta tropical Lidia, 8 de octubre de 1981, aprox. 35 km/h de velocidad de vientos
- Huracán Paul categoría 2, 30 de septiembre de 1982, aprox. 95 km/h de velocidad de vientos
- Huracán Ismael categoría 1, 15 de septiembre de 1995, aprox. 70 km/h de velocidad de vientos
- Huracán Isis categoría 1, 3 de septiembre de 1998, aprox. 65 km/h de velocidad de vientos

XI.8. Calidad del Aire.

Una de las fuentes de emisión de contaminantes a la atmósfera fue la Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes de la Comisión Federal de Electricidad que comenzó a operar utilizando gas natural en el 2016, cuando se concluyó el Proyecto de Conversión a Combustión Dual de las dos unidades de la central.

El Puerto presenta un desarrollo importante en materia de servicios portuarios, el espectro de industrias es muy estrecho, predominando el manejo de granos y los minerales a granel, sin embargo, la escala es importante ya que, por ejemplo, la termoeléctrica genera gran parte de la energía que se consume en la región. Las emisiones de la termoeléctrica son visibles y ostentosas, pero debido a su ubicación son dispersadas rápidamente.

XI.9. Geología y geomorfología

XI.9.1. Orografía.

El municipio de Ahome tiene una muy leve pendiente topográfica que va desde la Localidad de San Miguel Zapotitlán con 31 metros de altitud hasta el nivel del mar en el golfo de California.

Tabla 16. Principales elevaciones

NOMBRE	LATITUD NORTE		LONGITUD OESTE		ALTITUD
	GRADOS	MINUTOS	GRADOS	MINUTOS	METROS
CERRO LAS ESCALERAS	25	59	109	04	620
SIERRA BAROBAMPO	26	02	109	04	520
CERRO LOS GOROS	25	59	109	04	500
CERRO EL PADRE	26	0	109	11	400
CORDÓN CARRIZÓN	25	30	108	57	300
CERRO ZATAJAQUI	25	33	108	56	300
CERRO LOS BATEQUIS	25	49	108	46	200
CERRO LA MEMORIA	25	48	108	58	150

FUENTE: CGSNEGI. Carta Topográfica, 1:50 000.

Figura 8. Orografía

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

XI.9.2. Provincia y subprovincia fisiográfica.

Llanura costera y deltas de Sonora y Sinaloa. Por sus características fisiográficas, Ahome se adecua a la planicie costera de la región noroeste de la entidad, en una configuración que se constituye básicamente con la presencia de los valles agrícolas de El Fuerte y El Carrizo, además de la presencia de sierras secundarias de escasa elevación, como la sierra de Barobampo con 520 metros de altitud.

Tabla 17. Fisiografía de Ahome (INEGI)

PROVINCIA		SUBPROVINCIA		SISTEMA DE TOPOFORMAS		Área
CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	%
VII	LLANURA COSTERA DEL PACÍFICO	32	LLANURA COSTERA Y DELTAS DE SONORA Y SINALOA	100	SIERRA	4.24
				105	SIERRA CON LLANURAS	4.52
				500	LLANURA	51.42
				502	LLANURA CON LOMERÍO	6.49
				521	LLANURA CON CIÉNEGAS	30.60
				P00	PLAYA O BARRA	2.73

a/ Discontinuidad Fisiográfica.

FUENTE: INEGI. Conjunto de Datos Geográficos de la Carta Fisiográfica, 1:1 000 000.

En la zona central del municipio predomina la Llanura deltaica (33.39%), Llanura costera con ciénagas salinas (30.70%), Llanura deltaica salina (10.24%), Llanura costera (8.03%), Llanura costera con lomerío (6.47%), aledaña a las llanuras se ubica la Playa o barra (3.32%) y en la zona norte y sur se ubican la Sierra baja de laderas tendidas (2.18%), Sierra baja de laderas escarpadas (1.21%), Sierra baja de laderas escarpadas con llanuras (4.46%).

Figura 9. Fisiografía de Ahome

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

XI.9.3. Geología.

Omitiendo los cuerpos de agua, Aluvial (38.95 %); Lacustre (30.84 %); Andesita-Brecha volcánica intermedia (10.07 %); Arenisca (7.24 %); Basalto-Brecha volcánica básica (5.93 %); Litoral (2.34 %); Eólico (1.83 %); El porcentaje restante es ocupado por aspectos geológicos que cubren poco menos del 1%.

Tabla 18. Geología Mpio. Ahome, Sin.

ERA		PERIODO		ROCA O SUELO		Área
CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	%
C	CENOZOICO	Q	CUATERNARIO	(al)	ALUVIAL	58.56
				(ar)	ARENISCA	10.45
				(ar-cg)	ARENISCA-CONGLOMERADO	1.51

ERA		PERIODO		ROCA O SUELO		Área
CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	%
				(b-bvb)	BASALTO-BRECHA VOLCÁNICA BÁSICA	1.39
				(cg)	CONGLOMERADO	1.62
				(eo)	EÓLICO	2.29
				(la)	LACUSTRE	12.62
		T	TERCIARIO	(a)	ANDESITA	0.90
				(a-bvi)	ANDESITA-BRECHA VOLCÁNICA INTERMEDIA	2.74
				(b)	BASALTO	0.15
				(b-bvb)	BASALTO-BRECHA VOLCÁNICA BÁSICA	0.06
				(bva)	BRECHA VOLCÁNICA ÁCIDA	0.85
				(cg)	CONGLOMERADO	0.08
				(da)	DACITA	0.01
				(r-ta)	RIOLITA-TOBA ÁCIDA	3.17
				(ta-bva)	TOBA ÁCIDA-BRECHA VOLCÁNICA ÁCIDA	0.08
M	MESOZOICO	K	CRETÁCICO	(gd)	GRANODIORITA	0.10
		J	JURÁSICO	(a)	ANDESITA	0.08
P	PALEOZOICO	NA	NA	(e)	ESQUISTO	0.07
	OTRO					3.27

Figura 10. Geología de Ahome (INEGI)

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

Edafología. Los suelos dominantes en el municipio de Ahome, en orden descendente de acuerdo a la cantidad de presencia en el municipio: Arenosol (4.67%), Cambisol (16.03%), Fluvisol (1.30%), Gleysol (0.66%), Leptosol (8.57%), Luvisol (0.04%), Phaeozem (2.28%), Regosol (11.58%), Solonchak (22.95%), Vertisol (28.52%).

Para el área específica del proyecto se tiene por conocido que el tipo de suelo es Antrosol, por su origen. El grupo de suelos de referencia denominado Antrosoles comprende suelos formados o profundamente modificados por

actividades las humanas, tales como, la adición de materiales orgánicos, desechos de construcciones, remociones profundas de los perfiles edáficos, ciertos tipos de irrigación a cultivos, etc.

Tabla 19. Suelos predominantes en Ahome

UNIDAD		SUBUNIDAD		CLASE TEXTURAL		SUPERFICIE MUNICIPAL
CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	%
I	LITOSOL	NA	NA	2, 3	MEDIA, FINA	5.79
J	FLUVISOL	e	ÉUTRICO	1	GRUESA	1.07
R	REGOSOL	e	ÉUTRICO	1, 2, 3	GRUESA, MEDIA, FINA	15.37
V	VERTISOL	c	CRÓMICO	2, 3	MEDIA, FINA	28.75
X	XEROSOL	h	HÁPLICO	2	MEDIA	18.65
Y	YERMOSOL	h	HÁPLICO	2	MEDIA	1.87
Y	YERMOSOL	k	CÁLCICO	2	MEDIA	0.18
Z	SOLONCHAK	o	ÓRTICO	1, 2, 3	GRUESA, MEDIA, FINA	24.83
	OTRO					3.49

FUENTE: INEGI. Conjunto de Datos Geográficos de la Carta Edafológica, 1:250 000.

Figura 11. Suelos predominantes en Ahome

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

XI.10. Uso del suelo y vegetación.

A nivel municipal el uso del suelo se clasifica como aquel destinado a la agricultura con el 60.49% de la extensión territorial del municipio, 2.15% es la superficie destinada a zonas urbanas, 22.29% se consideran matorrales y un 14.37% no se le asigna un uso en particular siendo principalmente zonas inundables.

Dentro del Municipio de Ahome se desprende que la superficie dominada por actividades económicas (agricultura, camaronicultura, asentamientos humanos) representa un poco más del 55 % del área total del territorio evaluado (incluyendo bahías, lagunas y otros cuerpos de agua) y aproximadamente el 70 % si solamente se toma en cuenta la superficie

terrestre. Existe un componente importante de áreas naturales susceptibles de conservación y manejo (bahías, esteros, manglar y selva) que representan alrededor del 40 % del área total del municipio.

XI.11. Morfología Costera.

En casi toda la Bahía de Topolobampo se tiene una composición de arenas, excepto en la boca donde se comunica con la Bahía de Ohuira. En esta área se localiza un depósito de grava, además dos pequeños depósitos de limo ubicados en la Ensenada Bichi y en el Estero Conchas.

La Bahía de Ohuira se compone principalmente de arenas, desde finas hasta muy gruesas; se observan dos depósitos compuestos de material limoso, uno al NE y otro al S; además, se encuentra material formado por gravas en la Boca de esta Bahía.

La Bahía de Santa María presenta arenas en la mayor parte del área, excluyendo las Bocas de los Esteros San Esteban, Buenaventura y Esterón, donde existen depósitos de limos y arcillas; así mismo, se encuentra limo en la parte mas extrema de esta Bahía. La circulación de sedimentos en el sistema lagunar de Topolobampo se divide en dos zonas la circulación interior y exterior.

XI.12. Hidrología superficial y subterránea

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

XI.12.1. Hidrología superficial.

El Municipio de Ahome dispone de uno de los recursos hidrológicos más importantes de la vertiente del Pacífico Norte, el Río Fuerte, cuyo origen se localiza en las estribaciones de la Sierra Tarahumara en el Municipio de Guadalupe y Calvo del Estado de Chihuahua.

El Río Fuerte penetra al municipio por su parte oriental en las cercanías de la localidad de San Miguel Zapotitlán; continúa su recorrido orientándose de este a oeste hasta llegar a las inmediaciones de Higueras de Zaragoza donde cambia su rumbo hacia el suroeste para descargar sus aguas en el Golfo de California. Anualmente, el Río Fuerte escurre un volumen promedio de 4,838 millones de metros cúbicos, desarrolla un máximo de 9,200 y un mínimo de 1,550 millones de metros cúbicos. Su área de cuenca es de 33,590 kilómetros cuadrados, contados de su origen, a la estación hidrométrica en San Blas, municipio de El Fuerte.

La red hidrográfica está conformada por el Río Fuerte, el cual se localiza aproximadamente a 50 km al noroeste de la Bahía de Topolobampo, mientras que el Río Sinaloa desemboca a 100 km al sur. En la parte alta de la Sierra Madre Occidental donde inician los ríos antes mencionados, se han construido presas para irrigar el Valle del Fuerte.

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

Existen numerosos drenes que transportan aguas de desecho agrícola y algunos de ellos desembocan en las bahías del complejo lagunar de Topolobampo (Sistema Topolobampo-Ohuira-Santa María), además de tres drenes de aguas negras y desechos industriales, procedentes dos de ellos de la Ciudad de Los Mochis (Dren Juárez y Dren Mochis) y el otro de la Ciudad de Juan José Ríos (Dren Batequis).

Tabla 20. Regiones, cuencas y subcuencas hidrológicas

REGIÓN		CUENCA		SUBCUENCA		ÁREA
CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	CLAVE	NOMBRE	%
RH10	SINALOA	F	BAHÍA LECHUGUILLA-OHUIRA- NAVACHISTE	a	B. NAVACHISTE	3.66
				b	B. OHUIRA	37.42
				c	B. LECHUGUILLA	5.75
		G	R. FUERTE	a	R. FUERTE-SAN MIGUEL	13.15
		H	ESTERO DE BACOREHUIS	a	ESTERO DE BACOREHUIS	40.02

FUENTE: INEGI. Conjunto de Datos Geográficos de la Carta Hidrológica de Aguas Superficiales, 1:250 000.

Durante la estación de verano se presenta un marcado periodo de lluvias, por lo que drenes y canales aumentan considerablemente su descarga de agua dulce procedentes de la sierra y los valles. Los poblados de Topolobampo, Campo Pesquero Paredones y Campo Pesquero Lázaro Cárdenas también son aportes menores de aguas negras, que desembocan en el Complejo Lagunar de Topolobampo (Gutiérrez-Barreras, 1999).

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

La marea en la región es de tipo semidiurno con un rango medio de 1.138 m (UNAM, 1989; Obeso, 1995). El oleaje incidente es de dos tipos: el formado por olas largas oceánicas que provienen del SW, con periodos de 15 a 20 segundos y longitud de 350 a 620 m que incide sobre la isla Copas con ángulos pequeños; y el oleaje del WNW formado por olas irregulares de

características variables y periodos cortos (de 3 a 5 segundos) que se forman en el Golfo de California y que deben su irregularidad precisamente a su cercanía a la zona donde se generan (Olivares-Beltrán, 1969). La dinámica hidrológica de la zona está determinada por el efecto del viento y la marea en la mayor parte del sistema, con mayor importancia de ésta última en el Canal de San Carlos (frente al muelle de PEMEX) (Obeso *et al.,* 1995; Escobedo-Urías, 1997).

El sistema lagunar Topolobampo-Ohuira-Santa María está compuesto por tres cuerpos costeros localizados en el noroeste del estado de Sinaloa. La Bahía de Santa María, conocida también como Bahía Lechuguilla o Estero San Esteban (Gilmartin y Revelante, 1978), es una laguna costera típica que se extiende en forma paralela a la costa en dirección noroeste, y se encuentra separada de la Bahía de Topolobampo por un canal de 800 metros de ancho. Este sistema tiene 15 kilómetros de largo y 2 a 3 kilómetros de ancho y cuenta con un área de aproximadamente 40 km^2 (Escobedo-Urías, 1997).

La Bahía de Topolobampo es uno de los puertos naturales más importantes del Pacífico mexicano y posee un área de aproximadamente 60 km^2. Se encuentra separada del Golfo de California por las barras de arena de la Isla Santa María en el noroeste y Punta Copas en el Sureste. UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

LONGITUD OESTE

Estas tienen un promedio de 2 kilómetros de ancho y están en partes cubiertas por dunas de arena. La boca de la Bahía de Topolobampo tiene 3 kilómetros de ancho y se encuentra localizada entre la Isla de Santa María y Punta Copas, está separada de la Bahía de Ohuira por un canal de 700 metros de ancho a la altura del Puerto de Topolobampo. La Bahía de Ohuira

con 125 km^2 de área era la cuenca de un antiguo canal del Río Fuerte que se prolongaba por la Bahía de Topolobampo y desembocaba en este puerto. Es un área de bajos que en época lluviosa presenta una zona profunda de localización variable dependiendo de las mareas y arrastre de sedimentos y cuenta con un ramal que la conecta a la Bahía de Navachiste. En total, el sistema cuenta con 8 islas: 6 en la Bahía de Ohuira: *Patos, Bledos, Bleditos, Tunosa, Mazocahui I* y *Mazocahui II,* 1 en Topolobampo: *Isla Baviri* (Maviri) y 1 en la Bahía Santa María: *Isla Santa María*.

XI.12.2. Oceanografía

XI.12.2.1 Fondo Marino.

En casi toda la Bahía de Topolobampo se tiene una composición de arenas, excepto en la boca donde se comunica con la Bahía de Ohuira. En esta área se localiza un depósito de grava, además dos pequeños depósitos de limo ubicados en la Ensenada Bichi y en el Estero Conchas.

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

La Bahía de Ohuira se compone principalmente de arenas, desde finas hasta muy gruesas; se observan dos depósitos compuestos de material limoso, uno al NE y otro al S; además, se encuentra material formado por gravas en la Boca de esta Bahía.

La Bahía de Santa María presenta arenas en la mayor parte del área, excluyendo las Bocas de los Esteros San Esteban, Buenaventura y Esterón, donde existen depósitos de limos y arcillas; así mismo, se encuentra limo en la parte mas extrema de esta Bahía. La circulación de sedimentos en el sistema lagunar de Topolobampo se divide en dos zonas la circulación interior y exterior.

Oleaje. El rango de altura de olas de mayor frecuencia durante el año es de 0.50 – 0.99 m. El oleaje presente en la zona costera de Topolobampo es de dos tipos:

1. En primavera y verano se forman olas largas oceánicas que provienen del SW, con periodos de 15 a 20 segundos y una longitud de 350 a 620 metros, que inciden sobre la barra de Santa María con ángulos cercanos a los 45° (flechas rojas)
2. En otoño e invierno el oleaje es del WNW formado por olas irregulares de características variables y periodos cortos (de 3 a 5 segundos) se forman en el Golfo de California y deben su irregularidad precisamente a su cercanía a la zona donde se generan (flechas azules).

XI.12.2.2 Tipo de Costa.

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

- **Arenosa.** Santa María es una playa arenosa sin fragmentos de roca, presentan un cordón de dunas estabilizadas por vegetación que las protege de la erosión del viento. Este tipo de paisaje predomina al Sur y Sureste de la Laguna Santa María. Su uso es recreativo.
- **Plana.** El Maviri es una playa plana. En donde se desarrollan actividades recreativas, deportivas, paseos en lancha, entre otras actividades turísticas y acuáticas, existen restaurantes. Presenta poca vegetación costera.
- **Piedra.** Campo pesquero Lázaro Cárdenas playa rocosa constituida principalmente por grava y piedras de diversos tamaños. Es una playa natural recreativa.

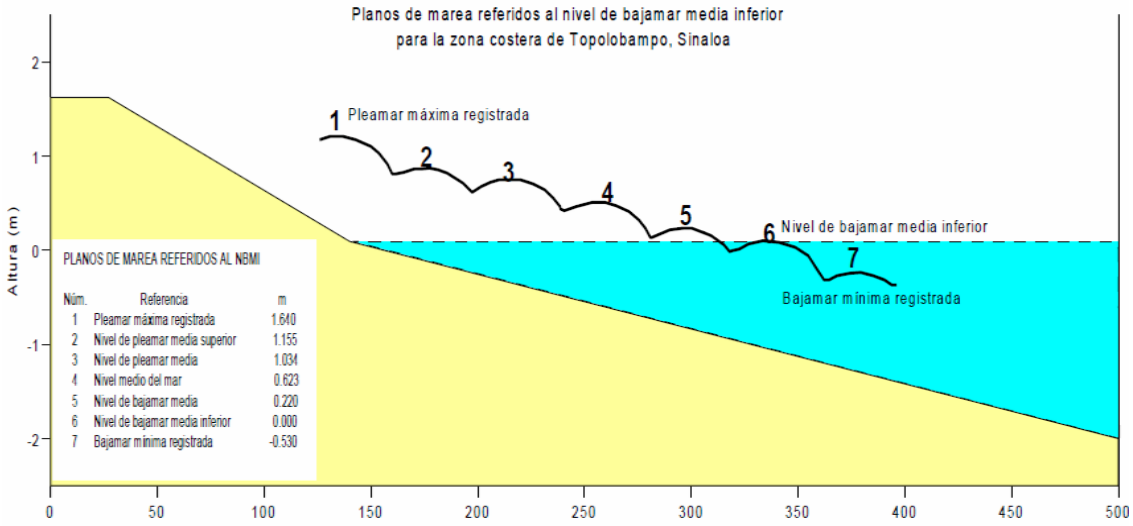
- **Rocosa.** Playa Cerro Partido, generalmente están asociadas con escarpes y cuevas de erosión por oleaje. La vegetación sobre la playa esta prácticamente ausente y presenta formas irregulares.

XI.12.2.3 Parámetros Hidrodinámicos.

En un ciclo anual, las pleamares máximas se presentan en el verano; mientras que las bajamares mínimas suceden durante el invierno.

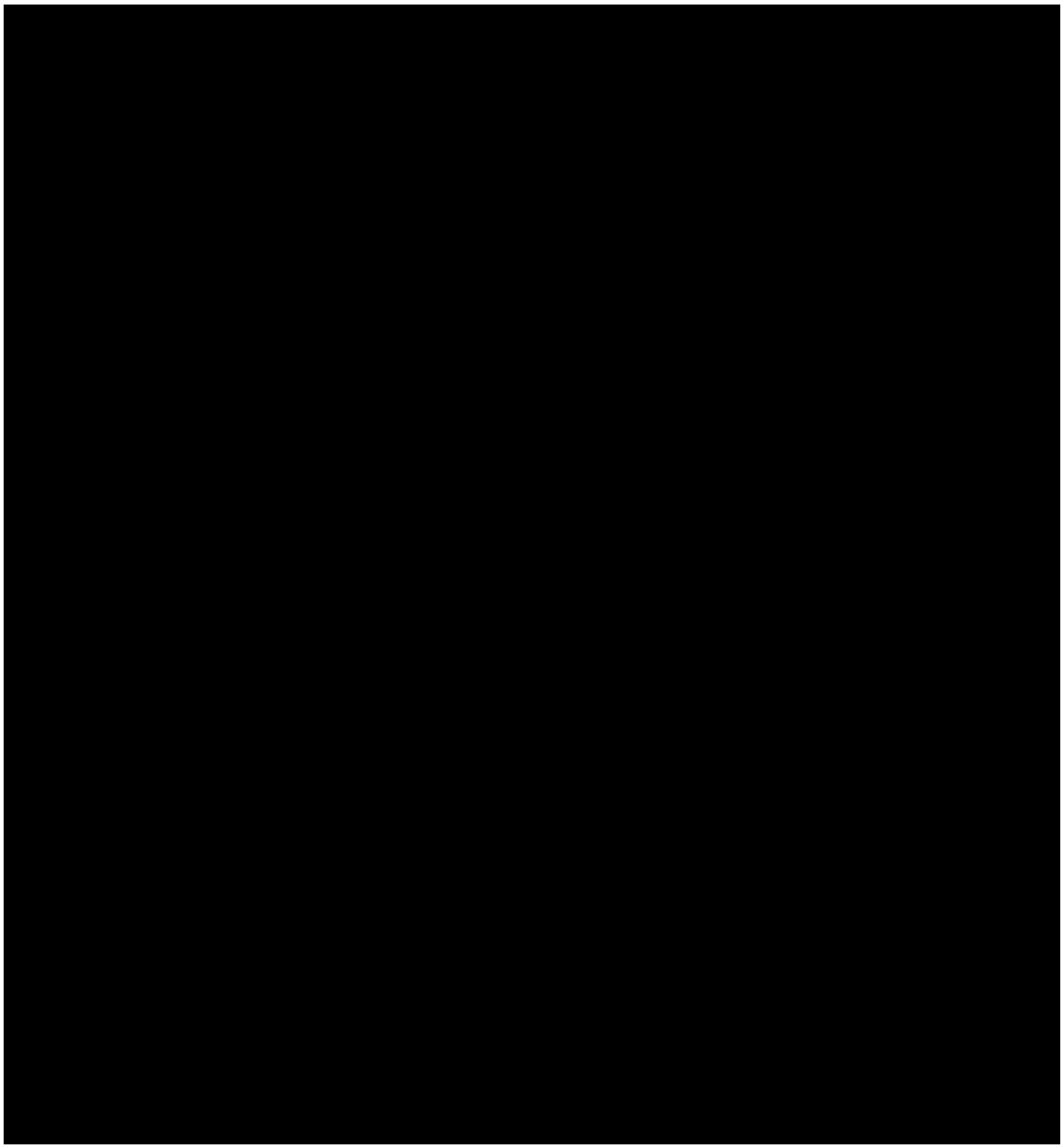
La marea en la zona costera de Topolobampo es de tipo mixta-semidiurna, presentando un rango de 1.90 m. se registran dos pleamares y dos bajamares al día. La pleamar máxima que se ha registrado es de 1.640 m y la bajamar mínima de -0.530 m, tomando como referencia el nivel de bajamar media inferior (NBMI).

Figura 17. Perfil de mareas



La propagación de la onda de marea en la zona costera de Topolobampo se inicia en la boca de la Bahía de Topolobampo con valores de tiempo con signo negativo (-), el desplazamiento de la onda de marea hacia el interior de la Bahía de Ohuira ocurre aproximadamente durante 15 minutos, transformándose los valores de tiempo a signo positivo (+), tomando como punto de referencia la zona urbana de Topolobampo.

Las corrientes en la zona costera de Topolobampo están asociadas principalmente a las variaciones del nivel del mar (marea). La dirección de la corriente presenta un comportamiento similar a la disposición que guarda el canal de navegación, sobre todo en el extremo que comunica la Bahía de Ohuira con la Bahía de Topolobampo. Las corrientes en reflujo o bajamar muestran las mayores magnitudes, alcanzando un valor máximo de 2.4 nudos en dirección SE mientras que en flujo o pleamar las corrientes son hasta de 1.7 nudos en dirección NE y E.



XI.12.2.4 Función ecosistémica

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

Se sitúa en la provincia fisiográfica denominada Planicie Costera de Sinaloa y es parte de la llanura deltaica del río Fuerte ahora inactivo, e incluye las sierras de San Ignacio y Navachiste.

Se comunica al Golfo de California a través de una boca de 3.0 km aproximadamente, el área lagunar consiste de tres cuerpos de agua interconectados: la bahía de Topolobampo, la bahía de Ohuíra, y la bahía de Santa María. La sección Topolobampo–Santa María está conectada vía la boca de comunicación con el Golfo de California por un canal de 800 m de ancho. En tanto que la bahía de Topolobampo está separada de la bahía de Ohuíra por un canal angosto y abrupto de 700 m de ancho.

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

El sistema no recibe directamente escurrimientos de ríos, solo recibe descargas a través de los canales y esteros que drenan desde los distritos de riego y de las granjas de cultivo de camarón (Páez Osuna et al. 2007).

En conjunto, las Bahías de Ohuira, Topolobampo y Santa María tienen una extensión del orden de 225 km^2. Este sistema ha sido ampliamente estudiado por su riqueza y recursos, mismos que a la par, se han explotado desde hace mucho tiempo por las comunidades humanas asentadas en su área de influencia.

De acuerdo a Lankford (1977), es un sistema lagunar del tipo II-A (I-C), representado por una depresión intra–deltaica marginal valle inundado con barrera, cuya formación se encuentra asociada con los sistemas fluviales/deltaicos del río Fuerte, producida por la sedimentación irregular y/o subsidencia superficial debida a los efectos de carga y de compactación.

Se estima su volumen en 1’356,750,000 m^3, con profundidades oscilando entre 0.40 m y 28.70 m y una media de 6.03 m. El tiempo de residencia o recambio de agua es de 30.7 días.

En el sistema lagunar predominan arenas (58.59 %), seguidas por limos (25.87 %) y finalmente arcillas (15.54 %).

La textura predominante fue la franco arenoso en 43.8 % del sistema, seguida de la franco con 25.00 %, les siguen en menor proporción la arena y la franco arcillo-arenoso en 12.50%, cada una y la de menor proporción fue la franco limoso con un 6.3 %.

XI.12.2.5 Metabolismo del ecosistema.

El fósforo y el nitrógeno retenidos dentro del sistema, son utilizados principalmente para la producción primaria, la cual se ha calculado en 14.18 g C m^2 año, y se observa una desnitrificación de 18.89 g m^2 N/año. De acuerdo

a los resultados de MNE el sistema presenta un comportamiento heterotrófico anual. Los flujos de NID indican que el sistema lagunar actúa como sumidero de nitrógeno y los flujos de FID indican que el sistema lagunar funciona como fuente de fósforo.

XI.13. Fenómenos Naturales

XI.13.1. Fallas y Fracturas.

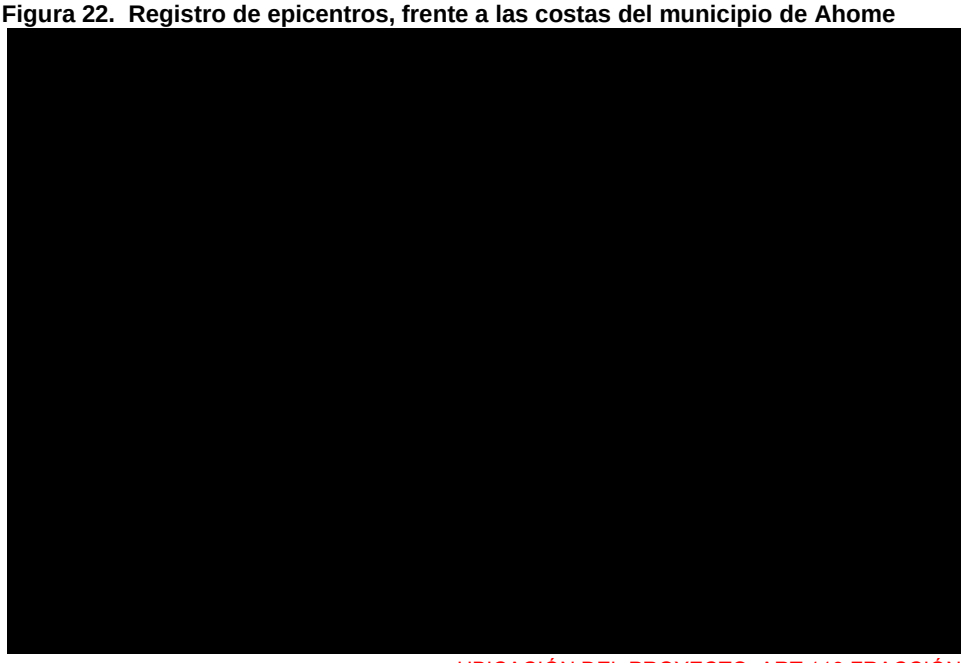
Existen dos zonas asociadas con movimientos tectónicos, la primera se encuentra al noroeste del municipio, cercano a la localidad de San Miguel Zapotitlán e Higuera de Zaragoza; otra al sur del municipio colindante con las Bahías de Ohuira y Topolobampo. No hay localidades ni estructuras lineales vitales (carreteras, líneas de ferrocarril) que puedan verse en peligro por algún deslizamiento generado en estas zonas.

Figura 21. Geología, fallas en la zona del proyecto

XI.13.2. Sismos.

De acuerdo con la base de datos sísmicos del Servicio Geológico de los Estados Unidos se han reportado algunos sismos, generalmente de baja magnitud (4.2 y menores), sin embargo, uno de ellos se ubicó precisamente en el centro de la ciudad de Los Mochis. Se concluye que el nivel de peligro por estos eventos es medio a partir de los antecedentes históricos en especial de la intensidad, pero debe considerarse como un peligro potencial.

Figura 22. Registro de epicentros, frente a las costas del municipio de Ahome



XI.13.3. Tsunamis o Maremotos.

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

No se tiene registro de la incidencia de este fenómeno en Ahome, no obstante, en caso de presentarse uno de éstos, podría considerarse necesario el desplazamiento de la población de localidades cercanas a la costa, tales como Topolobampo, el Ejido Rosendo G. Castro y Ohuira, con una población total aproximada de 9,097 habitantes. Por lo que es necesario mantener en buen estado las vías de comunicación y tener la adecuación de espacios como albergues en la ciudad.

XI.13.4. Vulcanismo.

No existen cuerpos volcánicos cercanos al municipio por lo tanto se determina que Ahome presenta un Muy Bajo Peligro por actividad volcánica.

XI.13.5. Flujos.

Se presenta en las dos zonas que agrupan las elevaciones principales del municipio, al norte en la Sierra Barobampo y en los Cerros Las Escaleras, Los Goros y El Padre; y en el sur en los Cerros Sataqui y Cordón Carrizon. Estos pueden acarrear flujos en temporadas de lluvias, siendo grava o basura, interrumpiendo las actividades de los habitantes que viven en las zonas aledañas.

XI.13.6. Hundimientos.

En el municipio no se ha presentado este fenómeno, tampoco se han llevado a cabo procesos como la explotación de mantos acuíferos subterráneos, que contribuyen a la producción de estos procesos, por lo que los hundimientos no constituyen un peligro para la población.

Temperaturas Máximas Extremas. Se presentan altas temperaturas y se ha registrado un incremento en los últimos años; situaciones que pueden

desarrollar condiciones ambientales que propicien la formación de agentes que provoquen enfermedades, el peligro de este tipo de eventos en el municipio es alto, resultando indispensable el desarrollo de medidas preventivas y permanentes que orienten y apoyen a la población más vulnerable.

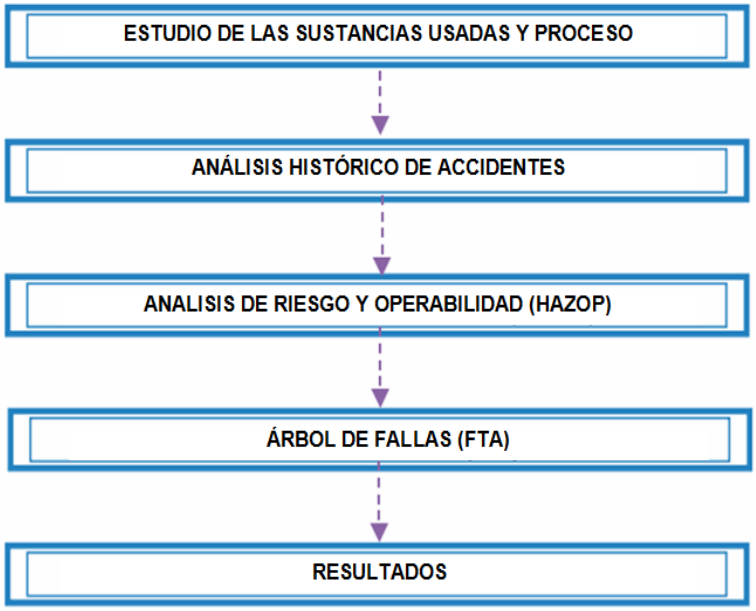
Contaminación y Peligros Químicos e Industriales. Por mucho el principal peligro que enfrenta el Municipio de Ahome es la contaminación por agroquímicos derivada de la intensa actividad agrícola del Valle del Fuerte. Hay problemas con el manejo y aplicación de los plaguicidas, así como con los residuos y su incorporación a los ecosistemas, incluidos los costeros. Aunque de menor importancia, se deben tener en cuenta algunos peligros químicos e industriales muy puntuales, principalmente en Los Mochis y Topolobampo.

XII. 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 23. 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.

XII.2. 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 21. Sustancias de mayor índice de accidentes

Nombre de la sustancia	% de Accidentes
Petróleo crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diesel	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 F**

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, polímetros 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.

Diesel. 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 diesel “no es volátil” a temperatura y presión ambiente, lo cierto es que no se puede comparar con la volatilidad del los componentes de la gasolina.

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

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 22. Características de los Hidrocarburos.

Fluido	Gasolina Regular/ Gasolina Premium		Diésel	
Curva de Destilación	% vol.	°C	% vol.	°C
	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	--	--
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^3	750		821	
Temperatura del Fluido, °C (Nota)	34		34	
Densidad, kg/m^3 @ 0 kg/cm^2 g y 34°C	733.2		807.3	
Viscosidad, cP @ 0 kg/cm^2 g y 34°C	0.48		2.21	
Presión de vapor true, kg/cm^{2}a @ 34°C	0.5818		0.0006	
Presión de vapor Reid, kg/cm^{2}a	0.6328		0.0007	

Nota: La temperatura de operación considerada en la TRT es de 34°C, tomando como base la temperatura máxima normal anual de la estación metereológica 00025008 Topolobampo del periodo 1981-2010 (30.6°C) más 3°C. La temperatura de 34°C considera los rangos recomendados de presión de vapor de acuerdo a la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 para la zona Z3 según la ubicación del proyecto.

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

XII.3. Antecedentes de incidentes y accidentes de proyectos y/o instalaciones similares

XII.3.1. 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 unos1600 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.

XII.3.2. 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.

XII.3.3. 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.

XII.3.4. 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, diesel 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.

XII.3.5. 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.

XII.3.6. 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 dañó causado por la explosión fue extenso.

XII.3.7. 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.

XII.3.8. 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 diesel en la tubería de llenado del tanque y la turbulencia creada resultó en la generación de un incremento de la carga estática. En este incidente se perdieron cerca de 80000 barriles de diesel.

XII.3.9. 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.

XII.3.10. Orion, 2001

En 2001, se logró un avance cuando el incendio de Orion, 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^2/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. La tasa de aplicación de 8.55 L/m^2/min es igual a un caudal de aproximadamente 45,000 L/min. Utilizando un 3% de dosificación se consume 1350 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

XII.3.11. 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.

XII.3.12. 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^3 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.

XII.3.13. Derrames de gasolina y diesel 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.

XII.4. 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 fluente de información es el registro de fallas previas y de mantenimiento de los equipos de la planta, cuando esta ya esta 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 como 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 cuando una situación relevante es más o menos severa que el promedio y seleccionar la tasa de fallas apropiada de acuerdo a 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 Reliabilitv Data (Datos de Conflabilidad 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-Heineniaim, 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 data 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 data 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.

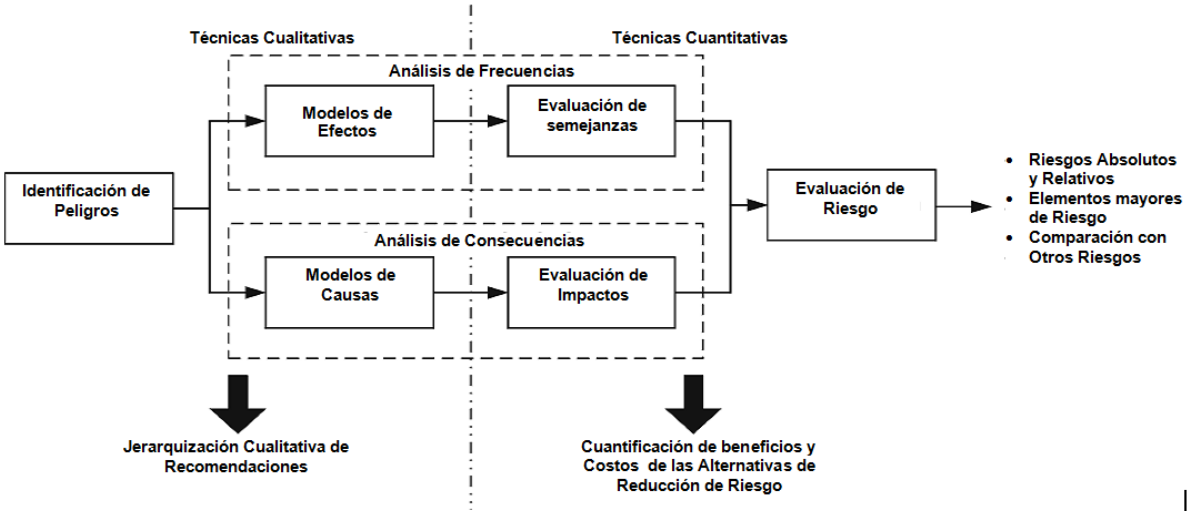
XIII. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

XIII.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), *y*a 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 24. Proceso de análisis que se llevará a cabo



XIII.2. Análisis cualitativo de riesgo

XIII.2.1. Identificación de peligros y evaluación de riesgos

XIII.2.1.1 Identificación de los peligros en el proceso propuesto

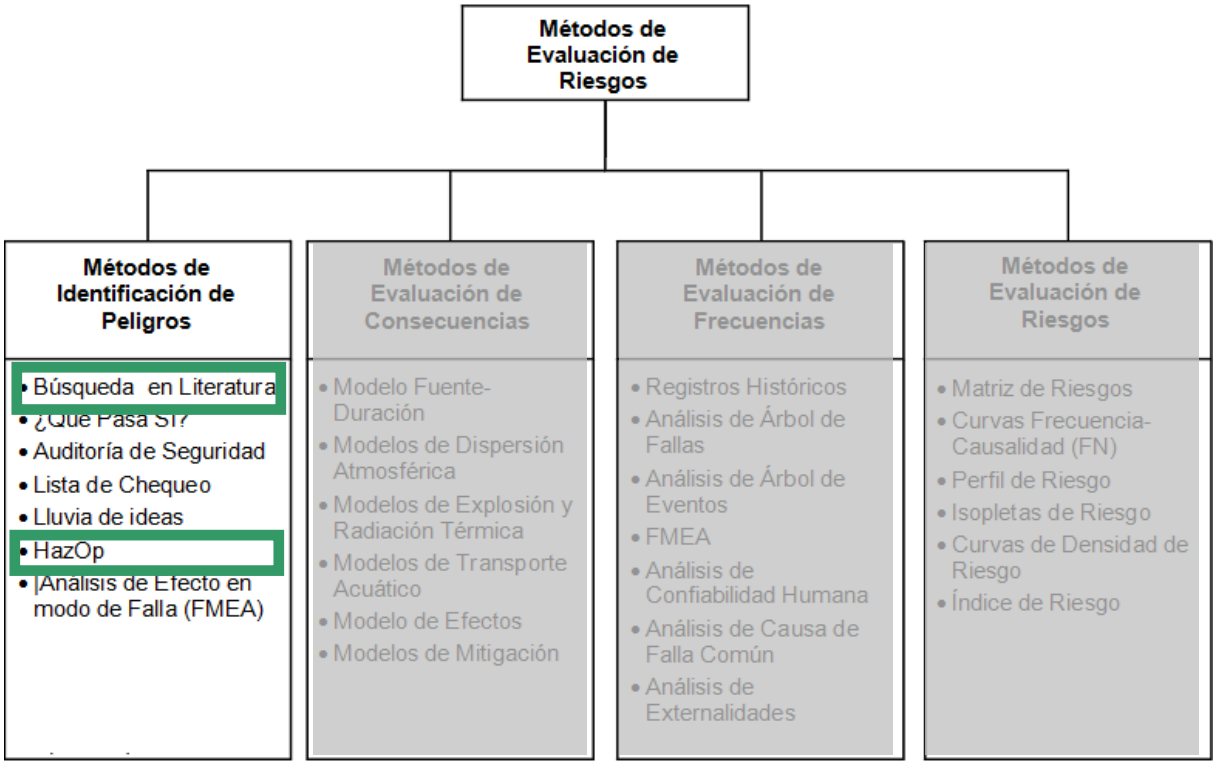
Durante esta etapa del ciclo de vida de seguridad, se deben identificar los peligros y sus causas que pudiesen ocasionar liberación incontrolada de energía y/o productos tóxicos, afectando a población, personal operativo, ambiente y/o instalaciones y equipos. La identificación de peligros pretende encontrar las condiciones de eventos peligrosos 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?
- Auditoria de seguridad
- Análisis o sendero cognitivo
- Lista de verificación
- Lluvia de ideas
- Peligro y operabilidad (HazOp)
- Análisis de Modos de falla y efecto (FMEA)

XIII.2.2. Selección de método de identificación de peligros

Como parte de la Ingeniería Básica del proyecto Terminal de Refinados Topolobampo (TRT), un equipo multidiciplinario de IEnova realizó el "Estudio de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp)", generando el documento IP0118-PR-000-HZ-001, mismo que se presenta en el **ANEXO G**, de cual se hará el resumen para presentar los riesgos determinados en dicho estudio, los cuales corresponden a los escenario más probables y los escenarios catastróficos, en base a conocimiento de los hitos históricos de accidentes analizados en secciones precedentes.

Figura 25. Selección de método de identificación de peligros

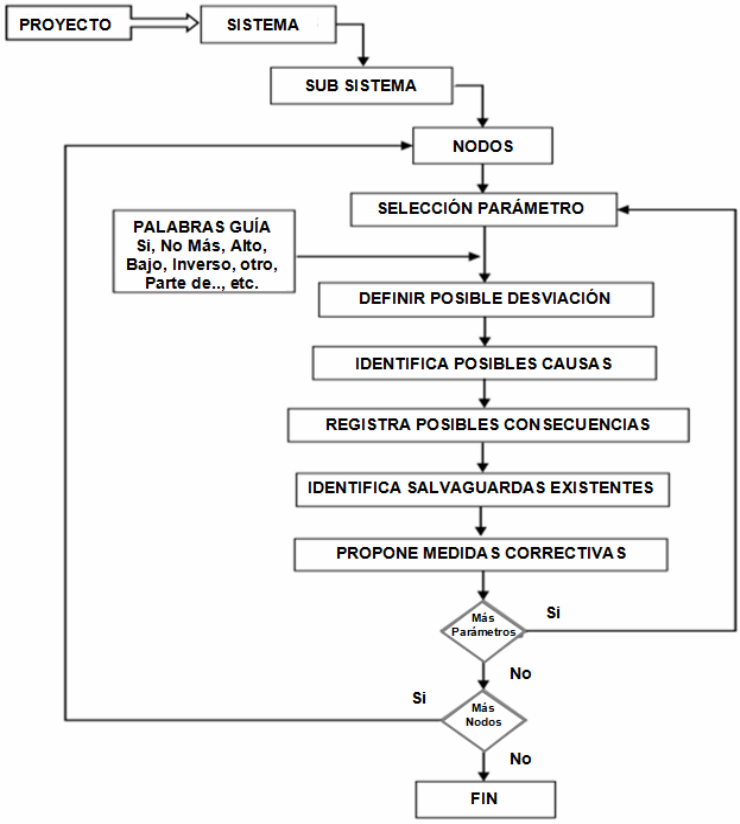


El estudio se realizó con la participación de un equipo multidisciplinario formado por personal de IENOVA, SENER y NOVO CONTROL, en la Sala de

Juntas MASPM/SENER ubicada en Juan Racine 112 piso 10, Col. Los Morales, en la Ciudad de México el 29 de Noviembre de 2018.

El método de análisis se desarrollo de acuerdo al siguiente diagrama de flujo.

Figura 26. 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 SENER (proveedor).

En base a la información técnica (Diagramas de Tubería e Instrumentación, Descripción de Proceso, Filosofía de Operación) el equipo de Proceso/SENER en conjunto con los especialistas en análisis de riesgos, definieron los siguientes nodos para la identificación de riesgos mediante la metodología HazOp, resultando 12 nodos, que se listan en la siguiente tabla:

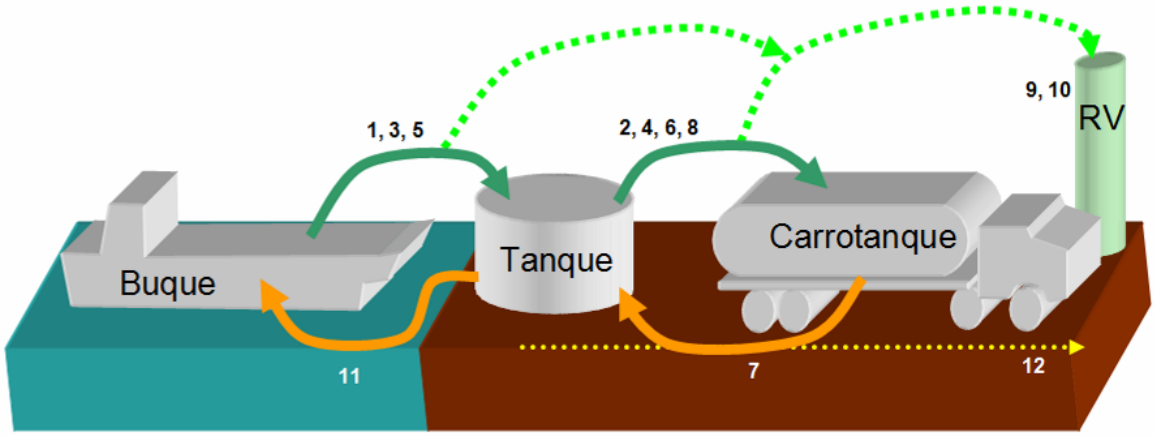
Tabla 23. Nodos empleados en el desarrollo de la metodología del HazOp con grupo multidisciplinario

Circuito	Descripción Circuito	Nodo	Descripción del Nodo	Observaciones
1	Circuito de Diesel descarga buque.	1	Línea de descarga de Diesel de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7101, Patín de Medición PM-7101, Tanque de diesel TK-7201.	Analizando el Tanque TK-7201 los otros 3 tanques TK-7202/7203/7204 son idem.
	Circuito de Diesel carga autotanque.	2	Tanque de Diésel TK-7201, Diesel a línea de succión de bombas PK-7301.Bombas PK-7301, Sistema de Medición PM-7301A, Brazo de carga de Diesel BL-7301 a Autotanque.	Analizando el Sistema de medición PM-7301A los PM-7302A/7303A/7304A/7305A son idem. Analizando el Brazo de Carga BL-7301A los Brazos de Carga BL-7302A/7303A/7304A/7305A son idem.
2	Circuito de Gasolina Premium descarga buque.	3	Línea de descarga de Gasolina Premium de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7102, Patín de Medición PM-7102, Tanque de GP TK-7205.	Analizando el Tanque TK-7205 los otros 2 tanques TK-7206/7211 son idem.
	Circuito de Gasolina Premium carga autotanque.	4	Tanque de GP TK-7205, GP a línea de succión de bombas PK-7302, Bombas PK-7302, sistema de Medición PM-7301B, Brazo de carga de GP BL- 7301 B a Autotanque.	Analizando el sistema de medición PM-7301B los PM-7302B/7303B/7304B/7305B son idem. Analizando el Brazo de Carga BL-7301B los Brazos de Carga BL-7302B/7303B/7304B/7305B son idem. Analizando el Circuito de Gasolina Premium es ídem para Gasolina Regular.
3	Circuito de Gasolina Regular descarga buquetanque.	5	Línea de descarga de Gasolina Regular de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7103, Patín de Medición PM-7103, Tanque de GR/SWING TK-7209.	Analizando el Tanque TK-7209 el tanque TK-7210 es idem.
	Circuito de Gasolina Regular carga autotanque.	6	Tanque GR/SWING TK-7209, a línea de succión de Bombas PK-7303, GR a llenaderas de Auotanques.	Analizando el Tanque TK-7209 el tanque TK-7210 es idem.
4	Descarga Hidrocarburos autotanque a Tanque TransMix TK-7220.	7	Línea de Descarga de Autotanques a Bombas PK-7304, Patín de Medición PM-7301, Tanque TransMix TK-7220.	Analizando el Tanque TK-7220 los otros tanques TK-7203/7204/7205/7260/7207/7208/7209/7210/7220 son idem.
	Descarga TransMix TK-7220.	8	Tanque TrasMIX TK-7220, Bomba P-7220, producto Fuera de especificación a Autotanque.	
5	Circuito recuperación	9	Vapores de llenaderas de autotanques, columnas de adsorción V-7350 A/B.	

Circuito	Descripción Circuito	Nodo	Descripción del Nodo	Observaciones
	de Vapores.	10	Línea de succión y descarga de bomba PB-735, gasolina regular a bomba P-7350, columna de absorción V-7353, bomba P-7353, gasolina recuperada a L.B.	
6	Circuito de hidrocarburos para Carga a Buquetanque.	11	Línea de diésel de TK-7203 a Bomba PK-7101, Patín de Medición PM-7101, Brazo BCD-7101, Diesel a Buquetanque.	Idem para línea de Gasolina Premiun y línea de Gasolina Regular.
7	Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.	12	Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.	Por la presencia de Hidrocarburos en el agua aceitosa colectada.

Durante la realización de la metodología HazOp se acordó solo analizar un tanque para cada Servicio: Diesel, Gasolina Premium, Gasolina Regular ya que los tanques restantes correspondientes a cada servicio el análisis de identificación de riesgos y evaluación sería idéntico por lo que se acordó que en el reporte del HazOp si se incluyen todos los tanques considerados para el Proyecto. Los procesos analizados se resumen en el siguiente diagrama:

Figura 27. Esquema simplificado del proceso y los nodos asociados (Tabla 23.)



Las líneas verdes representan la descarga del buque y del tanque al carrotanque. Las líneas anaranjadas la descarga del carrotanque y del tanque al buque.

XIII.2.3. Resultados de la identificación de peligros.

Los resultados obtenidos de las sesiones de trabajo del grupo multidisciplinario para la identificación de riesgos del proyecto “Terminal de Refinados de Topolobampo (TRT)”, en base a las premisas, consideraciones y la descripción de la metodología, en el estudio HazOp se plasman en las matrices de riesgo para cada uno de los receptores de Riesgo (personal, población, medio ambiente, producción, Instalación), 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 Refinados de Topolobampo (TRT)" se presenta en el **ANEXO G**.

El número de escenarios se desprende del análisis de un solo tanque por servicio de Diesel, Gasolina Premium y Gasolina Regular, además de lo correspondiente a carga y descarga a Buquetanques, carga de autotanques, Tanque Swing, Tanque Transmix, 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 24. Tabla 12. Cuantificación de Riesgos de las Desviaciones

Consecuencia	Categoría del riesgo (Cantidad)		
	No Tolerable "A"	Indeseable "B"	Aceptable con controles "C"
Grado de Riesgo	0	0	306

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

1. Descarga de Diesel de buque a tanque de almacenamiento.
2. Carga de Diesel de tanque a autotanque.
3. Descarga de Diesel de autotanque a Tanque.
4. Carga de Diesel de tanque a Buquetanque.
5. Descarga de Gasolina Premium de buque a tanque de almacenamiento.
6. Carga de Gasolina Premium de tanque a autotanque.
7. Descarga de Gasolina Premium de autotanque a Tanque.
8. Carga de Gasolina Premium de tanque a Buquetanque.
9. Descarga de Gasolina Regular de buque a tanque de almacenamiento.
10. Carga de Gasolina Regular de tanque a autotanque.

11. Descarga de Gasolina Regular de autotanque a Tanque.
12. Carga de Gasolina Regular de tanque a Buquetanque.
13. Descarga Hidrocarburos autotanque a Tanque TransMix TK-7220.
14. Descarga de TransMix TK-7220 a auto tanque.

Además de consideraron los servicios o sistemas auxiliares siguientes:

15. Sistema de recuperación de Vapores.
16. Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.

XIII.2.4. Escenarios de peligro identificados

Una vez que se identificaron los peligros, a continuación se listan todos los escenarios de considerados para cada una de las los productos (gasolinas y diésel) a manejar en la instalación del Proyecto de la Terminal de Refinados Topolobampo (TRT).

Tabla 25. Escenarios propuestos

Sitio	No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo (F x C)	Nodo o sistema
brazo de carga, patín de medición, tanque de almacenamiento de Diesel	01	1.1.1.4, 1.3.3.4. 1.4.4.4 1.8.1.3, 1.9.2.3, 1.12.2.4 1.14.4.4., 1.15.5.4	Fuga de producto y posible derrame hacia el mar.	**C**	1
	02	1.2.2.5., 1.5.5.5, 1.7.7.5 1.10.1.5., 1.13.3.5., 1.16.6.5., 1.17.7.5, 2.21.1.3.	Posible fuga de producto en circuito de diesel	**C**	1 Y 2
	03	1.19.2.1, 1.20.3.1, 1.21.4.1. 1.22.5.1, 2.2.2.2	Derrame de tanque TK-7201 y posible incendio en dique	**C**	1 Y 2
Brazo de carga, patín de medición, tanque de almacenamiento de gasolina	01	3.1.1.4, 3.3.3.4, 3.7.1.3, 3.8.1.3., 3.9.2.3, 3.12.2.4., 3.14.4.4.	Fuga de gasolina y posible derrame hacia el mar	**C**	3
	02	3.2.2.5., 3.5.5.5., 3.6.6.5, 3.10.1.5., 3.13.3.5., 3.16.6.5., 3.17.7.5., 4.21.1.3, 3.4.4.5., 3.15.5.5.	Posible fuga de producto en circuito de gasolina premium/ posible fuga en bridas y/o accesorios en el patín de medición PM-7102	**C**	3 y 4
	03	3.19.2.1., 3.20.3.1., 3.21.4.1., 3.22.5.1., 4.2.2.2	Derrame de tanque TK-7205 y posible incendio en diques	**C**	3 y 4
Tanque de almacenamiento, bombas y llenaderas	04	4.3.1.2., 4.4.2.1., 4.22.1.1.	Incendio del tanque TK-7205	**C**	4
	05	4.1.1.2., 4.5.1.1., 4.6.2.1., 4.7.3.1., 4.8.4.1., 4.9.1.1., 4.10.2.2., 4.13.1.1., 4.14.2.1., 4.16.1.1., 4.17.2.1., 4.18.3.1, 4.19.1.1	Daños de las bombas P-7302A/B/R	**C**	4

Sitio	No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo (F x C)	Nodo o sistema
brazo de carga, patín de medición, tanque de almacenamiento de Diesel	01	1.1.1.4, 1.3.3.4. 1.4.4.4 1.8.1.3, 1.9.2.3, 1.12.2.4 1.14.4.4., 1.15.5.4	Fuga de producto y posible derrame hacia el mar.	**C**	1
	02	1.2.2.5., 1.5.5.5, 1.7.7.5 1.10.1.5., 1.13.3.5., 1.16.6.5., 1.17.7.5, 2.21.1.3.	Posible fuga de producto en circuito de diesel	**C**	1 Y 2
	03	1.19.2.1, 1.20.3.1, 1.21.4.1. 1.22.5.1, 2.2.2.2	Derrame de tanque TK-7201 y posible incendio en dique	**C**	1 Y 2
	06	4.12.4.1	Derrame en área de llenaderas.	**C**	4
Descarga de autotanque , bomba , patín de medición, tanque almacenamiento	01	7.1.1.1., 7.2.2.1., 7.3.1.1., 7.4.2.1., 7.5.3.1., 7.6.4.1., 7.10.1.1., 7.11.2.1., 7.12.3.1., 7.13.4.1.	Daños en bomba PK-7304.	**C**	7
	02	7.16.1.3., 8.16.1.3	Derrame de hidrocarburo dentro de las instalaciones.	**C**	7 y 8
	03	7.18.2.1., 7.19.3.1., 7.20.4.1., 8.10.1.1., 8.12.1.1., 8.131.1., 8.14.1.1. 8.17.1.1.	Derrame de tanque TK-7220 posible incendio en diques TK-7220	**C**	7 y 8
Tanque de almacenamiento, bomba y p.f.e. a autotanque	04	8.2.2.2, 8.3.1.2., 8.4.2.1.,	Incendio del tanque TK-7220	**C**	8
	05	8.1.1.2., 8.5.1.1., 8.6.1.1., 8.8.3.1.	Daño de la bomba P-7220	**C**	8
	06	8.9.1.1.	Derrame en área de llenaderas.	**C**	8
Unidad recuperadora de Vapor	01	9.10.1.1.4., 9.10.4.1.4., 9.10.5.1.2.,	Posible formación de nube explosiva en línea de vapores a paquete de columnas de absorción y adsorción	**C**	9

XIII.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.

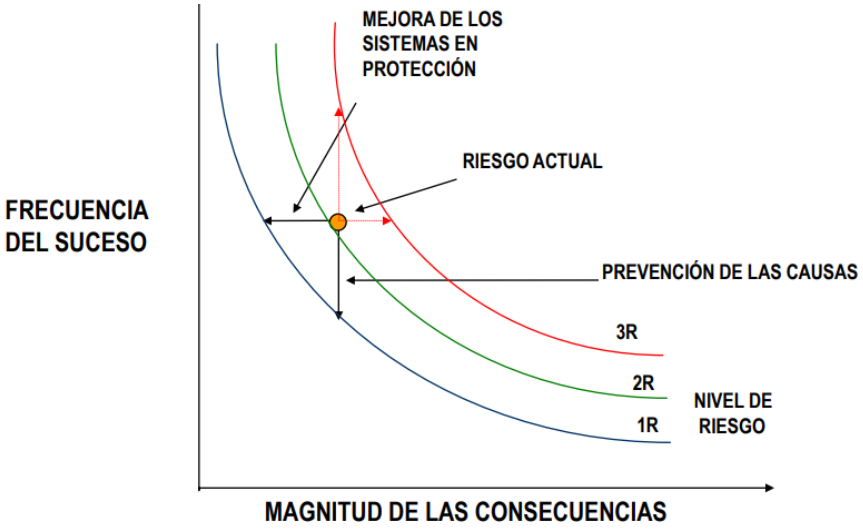
- En tercer lugar se debe considerar la frecuencia con que la operación o proceso se lleva a cabo, ya que los procesos continuos o de ciclos cortos e ininterrumpidos acumulan horas de operación permanentemente, lo que abona a una situación de falla por la probabilidad misma.

  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.

Figura 28. Relaciones entre frecuencia y magnitud de las consecuencias

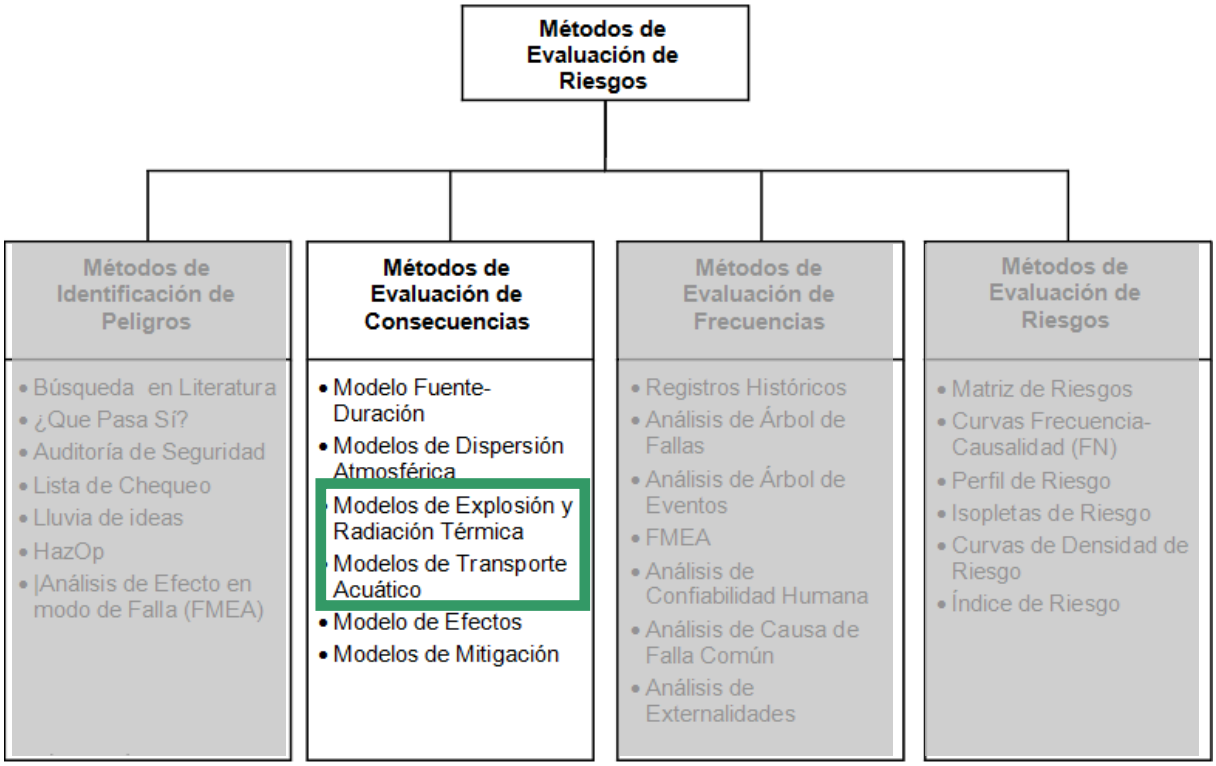


XIII.3. Análisis cuantitativo de riesgo

XIII.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 TRT 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 29. 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 uso 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.

En el caso de derrames en el agua marina, se usó GNOME®, que es un programa que se usa para simular el movimiento de petróleo (o de varios hidrocarburos) sobre agua (mar, lagos, cuerpo de agua) debido a los vientos, corrientes, mareas y fenómenos de difusión. GNOME fue desarrollado por la División de Respuesta de Materiales Peligrosos (HAZMAT) de la Oficina de Respuesta y Restauración de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA OR&R) disponible en https://gnome.orr.noaa.gov/.

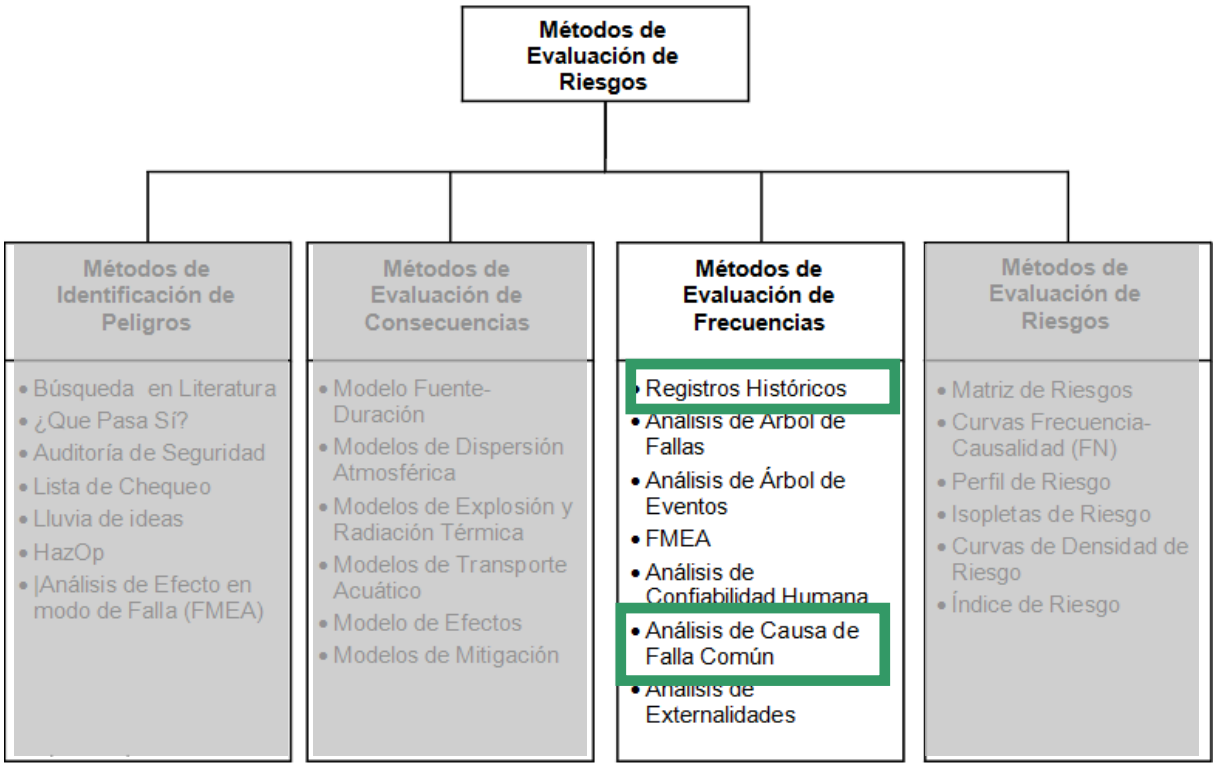
Tabla 26. Resumen de resultados de los modelos de simulación

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta	Cantidad liberada (kg)	Lámina (m)	Superficie del área de contención	12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/in2	1.0 lb/in2	0.5 lb/in2
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7108	15	454,279.5	0.14481	2447 m	153 m	247 m	458 m	80 m	851 m	1300 m
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina	3000 gpm (189 L/s)	Permanente	Vacío @ 34 °C	SRV-7350	10	567.0						58 m	95 m	156 m
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1	0.02695	155 m	44 m	71 m	129 m	198 m	290 m	459 m
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1	0.02695	155 m	44 m	71 m	129 m	198 m	290 m	459 m
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7102	1.5	47,453.4	0.02264	1635 m	28 m	40 m	65 m			
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,579.3	0.02815	155 m	10 m	13 m	21 m			
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7305A	5	8,901.9	0.04491	155 m	44 m	71 m	129 m			
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	3	94,906.8	4.00E-03	20,404.962						
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	3	90,855.9	4.41E-03	17,716.901						
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	5	158,178.0	4.00E-03	34,008.270						
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	5	151,426.5	4.41E-03	29,528.168						

XIII.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 posibles, 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 los mismos.

Figura 30. Selección de método análisis detallado de frecuencias



XIII.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 27. 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

XIII.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 XII.4.

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 28. Frecuencias para pérdidas de contención (fugas, derrames) en tanques atmosféricos

Installation (part)	G.1a Instantan. release to atmosphere	G.1b Instantan. release to secondary container	G.2a Continuous 10 min release to atmosphere	G.2b Continuous 10 min release to secondary container	G.3a Continuous ∅10 mm release to atmosphere	G.3b Continuous ∅10 mm release to secondary container
single-containment tank	5×10^{-6} y^{-1}		5×10^{-6} y^{-1}		1×10^{-4} y^{-1}	
tank with a protective outer shell	5×10^{-7} y^{-1}	5×10^{-7} y^{-1}	5×10^{-7} y^{-1}	5×10^{-7} y^{-1}		1×10^{-4} y^{-1}
double containment tank	1.25×10^{-8} y^{-1}	5×10^{-8} y^{-1}	1.25×10^{-8} y^{-1}	5×10^{-8} y^{-1}		1×10^{-4} y^{-1}
full containment tank	1×10^{-8} y^{-1}					
membrane tank	see note 7					
in-ground tank		1×10^{-8} y^{-1}				
mounded tank	1×10^{-8} 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 contínua 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 continúa 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 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 de la terminal de barco.
- 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 en muelle de la terminal

Se aplica a los siguientes escenarios

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia
A	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel
B	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas
C	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel
D	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas

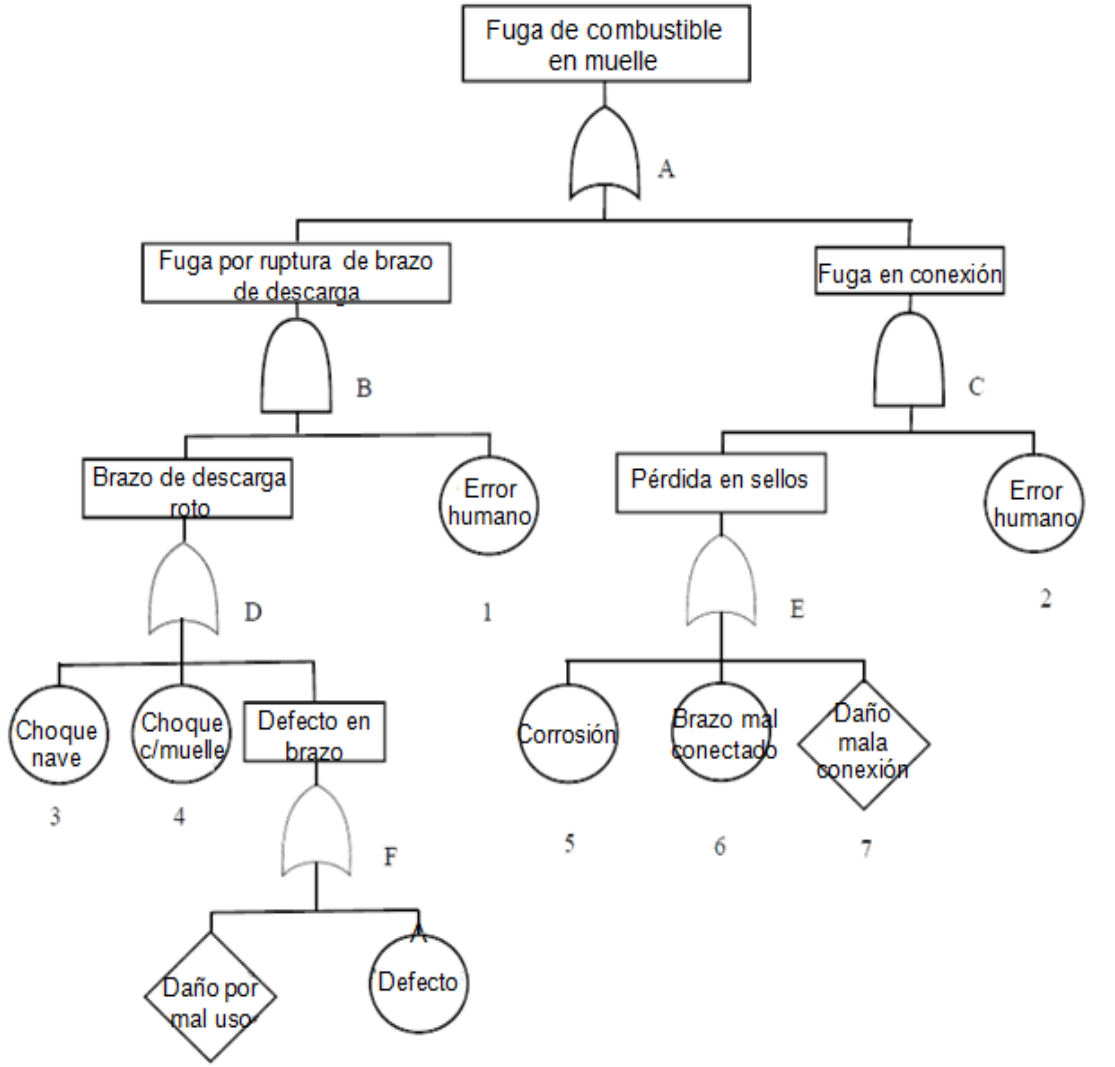
Los eventos y las frecuencias usadas fueron:

Tabla 29. FTA, análisis 1

Evento	Descripción	P (año-1)
1	Falla del operador	8.80E-02
2	Operador distraído	1.80E-01
3	Choque de barco con otro en tránsito.	6.00E-04
4	Maniobras de colisión contra embarcadero.	3.30E-01
5	Corrosión	4.40E-03
6	Brazo mal conectado cargando	8.80E-01
7	Conexión dañada causada por el uso inadecuado	8.80E-02
8	Brazo de carga dañado por uso inadecuado.	8.80E-02
9	Defecto de fabricación	8.80E-03

Evento	Descripción	P (año-1)
B	Fuga causada por el brazo de carga roto.	3.70E-02
C	Fuga de conexión	1.70E-01

Figura 31. Árbol de fallas, análisis 1



Como resultado del análisis se dedujeron las ecuaciones de cálculo de probabilidad del árbol para el evento:

$$A = B + C$$
$$B = D \times 1$$
$$C = E \times 2$$
$$D = 3 + 4 + F$$
$$E = 5 + 6 + 7$$
$$F = 8 + 9$$

Que reducidas dan:

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

El resultado es una frecuencia **2.13E-01 año^{-1}**

Análisis 2: Fuga de combustible en las tuberías.

Considera los siguientes escenarios

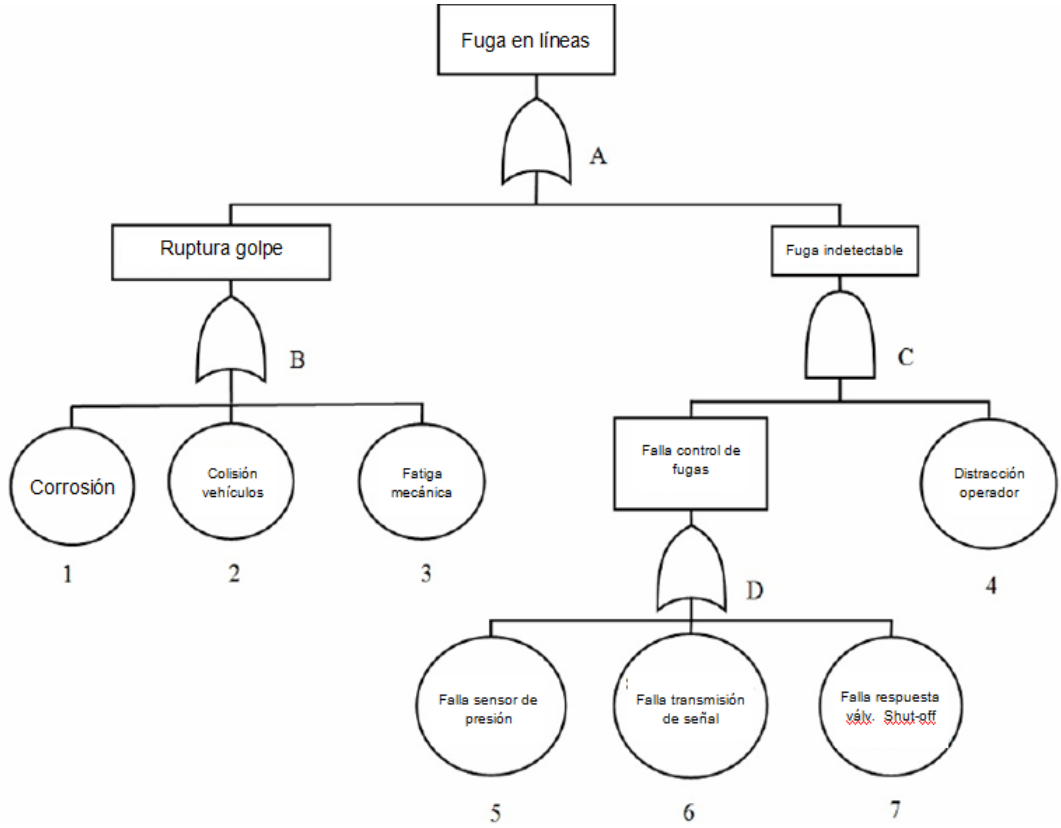
Id.	Nodos	Escenario	Sustancia
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina

Eventos considerados:

Tabla 30. FTA, análisis 2

Evento	Descripción	P (año^{-1})
1	Corrosión	4.40E-03
2	Colisión de vehículos	8.80E-04
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

Figura 32. Árbol de fallas, análisis 1



Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$A = B + C$$
$$B = 1 + 2 + 3$$
$$C = D \times 4$$
$$D = 5 + 6 + 7$$

Que reducidas dan:

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

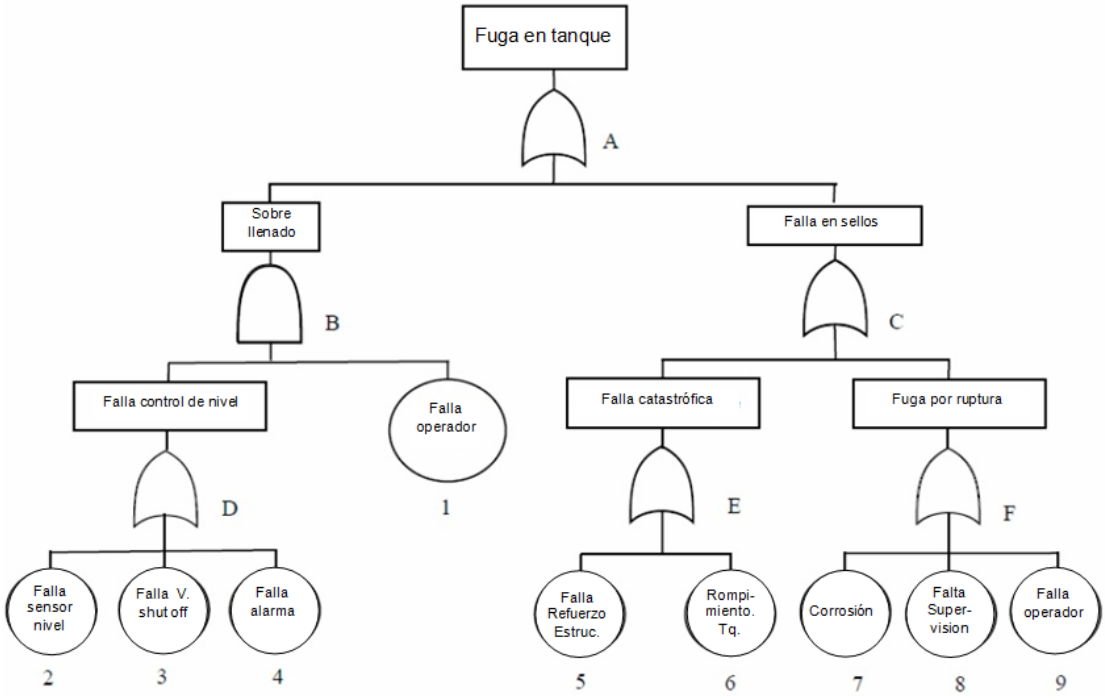
El resultado es una frecuencia **8.13E-03 año^{-1}**

Evento (3): Derrame de combustible en el tanque de almacenamiento.

Los escenarios considerados en este análisis son:

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel

Figura 33. Árbol de fallas, análisis 3



Los eventos considerados son:

Tabla 31. FTA, análisis 3

Evento	Descripción	P (año^{-1})
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

Evento	Descripción	P (año^{-1})
5	Rotura de refuerzo	2.20E-03
6	Rotura del tanque	2.20E-03
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	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^{-1}**

Análisis 4: Derrame de combustible en la carga del Autotanque

Aplica para los siguientes escenarios:

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix

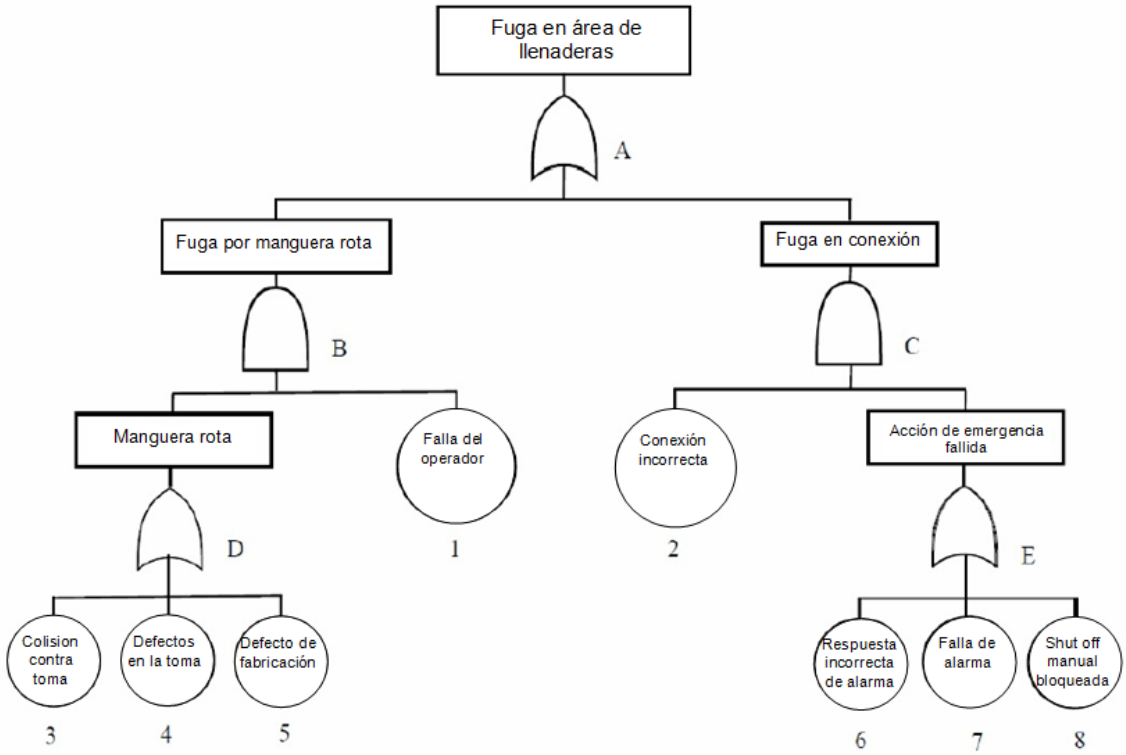
Se consideraron los siguientes eventos:

Tabla 32. FTA, análisis 4

Evento	Descripción	P (año^{-1})
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
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	Rosa rota	9.70E-02

Evento	Descripción	P (año^{-1})
C	Fuga de conexión	1.63E-02
B	Fuga causada por la manguera rota	8.50E-03
A	Evento (4)	2.59E-02

Figura 34. Árbol de fallas, análisis 4



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:

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

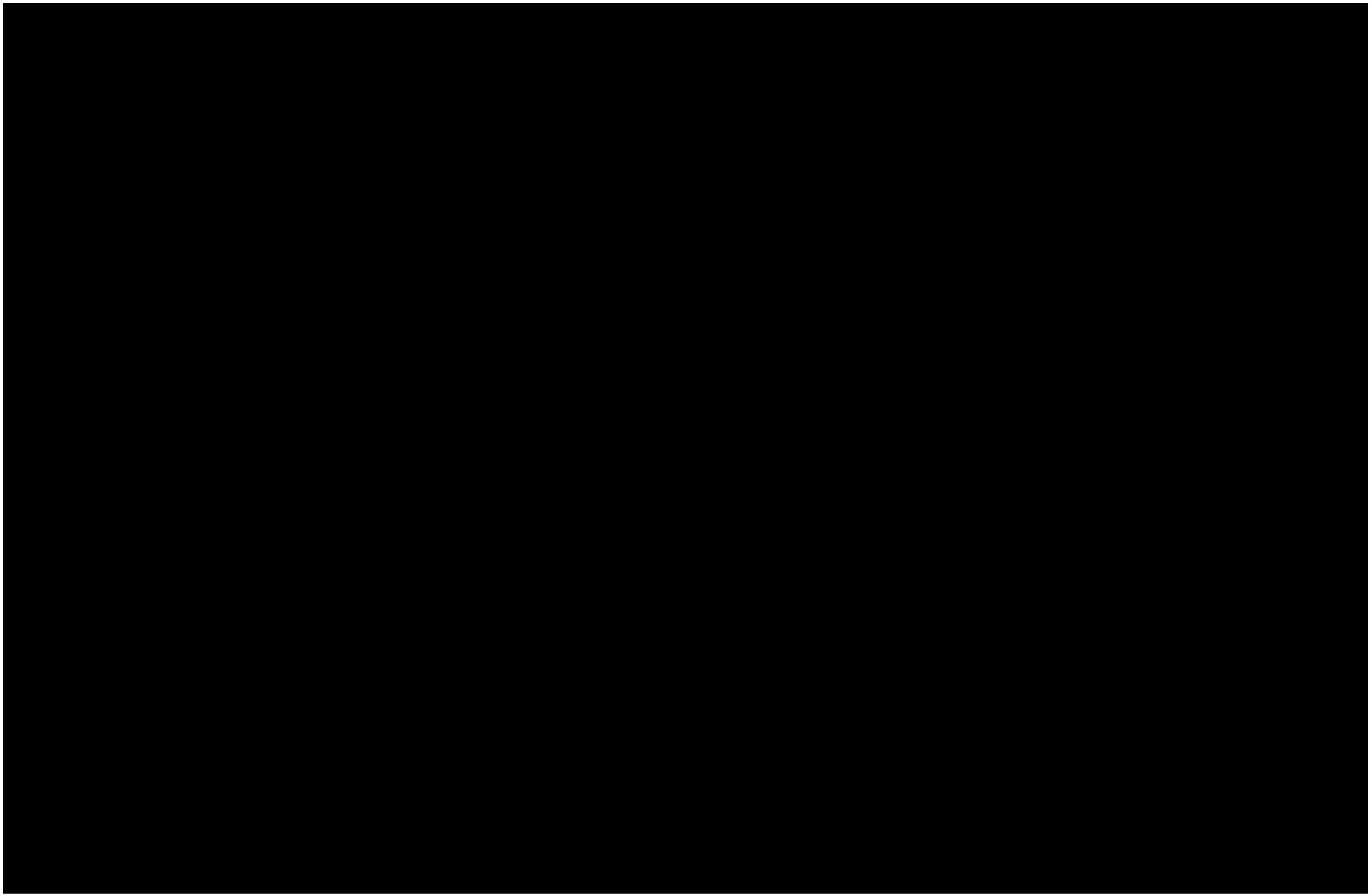
El resultado es una frecuencia **2.59E-02 año^{-1}**

XIII.3.3. Representación en planos de los resultados la simulación de consecuencia

Figura 35. Caso F. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 3 y 5

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

Figura 36. Caso F. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 3 y 5

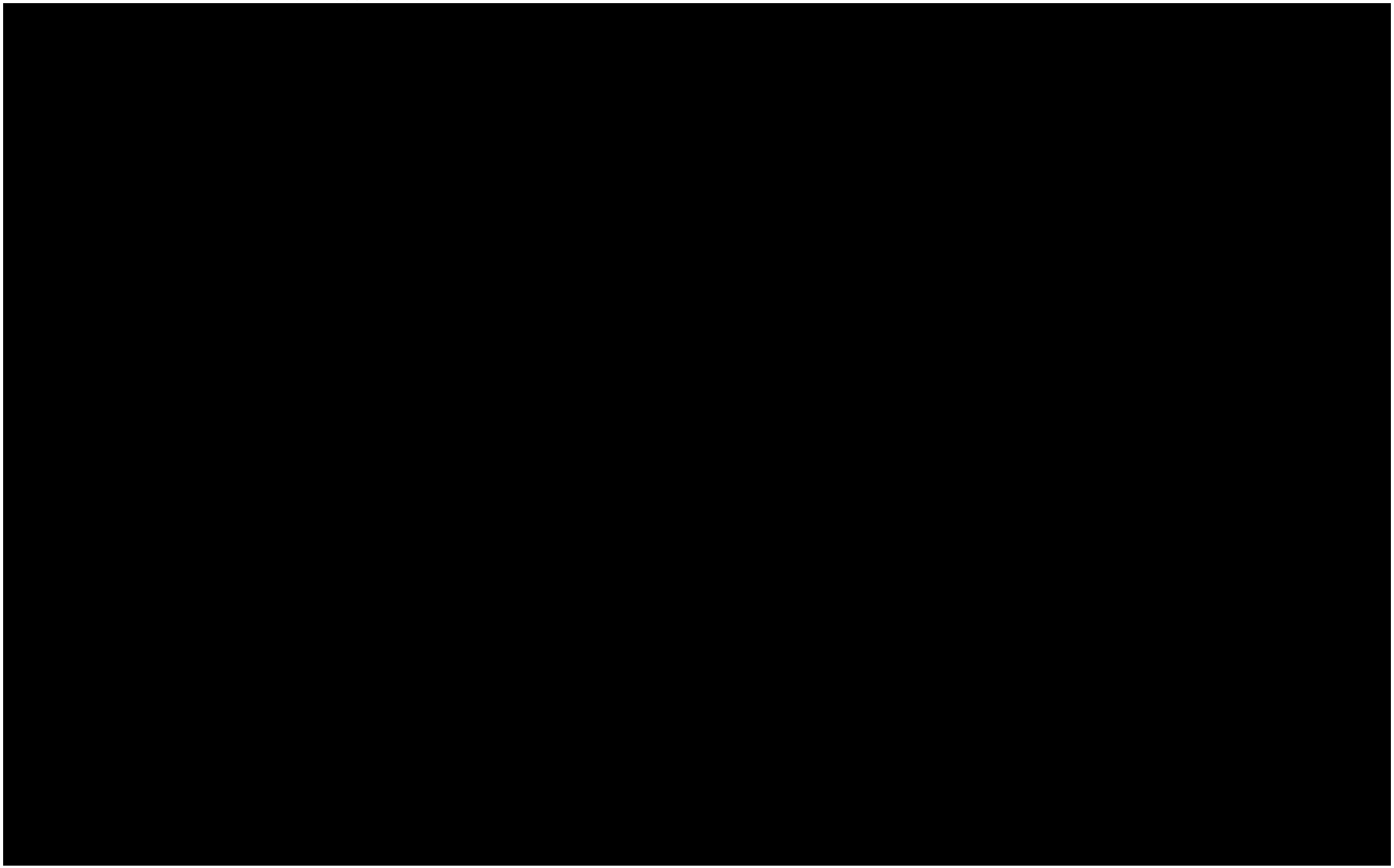


UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Figura 37. Caso K. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 9 y 10

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

Figura 38. Caso H (I). Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodos 4 y 6 (8)



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

Figura 39. Caso H (I). Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 4 y 6 (8)

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

Figura 40. Caso E. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodos 1,3 y 5

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

Figura 41. Caso G. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 2

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

Figura 42. Caso J. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 7

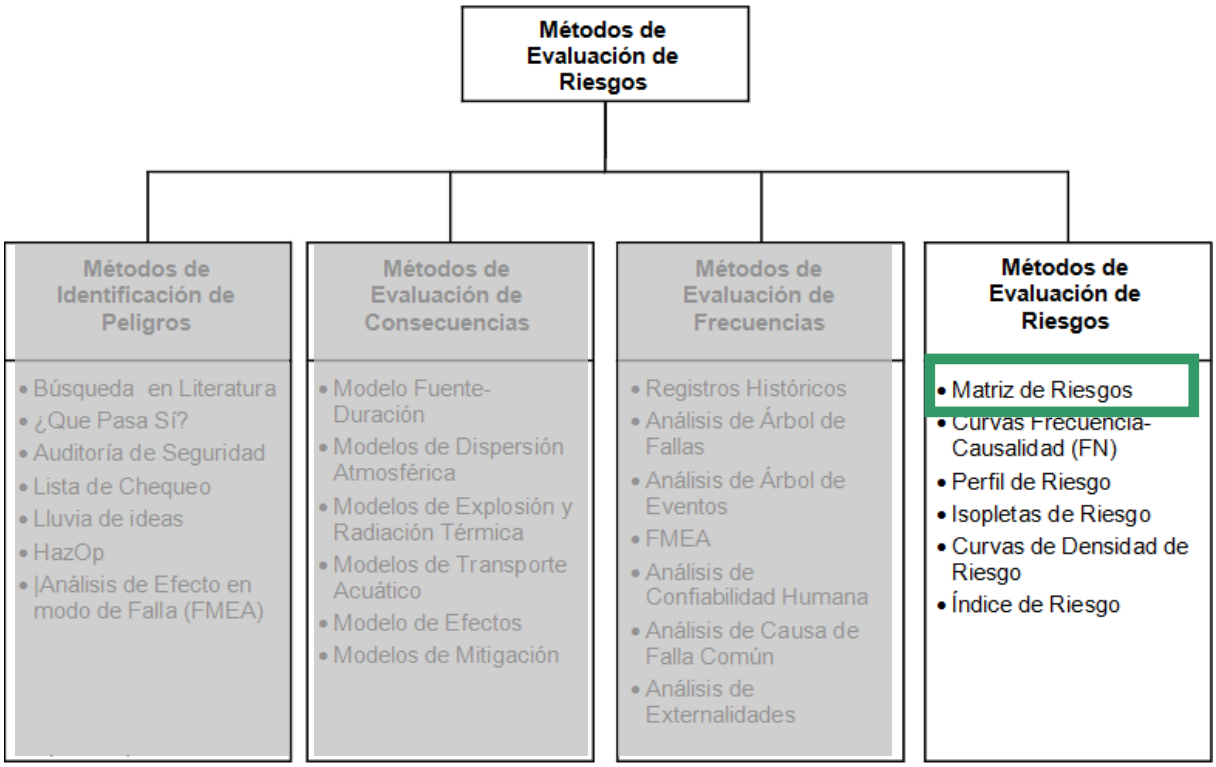
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

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

XIII.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 44. Selección de método para evaluación de riesgo



XIII.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

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

Daños a la población

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

Impacto Ambiental

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

Daños a la instalación

Frecuencia	DI	1	2	3	4	5	6
	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

Frecuencia	PP	1	2	3	4	5	6
	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 la matrices tienen las siguientes categorías para consecuencia y frecuencia:

Tabla 33. 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 15 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

Figura 45. Categorías de frecuencia

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 a la siguiente gráfica, basada en la evaluación de la Tabla 35.

Figura 46. Resumen de la evaluación de riesgos

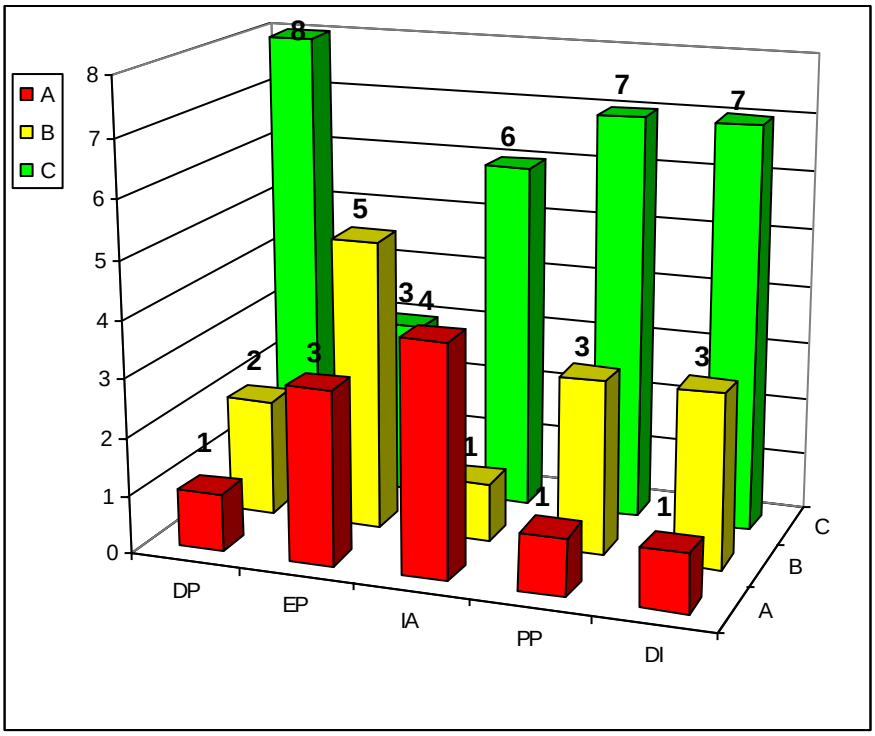


Tabla 34. Resumen de la evaluación de riesgos

DP	EP	IA	PP	DI	
1	3	4	1	1	10
2	5	1	3	3	14
8	3	6	7	7	31
11	11	11	11	11	

Tabla 35. Resultados de la evaluación de riesgo

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta	Cantidad liberada (kg)	Contaminación lámina de 4 mm (alcance en km2)	Superficie del área de contención	12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/in2	1.0 lb/in2	0.5 lb/in2	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7108	15	454,279.5		2447 m	153 m	247 m	458 m	80 m	851 m	1300 m	Muy raro	7.56E-02	2	6	3	5	6	6	A	A	B	A	A
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina	3000 gpm (189 L/s)	Permanente	Vacío @ 34 °C	SRV-7350	10	567.0						58 m	95 m	156 m	Extremadamente raro	8.13E-03	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1		155 m	44 m	71 m	129 m	198 m	290 m	459 m	Extremadamente raro	2.59E-02	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1		155 m	44 m	71 m	129 m	198 m	290 m	459 m	Extremadamente raro	2.59E-02	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7102	1.5	47,453.4		1635 m	28 m	40 m	65 m				Muy raro	7.56E-02	2	2	2	4	4	4	C	B	C	C	C
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,579.3		155 m	10 m	13 m	21 m				Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7305A	5	8,901.9		155 m	44 m	71 m	129 m				Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	3	94,906.8	27.589								Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	6	1	1	C	A	A	C	C
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	3	90,855.9	28.935								Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	5	158,178.0	50.375								Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	6	1	1	C	A	A	C	C
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	5	151,426.5	48.225								Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C

XIII.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 si mismos “el proyecto”, no se pueden cambiar, ya que perdería todo sentido y se haría inviable.

Los escenarios (F, A, B. C y D) que presentan **riesgos nivel A**, están relacionados con la operación de descarga del buquetanque 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 a controlar será el 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 X, 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).
- SPE (Sistema de Paro por Emergencia).
- Patines de Medición de Flujo para descarga de Buquetanque.
- Sistema de Control de Inventarios (SCI).
- Sistema de Gestión de la Terminal (TMS-Terminal Management System).
- Sistemas medición de llenaderas de autotanques, y carrotanques.
- 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:

Niveles de paro. Se definirán niveles jerárquicos para el paro de la terminal de acuerdo con el tipo y la gravedad de la emergencia.

La jerarquía de niveles de paro son los indicados a continuación:

- **N1:** Paro Total de las instalaciones, incluida la energía a los equipos y sistemas.
- **N2:** Paro por áreas específicas de la terminal, derivado de afectaciones puntuales.
- **N3:** Función instrumentada de seguridad independiente. Sólo involucra el lazo de control afectado.
- **N4:** Alarma. Implica un aviso indicando que una variable de proceso está fuera de sus límites.

Como causas de paro por emergencia, se considera la siguiente lista:

- La activación de las estaciones manuales del SPE y/o F&G en el cuarto de control.
- La activación de la estación manual en salidas de emergencia, puertas de acceso y áreas de proceso estratégicas.
- Detección de fuego, gas o vapores confirmados por dos detectores de gases o mezclas explosivas en una misma área de las áreas de proceso de acuerdo con Filosofía del Fuego y Gas.
- Alta-alta presión en descarga de bombas.
- Bajo-Bajo nivel en tanques de almacenamiento
- Falla en el suministro eléctrico (Normal).
- Falla del Aire de Instrumentos
- Alto-Alto nivel en tanques de almacenamiento (Este evento no ocasiona Paro de Emergencia, solo activa las alarmas audibles y visibles en el tanque correspondiente generadas desde el SPE, es Nivel 4)

Se considera al menos los siguientes efectos en la elaboración de la matriz causa-efecto y la configuración en el sistema correspondiente al nivel de paro.

- Cierre de válvulas de paro por emergencia (ESDV) para bloqueo de equipos, tales como tanques de almacenamiento.
- Disparo de bombas.
- Paro del Recuperador de Vapores.
- Corte de suministro eléctrico (Normal y del Generador Diésel).

El Sistema de Paro por Emergencia (SPE) debe estar programado para ejecutar la lógica según la matriz de causa/efecto, cumpliendo con los requerimientos necesarios funcionales y de código para cubrir en su totalidad con la lógica y acciones del sistema de paro de emergencia.

El sistema SPE, incluye todos los dispositivos de detección y monitoreo en campo, y está diseñado como un sistema integral para asegurar la compatibilidad en las comunicaciones entre todos los componentes del sistema, además se debe considerar:

- Interfaz de comunicación con SC/SFG/SCADA/TMS para proporcionar al operador una interfaz con los dispositivos de Paro en campo.
- Interfaz con los sistemas de Paro suministrados por proveedores para el paro del equipo local (señal de equipo).
- La lógica de Paro del SPE funciona independientemente del SC/SFG/SCADA/TMS.

El SPE se comunicará con las estaciones de trabajo de operador y el SC/SCADA/TMS por medio de la red de área local Ethernet (LAN) a 100 Mbps para el intercambio de la siguiente información:

- Cualquier alarma enviada al sistema SPE se registra y se imprime en la impresora del sistema.
- Conectado a las Estaciones de Trabajo del operador de SC/SCADA/TMS para la indicación, monitoreo, indicación de alarmas y reconocimiento de condiciones SPE en la Planta.
- Todas las válvulas SPE deben abrirse o cerrarse localmente, según corresponda, después de que se haya disipado la emergencia y que se hayan restablecido las alarmas del sistema SPE, estas válvulas no pueden abrirse desde las estaciones de trabajo de SC/SCADA/TMS.

Para el caso de los detectores de gases o vapores peligrosos y detectores de fuego se debe contar con la confirmación de por lo menos dos de estos detectores (fuego o gas) por área operativa, la cual será enviada del sistema SFG y de ahí al SPE de forma cableada, para los detectores de gas aplicará en el siguiente caso:

- Al 40% de LEL de 2 detectores de gas de una misma área, debe enviar una señal de alta concentración al SFG y al Sistema de Paro por Emergencia (SPE).

Descripción de interlocks.

1. Para la descarga de Hidrocarburos de Buquetanque, se contará con el circuito **I-SPE-01** dedicado al **cierre de Válvulas ESDV en área de Muelle**, que tiene una prioridad de Paro Nivel 2 y cuya función será vigilar si durante el bombeo de hidrocarburos del Buquetanque a tanque(s) de Almacenamiento en turno se presentan los siguientes problemas:
   - Falla la conexión del Brazo de Descarga en el buque.
   - La Bomba del Buquetanque tiene problemas

- Hay una Alta-Alta Presión en la línea de descarga detectada por el transmisor de presión de seguridad
- Se ha desamarrado el Buquetanque de su posición
- Cualquier otro problema en la operación del buquetanque
- Existe sobrellenado en el Tanque de almacenamiento

Cuando existen problemas en el muelle y dentro de la operación del Buquetanque, se tendrá que parar las bombas del buquetanque, en ese momento el personal del buquetanque avisará por radio y se informará que se han detenido las bombas en el buquetanque y que se pueda mandar el comando de Cierre a la válvula ESDV del muelle, el cual será manual desde el HMI del SPE, de acuerdo a los procedimientos operativos de la terminal, si considera necesario cerrar la válvula ESDV después de que pararon las bombas del Buquetanque, NO antes,

NO SE PUEDE CERRAR LA VÁLVULA ESDV CUANDO LAS BOMBAS DEL BUQUETANQUE ESTEN OPERANDO, ya que se corre el alto riesgo de derramar combustible al mar.

Causas:

- Alta-Alta presión en la línea de descarga (PZHH).
- Cualquier problema en el Buquetanque
- Falla de conexión del Brazo de descarga conectado al Buque
- Alto-Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento (Ver interlock I-SPE-02)

Consecuencias:

- En caso de no parar las bombas del buquetanque: Derrame de hidrocarburo en el mar o en la fosa de derrames o en el dique de los tanques.

2. Tanques de Almacenamiento. Para el llenado de tanques se contará con el circuito **I-SPE-02**, **dedicado a Tanques de Almacenamiento**, cuya función será vigilar si durante la descarga de hidrocarburo del Buquetanque al Tanque de Almacenamiento se presenta la siguiente situación:

   - Alto-Alto Nivel (LZHH) en el Tanque de Almacenamiento detectada por el Transmisor de Nivel de Seguridad LZIT.

   Causa Alto-Alto Nivel (LZHH), Paro de Emergencia Nivel N4

   - Sobrellenado de hidrocarburo durante la descarga del buquetanque al tanque de almacenamiento.

   Consecuencias:

   - Cuando el tanque es sobrellenado, se activará la alarma LZHH y ocurre lo siguiente: un Paro de emergencia Nivel 4 (sólo alarmas), sonará la alarma audible (XA) y se activará la alarma visual (XL) en campo del tanque

correspondiente y se activarán las alarmas en el IHM del SPE para indicar al operador de campo y al operador de cuarto de control, respectivamente, que tienen 15 minutos (de acuerdo a cálculo del API 2350) para desviar o parar el suministro de hidrocarburo antes de que el tanque sobrepase su nivel crítico (LZCH) y puede desbordar el hidrocarburo en el dique de contención.

- NO se puede cerrar la válvula ESDV del muelle, ni la válvula MOV de entrada al tanque, sin antes avisar por radio al operador del buquetanque para que se paren las bombas del buque y seguir el procedimiento de paro del I-SPE-01.

- Al sobrepasar el nivel crítico (LZCH) se derramará el hidrocarburo en el dique de contención del tanque, con lo que se activarán las alarmas de Detección de Mezclas explosivas en el dique: primero al 20% LEL y luego al 40% LEL (Ver Interlock I-SFG-03) generando un Paro de Emergencia Nivel 2.

3. Tanques de Almacenamiento. Se contará con el circuito **I-SFG-03 Detección de Gas Combustible**, que tiene una prioridad para Paro Nivel 2, cuya función será la detección de gas combustible derramado de Gasolina Regular o Gasolina Premium o Diésel en el área de Tanques de Almacenamiento. Al confirmarse la señal se provocarán los siguientes eventos:

   - Una alarma en el SFG para el área cuando dos Detectores de Gas del dique confirmen el 20%.
   - Alarma en el SFG y envío de una señal de Paro de Emergencia Nivel 2 en el área cuando dos Detectores de Gas del dique confirmen alta concentración (40% del LEL).

   Cuando ocurra el Paro de Emergencia Nivel 2 hay dos escenarios:

   a) Si está cargando combustible desde el buquetanque, entonces el operador del área de tanques de almacenamiento deberá dar aviso por radio al personal del buquetanque para parar las bombas de acuerdo a lo indicado en el interlock I-SPE-01.

   b) Si se está bombeando combustible hacia las llenaderas, el proceso será detenido automáticamente por paro de todas las bombas correspondientes al área (Autotanques) que estén en operación.

   Causa: Derrame de combustible en dique del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular o Gasolina Premium, o Diésel.

   Consecuencias: Cuando ocurre esta situación, al menos dos Detectores de Gas Combustible (DGC) detectan la presencia del gas combustible y alarman al 20% LEL (Alarma Alta) y al 40% LEL (Alarma Alta-Alta), lo que provocará una Alarma en el SFG y se enviará una señal de Paro Nivel 2 al SPE.

4. Llenaderas de Autotanque (A-T). Contará con el circuito I-SFG-04 para la Detección de Gas Combustible, con una prioridad de Paro Nivel 2, y cuya función será atender los derrames de combustible de Gasolina Regular o Gasolina Premium o Diésel en las Llenaderas de Autotanque (A-T), disparando una alarma de la bomba cuando se detecte alta concentración (40% del LEL) de un detector de gas y con la confirmación del otro detector de gas combustible de alta concentración (40% del LEL) esto genera una señal de paro de emergencia Nivel 2 en el SFG hacia el SPE, de la casa de bombas de Gasolinas (Regular y Premium) y Diésel para llenado de A-T, deteniéndose el llenado del Autotanque de estos combustibles, al igual que el paro del Recuperador de Vapores.

   Existen 5 islas de llenado de A-T, cada Isla cuenta con dos DGC, por lo que al activarse los dos DGC de la Isla, detendrá el llenado de A-T, parará las bombas de A-T y parará las UCL´s de las 5 Islas.

   Causa. Derrame de combustible en la llenadera de A-T de la Isla de Gasolina Regular o Gasolina Premium.

   Consecuencias. Cuando ocurre esta situación, un Detector de Gas Combustible (DGC) detecta la presencia del gas combustible al 40% y el DGC de la Isla detecta el gas al 40%, ambos DGC provocarán una Alarma en el SFG, que envía una señal de Paro Nivel 2 al SPE para las bombas de carga al A-T, paro de la carga a las llenaderas de A-T de Gasolinas o Diésel mediante el paro de la UCL.

Acción preventiva 2. Atención a la emergencia

En caso de derrame de diesel al mar en el muelle, es posible disponer de una barrera flotante a fin de contener el derrame y evitar su dispersión por las corrientes y el viento. No se recomienda en el caso de derrame de gasolinas pues se propiciaría la formación de una atmósfera explosiva.

Acción preventiva 3. Capacitación y adiestramiento

Con esta medida se puede disminuir el tiempo de respuesta, lo que abate la cantidad derramada en cualquiera de los escenarios. Los simulacros son imprescindibles y se deberán llevar a cabo periódicamente en la etapa de operación.

XIII.4.3. Reposicionamiento de escenarios de riesgo

Al considerar la 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.

Tabla 36. Reposicionamiento de escenarios de riesgo

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI	Medidas implementadas en el diseño para disminuir el riesgo	Probabilidad (con medidas preventivas)	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas	Muy raro	7.56E-02	2	6	3	5	6	6	A	A	B	A	A	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	7.56E-03	1	6	3	5	6	6	B	B	C	B	B
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina	Extremadamente raro	8.13E-03	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Interlok I-SFG-04	8.13E-04	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix	Extremadamente raro	2.59E-02	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas	Extremadamente raro	2.59E-02	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel	Muy raro	7.56E-02	2	2	2	4	4	4	C	B	C	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	7.56E-03	1	2	2	3	4	4	C	C	C	C	C
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel	Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix	Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	5	1	1	C	A	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	5	1	1	C	A	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C

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

Figura 47. Resumen del reposicionamiento de escenarios

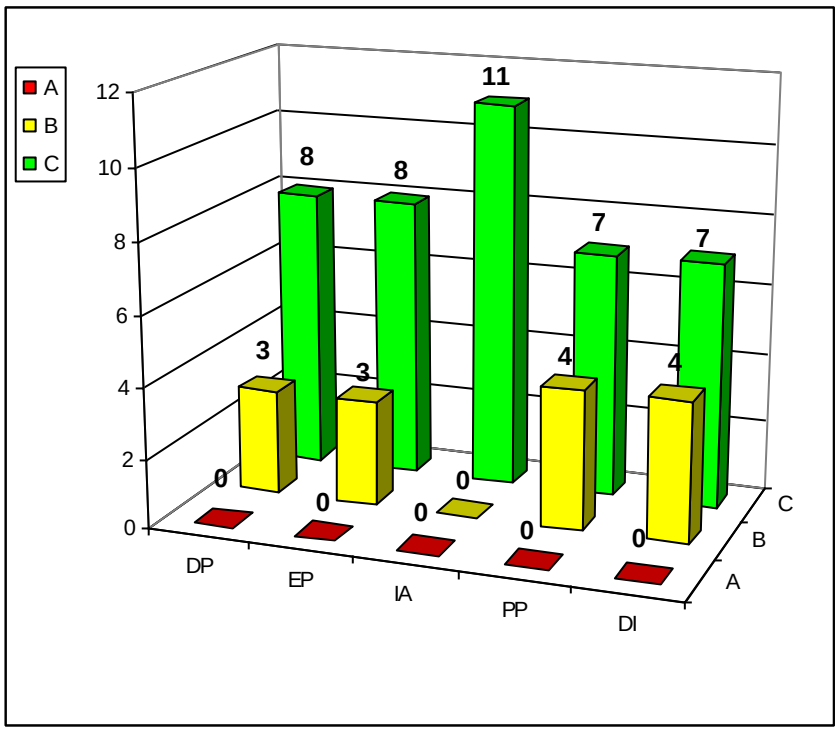


Tabla 37. Resumen del reposicionamiento de escenarios

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
3	3	0	4	4	14
8	8	11	7	7	41
11	11	11	11	11	

XIII.4.4. Análisis de vulnerabilidad

En la Tabla 38. se presentan los tres 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 38. Análisis de vulnerabilidad de las instalaciones de la TRT (metros de distancia al escenario)

Instalación / Equipo	Escenario F Explosión	Escenario F Radiación	Escenario J Radiación
TKE-7603 tanque vejiga muelle	126	261	556
PM-7103 patín medición GR	134	252	557
PM-7102 patín medición GP	136	237	548
Cuarto de muelle	138	272	569
PM-7101 patín medición diesel	139	222	540
BCD-7102 Brazo descarga GR	151	251	565
BCD-7103 Brazo descarga GP	151	258	569
Bombas contra incendio	151	281	582
BCD-7101 Brazo descarga diesel	152	245	562
Duque	154	324	597
Muelle	155	119	458
Buque tanque	168	246	570
Paquete PTAR	180	29	364
Residuos peligrosos	189	60	308
TKE-7602 tanque vejiga tanques	190	33	332
TK-7207 GR 210 Mb	209	0	353
Bomba de gr 1500 gpm	228	112	247
Dique TK-7207	229	21	354
Bomba de GR 1500 gpm reserva	232	120	240
TK-7205 GP 70 Mb	236	60	293
Bomba de buque a tanque 3650 gpm	241	134	226
Dique TK-7205	243	80	273
Bomba gasolina fresca	245	142	219
Dique TK-7206	251	101	252
TK-7206 GP 70 Mb	252	104	249
Dique TK-7208	270	62	332
TK-7208 GR 210 Mb	271	62	348
TK-7209 SWING 200 Mb	280	88	286
Bomba diesel 1500 gpm	286	204	161
Bomba diesel 1500 gpm reserva	292	211	155
Bomba transmix	296	217	150
Dique TK-7209 SWING	305	119	263
TK-7220 TRANSMIX 5 Mb	308	206	149
DiqGR fut	310	165	193
Dique TK-7210 TransMix	316	211	142
Fosa API	325	255	119
TK-7202 DIESEL 130 Mb	334	213	141
Dique TK-7202	337	206	150
TK-7201 DIESEL 130 Mb	337	245	112
Dique TK-7201	349	244	109
Tanque agus de servicios	350	148	297
Bomba contra incendio	352	144	375
Bomba jockey contra incendio	353	145	379
Tanque PCI	362	153	352
Compresores	364	161	302
Taller de mantenimiento	372	192	223
Oficina	376	181	267
Bodega de materiales	380	199	227
CCM	383	210	205
TK-7203 Diesel 130 Mb	383	257	106
Dique TK-7203	385	270	87
Laboratorio	392	208	233
Subestación eléctrica	394	224	196
Generador de emergencia	400	224	209
Inyección aditivos	407	319	36
DiqD	412	271	122

Instalación / Equipo	Escenario F Explosión	Escenario F Radiación	Escenario J Radiación
TKE-7601 tanque vejiga llenaderas	414	318	35
P-7304-A bomba para descargar AT	416	322	31
P-7304-R bomba para descargar AT	425	330	23
SVR-7701 RecVap	425	324	33
Garzas	445	358	8
Caseta de vigilancia	489	345	128

XIII.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, transitorios 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 la medidas generales para el control de daños en caso de accidentes, como puede ser el derrame de hidrocarburos al mar.

XIII.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 si misma, o en las que si no se torna 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 preprogramadas para prevenir un evento peligroso o mitigar las consecuencias del mismo 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 a 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.

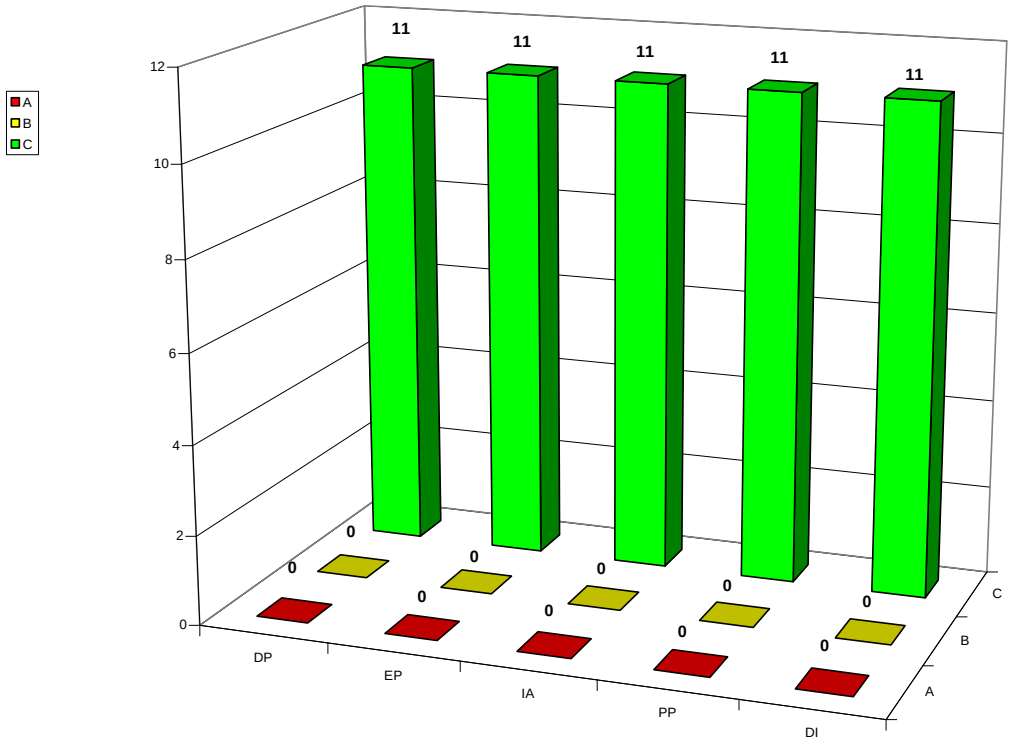
En la etapa de ingeniería básica, la TRT ya cuenta con el diseño del Sistema de Instrumentado de Seguridad aplicado a los escenarios críticos, que se describió en el punto XIII.4.2, y cuenta con la documentación presentada en el **ANEXO B**.

XIII.5.2. Análisis de capas de protección (LOPA) del proyecto y/o instalación.

Tabla 39. Análisis de capas de protección (LOPA)

Id.	Nodos	Escenario	Medidas implementadas en el diseño para disminuir el riesgo	SIL	Probabilidad (con medidas preventivas)	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI	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
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		7.56E-03	1	6	3	5	6	6	B	B	C	B	B	Normas Códigos	Nivel visual	Si	Si		Dique	PPA	1.08E-03	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Interlok I-SFG-04		8.13E-04	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	2.32E-04	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Interlok I-SFG-04		2.59E-03	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Interlok I-SFG-04		2.59E-03	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		7.56E-03	1	2	2	3	4	4	C	C	C	C	C	Normas Códigos	Nivel visual	Si	Si		Dique	PPA	1.08E-03	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Interlok I-SFG-04		2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Interlok I-SFG-04		2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	7.40E-04	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si			PPA	9.00E-03	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si			PPA	9.00E-03	1	1	1	2	1	1	C	C	C	C	C
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si			PPA	9.00E-03	1	1	1	1	1	1	C	C	C	C	C
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03		2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si			PPA	9.00E-03	1	1	1	2	1	1	C	C	C	C	C

Figura 48. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA



XIV. 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 que ocurra un accidente/incidente;
- Estar preparado en cualquier momento para actuar rápida y adecuadamente ante cualquier accidente/incidente que se presente;
- Responder con acciones predeterminadas y coordinadas en vista de mantener el control del sistema;
- Minimizar el impacto del accidente/incidente a todos los interesados en el normal desenvolvimiento de la compañía;
- Asegurar que toda persona lesionada reciba la adecuada atención médica; y
- Determinar las causas del accidente/incidente y aprender de las mismas como reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

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

Los objetivos del PPA son los siguientes:

- Evitar que los accidentes provocados por la realización de actividades altamente riesgosas (AAR), alcance de nivel de desastre.
- Propiciar que quienes realicen actividades de riesgo, comunidad y empresas aledañas, así como autoridades locales, desarrollen una conciencia de alerta continua ante cualquier contingencia ocasionada por la liberación de substancias 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 substancias peligrosas.

- Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de desastre ocasionadas por la liberación de substancias 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 substancias 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, auditorias, aspectos administrativos, etc.

XV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

XV.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 a lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). De acuerdo a los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio, no existen áreas naturales protegidas en el sitio de estudio.

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 11 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 Figura 49. y Tabla 40. se 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 perdida 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® y GNOME®.

Del análisis de los resultados se pudo apreciar que los radios de los escenarios probables simulados no rebasan los límites de la Terminal de Refinados Topolobampo, 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 49. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

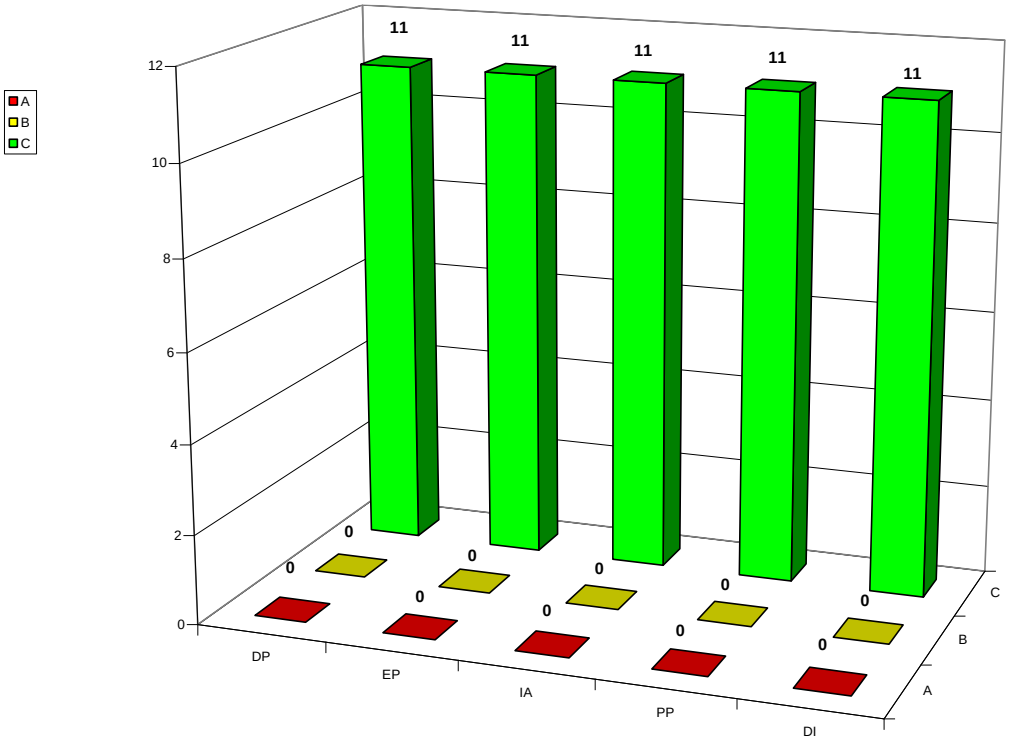


Tabla 40. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
11	11	11	11	11	55
11	11	11	11	11	

XV.2. Recomendaciones

1. Una vez operando la TRT se deberá de elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:
   - Inspecciones preventivas de riesgos. Considera la inspección de las siguientes áreas:
   - Tanques de Almacenamiento y Tuberías
   - Área de Bombas
   - Cobertizos Contraincendio
   - Llenaderas y descargaderas de autotanques
   - Subestaciones Eléctricas y CCM
   - Registros Eléctricos.

- Edificios Administrativos, talleres, Almacén y Comedor.
- Recibo y Medición
- Laboratorio
- Autotanques de Reparto Local y Foráneos

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

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

La revisión establecida es semanal.

- Pláticas de seguridad
- Simulacros operacionales
- Pláticas y prácticas contraincendio
- 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 Diesel
   - 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 Gasolina Premium
   - Circuito Diesel
   - Circuito Contra incendio

5. Se deberá de elaborar un programa de vigilancia e inspección de los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia, dicho programa deberá comprender las siguientes actividades:

   - Revisión y Calibración de Válvulas de Seguridad-Relevo.
   - Revisión y Prueba de Protecciones en equipo crítico.
   - Revisión y prueba de detectores de mezclas explosivas.
   - Revisión y prueba de detectores de fuego.
   - Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes.
   - Prueba de Válvulas Checks.
   - Líneas de Producto.
   - Prueba de Alarmas.
   - Alarmas por Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento.
   - Revisión y Conservación de Equipo Portátil contra incendio.

- Revisión y Conservación de Extintores.
- Revisión y prueba anual de mangueras C.I.
- 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 aspersión 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.

XVI. INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS

XVI.1. Instrumentos metodológicos

ALOHA

Para la estimación de las consecuencias. Se uso 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.

GNOME

En el caso de derrames en el agua marina, se usó GNOME®, que es un programa que se usa para simular el movimiento de petróleo (o de varios hidrocarburos) sobre agua (mar, lagos, cuerpo de agua) debido a los vientos, corrientes, mareas y fenómenos de difusión. GNOME fue desarrollado por la División de Respuesta de Materiales Peligrosos (HAZMAT) de la Oficina de Respuesta y Restauración de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA OR&R) disponible en https://gnome.orr.noaa.gov/.

XVI.2. Elementos técnicos

En los anexo se presentan los videos de la simulación de derrames en mar **ANEXO H**.

XVI.3. Referencias bibliográficas

- 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. Tennesse. 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.

XVI.4. Anexos

ANEXO A. Documentación Legal del Promovente

ANEXO B. Planos de Proyecto

ANEXO C. Documentos consultor.

ANEXO D. Estudios realizados a la fecha.

ANEXO E. Memoria Fotográfica.

ANEXO F. Hojas de Datos de Seguridad de las Sustancias.

ANEXO G. Análisis de Riesgo HAZOP.

ANEXO H. Resultados de los Modelos de Simulación del Estudio de Riesgo y Planos con los Radios de Afectación.

ANEXO I. Anexo Técnico del Estudio de Riesgo.

ANEXO J. Listado de Flora y Fauna reportados.

ANEXO K. Cartas Temáticas del SA.

Tabla de Contenido

Sección 1. Objetivo del estudio..... ii
Sección 2. Alcance del estudio. ii
Sección 3. Breve descripción del proceso ii
Sección 4. Resumen de la metodología ii
Sección 5. Catálogo de escenarios iii
Sección 6. Determinación de los riesgos mayores v
Sección 7. Resultados y recomendaciones vi
Sección 8. Conclusiones del estudio vii
Sección 9. Responsables de la elaboración xii

Sección 1. Objetivo del estudio.

El presente estudio tiene la finalidad de llevar a cabo el Análisis de Riesgo Ambiental para el Proyecto Terminal de Refinados Topolobampo (TRT), en el puerto de Topolobampo, Sinaloa, el cual es competencia de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y presentarlo para su evaluación, en cumplimiento.

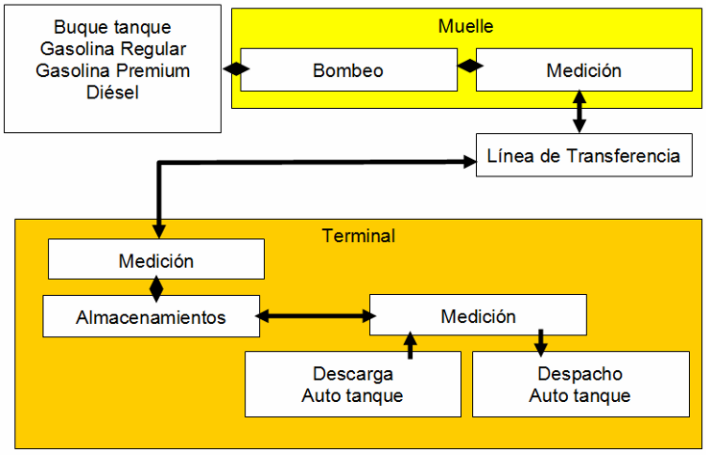
Sección 2. Alcance del estudio.

Se realizó con las Bases de Diseño del proyecto, toda vez que el proyecto aún no cuenta con la Ingeniería de Detalle, por lo que información específica requerida en algunas de las metodologías aplicadas no esta disponible, por lo que se asumieron criterios y valores de la bibliografía especializada, así como de la experiencia nacional e internacional.

Sección 3. Breve descripción del proceso

La TRT está diseñada para realizar maniobras de carga y descarga de Diésel, Gasolina Premium y Gasolina Regular desde/hacia buquetanques y enviarlo a los tanques de almacenamiento. El hidrocarburo almacenado se distribuye a través de autotanques.

Diagrama de flujo



La TRT está dividida en 5 áreas de acuerdo a la siguiente tabla:

Áreas de la TRT:

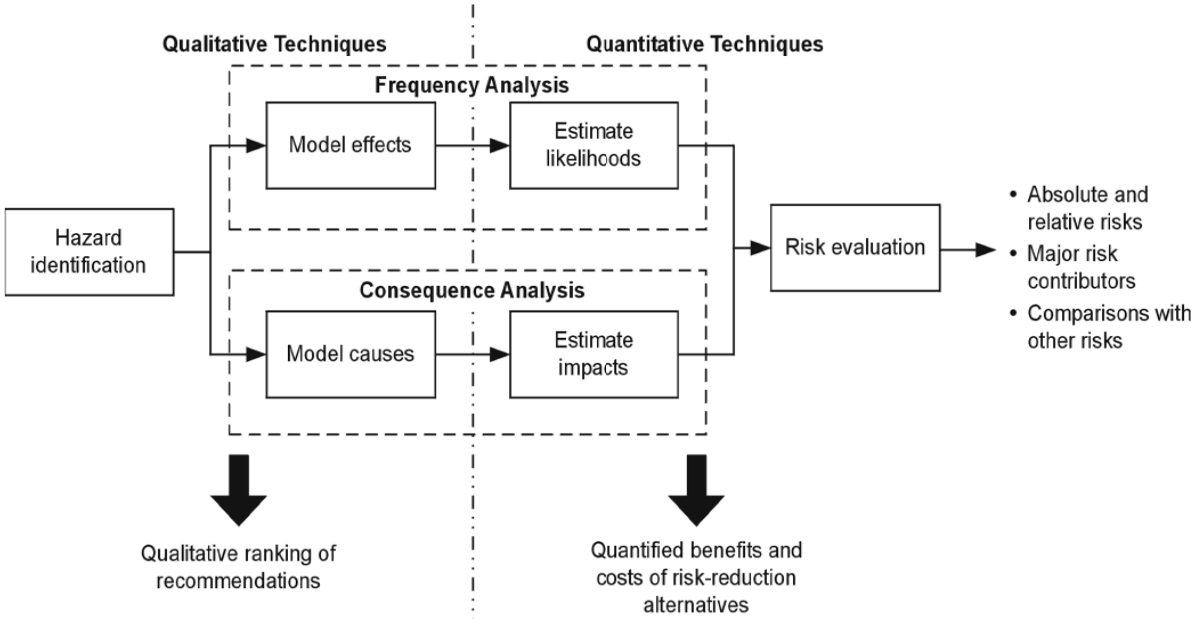
- 001 Recepción - Entrega en Muelle
- 002 Almacenamiento
- 003 Autotanques
- 006 Contra-Incendio
- 007 Servicios Auxiliares

Sección 4. Resumen de la metodología

Metodología para el análisis de riesgo. En este estudio se siguieron 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).

Proceso de análisis utilizado (risk analysis process)



Así mismo se siguieron las pautas de la GUÍA PARA ELABORACIÓN DE ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS, de la SEMARNAT-ASEA.

Sección 5. Catálogo de escenarios

Circuito	Descripción Circuito	Nodo	Descripción del Nodo	Observaciones
1	Circuito de Diesel descarga buque.	1	Línea de descarga de Diesel de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7101, Patín de Medición PM-7101, Tanque de diesel TK-7201.	Analizando el Tanque TK-7201 los otros 3 tanques TK-7202/7203/7204 son idem.

Circuito	Descripción Circuito	Nodo	Descripción del Nodo	Observaciones
	Circuito de Diesel carga autotanque.	2	Tanque de Diésel TK-7201, Diesel a línea de succión de bombas PK-7301.Bombas PK-7301, Sistema de Medición PM-7301A, Brazo de carga de Diesel BL-7301 a Autotanque.	Analizando el Sistema de medición PM-7301A los PM-7302A/7303A/7304A/7305A son idem. Analizando el Brazo de Carga BL-7301A los Brazos de Carga BL-7302A/7303A/7304A/7305A son idem.
2	Circuito de Gasolina Premium descarga buque.	3	Línea de descarga de Gasolina Premium de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7102, Patín de Medición PM-7102, Tanque de GP TK-7205.	Analizando el Tanque TK-7205 los otros 2 tanques TK-7206/7211 son idem.
	Circuito de Gasolina Premium carga autotanque.	4	Tanque de GP TK-7205, GP a línea de succión de bombas PK-7302, Bombas PK-7302, sistema de Medición PM-7301B, Brazo de carga de GP BL- 7301 B a Autotanque.	Analizando el sistema de medición PM-7301B los PM-7302B/7303B/7304B/7305B son idem. Analizando el Brazo de Carga BL-7301B los Brazos de Carga BL-7302B/7303B/7304B/7305B son idem. Analizando el Circuito de Gasolina Premium es ídem para Gasolina Regular.
3	Circuito de Gasolina Regular descarga buquetanque.	5	Línea de descarga de Gasolina Regular de Buquetanque, Brazo de descarga BCD-7103, Patín de Medición PM-7103, Tanque de GR/SWING TK-7209.	Analizando el Tanque TK-7209 el tanque TK-7210 es idem.
	Circuito de Gasolina Regular carga autotanque.	6	Tanque GR/SWING TK-7209, a línea de succión de Bombas PK-7303, GR a llenaderas de Auotanques.	Analizando el Tanque TK-7209 el tanque TK-7210 es idem.
4	Descarga Hidrocarburos autotanque a Tanque TransMix TK-7220.	7	Línea de Descarga de Autotanques a Bombas PK-7304, Patín de Medición PM-7301, Tanque TransMix TK-7220.	Analizando el Tanque TK-7220 los otros tanques TK-7203/7204/7205/7260/7207/7208/7209/7210/7220 son idem.
	Descarga TransMix TK-7220.	8	Tanque TrasMIX TK-7220, Bomba P-7220, producto Fuera de especificación a Autotanque.	
5	Circuito recuperación de Vapores.	9	Vapores de llenaderas de autotanques, columnas de adsorción V-7350 A/B.	
		10	Línea de succión y descarga de bomba PB-735, gasolina regular a bomba P-7350, columna de absorción V-7353, bomba P-7353, gasolina recuperada a L.B.	
6	Circuito de hidrocarburos para Carga a Buquetanque.	11	Línea de diésel de TK-7203 a Bomba PK-7101, Patín de Medición PM-7101, Brazo BCD-7101, Diesel a Buquetanque.	Idem para línea de Gasolina Premiun y línea de Gasolina Regular.
7	Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.	12	Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.	Por la presencia de Hidrocarburos en el agua aceitosa colectada.

Sección 6. Determinación de los riesgos mayores

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta	Cantidad liberada (kg)	Lámina (m)	Superficie del área de contención	12.5 kW/m2		5.0 kW/m2		1.4 kW/m2		3 lb/in2		1.0 lb/in2		0.5 lb/in2	
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7108	15	454,279.5	0.14481	2447 m	153 m	247 m			458 m	80 m			851 m		1300 m	
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina	3000 gpm (189 L/s)	Permanente	Vacío @ 34 °C	SRV-7350	10	567.0								58 m		95 m		156 m		
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1	0.02695	155 m	44 m	71 m	71 m	129 m	129 m	198 m	198 m	290 m	290 m	459 m	459 m	
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,341.1	0.02695	155 m	44 m	71 m	71 m	129 m	129 m	198 m	198 m	290 m	290 m	459 m	459 m	
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	1 atm @ 34 °C	TK-7102	1.5	47,453.4	0.02264	1635 m	28 m	40 m	65 m									
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel	600 gpm (37.8 L/s)	Muy Frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7301A/2A /3A/4A/5A	3	5,579.3	0.02815	155 m	10 m	13 m	21 m									
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix	600 gpm (37.8 L/s)	Poco frecuente	88 psi (6 kg/cm2) @ 34 °C	BL-7305A	5	8,901.9	0.04491	155 m	44 m	71 m	71 m	129 m	129 m							
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	3	94,906.8	4.00E-03	20,404.962												
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Frecuente	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	3	90,855.9	4.41E-03	17,716.901												
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7101	5	158,178.0	4.00E-03	34,008.270												
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	10208 gpm (643 L/s)	Inusual	88 psig (6 kg/cm2) @ 34 °C	BCD-7102, BCD-7103	5	151,426.5	4.41E-03	29,528.168												

Sección 7. Resultados y recomendaciones

Id.	Nodos	Escenario	Sustancia	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI	Medidas implementadas en el diseño para disminuir el riesgo	Probabilidad (con medidas preventivas)	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
f	3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Gasolinas	Muy raro	7.56E-02	2	6	3	5	6	6	A	A	B	A	A	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	7.56E-03	1	6	3	5	6	6	B	B	C	B	B
k	9, 10	Unidad de Recuperación de Vapor. Falla en la Bomba de vacío	Vapor gasolina	Extremadamente raro	8.13E-03	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Interlok I-SFG-04	8.13E-04	1	5	3	4	6	6	B	B	C	B	B
i	8	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Transmix	Extremadamente raro	2.59E-02	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	6	3	4	6	6	B	B	C	B	B
h	4, 6	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Gasolinas	Extremadamente raro	2.59E-02	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	3	2	4	6	6	C	C	C	B	B
e	1, 3, 5	Almacenamiento. Sobrellenado de tanque. Fuga por desbordamiento hacia dique de contención.	Diesel	Muy raro	7.56E-02	2	2	2	4	4	4	C	B	C	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	7.56E-03	1	2	2	3	4	4	C	C	C	C	C
g	2	Tanque de almacenamiento a descargaderas. Fuga en cualquiera de las garzas.	Diesel	Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
j	7	Descarga de carrotanque a tanque. Fuga por desprendimiento de manguera.	Transmix	Extremadamente raro	2.59E-02	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C	Interlok I-SFG-04	2.59E-03	1	2	2	4	4	4	C	C	C	C	C
a	1	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	5	1	1	C	A	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C
b	3, 5	Descarga de buque a tanque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C
c	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Diesel	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	3	5	1	1	C	A	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	3	1	1	C	C	C	C	C
d	11	Descarga tanque a de buque. Fuga en brazo de descarga. Contaminación del agua	Gasolinas	Poco frecuente	2.10E-01	4	1	2	5	1	1	C	B	A	C	C	Interloks I-SPE-01, I-SPE-02, I-SFG-03	2.10E-02	1	1	2	5	1	1	C	C	C	C	C

Sección 8. Conclusiones del estudio

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 a lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). De acuerdo a los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico de la región de estudio, no existen áreas naturales protegidas en el sitio de estudio.

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 11 en base a las consecuencias de interés: Fuga y Derrame.

El estudio consideró los criterios de 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..

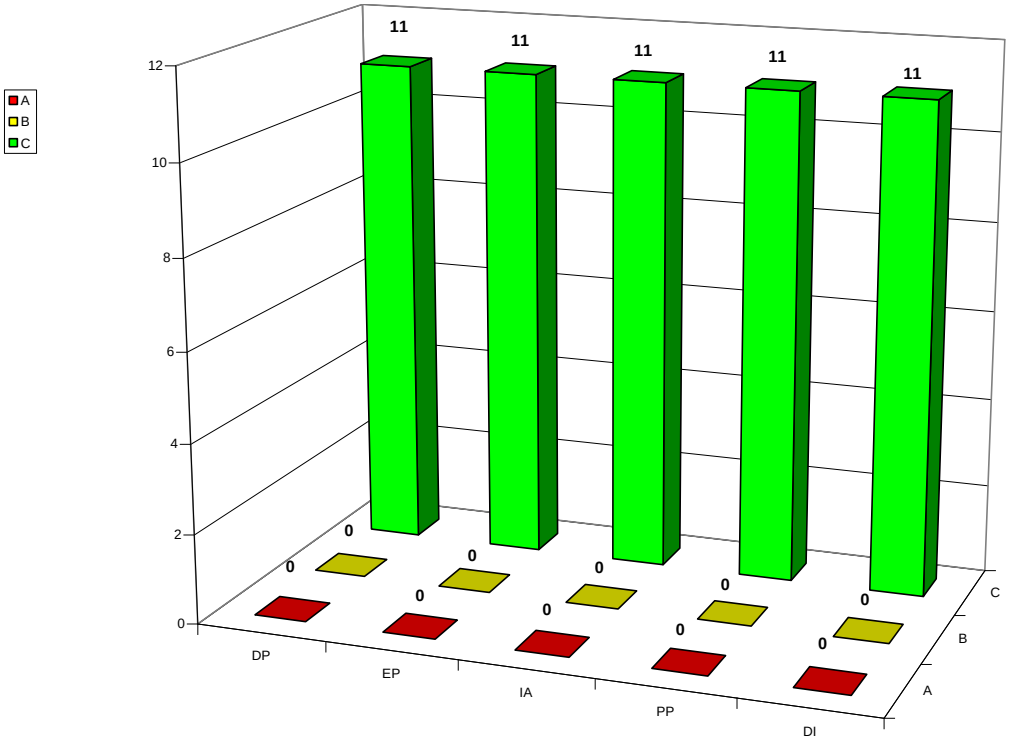
Se presenta el resumen de los Escenarios de Riesgo representados en las regiones Tolerable, ALARP y No Tolerable, derivados de la ponderación y las matrices de riesgo.

Los efectos físicos considerados en este estudio son aquellos que resultaron de los escenarios de perdida de contención (fuga o ruptura) que pueden evolucionar en un derrame, afectaciones por radiación térmica y sobrepresión.

Del análisis de los resultados se pudo apreciar que los radios de los escenarios probables simulados no rebasan los límites de la Terminal de Refinados Topolobampo, 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.

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
11	11	11	11	11	55
11	11	11	11	11	

Recomendaciones

25. Una vez operando la TRT se deberá de elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:

- Inspecciones preventivas de riesgos. Considera la inspección de las siguientes áreas:
- Tanques de Almacenamiento y Tuberías
- Área de Bombas
- Cobertizos Contraincendio
- Llenaderas y descargaderas de autotanques
- Subestaciones Eléctricas y CCM
- Registros Eléctricos.
- Edificios Administrativos, talleres, Almacén y Comedor.
- Recibo y Medición
- Laboratorio

- Autotanques de Reparto Local y Foráneos

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

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

La revisión establecida es semanal.

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

26. 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.

27. 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 Diesel
- 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.

28. Se deberá de elaborar un programa de Revisión de espárragos en bridas de Tubería.

- Circuito Gasolina Regular
- Circuito Gasolina Premium
- Circuito Diesel
- Circuito Contra incendio

29. 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 aspersión en casa de bombas, llenaderas y descargaderas.

30. Contar con programas de capacitación al personal de nuevo ingreso, personal de planta, personal técnico y personal operativo.
31. Contar con programa de capacitación en seguridad para todo el personal.
32. Contar con programa de capacitación y entrenamiento para emergencias originadas por insumos químicos.
33. Contar con política o procedimiento que norme o regule el entrenamiento del personal de mantenimiento.
34. Contar con la información de riesgos e higiene de las sustancias que se manejen.
35. Contar con políticas corporativas de seguridad y protección ambiental y asegurarse de que todo el personal que labora en la planta las conozca.
36. 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.
37. 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.

38. Colocar señalamientos de seguridad en lugares estratégicos de la Terminal.
39. 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.
40. Contar con programa de comunicación de riesgos y proporcionar información al personal sobre las acciones de emergencias en caso de fugas de materiales peligrosos.
41. 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.
42. 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.
43. Elaborar Programa de Protección Civil y presentarlo a la autoridad municipal y estatal.
44. Cuando entre en operación el proyecto implantar el Programa para la Prevención de Accidentes.
45. Solicitar al contratista el procedimiento de soldadura y certificado de calificación del personal encargado de la actividad.
46. Solicitar al constructor los registros de las pruebas radiográficas de la tubería.

Sección 9. Responsables de la elaboración

1. Ing. Mario Ramírez Otero / Director General; CURP: ;
2. Lic. Mario Ramírez Gurría / Coordinador de Proyectos; CURP: ;
3. Biól. J. Iroel Martínez Valdez / Gerente de Impacto Ambiental; CURP: MAVJ770922HDFRLS03; céd. 4660984
4. Ing. Efrén Ramírez Arias / Especialista en Impacto y Riesgo Ambiental; CURP: RAAE640408HDFMRF00; céd. 9825056