

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.....	3
IX.5. Inversión requerida	3
IX.6. Dimensiones del proyecto	3
IX.7. Códigos o estándares de diseño y construcción	5
IX.7.1. Acrónimos y Abreviaciones.....	5
IX.7.2. Diseño, Códigos y normas.....	5
IX.7.3. Materiales, códigos y normas	5
IX.7.4. Leyes, Reglamentos.	7
IX.7.5. Energía Eléctrica.....	8
IX.7.6. Clasificación de áreas	9
IX.7.7. Cumplimiento y certificaciones	9
IX.7.8. Instrumentos	9
IX.7.9. Normas Oficiales Mexicanas.	12
IX.7.10. Normas NFPA.....	13
IX.8. Planos.....	14
X. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	17
X.1. Principales áreas dentro de la terminal	17
X.1.1. Esquema general de operación	17
X.1.2. Recepción	18
X.1.3. Almacenamiento	21
X.1.4. Sistema de bombeo	22
X.1.5. Sistemas de medición de brazos de llenado	23
X.1.6. Sistemas de recuperación de vapores.....	23
X.1.7. Sistemas de aire de instrumentos y de planta.....	24
X.1.8. Sistemas de agua de servicios	25
X.1.9. Drenaje pluvial	25
X.1.10. Drenaje aceitoso	25
X.1.11. Sistema de tratamiento de agua aceitosa.....	25
X.1.12. Sistema de tratamiento de agua sanitaria	25

X.2. Criterios de Diseño de Proceso	26
X.2.1. Temperatura de diseño	26
X.2.2. Presión de Diseño.....	26
X.2.3. Bombas	27
X.2.4. Flujo de Diseño	28
X.2.5. Selección de Materiales.....	28
X.2.6. Ruido.....	29
X.2.7. Válvulas de Seguridad	29
X.2.8. Dimensionamiento de Líneas	29
X.2.9. Criterios de Caída de Presión y Velocidad	29
X.2.10. Sistema de puesta a tierra y pararrayos.	30
X.2.11. Protección catódica.....	32
X.2.12. Clasificación de áreas peligrosas.	32
X.2.13. Tensiones eléctricas de servicio.	33
X.3. Contra Incendio	35
X.4. Servicios Auxiliares.....	37
X.5. Descripción de la Operación y de los Equipos	40
X.5.1. Descarga de Carrotanques.....	40
X.5.2. Medición de producto.....	40
X.5.3. Tanques de Almacenamiento	40
X.5.4. Autotanques	42
X.5.5. Proceso de llenado de autotanque.	42
X.5.6. Descarga de productos de autotanques	47
X.5.7. Descarga de tanque Transmix a autotanque.....	47
X.5.8. Descripción de operación del sistema de llenado de autotanque.	48
X.6. Servicios Auxiliares.....	49
X.6.1. Sistema de agua de servicios	49
X.6.2. Sistema de aire comprimido	50
X.6.3. Sistemas de tratamiento aceitoso.....	52
X.6.4. Sistema de tratamiento de agua residual sanitaria.....	54
X.6.5. Mantenimiento.....	54
X.7. Seguridad de en proceso y protección ambiental	56
X.7.1. Sistemas de detección y alarma	56
X.8. Sistemas, instalaciones y equipos de protección ambiental	69

X.8.1. Unidad de recuperación de vapores 20-PK-001.....	69
X.8.2. Fosa API	71
X.8.3. Almacén de residuos peligrosos.	71
XI. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	73
XI.1. Clima.....	73
XI.2. Precipitación.	73
XI.3. Vientos.	74
XI.4. Tormentas y Huracanes.	75
XI.5. Calidad del Aire.	76
XI.6. Otros riesgos	77
XI.7. Geología y geomorfología	78
XI.7.1. Orografía.	78
XI.8. Uso del suelo y vegetación.....	83
XI.9. Hidrología superficial y subterránea	83
XI.9.1. Hidrología superficial.	83
XI.10. Fenómenos Naturales	85
XII. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS.....	91
XII.2. Sustancias, materiales y productos peligrosos relativos al proceso	92
XII.3. Antecedentes de incidentes y accidentes de proyectos y/o instalaciones similares	94
XII.3.1. Puerto Rico, 2009.	94
XII.3.2. Guam, accidente del 2002.	95
XII.3.3. Texas City, accidente de 2005.....	95
XII.3.4. Incidente en el depósito de Buncefield (2005).....	96
XII.3.5. Incidente en Denver (1991).	96
XII.3.6. Incidente en Netherlands (1968).....	97
XII.3.7. Accidente en New Jersey (1983).	97
XII.3.8. Incidente en Oklahoma.	98
XII.3.9. Barco Quetzalcóatl.....	99
XII.3.10. Orion, 2001	99
XII.3.11. Incidente de San Juan	100
XII.3.12. Incidente en Puertollano.	101
XII.4. Literatura referente a las frecuencias de accidentes.....	101

XIII. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.....	104
XIII.1. Metodología para el análisis de riesgo	104
XIII.2. Análisis cualitativo de riesgo	104
XIII.2.1. Identificación de peligros y evaluación de riesgos.....	104
XIII.2.2. Selección de método de identificación de peligros	105
XIII.2.3. Resultados de la identificación de peligros.....	111
XIII.2.4. Escenarios de peligro identificados	112
XIII.2.5. Jerarquización de escenarios de peligros.....	114
XIII.3. Análisis cuantitativo de riesgo	115
XIII.3.1. Análisis detallado de consecuencias	115
XIII.3.2. Análisis detallado de frecuencias.....	119
XIII.3.3. Representación en planos de los resultados la simulación de consecuencia	128
XIII.4. Análisis de riesgo.....	137
XIII.4.1. Criterios de riesgos	137
XIII.4.2. Recursos técnicos de control y prevención que se aplicarán en el diseño y construcción.....	143
XIII.4.3. Reposicionamiento de escenarios de riesgo	149
XIII.4.4. Análisis de vulnerabilidad	150
XIII.5. Determinación de medidas de reducción de riesgo	155
XIII.5.1. Nivel integral de seguridad (SIL).....	155
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.....	168
XVI.1. Instrumentos metodológicos	168
XVI.2. Elementos técnicos	168
XVI.3. Referencias bibliográficas	168
XVI.4. Anexos	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de superficies del proyecto	4
Tabla 2. Patines de Medición.	20
Tabla 3. Distribución de Tanques de Almacenamiento.	21
Tabla 4. Características tanques	21
Tabla 5. Sistema de Bombeo.	22
Tabla 6. Sistema de Medición de Brazos de Llenado.	23
Tabla 7. Condiciones de operación del sistema de aire de instrumentos y de planta.	24
Tabla 8. Condiciones de operación del sistema de agua de servicios.....	25
Tabla 9. Requerimiento de flujo mínimo para protección de las bombas.	28
Tabla 10. Caídas de presión y velocidades máximas permitidas.....	29
Tabla 11. Áreas de Servicio del Sistema de Espuma	37
Tabla 12. Almacenamiento	40
Tabla 13. Sistema de Bombeo.	42
Tabla 14. Bombas en operación por brazos de descarga operando.	44
Tabla 15. Sistema de Agua de Servicios.....	49
Tabla 16. Sistema de Aire de Planta.	50
Tabla 17. Tonos y Mensajes.....	58
Tabla 18. Climograma Tlajomulco de Zúñiga. (Estación 00014294) 1951-2010	73
Tabla 19. Sustancias de mayor índice de accidentes	92
Tabla 20. Características de los Hidrocarburos.	93
Tabla 21. Nodos empleados en el desarrollo de la metodología del HazOp con grupo multidisciplinario	107
Tabla 22. Operaciones y procesos analizados.....	111
Tabla 23. Resumen de resultados de los modelos de simulación	118
Tabla 24. Símbolos usados en el FTA	120
Tabla 25. Frecuencias para pérdidas de contención (fugas, derrames) en tanques atmosféricos.....	121
Tabla 26. FTA, análisis 1	122
Tabla 27. FTA, análisis 3	124
Tabla 28. FTA, análisis 2	125
Tabla 29. FTA, análisis 4	126
Tabla 30. Categorías de consecuencias	139

Tabla 31. Resumen de la evaluación de riesgos.....	141
Tabla 32. Resultados de la evaluación de riesgo.....	142
Tabla 33. Reposicionamiento de escenarios de riesgo.....	149
Tabla 34. Resumen del reposicionamiento de escenarios.....	150
Tabla 35. Análisis de vulnerabilidad de las instalaciones de la terminal de almacenamiento.....	151
Tabla 36. Análisis de capas de protección (LOPA)	157
Tabla 37. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA.....	162

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de áreas principales	4
Figura 2. Diagrama de flujo	18
Figura 3. Distribución de tanques y área en general.....	19
Figura 4. Ubicación de tanques	22
Figura 5. Unidad de recuperación de vapores	23
Figura 6. Climas.....	73
Figura 7. Frecuencia de vientos en la ZMG (2001-2010).....	74
Figura 8. Topografía Tlajomulco.....	78
Figura 9. Geología.....	79
Figura 10. Geología Tlajomulco	81
Figura 11. Edafología	82
Figura 12. Vegetación y usos de suelo	83
Figura 13. Áreas inundables del municipio de Tlajomulco	85
Figura 14. Actividad sísmica en el occidente de México	87
Figura 15. Temperaturas máximas y mínimas (estación Tlajomulco de Zúñiga, 1950-2010).....	89
Figura 16. Metodología de estudio	91
Figura 17. Proceso de análisis que se llevará a cabo	104
Figura 18. Selección de método de identificación de peligros	105
Figura 19. Procedimiento para el análisis HazOp	106
Figura 20. Ejemplo de modelo matemático de fuga por sobrellenado de tanque.	113
Figura 21. Relaciones entre frecuencia y magnitud de las consecuencias.....	115
Figura 22. Selección de método de estimación de consecuencias.....	116
Figura 23. Selección de método análisis detallado de frecuencias.....	119
Figura 24. Árbol de fallas, análisis 1.....	123
Figura 25. Árbol de fallas, análisis 2.....	124
Figura 26. Árbol de fallas, análisis 1.....	125
Figura 27. Árbol de fallas, análisis 4.....	126
Figura 28. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 1.1	128
Figura 29. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 1.1	129

Figura 30. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 2.1	130
Figura 31. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 2.1	131
Figura 32. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 3.3	132
Figura 33. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 3.3	133
Figura 34. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 4.2	134
Figura 35. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 4.2	135
Figura 36. Escenario para efectos de toxicidad por dispersión de nube: Nodo 4.2	136
Figura 37. Selección de método para evaluación de riesgo.....	137
Figura 38. Categorías de frecuencia	139
Figura 39. Resumen de la evaluación de riesgos	141
Figura 40. Resumen del reposicionamiento de escenarios.....	150
Figura 41. 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 llamada 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

Con base en lo anterior, se ha detectado la oportunidad de construcción de una nueva Terminal de Combustibles Guadalajara de Petrolíferos que se localizará en el municipio de Tlajomulco de Zúñiga, Jalisco, con la finalidad de atender el mercado de la Zona Metropolitana de Guadalajara que se encuentra a 25 km o al Aeropuerto que dista 9 km aproximadamente.

IX.3. Selección del sitio

La selección del sitio obedece a la disponibilidad de terreno en una ubicación estratégica, pero principalmente a la alianza entre empresas de Grupo México con Valero Terminaling & Distribution Co.

Otros criterios de selección son los siguientes:

- Pertenece a un área destinada para parque Industrial
- Seguridad para las instalaciones.
- Cubre una necesidad estratégica regional
- Excelente comunicación terrestre (carreteras y vías férreas) y aérea (Aeropuerto a 8 km).
- 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 industrial del parque, dada la presencia y tendencia de crecimiento del mismo.

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 económicos y culturales, considerando su valor agrícola y rural. Es por eso que, una vez autorizado el proyecto, el cumplimiento 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

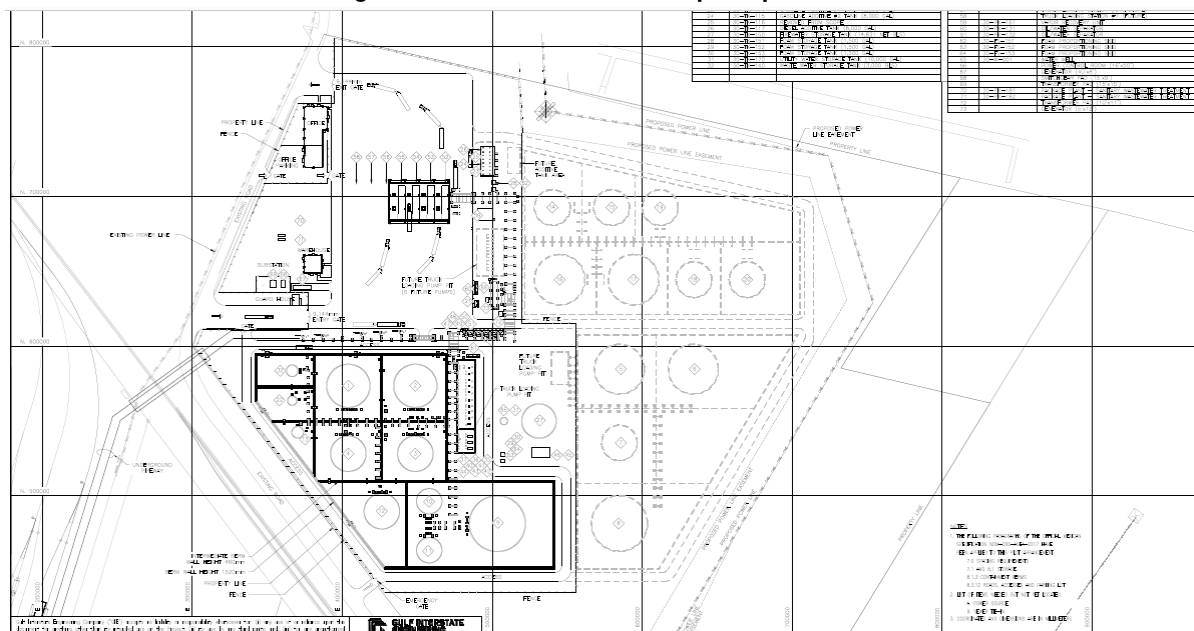
- a) Se estima que la inversión inicial requerida será de [REDACTED] la ingeniería de detalle y se puedan precisar los volúmenes de materiales y la instrumentación y control necesarios.

IX.6. Dimensiones del proyecto

- a) Distribución de áreas principales

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

Figura 1. Distribución de áreas principales



GUADALAJARA TERMINAL EQUIPMENT		
TANKS		
MARK	TAG NO	DESCRIPTION
1	30-TK-101	CB0B-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)
2	30-TK-102	CB0B-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)
3	30-TK-103	CB0B GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)
4	30-TK-104	CB0BPRE-MX GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)
5	30-TK-105	FUTURE TANK
6	30-TK-106	FUTURE TANK
7	30-TK-107	FUTURE TANK
8	30-TK-108	FUTURE TANK
9	30-TK-109	DIESEL STORAGE TANK (125,000 BLS)
10	30-TK-110	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)
11	30-TK-111	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)
12	30-TK-112	MTBE STORAGE TANK (50,000 BLS)
13	30-TK-113	TRANSMIX STORAGE TANK (2000 BLS)
14		FUTURE TANK
15		FUTURE TANK
16		FUTURE TANK
17		FUTURE TANK
18		FUTURE TANK
19		FUTURE TANK
20		FUTURE TANK
21	30-TK-133	SUMP TANK (10,000 GAL)
22	30-TK-134	SLOP TANK (1,000 BLS)
23	30-TK-114	GASOLINE ADDITIVE #1 TANK (8,000 GAL)
24	30-TK-115	GASOLINE ADDITIVE #2 TANK (8,000 GAL)
25	30-TK-116	REMOVED FROM SCOPE
26	30-TK-117	DIESEL ADDITIVE TANK (8,000 GAL)
27	30-TK-150	FIREWATER STORAGE TANK (14,831 NET BLS)
28	30-TK-151	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)
29	30-TK-152	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)
30	30-TK-153	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)
31	30-TK-170	UTILITY WATER STORAGE TANK (10,000 GAL)
32	30-TK-140	WASTE WATER STORAGE TANK (3,000 BLS)

GUADALAJARA TERMINAL EQUIPMENT		
PUMPS / MISC.		
MARK	TAG NO	DESCRIPTION
35	30-P-123A/B	CB0B GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS
36	30-P-121A/B/C	CB0B-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS
37	30-P-124	CB0BPRE-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMP
38	30-P-125A/B/C	REMOVED FROM SCOPE
39	30-P-127	REMOVED FROM SCOPE
40	30-P-128A/B	DIESEL TRUCK LOADING PUMPS
41	30-P-120	JET FUEL TRUCK LOADING PUMP
42	30-P-122A/B	MTBE TRUCK LOADING PUMPS
43	30-P-129	TRANSMIX PUMP
44	30-P-164	LEAN ABSORBENT SUPPLY PUMP
45	30-P-150A/B	DIESEL DRIVEN FIREWATER PUMPS
46	30-P-151	JOCKEY FIREWATER PUMP
47	30-SP-001	JET FUEL FILTER SEPARATOR
48	30-SP-002	JET FUEL FILTER SEPARATOR
49	30-SP-003	JET FUEL FILTER SEPARATOR
50	30-SP-004	JET FUEL FILTER SEPARATOR
51	30-SP-005	JET FUEL FILTER SEPARATOR
52		TRUCK LOADING AND UNLOADING STATION #1
53		TRUCK LOADING STATION #2
54		TRUCK LOADING STATION #3
55		TRUCK LOADING STATION #4
56		TRUCK LOADING STATION #5 (FUTURE)
57		TRUCK LOADING STATION #6 (FUTURE)
58		TRUCK LOADING STATION #7 (FUTURE)
59	30-PK-161	VAPOR RECOVERY UNIT
60	30-PK-131	OIL/WATER SEPARATOR
61	30-PK-132	OIL/WATER SEPARATOR
62	30-FS-151	FOAM PROPORTIONING SKID
63	30-FS-152	FOAM PROPORTIONING SKID
64	30-FS-153	FOAM PROPORTIONING SKID
65	30-W-001	WATER WELL
66		POWER CONTROL ROOM (16'x50')
67		GENERATOR (40'x8')
68		SWITCHGEAR PAD (15'x9')
69		TRANSFORMER PAD (15'x15')
70	30-PK-181	PACKAGE PLANT - SANITARY WASTEWATER TREATMENT
71	30-PK-182	PACKAGE PLANT - SANITARY WASTEWATER TREATMENT
72		TRANSFORMER PAD (10'x11')
73		GENERATOR (5'x12')

b) Superficies

Tabla 1. Resumen de superficies del proyecto

Polígono / Trazo	Área (m ²)	Porcentaje del total (%)
Superficie Terrestre	94,931.0	100.0
Cobertura vegetal	0.0	0.0
Agricultura de riego	94,931.0	100.0
Área por construir	94,931.0	100.0

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
UCL	Unidad de Control Local

IX.7.2. Diseño, Códigos y normas

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

totalmente encerrado de uso intensivo de hasta e inclusive 500 HP, incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa:

- NACE-RP-0169: Control estándar de práctica recomendada para corrosión externa en sistemas de tubería metálica subterránea o sumergida.
- Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) incluyendo de manera enunciativa, más no limitativa: NEMA MG1: Motores y generadores
- Normas de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA 1910)

IX.7.6. Clasificación de áreas

- 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 installations (protección catódica para las instalaciones portuarias).
- ISO 630 1995 Structural Steels-plates, wide flats, bars, sections and profiles (Acero Estructural- placas, barras, secciones y perfiles).



- ISO 9712:2012. Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel (Pruebas no destructivas-Calificación y certificación de personal).
- ISO 6708:1995 Pipework components – Definition and selection of DN (nominal size) [Componentes de tuberías – Definición y selección de DN (tamaño nominal)].
- ISO 3864-1: 2011, Graphical symbols - Safety colours and safety signs - Part 1: Design principles for safety signs and safety markings (Símbolos gráficos - Colores de seguridad y señales de seguridad - Parte 1: Principios de diseño para las señales y marcas de seguridad).
- ISO 3183:2012 - “Petroleum and natural gas industries —Steel pipe for pipeline transportation system”, (Industrias del petróleo y gas natural – Tubo de acero para sistemas de transporte por Ductos).
- ISO 4200:1991 - “Plain end steel tubes, welded and seamless -- General tables of dimensions and masses per unit length”, (Tubos de acero de extremos planos, con costura y sin costura – Tablas generales de dimensiones y masas por unidad de longitud).
- ASME B36.10M-2004 (R 2010)- Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (Tubos de acero conformados soldados y sin costura).
- ISO 13709:2009 Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries (Bombas centrífugas para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural).
- API SPEC.5L Especificación de Tuberías para líneas. (Specification for line pipe).
- API Std 2000 1998 Ventilación Atmosférica y de Baja Presión en tanques de almacenamiento no refrigerados y refrigerados (Venting Atmospheric and Low-Pressure Tanks nonrefrigerated and Refrigerated.)
- API Std 620 Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento de baja presión. (Design and Construction of Large, Welded, Lowpressure Storage Tanks).
- API Std 650 Tanques de acero soldados para almacenamiento de petróleo. (Welded Steel Tanks for Oil Storage).
- API Specification 12F Especificación de soldadura en taller, para tanques de almacenamiento de productos líquidos. (Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids).

- AWS A5.1/A5.1 M Especificación de electrodos de acero al carbono para soldadura de arco metálico protegido (Specification for Carbom Steel Electrodes for Shielded Metal Arc Welding).

IX.7.9. Normas Oficiales Mexicanas.

- NORMA Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017, Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo. DOF: 27/07/2018
- NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
- NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- colores, formas y símbolos a utilizar
- NOM-004-SCT/2008 Sistemas de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida
- NOM-010-STPS-1999, Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
- NOM-014-ENER-2004. Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kW a 1 500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
- NOM-016-ENER-2010, Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kw. Límites, método de prueba y marcado
- NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e Identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-028-ENER-2010, Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba.



- NOM-028-STPS-2012 Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.
- PROY-NOM-030-ENER-2016, Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led), integradas para iluminación general. Límites y métodos de prueba
- NOM-031-STPS-2011. Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
- NOM-034-SCT2-2011 Señalamiento Horizontal y Vertical de Carreteras y Vialidades Urbanas.
- NOM-052-SEMARNAT-2005 Que Establece las Características, el Procedimiento de Identificación, Clasificación y los Listados de los Residuos Peligrosos.
- NMX-B-253-CANACERO-2006 Industria Siderúrgica - Alambre de Acero Liso o Corrugado para Refuerzo de Concreto – Especificaciones y métodos de prueba
- NMX-C-155-ONNCCE-2004 Industria de la Construcción – Concreto - Concreto Hidráulico Industrializado – Especificaciones.
- NMX-C-403-ONNCCE-1999 Industria de la Construcción - Concreto Hidráulico para uso Estructural.
- NMX-C-407-ONNCCE-2001 Industria de la Construcción - Varilla Corrugada de Acero Proveniente de Lingote y Palanquilla para Refuerzo de Concreto - Especificaciones y métodos de prueba.

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
GUAD-10-101	MECHANICAL DRAWING INDEX
GUAD-10-102	MECHANICAL GENERAL NOTES
GUAD-10-103	P&ID - SYMBOLS & LEGEND SHEET
GUAD-10-104	P&ID - VALVE AND MOIOR SYMBOLS
GUAD-11-001	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-002	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-003	Tuberías e Instrumentación

Clave	Descripción
GUAD-11-004	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-005	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-006	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-007	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-008	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-009	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-010	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-011	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-012	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-013	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-014	Tuberías e Instrumentación
GUAD-11-015	Tuberías e Instrumentación
GUAD-12-001	P&ID - TERMINAL INLET METERS
GUAD-12-002	P&ID - TERMINAL INLET METERS
GUAD-12-003	P&ID - CBOB GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-001
GUAD-12-004	P&ID - CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-002
GUAD-12-005	P&ID - CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-003
GUAD-12-006	P&ID - CBOBPRES-MX GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-004
GUAD-12-007	P&ID - 87C0N GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-005
GUAD-12-008	P&ID - 87C0N GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-006
GUAD-12-009	P&ID - 92C0N GASOLINE STORAGE TANK 20-TK-007
GUAD-12-010	P&ID - DIESEL STORAGE TANK 20-TK-008
GUAD-12-011	P&ID - DIESEL STORAGE TANK 20-TK-009
GUAD-12-012	P&ID - JET FUEL STORAGE TANK 20-TK-010
GUAD-12-013	P&ID- JET FUEL STORAGE TANK 20-TK-011
GUAD-12-014	P&ID - MTBE STORAGE TANK 20-TK-012
GUAD-12-015	P&ID - TRANSMIX STORAGE TANK 20-TK-013
GUAD-12-016	P&ID - GASOLINE ADDITIVE SYSTEM #1
GUAD-12-017	P&ID - GASOLINE ADDITIVE SYSTEM #2
GUAD-12-018	P&ID - GASOLINE ADDITIVE SYSTEM #3
GUAD-12-019	P&ID- DIESEL ADDITIVE SYSTEM
GUAD-12-020	P&ID - CBOB GASOLINE TRUCK LOADING PUM PS
GLJAD-12-021	P&ID- CBOB-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS
GUAD-12-022	P&ID- GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS
GUAD-12-023	P&ID- DIESEL TRUCK LOADING PUMPS
GUAD-12-024	P&ID- MTBE TRUCK LOADING PUMPS
GUAD-12-025	P&ID - TRANSMIX TRUCK UNLOADING PUMPS
GUAD-12-030	P&ID - TRUCK UNLOADING STA. SHT. 1 OF 1
GUAD-12-031	P&ID - MTBE TRUCK LOADING STA. 4*2 SHT. 1 OF 6
GUAD-12-032	P&ID - TRUCK LOADING STA. 4*2 SHT. 2 OF 6
GUAD-12-033	P&ID - TRUCK LOADING STA. 4*2 SHT. 3 OF 6
GUAD-12-034	P&ID - TRUCK LOADING STA. 4*2 SHT. 4 OF 6
GUAD-12-035	P&ID - TRUCK LOADING STA. 4*2 SHT. 5 OF 6
GUAD-12-036	P&ID - TRUCK LOADING STA. #2 SHT. 6 OF 6
GUAD-12-037	P&ID - MTBE TRUCK LOADING STA. 4*3 SHT. 1 OF 6
GUAD-12-038	P&ID - TRUCK LOADING STA. #3 SHT. 2 OF 6



Clave	Descripción
GUAD-12-039	P&ID - TRUCK LOADING STA. #3 SHT. 3 OF 6
GUAD-12-040	P&ID - TRUCK LOADING STA. #3 SHT. 4 OF 6
GUAD-12-041	P&ID - TRUCK LOADING STA. #3 SHT. 5 OF 6
GUAD-12-042	P&ID - TRUCK LOADING STA. #3 SHT. 6 OF 6
GUAD-12-043	P&ID - MTBE TRUCK LOADING STA. #4 SHT. 1 OF 6
GUAD-12-044	P&ID - TRUCK LOADING STA. #4 SHT. 2 OF 6
GUAD-12-045	P&ID - TRUCK LOADING STA. #4 SHT. 3 OF 6
GUAD-12-046	P&ID - TRUCK LOADING STA. #4 SHT. 4 OF 6
GUAD-12-047	P&ID - TRUCK LOADING STA. #4 SHT. 5 OF 6
GUAD-12-048	P&ID- TRUCK LOADING STA. #4SHT.60F6
GUAD-12-049	P&ID - MTBE TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 1 OF 6
GUAD-12-050	P&ID - TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 2 OF 6
GUAD-12-051	P&ID - TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 3 OF 6
GUAD-12-052	P&ID - TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 4 OF 6
GUAD-12-053	P&ID - TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 5 OF 6
GUAD-12-054	P&ID - TRUCK LOADING STA. #5 SHT. 6 OF 6
GUAD-12-060	P&ID- VAPOR RECOVERY UNITAREA
GUAD-12-061	P&ID - VAPOR RECOVERY UNIT 20-PK-001
GUAD-12-062	P&ID- OIL/WATERSEPARATORS
GUAD-12-063	P&ID- SLOPTANK20-TK-039
GUAD-12-064	P&ID- SUMPTANK20-TK-037
GUAD-12-070	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-12--071	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-12-072	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-12-073	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-12-074	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-12-075	P&ID- FIREWATERSYSTEM
GUAD-20-001	PLOT PLAN

X. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

X.1. Principales áreas dentro de la terminal

X.1.1. Esquema general de operación

Proceso. La TAD está diseñada bajo normas nacionales e internacionales para realizar maniobras de carga y descarga de Diésel, Jet Fuel, Gasolinas Premium y Gasolinas Regular y aditivos para diesel y gasolina (MTBE) desde carrotanques (fuera del límite de baterías operado por una empresa asociada) y transferirlo por bombeo a tanques de almacenamiento. Los hidrocarburos almacenados se distribuyen a la región de influencia a través de autotanques que son abastecidos en islas a través de llenaderas. En todas las transferencias se hacen mediciones precisas de flujo para control de inventarios. Este proceso involucra sustancias consideradas como peligrosas, por lo que requiere de instalaciones y materiales diseñados para la seguridad en las transferencias y sistemas de control y monitoreo sofisticados altamente especializados que controlan las variables importantes como son flujo, presión, nivel, temperatura, concentración y densidad, entre otras.

Prevención. Así mismo y de manera preventiva se instalará un sistema contra incendio que básicamente consta de una fuente exclusiva de agua, bombas de funcionamiento independiente (sistema redundante), líneas de distribución a toda la planta y equipos de dosificación o aplicación para enfriamiento y combate contra fuego. Además se cuenta con sistemas de espuma para controlar las propiedades que hacen a estos productos peligrosos, como lo es su alta presión de vapor y energía de combustión.

Monitoreo. Para poner en marcha y alertar del peligro por una fuga o derrame accidental, prevenir mayores consecuencias, se cuenta con un sistema de gas y fuego que detecta concentración de vapores en el aire en las áreas de trasvase o en su caso puntos de ignición en proceso. El sistema alerta cuando se alcanza un porcentaje peligroso o crítico de LEL, así como en el ambiente que rodea a los equipos críticos como son bombas, patines de medición, tanques, llenaderas, sistema de recuperación de vapores, foso de tratamiento de efluentes contaminados (drenaje aceitoso y fosa API).

Manuales y procedimientos de operación y mantenimiento. La instalación requiere de la intervención de personal, el cual estará capacitado y adiestrado en las operaciones que se desarrolla en la misma. Así mismo, al personal se le prepara en el conocimiento del riesgo de las sustancias que se manejan, las medidas preventivas y los procedimientos en caso de fuga, derrame y fuego.

La TAD está dividida en áreas de acuerdo al siguiente esquema:

- Cuarto de control, desde donde se programan y monitorean los procesos de transferencia y medición desde y hacia los puntos correspondientes.
- Recepción fuera de límite de batería
 - Trincheras
 - Líneas de descarga
- Bombeo (foso con cobertizo)
- Medición
- Almacenamiento (diques y tanques)
- Bombeo (foso con cobertizo)
- Medición y Llenaderas
- Contra incendio
- Almacén y mantenimiento
- Servicios Auxiliares
- Edificio administrativo

X.1.2. Recepción

Descarga de carrotanque. Los hidrocarburos son entregados a la terminal desde carrotanques, por lo que **contará con una espuela especializada** con trincheras de recuperación en caso de derrame, que permita la descarga de hidrocarburos en un tiempo máximo de descarga por línea de 5 horas aproximadamente.

Este será un servicio que proporcionará la empresa Silos Tysa S.A. de C.V., que realizará la descarga de carrotanques en sus instalaciones (fuera de límite de baterías del proyecto), trasvasando productos hacia dentro de límite de baterías del proyecto que nos ocupa.

Figura 2. Diagrama de flujo

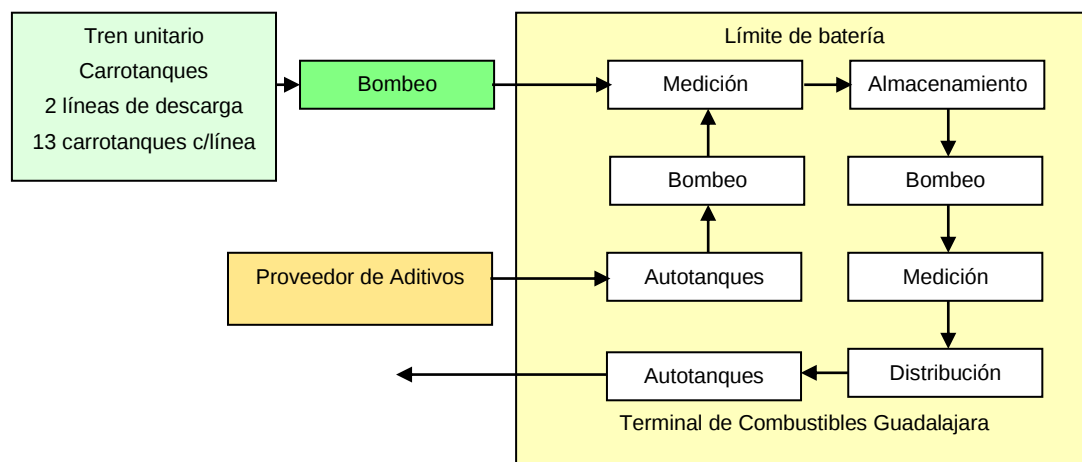
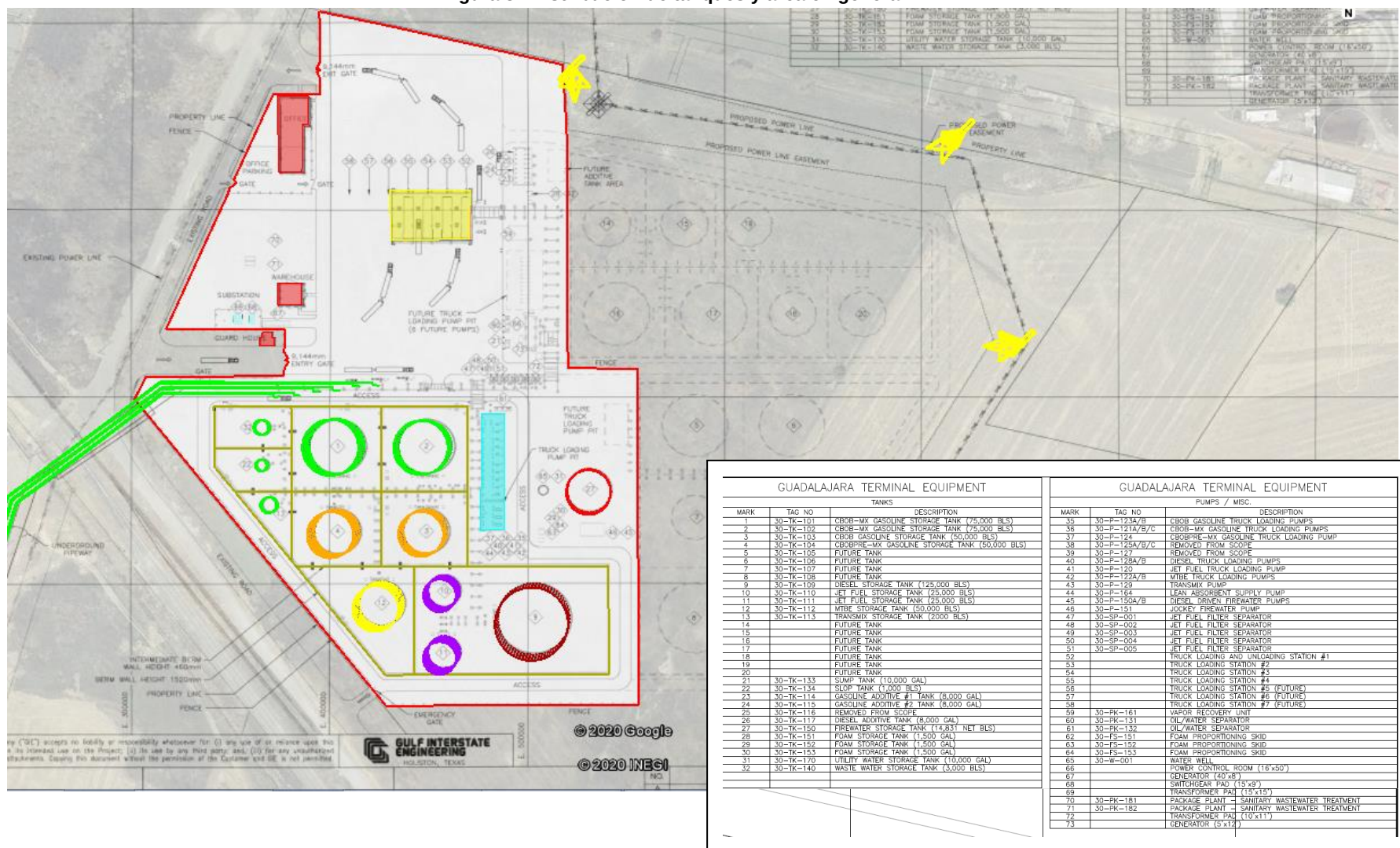


Figura 3. Distribución de tanques y área en general



La descarga de hidrocarburos se realiza por medio de mangueras o trompas flexibles con válvulas tipo API de conexión rápida a los 13 carrotanques de cada línea o andén de descarga.

La descarga se hace por gravedad hacia un cabezal, el cual conduce los flujos a un separador de aire (conectado a la URV), desde donde llega al área de bombeo solo líquido dentro de límites de batería de la terminal.

Dentro de la terminal el fluido es filtrado y medido a través de un patín de medición.

La terminal contará con patines de medición para transferencia de custodia de los hidrocarburos que se reciban y envíen desde la TAD. Los patines de medición para transferencia de custodia serán acordes a lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla 2. Patines de Medición.

TAG	Producto	Capacidad
20-M-001	CBOB/CBOBPRES GASOLINE	3000 gpm
20-M-002	CBOB-MX/CBOBPRES-MX GASOLINE	3000 gpm
20-M-003	87CON/92CON GASOLINE	3000 gpm
20-M-004	DIESEL	3000 gpm
20-M-005	JET FUEL	3000 gpm
20-M-006	MTBE	3000 gpm

Cada patín de medición para transferencia de custodia de descarga de carrotanque deberá contar al menos con lo siguiente:

- Eliminador de aire a la entrada de los trenes de medición con capacidad del 100% del flujo manejado por el patín de medición,
- 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,
- 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 mariposa tipo wafer por cada tren de medición,
- Válvula motorizada de bloqueo,

- Conexiones por cada tren de medición para un probador de flujo,
- Transmisor de densidad,
- Computador de flujo para los trenes de medición con conexión a controlador central.

Nota: Se evaluará en la Ingeniería de Detalle los tipos de dispositivos eliminadores de aire de acuerdo a lo indicado en la NOM-006-ASEA-2017

X.1.3. Almacenamiento

Los tanques de almacenamiento serán atmosféricos, de acero al carbón 1.16 mm de calibre, 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. La TAD contará con tanques de almacenamiento de acuerdo al producto y capacidad que se menciona en la siguiente tabla:

Tabla 3. Distribución de Tanques de Almacenamiento.

tag	Producto	Diam m	Alt m	BLS
30-TK-101	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK	28.8	18.3	75,000
30-TK-102	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK	28.8	18.3	75,000
30-TK-103	CBOB GASOLINE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-104	CBOBPRE-MX GASOLINE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-109	DIESEL STORAGE TANK	37.2	18.3	125,000
30-TK-110	JET FUEL STORAGE TANK	16.3	18.3	25,000
30-TK-111	JET FUEL STORAGE TANK	16.3	18.3	25,000
30-TK-112	MTBE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-113	TRANSMIX STORAGE TANK	8.0	7.0	2,000
30-TK-133	SUMP TANK			10,000 GAL
30-TK-134	SLOP TANK			1,000
30-TK-114	GASOLINE ADDITIVE 1 TANK			8,000 GAL
30-TK-115	GASOLINE ADDITIVE 2 TANK			8,000 GAL
30-TK-117	DIESEL ADDITIVE TANK			8,000 GAL

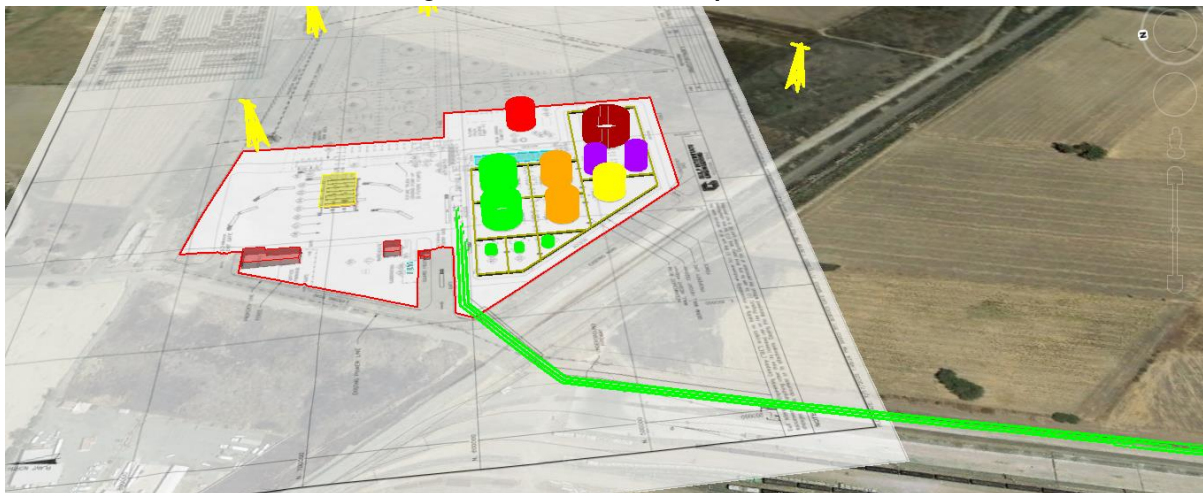
Tabla 4. Características tanques

Volumen nominal Tanque m ³ (Mb)	Diámetro m (ft)	Altura m (ft)
19,875 (125,000)	37.2 (122)	18.3 (60)
15,900 (100,000)	33.2 (109)	18.3 (60)
11,950 (75,000)	28 (92)	18.3 (60)
7,950 (50,000)	23.5 (77)	18.3 (60)
159 (1,000)	6.1 (20)	5.4 (17.7)

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, conexiones para instrumentos de nivel,

temperatura y conexión de tierra física. Asimismo, los tanques de diésel contarán con válvulas de venteo de emergencia y/o presión-vacío.

Figura 4. Ubicación de tanques



X.1.4. Sistema de bombeo

Para la transferencia de los hidrocarburos almacenados la TAD contará con paquetes de bombeo acorde a lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla 5. Sistema de Bombeo.

TAG	Producto	Capacidad
20-P-008 ^a /008B	CBOB GASOLINE	2160 gpm
20-P-009 A/B/C	CBOB-MX GASOLINE	2160 gpm
20-P-010	CBOBPRES-MX GASOLINE	2160 gpm
20-P-011 A/B/C	87CON GASOLINE	2160 gpm
20-P-012	92CON GASOLINE	2160 gpm
20-P-013 A/B	DIESEL	2400 gpm
20-P-015 A/B	MTBE	720 gpm
20-P-016	TRANSMIX	600 gpm
20-P-037	SUMP	
20-P-050A/050B	WATER	3000 gpm
20-P-051	WATER	100 gpm
20-PK-001	VAPOR	RVP: 80 kPa
20-PK-002	OIL / WATER	TBD
20-PK-003	OIL / WATER	TBD
20-P-OXXA/OXXH	HYDROCARBON	30 gpm
20-P-OXXA/OXXH-BIS	HYDROCARBON	30 gpm
20-P-OXXC	WATER	1200 gpm
20-P-OXXC-BIS	WATER	1200 gpm

Todas las bombas deberán de contar con la siguiente instrumentación:

- Protecciones por muy alta presión de descarga de la bomba configurados en transmisores indicadores de presión (PIT) conectados al Sistema de Control (SC) e incluyendo alarmas de alta y baja presión.

- Manómetro de descarga.
- Purgas y drenajes correspondientes.
- Protección por flujo mínimo.
- Contadores de operación para selección en modo automático del equipo con menores horas de uso. Los contadores deberán ser de dos tipos, uno fijo para tener las horas reales del equipo y otro reseteable para cuestiones de mantenimiento, esto deberá estar reflejado en el HMI del SC.

X.1.5. Sistemas de medición de brazos de llenado

La TAD contará con cinco (5) islas para el despacho de hidrocarburo (Diésel, Gasolina Regular, Gasolina Premium), el despacho se realizará a través de brazos articulados de llenado a autotanque y por sistemas de medición. Cada isla contará con tres sistemas de medición uno dedicado para cada hidrocarburo, acorde a lo indicado en la siguiente tabla:

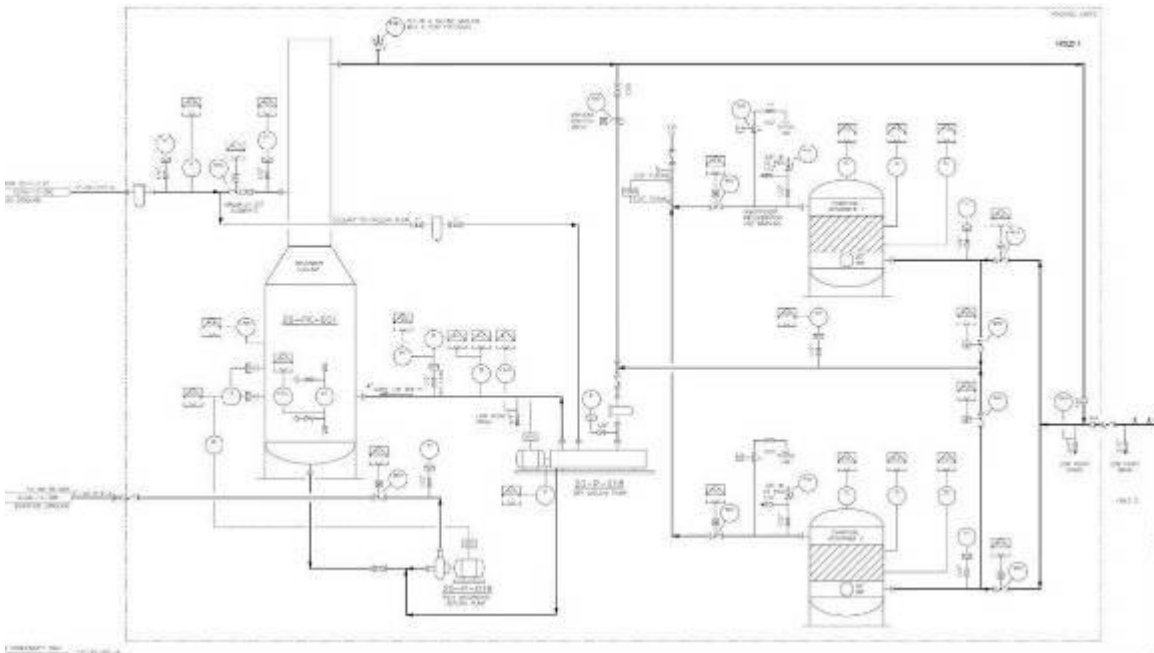
Tabla 6. Sistema de Medición de Brazos de Llenado.

TAG	Producto	Capacidad
20-LA-021A	GASOLINE	136 m ³ /h
20-LA-021B	GASOLINE	136 m ³ /h
20-LA-021C	GASOLINE	136 m ³ /h
20-LA-031A	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-031B	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-031C	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-041A	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-041B	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-041C	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-051A	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-051B	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-051C	GASOLINE	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-022 A/B	DIESEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-032 A/B	DIESEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-042 A/B	DIESEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-052A/B	DIESEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-023	JET FUEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-033	JET FUEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-043	JET FUEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-053	JET FUEL	136 m ³ /h (600 gpm)
20-LA-011A	HYDROCARBON	

X.1.6. Sistemas de recuperación de vapores

La TAD deberá contar con un Sistema de Recuperación de Vapores (SRV) 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.

Figura 5. Unidad de recuperación de vapores



El Sistema de Recuperación de Vapores contará con tecnología de absorción-adsorción para recuperar los vapores de hidrocarburos y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento. Deberá cumplir con lo establecido en el apéndice A Normativo de la Norma NOM-006-ASEA-2017.

X.1.7. Sistemas de aire de instrumentos y de planta

Para el funcionamiento de los instrumentos y en general para las operaciones de limpieza, mantenimiento y suministro de aire a equipos portátiles o auxiliares dentro de la Terminal de Combustibles Guadalajara habrá un sistema de aire comprimido, que estará compuesto por los siguientes elementos:

- Compresores de aire (1 principal + 1 respaldo).
- Filtros de aire a la entrada de los compresores.
- Secadoras de aire (1 principal + 1 respaldo) con prefiltro y postfiltro, válvula de seguridad en cada unidad secadora, para suministrar aire con una humedad máxima equivalente a un punto de rocío de -40°C .
- Tanque acumulador para aire de planta servicio con transmisor e indicador de presión con alarmas por alta y baja presión y válvula de seguridad (PSV) de relevo a la atmósfera.
- Tanque acumulador para aire de instrumentos con instrumentación similar al de aire de planta.

El sistema de aire comprimido tendrá las siguientes condiciones:

Tabla 7. Condiciones de operación del sistema de aire de instrumentos y de planta.

Servicio	Presión de Operación, $\text{kg/cm}^2 \text{ g}$ (psig)			Temperatura de Operación, $^{\circ}\text{C}$ ($^{\circ}\text{F}$)		
	Mín.	Nor.	Máx.	Mín.	Nor.	Máx.

Servicio	Presión de Operación, kg/cm ² g (psig)			Temperatura de Operación, °C (°F)		
	Mín.	Nor.	Máx.	Mín.	Nor.	Máx.
Aire de Instrumentos	4.5 (64)	7.5 (106.7)	8.0 (113.8)	15 (59)	45 (113)	50 (122)
Aire de Servicios	6.0 (85.3)	7.0 (99.6)	8.0 (113.8)	15 (59)	45 (113)	50 (122)

El aire de Instrumentos deberá ser libre de impurezas de acuerdo a la ISO 8573-1 CLASE 1:2:1.

X.1.8. Sistemas de agua de servicios

Se contará con un tanque de almacenamiento de agua de servicios, el cual contará con la disponibilidad de abastecimiento a través de pipas o mediante una conexión desde la red municipal. Asimismo, el sistema de agua de servicios contará con un hidroneumático para su distribución a la terminal. Los requerimientos de agua de servicio se determinarán durante el desarrollo de ingeniería de detalle.

El sistema de agua de servicios tendrá las siguientes condiciones:

Tabla 8. Condiciones de operación del sistema de agua de servicios.

Servicio	Presión de Operación, kg/cm ² g (psig)			Temperatura de Operación, °C (°F)
	Mín.	Nor.	Máx.	
Agua de Servicios	4.0 (56.9)	5.0 (71.1)	7.0 (99.6)	AMBIENTE

X.1.9. Drenaje pluvial

Este sistema únicamente recolectará y conducirá las aguas libres de contaminación por hidrocarburos, productos tóxicos, aguas negras y jabonosas. Para facilitar la recolección, el piso deberá estar diseñado con pendientes hacia cada registro de drenaje pluvial.

X.1.10. Drenaje aceitoso

La Terminal de Combustibles Guadalajara contará con un sistema de recolección de aguas aceitosas que se generen en las distintas áreas que integran el proyecto. Todos los drenajes aceitosos abiertos serán conducidos por gravedad a través de una red enterrada hasta la fosa de drenaje aceitoso correspondiente para su posterior tratamiento.

X.1.11. Sistema de tratamiento de agua aceitosa

La TAD contará con un sistema de tratamiento de agua aceitosa basado en una fosa de recolección y separador tipo API. La disposición final de efluentes (lodos, agua y aceite recuperado) será por un gestor autorizado.

X.1.12. Sistema de tratamiento de agua sanitaria

La TAD contará con un biodigestor para tratamiento de aguas sanitarias dentro de las instalaciones. El agua tratada estará a disposición por una entidad acreditada. El sistema de tratamiento de agua sanitaria deberá ser diseñado para manejar agua residual de 100 personas.

X.2. Criterios de Diseño de Proceso

X.2.1. Temperatura de diseño

Definiciones Básicas de Temperatura:

- Temperatura de Operación Normal: Temperatura del fluido durante la operación normal.
- Temperatura Máxima de Operación: la temperatura más alta del fluido durante las desviaciones esperadas de la operación normal.
- Temperatura Mínima de Diseño del Metal, MDMT: Temperatura mínima de diseño del metal no debe ser mayor a la temperatura media del metal y debe ser determinada en función de la temperatura de operación más baja, la temperatura atmosférica y cualquier otra fuente de enfriamiento.
- Temperatura Mínima de Operación: Temperatura más baja del fluido del proceso prevista para las desviaciones esperadas de la operación normal.
- Temperatura Ambiente: Temperatura del medio circundante del sistema (aire, agua, suelo). La fuente de los valores puede ser: a) picos (topes mínimos y máximos registrados en la zona donde se construye la instalación y b) promedios de las mediciones anuales o estacionales (durante el verano y el invierno).
- La temperatura máxima de diseño para equipos y tuberías se establecerá con la temperatura de operación indicada más 30°C.
- La temperatura mínima de diseño del metal para la Terminal de Combustibles Guadalajara será de 0°C.

X.2.2. Presión de Diseño

Definiciones Básicas de Presión:

Presión de Operación: presión a la que el equipo y líneas operan normalmente.

- Presión Máxima de Operación: presión máxima de operación en el sistema debido a desviaciones de la operación normal. Esta presión será al menos un 5% más alta que la presión de operación normal.
- Presión Mínima de Operación (Vacío): presión más baja, por debajo de la atmosférica, a la cual puede ser sometido el sistema.
- Máxima Presión de Trabajo Permisible, MAWP (por sus siglas en inglés Maximum Allowable Working Pressure): presión máxima a la que un equipo o sistema está diseñado para operar de manera segura, así como las condiciones de diseño de accesorios y elementos del sistema

La presión de diseño interna en tanques será con base al API STD 650:

1. Para tanques tipo API con venteo abierto se debe considerar la presión de diseño interna: lleno de líquido a la gravedad específica del líquido a temperatura ambiente o 1.0, lo que sea mayor.
2. Los tanques tipo API con PSV deben considerarse llenos de líquido a la gravedad específica de operación o 1.0, lo que sea mayor y 7.36 mmHg.

La presión de diseño externa será acorde a lo siguiente:

1. Equipo que opera normalmente a vacío, estará diseñado para vacío total.
2. Se especificará el vacío total para equipos que contengan fluido que tengan una presión de vapor inferior a la presión atmosférica a temperatura ambiente.

La presión de diseño de tuberías será con base al valor más alto entre:

- Presión de operación máxima por 1.1.
- 3.5 kg/cm² m (49.8 psig).
- Presión de operación máxima + 2 kg/cm² (28.45 psig).

La presión de diseño de tubería y equipos localizados corriente abajo de una bomba es determinada por la presión de shut-off de la bomba más la presión máxima que pueda contener el recipiente que alimenta. La presión de shut-off de diseño para bombas centrifugas será 130% de la diferencial de cabeza normal de la bomba. El valor de la presión de shut-off se confirmará durante el desarrollo de la ingeniería de detalle con la selección del equipo.

El lado succión de la bomba, incluyendo la válvula de bloqueo, será diseñado a las condiciones de descarga de la bomba.

X.2.3. Bombas

La capacidad de diseño de bombas será acorde a lo establecido en la Tabla 5.

El diferencial (cabezal) de presión de diseño de la bomba, se calcula con la capacidad de diseño de la misma y cubre las presiones del proceso, las pérdidas por fricción en las líneas, ΔP en los equipos, altura estática, ΔP en las válvulas de control, etc.

El cálculo de la Altura Neta de Presión de Succión Disponible (NPSHA) considera los siguientes criterios:

- La pérdida de presión y velocidad máxima en la línea de succión según lo establecido en el apartado 8.9 del presente documento.
- El NPSHA deberá ser al menos 0.6 m (2 ft) por encima del NPSH requerido, definido por el fabricante de la bomba.

- La altura estática de succión se mide desde las boquillas en las salidas laterales de los tanques o se puede tomar el nivel más bajo de operación (LLL).

La presión de cierre o shut-off, es la máxima presión que puede otorgar una bomba a la descarga a cero caudal, es estimada en 130% de la diferencial de cabeza normal de la bomba.

El valor real de la presión de cierre es proporcionado por el fabricante.

La máxima presión de succión se calcula de la siguiente manera:

- Presión de diseño del recipiente o la presión de ajuste de la válvula de alivio más la máxima altura estática de líquido.
- La máxima altura estática de líquido es usada para los sistemas donde el fluido llega a la succión de la bomba por gravedad. (succión desde recipientes abiertos a la atmósfera).

Las líneas de descarga de las bombas son provistas con un desvío para su protección por flujo mínimo cuando existe la posibilidad de no flujo, por ejemplo cuando una válvula de bloqueo a la descarga de la bomba falle cerrada. El requerimiento de flujo mínimo para protección de las bombas se puede estimar con el siguiente cuadro:

Tabla 9. Requerimiento de flujo mínimo para protección de las bombas.

Flujo mínimo	Flujo de diseño	
	(m³/h)	(gpm)
30 (x 0.3)	<45	<200
35 (x 0.35)	45 - 115	200 - 500
40 (x 0.4)	115 - 455	500 - 2000
50 (x 0.5)	>455	>2000
65 (x 0.65)	>2270	>10000

Notas: 1. El valor del flujo mínimo se verificará durante el desarrollo de la ingeniería de detalle mediante la curva de la bomba del equipo seleccionado.

X.2.4. Flujo de Diseño

El flujo de diseño para tuberías que transporten fluidos en fase líquida, gas o vapor, será acorde a los flujos nominales de los equipos.

X.2.5. Selección de Materiales

Vida útil del equipo y tubería. La selección del material y la tolerancia a la corrosión estará basada en las siguientes condiciones de diseño:

- 20 años para tanques de almacenamiento y bombas.
- 20 años para tubería en acero al carbón.

Tolerancia a la corrosión. Para tuberías de acero al carbón, la tolerancia a la corrosión será:

- 1.6 mm (0.0625") para servicios que generan un desgaste uniforme, menor a 0.076 mm/año (0.003"/año).
- 3.2 mm (0.125") para servicios que generan un desgaste uniforme, entre 0.076 mm/año (0.003"/año y 0.152 mm/año (0.006"/año).

Para tuberías de acero inoxidable, materiales no ferrosos y/o aleaciones que manejen fluidos no corrosivos, la tolerancia a la corrosión será cero.

X.2.6. Ruido

El ruido emitido por los equipos, no deberá ser mayor de 85 dB @ 1.0 m, de acuerdo a la máxima exposición permitida por el OSHA Technical Manual, Sección III, Capítulo 5.

X.2.7. Válvulas de Seguridad

Los dispositivos de seguridad estarán diseñados de acuerdo con la última edición de las siguientes normas: API STD 520-I, API STD – 521 y/o códigos y normas locales aplicables.

Presión de ajuste. Las válvulas de relevo se fijarán para abrirse a la presión de diseño del sistema o del equipo protegido, y alcanzar la capacidad máxima a 121% de la presión de diseño para el caso de fuego, o el 110% de la presión de diseño para otros casos que sea mayor.

X.2.8. Dimensionamiento de Líneas

El dimensionamiento de las tuberías de proceso se ha efectuado mediante simulación hidráulica, verificando que se cumplan con los criterios de caída de presión y velocidad mostrados en la Tabla 10.

El dimensionamiento de tuberías auxiliares se efectúa mediante la aplicación de una memoria de cálculo por desarrollar.

X.2.9. Criterios de Caída de Presión y Velocidad

A continuación, se muestra las consideraciones generales en términos de caída de presión máxima permitida (ΔP) y la velocidad máxima permisible con la finalidad de evitar problemas de erosión, vibración y ruido en cada uno de los servicios que forman parte del proyecto:

Tabla 10. Caídas de presión y velocidades máximas permitidas.

Servicio	Caída de presión, kg/cm ² /100 m	Caída de presión, psi/100 ft	Velocidad máxima, m/s	Velocidad máxima, ft/s
Succión de bombas (Líquidos subenfriados)	0.046-0.231	0.2 - 1.0	0.30 - 2.44	1-8
Descarga de bombas (Líquidos subenfriados) 0 a 160 m ³ /h (0 a 700 gpm) > 160 m ³ /h (700 gpm)	0.93 0.46	4 2	1.8 - 4.3 3 - 5	6 - 10 / 10 - 16.4
Líquidos por gravedad	0.092	0.4	1 - 2.4	3-8
Gas o vapor (a excepción de vapor de agua)	0.046-0.461	0.2 - 2	20.42	67
Aire de Instrumentos/Planta	0.046-0.461	0.2 - 2	10.05	33
Agua de Servicios	0.046-0.461	0.2 - 2	1.52 - 4.57	05-15
Drenajes	0.05	0.2	0.6 - 2.4	1.97 - 7.9

Servicio	Caída de presión, kg/cm ² /100 m	Caída de presión, psi/100 ft	Velocidad máxima, m/s	Velocidad máxima, ft/s
Gases a vacío	0.005-0.11	0.02-0.48	19	2-3r

La selección final del tamaño de la tubería la define la caída de presión total de la línea y el impacto total en el sistema.

X.2.10. Sistema de puesta a tierra y pararrayos.

El sistema de puesta a tierra y pararrayos deberá ser diseñado de acuerdo con los requisitos de NOM-001-SEDE-2012, NMX-J-549-2005, NMX-J-603-2008, NOM-006-ASEA-2017, NOM-022-STPS-2008, NFPA 780 2014, NF C 17-102 2011 e IEEE 1100-2005.

Características

- El sistema de puesta a tierra estará diseñado para conectar eficazmente todos los equipos eléctricos, estructuras de acero, tanques, equipos mecánicos y conductos de climatización a tierra. Se considerará que el equipo no eléctrico está puesto a tierra cuando su estructura está sólidamente puesta a tierra.
- El sistema de puesta a tierra estará formada por una red cerrada hecha de conductores de cobre desnudo, tipo semiduro y varillas de puesta a tierra. Las varillas de puesta a tierra serán tipo Copperweld, de 3 m (10 pies) de longitud y 15,87 mm (5/8") de diámetro. Los conductores principales de puesta a tierra estarán enterrados a 0,80 m de profundidad mínimo.
- En subestaciones el conductor para la red general de puesta a tierra será mínimo calibre 4/0 AWG. La red de puesta a tierra en las instalaciones deberá ser diseñado considerando cable enterrado calibre 2/0 AWG como mínimo.
- El cable de unión a las estructuras de acero y equipo mecánico se realizará con conductor de cobre desnudo calibre 2 AWG como mínimo. El equipo eléctrico (generadores, tableros, transformadores, etc.) deberá ser conectado a tierra con conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG como mínimo.
- El sistema de puesta a tierra aislada para computadoras, gabinetes de control, servidores y otros equipos que así lo requieran, estará integrado por un sistema delta integrado por 3 varillas tipo Copperweld con 3 m (10 pies) de longitud y 19 mm (3/4") de diámetro. Estas varillas de puesta a tierra deben estar interconectadas mediante conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG. En el interior de los Cuartos de Control se instalará una barra de tierra unido al sistema Delta por un conductor de cobre-con aislamiento color verde calibre 2/0 AWG. Las deltas de este sistema deben ser unidas a la red general en al menos un punto. Se indica que en caso de que algún equipo paquete requiera en la fase de ingeniería de detalle

un sistema de tierra aislada se deberá considerar lo mencionado para la delta.

- f) Los circuitos de potencia, tableros de motores y paneles de luminarias estarán puestos a tierra con conductor de cobre con aislamiento color verde como es requerido en la NOM-001-SEDE-2012.
- g) Donde se utilizan charolas para cables, es necesario asegurar la continuidad eléctrica, como se indica en la NOM-001-SEDE-2012. La charola para cable debe estar conectado a tierra, por lo menos, en dos puntos diferentes.
- h) La red de puesta a tierra será diseñada para permitir realizar pruebas y mediciones periódicas a través de registros de prueba de puesta a tierra.

Como es requerido en la norma NFPA 780, para un sistema de protección contra descargas atmosféricas se instalará un sistema de puesta a tierra para dicho sistema y se unirá a la red general.

Se instalará un sistema de protección contra descargas atmosféricas para proteger las estructuras, tanques y edificios de la Terminal, para el cálculo de este sistema se utilizarán pararrayos con el método de la esfera rodante.

El sistema de protección se debe aplicar a los edificios o estructuras más altas en espacios abiertos y en general tendrá que proteger todas las estructuras y edificios de la Terminal.

El sistema estará diseñado de acuerdo a las normas NF C 17-102 y NMX-J-549-ANCE-2005.

Este sistema debe proveer trayectorias de baja impedancia a tierra de una descarga atmosférica.

El sistema consiste en tres partes básicas:

- Puntas de pararrayos tipo Faraday, distribuidas en el techo de edificios o estructuras de acuerdo con la norma NFPA-780.
- Puntas pararrayos con tecnología de cebado, instaladas en postes, con radio de protección de acuerdo con lo indicado en la norma NF C 17-102.
- Terminales de tierra (varillas Coperweld o placas de tierra) que aseguren una conexión a tierra adecuada, para permitir la disipación de la corriente liberada por la descarga atmosférica.
- Cables y conexiones que unen las terminales de aire con las terminales de tierra, se tendrá una delta en al menos dos trayectorias de bajada a tierra de las descargas atmosféricas.

La bajada de los pararrayos será conectada directamente a una varilla de puesta a tierra y se interconectará mediante un cable a la red general de tierras.

Conexiones:

- a) Las conexiones, uniones y derivaciones de los conductores a tierra deben realizarse con conectores de tipo soldables.
- b) Los tanques deben ponerse a tierra realizando conectores mecánicos. No deben usarse pernos de anclaje o cubiertas de equipos para conectar los cables de conexión a tierra.
- c) El equipo eléctrico como tableros, motores, transformadores, centros de control de motores, iluminación, paneles de instrumentos, pedestales y cajas de instrumentos deberán ser conectados a tierra usando conectores mecánicos.
- d) Todos los equipos capaces de producir o absorber electricidad estática deberán estar conectado a tierra.
- e) Las estructuras metálicas del edificio y todos los equipos metálicos se conectarán al sistema principal de puesta a tierra.
- f) Las llenaderas estarán provistas con carretes retráctiles para la conexión de puesta a tierra para los auto-tanques o carro-tanques.

X.2.10.1.1 Sistema de Energía Ininterrumpible

Falta proyecto

X.2.10.1.2 Motores eléctricos para bombeo.

Los motores eléctricos serán tropicalizados a prueba de explosión con protección térmica contra sobre corriente. El control de paro y arranque será de forma local y remota.

X.2.11. Protección catódica.

La tubería, tanques y acero de refuerzo en hormigón deberá ser protegida contra corrosión interna y externa por medio de un sistema de protección catódica de corriente impresa o ánodos de sacrificio según determine la ingeniería de detalle. Para tuberías enterradas se tendrá un recubrimiento epóxico tipo FBE.

X.2.12. Clasificación de áreas peligrosas.

Para la selección de materiales y equipos eléctricos a utilizar en la instalación eléctrica se deben basar en la clasificación general de áreas del proyecto. Los dibujos de clasificación de áreas peligrosas serán desarrollados conforme a la NFPA-497-2012 y la NOM-001-SEDE-2012.

Las áreas peligrosas serán delimitadas usando la clasificación por clase y por división como se requiera, la clasificación por zonas no es aceptable.

Clase I, Grupo D, División 1: Sus características son las siguientes:

1. Áreas en las cuales la concentración de gases o vapores existe de manera continua, intermitente o periódicamente en el ambiente, bajo condiciones normales de operación.
2. Zonas en las que la concentración de algunos gases o vapores puede existir frecuentemente por reparaciones de Mantenimiento o por fugas de combustible.
3. Áreas en las cuales, por falla del equipo de operación, los gases o vapores inflamables pudieran fugarse hasta alcanzar concentraciones peligrosas y simultáneamente ocurrir fallas del equipo eléctrico.

Clase I, Grupo D, División 2: Sus características son las siguientes:

4. Áreas en las cuales se manejan o usan líquidos volátiles o gases inflamables que normalmente se encuentran dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los que pueden escaparse sólo en caso de ruptura accidental u operación anormal del equipo.
5. Áreas adyacentes a zonas de la Clase I, Grupo D, División 1, en donde las concentraciones peligrosas de gases o vapores pudieran ocasionalmente llegar a comunicarse.

Clasificación de Líquidos:

Clase I: Líquidos inflamables divididos en:

6. Clase IA: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación inferior a 73 °F (22.78 °C) y un punto de ebullición inferior a 100 °F (37.78 °C).
7. Clase IB: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación inferior a 73 °F (22.78 °C) y un punto de ebullición igual o superior a 100°F (37.78 °C).
8. Clase IC: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 73 °F (22.78 °C), pero inferior a 100 °F (37.78 °C).

Clase II y III: Líquidos combustibles divididos en:

9. Clase II: Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 100 °F (37.8 °C) e inferior a 140 °F (60 °C).
10. Clase IIIA. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 140 °F (60 °C), pero inferior a 200 °F (93.33 °C).
11. Clase IIIB. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 200 °F (93.33 °C).

X.2.13. Tensiones eléctricas de servicio.

Nivel de Media Tensión.

- Tensión: 13.2 kV
- Variación nominal de la tensión: $\pm 5\%$
- Frecuencia: 60 Hz
- Variación de la frecuencia: $\pm 2\%$
- Sistema de Distribución: 3 Fases

Nivel de Baja Tensión 480 Vca.

- Tensión: 480 Vca
- Variación nominal de la tensión: $\pm 5\%$
- Mínima tensión en las terminales de Motores al arranque: 80% Vn
- Frecuencia: 60 Hz
- Variación de la frecuencia: $\pm 2\%$
- Conexión a tierra: Sistema de alta resistencia en el lado de BT, del transformador Principal
- Sistema de Distribución: 3 Fases + T

Nivel de Baja Tensión 220-127 Vca.

- Tensión: 220-127 Vca
- Variación nominal de la tensión: $\pm 5\%$
- Frecuencia: 60 Hz
- Variación de la frecuencia $\pm 2\%$
- Conexión a tierra: Sólidamente
- Sistema de Distribución: 3 Fases+N+T

SFI (Sistema de Fuerza Ininterrumpible).

- Tensión: 480 Vca (entrada)/220-127 Vca (salida SFI)
- Variación nominal de la tensión salida: $\pm 5\%$
- Frecuencia: 60 Hz
- Conexión a tierra: Sólidamente
- Distribución: 3 Fases+N+T / Fase+N+T

Cargas alimentadas: PLC's, Equipos de control, Gabinetes de SC; SPE, SFG y Corriente Directa (Servicios propios planta).

- Tensión: 25 VCD
- Variación nominal de la tensión: $\pm 5\%$
- Conexión a tierra: Flotante (no aterrizado). Los equipos deberán ser capaces de funcionar con uno de los polos puesto a tierra.

- Sistema de Distribución: Pos (+) y Neg (-) + T
- Cargas alimentadas: Relevadores de protección, Circuitos en CD

Instrumentación y Control.

- Tensión: 24 VCD.

Las tensiones de control de equipos paquete serán confirmadas durante la ingeniería de detalle.

X.3. Contra Incendio

El sistema de protección contra incendio de la Terminal de Combustibles Guadalajara 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.
- Sistemas de aspersión de agua.
- Sistemas de aspersión de agua-espuma.
- Sistema de Fuego y Gas.

El diseño de los sistemas y equipos de protección contra incendio cumplirán 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.

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 contra incendios será agua de tratada. Se deberá colocar un sistema de cloración a la descarga de la bomba, para evitar el crecimiento de lama. El sistema estará basado en una solución de hipoclorito sódico que se inyectará 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 tendrá capacidad para satisfacer la demanda de agua del escenario identificado como el riesgo mayor durante 2 horas ininterrumpidas.

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

- Dos Bombas principales centrifugas horizontal a Diésel (20-P-50 A/B)
- 1 Bomba jockey accionadas por motor eléctrico (20-P-51)

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). 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.

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.

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, descargando a través de salidas fijas (cámaras de espuma y boquillas) sobre el riesgo que se va a proteger.

Los sistemas de espuma se abastecerán de tres tanques 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

TAG	Material	Descripción
20-ES-001	AFFF	FOAM PROPORTIONING SKID
20-ES-002	AFFF	FOAM PROPORIIONING SKID
20-ES-003	AFFF	FOAM PROPORIIONING SKID

Los tanques de proteína se colocarán próximos a los equipos protegidos, pero a una distancia segura.

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.

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

- 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.

X.4. Servicios Auxiliares

La Terminal de Combustibles Guadalajara 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 Sanitaria

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

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 con los consumos finales determinados durante esta etapa.

Sistema de Aire de Instrumentos y Planta. La TAD 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 (un 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 con 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 lavajeros 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 TAD Guadalajara contará 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 contará con un drenaje aceitoso cerrado el cual será 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.

Sistema de Tratamiento de Agua Aceitosa. Para que las aguas residuales del sistema de drenaje aceitoso generadas en la TAD 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 20-PK-003 y como producto 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 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 lo conforman, 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.5. Descripción de la Operación y de los Equipos

X.5.1. Descarga de Carrotanques

Se hará fuera del límite de baterías (pero dentro del terreno de la terminal). El proceso será responsabilidad de la empresa asociada externa, el bombeo desde límite de batería hacia los tanques de almacenamiento.

Habrà una línea adicional de descarga de transmix por autotanque (Isla 1) a tanque de almacenamiento (gasolinas CBOB y CBOB-MX y transmix).

X.5.2. Medición de producto

El diseño contempla patines de medición a la entrada de cada línea de producto (6 líneas: 3 para gasolinas, 1 para diesel, 1 para jet fuel y 1 para MTBE), direccionados a cada tanque de acuerdo con el producto.

X.5.3. Tanques de Almacenamiento

Se refieren al equipo principal de la terminal y el control y rotación de inventarios es esencial. Los tanques, sus capacidades y dimensiones a instalar en esta terminal son:

Tabla 12. Almacenamiento

tag	Producto	Diam m	Alt m	BLS
30-TK-101	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK	28.8	18.3	75,000
30-TK-102	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK	28.8	18.3	75,000
30-TK-103	CBOB GASOLINE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-104	CBOBPRE-MX GASOLINE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-109	DIESEL STORAGE TANK	37.2	18.3	125,000
30-TK-110	JET FUEL STORAGE TANK	16.3	18.3	25,000
30-TK-111	JET FUEL STORAGE TANK	16.3	18.3	25,000
30-TK-112	MTBE STORAGE TANK	23.5	18.3	50,000
30-TK-113	TRANSMIX STORAGE TANK	8.0	7.0	2,000
30-TK-133	SUMP TANK			10,000 GAL
30-TK-134	SLOP TANK			1,000
30-TK-114	GASOLINE ADDITIVE 1 TANK			8.000 GAL
30-TK-115	GASOLINE ADDITIVE 2 TANK			8.000 GAL

tag	Producto	Diam m	Alt m	BLS
30-TK-117	DIESEL ADDITIVE TANK			8,000 GAL
30-TK-150	FIREWATER STORAGE TANK	12.5	18.3	14,831 NET

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 jet fuel y tipo techo fijo (domo geodésico) con membrana interna para gasolinas. 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.5.4. Autotanques

La carga de hidrocarburos: Diésel, Jet Fuel, Gasolinas CBOB, CBOB-MX, CBOBPRE-MX, 87CON, 92CON a Autotanques se realiza a través de los siguientes equipos y/o sistemas:

Tabla 13. Sistema de Bombeo.

TAG	Producto	Capacidad
20-P-008A / 008B	CBOB GASOLINE	2160 gpm
20-P-009 A/B/C	CBOB-MX GASOLINE	2160 gpm
20-P-010	CBOBPRE-MX GASOLINE	2160 gpm
20-P-011 A/B/C	87CON GASOLINE	2160 gpm
20-P-012	92CON GASOLINE	2160 gpm
20-P-013 A/B	DIESEL	2400 gpm
20-P-015 A/B	MTBE	720 gpm
20-P-016	TRANSMIX	600 gpm
20-P-037	SUMP	
20-P-050A / 050B	WATER	3000 gpm
20-P-051	WATER	100 gpm
20-PK-001	VAPOR	RVP: 80 kPa
20-PK-002	OIL / WATER	TBD
20-PK-003	OIL / WATER	TBD
20-P-OXXA/OXXH	HYDROCARBON	30 gpm
20-P-OXXA/OXXH-BIS	HYDROCARBON	30 gpm
20-P-OXXC	WATER	1200 gpm
20-P-OXXC-BIS	WATER	1200 gpm

X.5.5. Proceso de llenado de autotanque.

Al igual que los tanques, las llenaderas son equipos críticos para la operación de la terminal, ya que la eficiencia de la misma depende de los tiempos de descarga de carotanes, tiempo de residencia de productos y tiempo de carga de autotanques.

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, si 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.
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 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.

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 14. 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

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

Una vez llenado el autotank 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 autotank.

En caso de presentarse una emergencia cada una de las islas de llenado a autotanks 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 autotanks tipo adsorción-absorción para su tratamiento.

Los siguientes equipos también pertenecen al área de Autotanks.

Sistema de Inyección de Aditivos. El sistema de inyección de aditivos a autotanks que consta de siete paquetes de aditivos, tres para gasolinas y cuatro 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 autotanks y serán controlados desde la UCL de cada isla. 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 (20-PK-001). Diagramas de referencia: GUAD-12-061. 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 TAD Guadalajara contará con una unidad de recuperación de vapores (URV) cuya función es prevenir que estos gases sean liberados al ambiente evitando así la contaminación y el riesgo.

El Sistema de Recuperación de Vapores consta de un conjunto de accesorios y dispositivos para el control de las emisiones de vapores de hidrocarburos



por absorción-adsorción y reciclarlos de nuevo como producto a los tanques de almacenamiento.

La URV está equipada con 2 columnas de adsorción 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 20-P-018 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 20-P-018 se dirige a una columna de absorción 20-PK-001 donde se hace la recuperación. Los vapores a recuperar, entran a la unidad 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 20-P-017 provendrá de cualquiera de los tanques de almacenamiento de gasolina regular.

El control de la URV 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, a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión Diferencial,
- Indicación de Presión de la columna de adsorción a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión,
- Indicación de Presión Diferencial de la columna de absorción a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión Diferencial,
- Indicación de Presión de la columna de absorción a través de la señal enviada por el Transmisor Indicador de Presión,
- Indicación de Temperatura de la columna de absorción, a través de la señal enviada por los termopares,
- Indicación de Nivel de la columna de absorción 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 a través de la señal enviada por el Interruptor por bajo flujo,
- Alarma por bajo flujo en la descarga de la bomba de gasolina fresca 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.5.6. Descarga de productos de autotanques

La TAD Guadalajara contará con un sistema de descarga de hidrocarburos de autotanques localizado en la isla 1. 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, 20-TK-013. Sí el producto es limpio, podrá ser enviado a cualquiera de sus tanques correspondientes.

La descarga de hidrocarburos de autotanques se realiza a través de la bomba 20-P-025. 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 20-P-025 el aterrizamiento a tierra del autotanque de la isla 1 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.5.7. 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 1 y se conectarán mediante manguera con conexión rápida por la parte baja del autotanque.



Cuando el tanque Transmix, 20-TK-013, 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, 20-TK-013
- Bomba de Descarga de Transmix, 20-P-025
- Isla de Descarga/Llenado de Autotanque: isla 1

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.5.8. Descripción de operación del sistema de llenado de autotanque.

A) Permisivos de arranque

Para la carga de hidrocarburo de tanques de almacenamiento 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 y cerrar la válvula de alimentación de carga a autotanque, para la alineación del siguiente autotanque.

La alarma por bajo nivel en el tanque notificará al operador que debe parar la bomba 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.

X.6. Servicios Auxiliares

X.6.1. Sistema de agua de servicios

El sistema contará con:

- El agua proviene de un pozo dentro de la propiedad
- Un Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios 20-TK-040.
- Paquete Hidroneumático, 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 15. Sistema de Agua de Servicios.

TAG	Servicio	Cantidad	Capacidad
20-TK-040	Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios	1	37.5 m ³ (10,000 gal)
20-P-0xx	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 será de pozo con un tratamiento básico de cloración.

El Sistema Hidroneumático tendrá una presión de operación máxima de 7 kg/cm² g (100 psig). La Bomba del Sistema Hidroneumático succionará del Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicios. La bomba impulsa el agua al Tanque Hidroneumático, 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 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, 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. 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.

Las Bombas del Sistema Hidroneumático estarán calculadas para alcanzar una presión de 2.1 kg/cm² 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/cm² g (14.5 - 21.3 psig).

El agua de servicios se distribuirá a los siguientes usuarios:

- Oficinas administrativas,
- Caseta de vigilancia,
- Estaciones de servicio,
- Regaderas y lavaojos.

X.6.2. Sistema de aire comprimido

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

- Un compresor de aire (y relevo)
- Tanque de Aire de Planta,
- Secador de Aire tipo regenerativo (y relevo)
- Tanque de Aire de Instrumentos.

Tabla 16. Sistema de Aire de Planta.

TAG	Servicio	Cantidad	Capacidad
20-P-0xx	Paquete de Aire Comprimido	1+1	339.8 Sm ³ /h (200 SCFM)



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

El aire proveniente del llega a un cabezal donde se divide el flujo hacia el cabezal de distribución de Aire de Planta y hacia el secador. El cabezal de aire de planta debe ser entregado a $7.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ (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 carrotanque,
- 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, 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, 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, sale al cabezal del de aire de instrumentos el cual debe ser entregado a 7 kg/cm²g (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,
- Llenaderas de Autotanque de la isla 1 a la 5

X.6.3. Sistemas de tratamiento aceitoso

La TAD Guadalajara contará 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. Ver planos GUAD-12-062 y 063.

El paquete de tratamiento de efluente aceitoso, 20-TK-039, consta de un separador tipo API, un separador de placas tipo CPI, cámara de aceite recuperado, bomba de cámara de aceite recuperado y bomba de lodos 20-p-037.

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, para su gestión por una entidad acreditada externa.

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

El tanque de aceite recuperado 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, desde el Separador de Placas tipo CPI. Cuando el agua colectada en la fosa de agua recuperada alcanza el alto nivel el interruptor por alto nivel arranca la bomba 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. 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, 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.

Es permisivo de arranque de las bombas de fosa de agua recuperada el alto nivel en la fosa.

X.6.4. Sistema de tratamiento de agua residual sanitaria

Por otra parte, el efluente sanitario proveniente de la caseta de vigilancia, bodega de materiales, taller de mantenimiento y oficina administrativa será enviado a un Paquete de Tratamiento de Agua Residual Sanitario enterrado 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, de un registro de lodos y de un tanque de agua tratada.

X.6.5. 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 de Carrotanques

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.7. Seguridad de en proceso y protección ambiental

X.7.1. 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 aspersion 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.

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 con lo indicado en la siguiente tabla.

Tabla 17. 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 en 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 ejecutará 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 TAD Guadalajara 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” 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 y bajo nivel del transmisor de nivel 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 ubicada en el muelle y al paquete de cloración 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, así como la bomba sostenedora de presión "jockey", 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

Bomba sostenedora de presión "jockey":

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

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.
- 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, estas acciones por parte del SPE se describen detalladamente en su Matriz Causa-Efecto.
- 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.8. Sistemas, instalaciones y equipos de protección ambiental

X.8.1. Unidad de recuperación de vapores 20-PK-001

Tipo. Adsorción-Absorción

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

Datos de Producto. Gasolinas Regular y 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" H₂O)

Requerimiento de Emisiones. 35 mg/L gasolina cargada (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 autotank: 32 m³ (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: 0.89 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): 50%
- Humedad relativa promedio (invierno): 30%
- Elevación (por encima del nivel del mar): 1,570 msnm
- Latitud del sitio: 20° Norte
- Velocidad de viento regional: 3 m/s
- 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.8.2. 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 separen 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.8.3. Almacén de residuos peligrosos.

Se construirán el almacén temporal para residuos peligrosos de acuerdo con las especificaciones de la normatividad, es decir contarán con lo siguiente:

- Se construirán en donde se reduzcan los riesgos por posibles emisiones, fugas incendios, explosiones e inundaciones.
- Sistema de tierra y protección de apartarrayos.



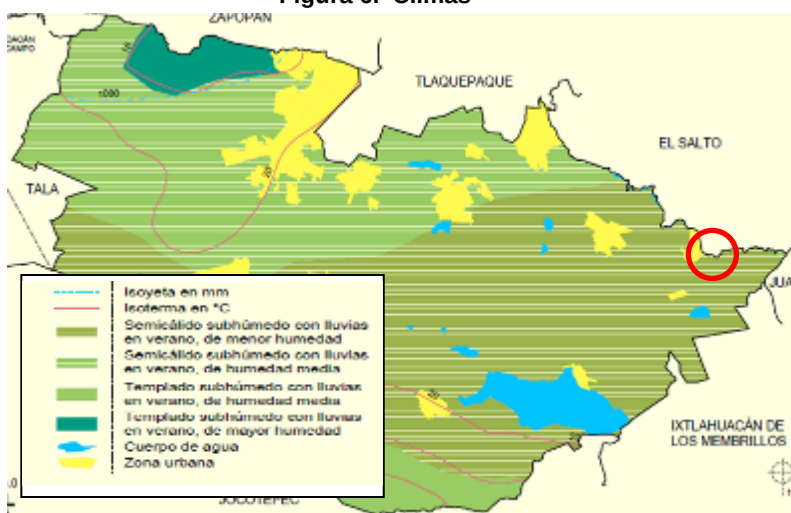
- Contará con rampa de acceso al área de maniobras.
- Contará con muros de contención perimetral y fosas de retención para la captación de residuos líquidos.
- Los pisos contarán con canaletas que conducirán los posibles derrames de lixiviados a las fosas de retención, que podrán contener más de una 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.

Clima. Semicálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (57.56%), semicálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (34.23%), templado subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (5.38%) y templado subhúmedo con lluvias en verano, de mayor humedad (2.83%).

Figura 6. Climas

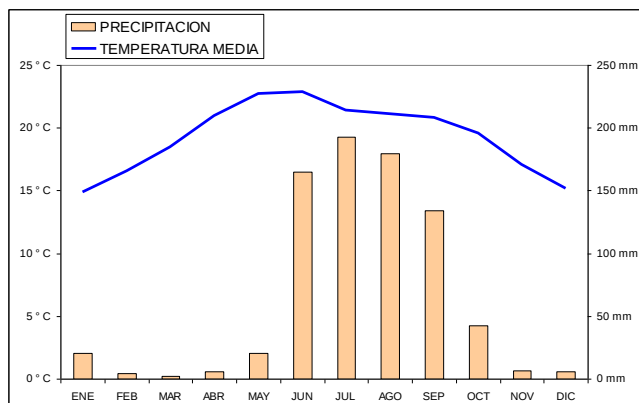


Fuente: Prontuario de información geográfica municipal, Tlajomulco de Zúñiga, Jalisco, 14097

XI.2. Precipitación.

Precipitación. La precipitación pluvial anual para el municipio es de 2203.4 mm. El período de mayor precipitación se da entre junio y octubre, y el máximo mensual fue de 340.4 mm (2008).

Tabla 18. Climograma Tlajomulco de Zúñiga. (Estación 00014294) 1951-2010



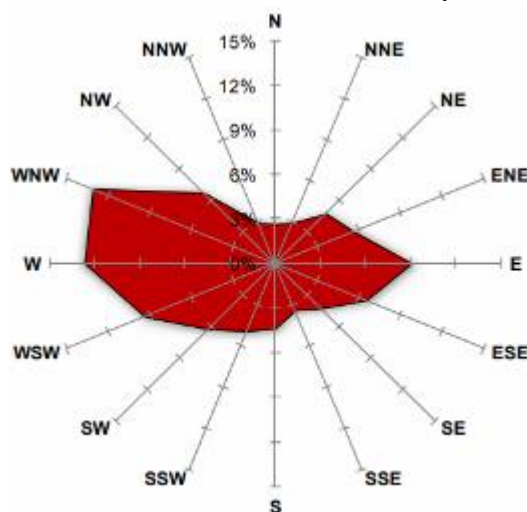
FUENTE: CNA. Estadísticas de Temperatura en °C. MN-CG-GMC-SPMLP-Climatología. Inédito.

XI.3. Vientos.

Vientos. El viento dominante en el periodo 2001-2010 proviene del oeste-noroeste, oeste y oeste-suroeste con 13.17, 12.72 y 9.43 % respectivamente; en ese orden, le siguen los vientos del este-noreste, este y este-sureste con 5.62, 9.06 y 6.53 %. En ambos casos, sus velocidades son de 6 a 19 km/h y, en forma temporal de 20 a 38 km/h. Asimismo, una influencia menor se identificó en dirección norte-noroeste, norte y norte-noreste con 2.94, 2.66 y 2.97 % respectivamente. Las direcciones sur-suroeste, sur y sur-sureste se comparten el 4.96, 4.39 y 3.43 % de la frecuencia total.

Las direcciones noreste con 4.76 %, sureste con 4.31 %, noroeste con 6.75 % y suroeste con 6.30 % completan el análisis. Se encontró que en el periodo invierno-primavera, el viento muestra una circulación característica con frecuencia total de 24.08 % con flujos de vientos occidentales de direcciones oestesuroeste, oeste y oeste-noroeste. En el periodo verano-otoño el viento manifestó una circulación con frecuencia total de 16.2 %, indicando vientos orientales de direcciones noreste, este-noreste, este, estesureste y sureste. Los vientos norte y sur comparten 8.33 % de la frecuencia total, siendo poco significativos en la circulación local (Figura 4); las frecuencias restantes correspondieron a las demás direcciones.

Figura 7. Frecuencia de vientos en la ZMG (2001-2010)



Velocidad del viento. Los vientos se caracterizaron por un dominio de periodos de calmas entre 0 y 1 en la escala Beaufort: ausencia de viento y/o vientos débiles menores a 5 km/h; es decir, una frecuencia promedio de 38.57. Esta rapidez de viento es propicia para la acumulación y concentración de contaminantes en la ZMG. La frecuencia mensual dominada por calmas ocurre de octubre a enero identificándose periodos de 38.56, 46.04, 43.92 y 41.81 %. Aunque los meses de junio, julio y agosto presentan frecuencias de calmas elevadas, el exceso de humedad y las lluvias limpian la atmósfera



disminuyendo la contaminación. El periodo de reducción de calmas ocurre entre febrero y junio.

Se realizó una clasificación de frecuencias por intervalos diarios: madrugada (00:01-06:00), mañana (06:01-12:00), tarde (12:01-18:00) y noche (18:01-24:00), observándose los periodos de calma más significativos entre la madrugada y la mañana con más del 50 %, contrario a la tarde y noche, donde incide el mayor flujo del viento.

Por año, los máximos de los vientos sostenidos se registraron en los años 2001, 2002 y 2003 con 34.15, 27.36 y 44.47 km/h respectivamente, mientras que, en los últimos tres años se presentaron las máximas mínimas (7 y 8 km/h). La máxima media osciló entre 3.74 y 9.56 km/h y la media de 1.82 a 4.47 km/h. Esta tendencia es una posible consecuencia de la orografía de la zona asociado al acelerado crecimiento urbano vertical cercano a las estaciones de monitoreo tal y como lo mencionan Henry & Heinke (1999) y Barry & Chorley (1999).

Por mes, los máximos de los vientos sostenidos se identificaron en las estaciones LDO y AGU con 44.47 y 34.15 km/h respectivamente, las máximas medias de 4.62 a 5.77 km/h y las medias entre 2.12 y km/h. El viento mostró dos periodos significativos. El primero definido entre 2001 y el primer semestre de 2004 caracterizado por un comportamiento cíclico con algunos picos máximos (hasta 45 km/h); mientras que, de la segunda mitad del 2004 al 2010, se identificó una disminución importante y solo es posible observar algunos máximos entre 20 y 30 km/h.

XI.4. Tormentas y Huracanes.

Huracanes y Tormentas. Estadísticas revelan que hay por año hasta 340 tormentas: 251 tienen una duración menor o igual a 30 minutos. 54, más de 30 minutos y menos a 60 m; 18 rebasan 60 minutos hasta 90 minutos, y nueve se precipitan por arriba de esa marca, hasta 120 minutos. El tiempo es un factor, pero no único: el volumen de agua precipitado puede ser enorme en poco tiempo. Eso satura con prontitud la infraestructura y ocasiona puntos inundables, de los que se han identificado arriba de 300 en toda la ZMG.

Si se relaciona la altura de lluvia medida en un año con tormentas de diferente duración, se observa que las tormentas con una duración mayor a 30 minutos y menor o igual a 60 minutos concentraron en promedio cerca de 30 por ciento de la altura de precipitación de la zona durante un año. En forma similar, las tormentas con duración menor o igual a 30 minutos y las tormentas con duración mayor a 60 minutos y menor o igual a 90 minutos y concentran respectivamente el 19 por ciento y 22 por ciento de la altura de precipitación media anual.



La tormenta con máxima intensidad promedio se presentó el 25 de agosto de 2005. En dicha tormenta se registraron 20.06 mm de precipitación. Inició a las 16:40 horas y finalizó 20 minutos después. La intensidad media fue de 60.2 mm/h. La tormenta con máxima altura de precipitación acumulada se presentó el día 12 de junio de 2003 a las 03:10 horas finalizando 230 minutos después. La altura de precipitación acumulada alcanzó los 56.87 mm. Finalmente, la tormenta con máxima duración se presentó entre el 25 y 26 de septiembre de 2004 a las 19:50 con una duración de 330 minutos.

XI.5. Calidad del Aire.

Calidad del Aire. La concentración de contaminantes atmosféricos en la ZMG observó un comportamiento variable, no obstante, las PM₁₀ mostraron las más elevadas seguidas del O₃, NO₂, CO y SO₂, lo que coincide con lo reportado por Ramírez *et al* (2009) y Ramírez *et al* (2006). Las zonas más afectadas correspondieron al cuadrante sureste (estaciones MIR, TLA, LDO); aquí se localizaron las estaciones más recurrentes donde un porcentaje importante de días superan la NOM. Los niveles elevados de PM₁₀ son consecuencia de las constantes emisiones antrópicas tanto por fuentes móviles, fijas y de aerosoles de origen diverso, que asociadas a largos periodos de viento calma y presencia de inversiones térmicas fuertes permiten la acumulación de los mismos. Además, fue posible observar que el comportamiento promedio diario durante el periodo corresponde a la sinergia entre los factores mencionados anteriormente, las cuales son más significativos durante la mañana. Las PM₁₀ fueron el contaminante más significativo y con las concentraciones más elevadas, lo que representa un factor de riesgo para la población de la ZMG. Los episodios extremos se localizaron al sureste, lo que muestra similitud con lo encontrado por Ramírez *et al* (2009) y Ramírez *et al* (2006).

Los meses de abril a junio reportaron elevada concentración de O₃ y CO, mientras que de diciembre a marzo revelaron concentraciones altas de PM₁₀, seguidas de NO₂, CO y SO₂. De esto último, una característica implícita es el gradiente de temperatura de las inversiones térmicas que oscilan entre 1 a 12 °C acentuando la duración de las mismas hasta las primeras horas de la tarde.

El O₃ observa una tendencia creciente en los últimos años, situación que puede empeorar debido al continuo crecimiento urbano desordenado y al incremento de las fuentes contaminantes (móviles y fijas), en donde la influencia de la radiación solar es significativa debido a que actúa como catalizador en la formación de ozono a partir de los contaminantes primarios (NO₂ y COV) acentuando aún más el problema. El O₃ mostró mayor influencia al centro y sureste, distinguiéndose como un factor de riesgo para la población, particularmente, cuando la atmósfera es altamente fotoreactiva



(12:00 a 18:00). Las concentraciones medias reportaron un comportamiento cíclico durante todo el periodo, mientras que, las máximas medias evidenciaron una ligera tendencia creciente sobretodo en el año 2010. Los picos máximos se observaron en los intervalos de estiaje y en verano, caracterizados por mayor radiación solar y reacción química con los contaminantes primarios.

XI.6. Otros riesgos

Contaminación y Peligros Químicos e Industriales. El municipio de Tlajomulco de Zúñiga, también se encuentra expuesto a una serie de peligros de carácter químico-tecnológico, principalmente por la importante actividad industrial que presenta, de la cual gran numero de las actividades industriales que son catalogadas como de alto riesgo, incluyendo la presencia de ductos y un aeropuerto internacional, dos vías de ferrocarril y dos importantes carreteras, lo que implica, que de forma permanente, se almacenen, utilicen y transporten un importante número de sustancias y materiales peligrosos por lo que existe el riesgo potencial de la presencia de accidentes donde se involucren este tipo de sustancias. De hecho ya se han presentado algunos eventos que han ocasionado pérdida de vidas humanas y graves daños al medio ambiente y a la economía por la pérdida total de algunas instalaciones industriales, de empleos temporales o permanentes, sólo por mencionar algunas. Por esta situación es prioritario conocer a nivel municipal, los sitios vulnerables a la ocurrencia potencial de accidentes.

Realizar una planificación adecuada previa a la presencia de estos, permitirá establecer zonas problemáticas y de mayor riesgo, diseñar el desarrollo de acciones de prevención, mitigación y gestión de los riesgos y, en algunos casos, considerar acciones de coordinación con las autoridades competentes en la materia a fin de establecer estrategias para la mitigación de impactos e incluso su restricción. Derivado de éstos, permitirá formular políticas públicas de prevención de desastres con un enfoque proactivo, a fin de fomentar una cultura de la autoprotección en todos los habitantes del municipio.

Para lograr, lo anterior, se requiere del apoyo de instrumentos y herramientas como los Atlas Municipales de Riesgos, herramientas dinámicas para el manejo de información, así como para la identificación del peligros, vulnerabilidad y el desarrollo de modelos para su representación, conformando un sistema integral de información que permite evaluar el riesgo de desastres por diferentes fenómenos ya sea naturales o antrópicos y a diferentes niveles y escalas.

Lo anterior, a través del uso de sistemas de información geográfica. Además de la utilización de programas para de simular escenarios de riesgo, que permitan ser actualizados de forma rápida y oportuna.

XI.7. Geología y geomorfología

XI.7.1. Orografía.

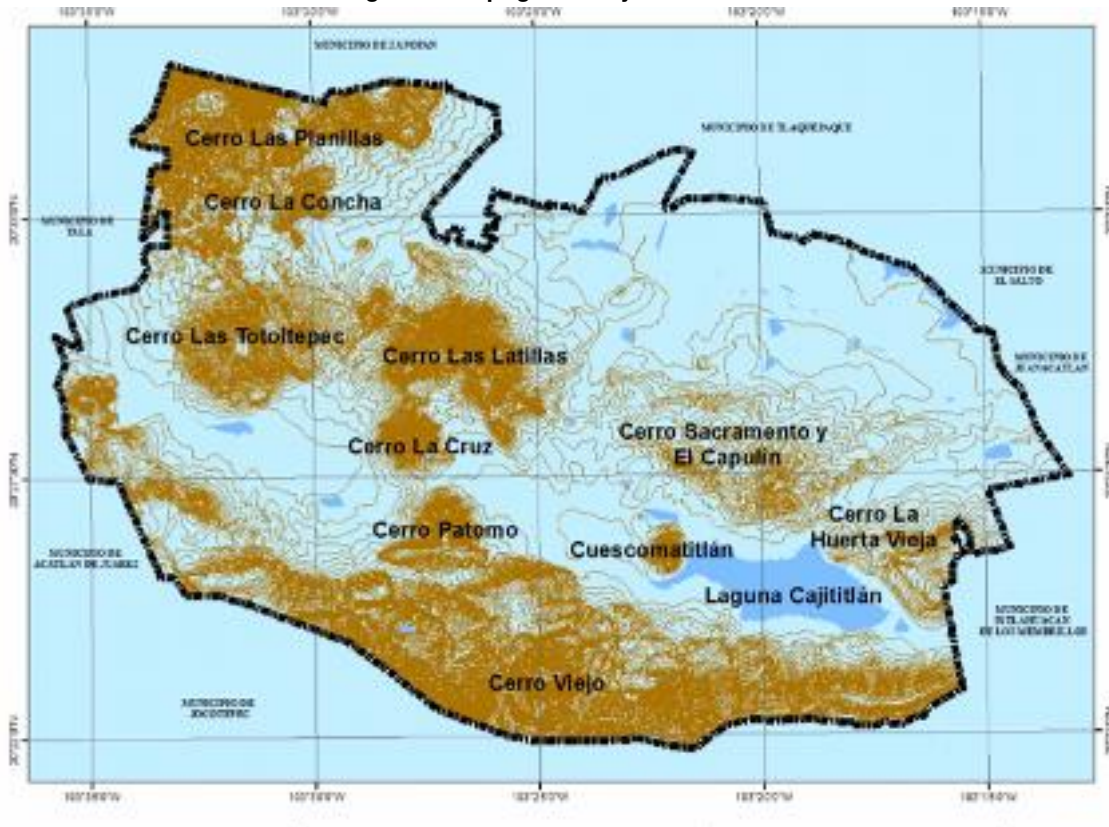
Orografía. La topografía del municipio se caracteriza por su diversidad, ya que por una parte cuenta en su territorio con zonas altas y medias como lo son: una parte del piedemonte de la Sierra Volcánica de la Primavera en su parte sur-oriente, el cerro de Totoltepec, la serranía de la que forma parte el Cerro Viejo, la pequeña serranía que rodea la parte norte, poniente y suroeste de la cabecera municipal y una serie de lomeríos en la parte norte del complejo de Latillas en la parte norte del Lago de Cajititlán.

Por otra parte tenemos zonas de valles en gran parte del resto del territorio de los cuales sobresale la parte sur de la Planicie de Toluquilla.

Asimismo, los sistemas principales de morfolineamientos identificados en el municipio son los siguientes:

- Lineamiento de Ahuisculco-Villa Corona. Corresponde con el sistema de fallas que pertenecen a la Fosa Chapala. Es uno de los sistemas de falla maestra que forman una frontera tectónica de primera importancia en el occidente del país.

Figura 8. Topografía Tlajomulco



Fuente: Ordenamiento Ecológico Territorial del Municipio de Tlajomulco de Zúñiga, 2009.

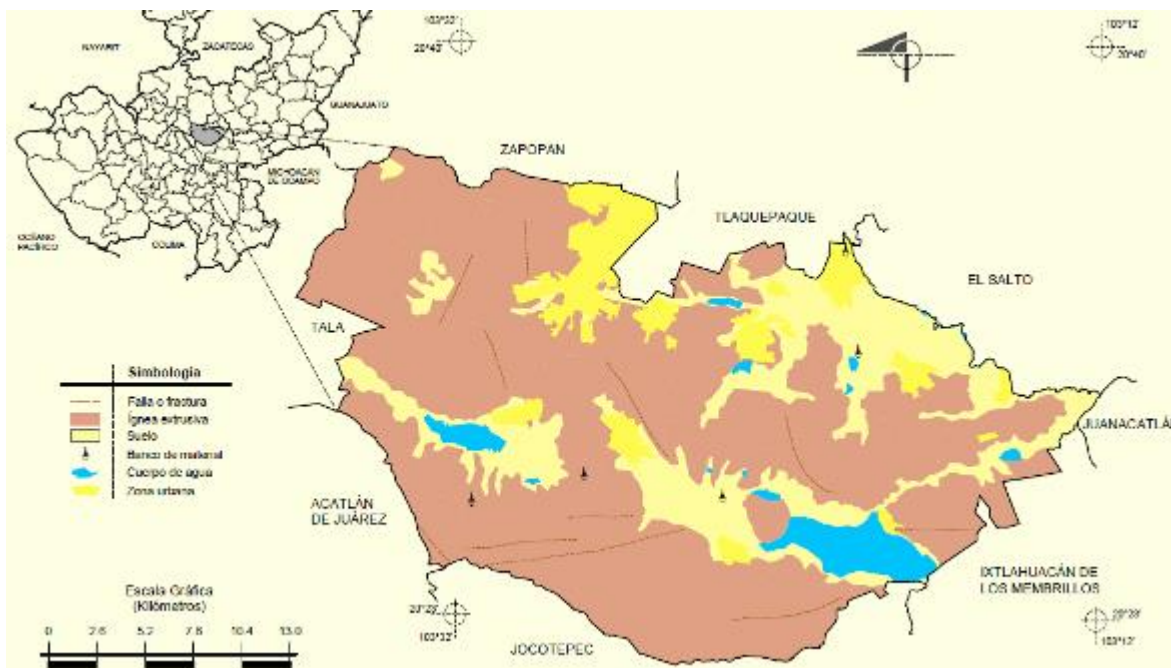


- Sistema de falla de Chapala. Éste presenta una disposición E-O, ha generado grandes movimientos de la corteza, y por lo tanto fuertes desniveles, constituye una serie de grabens y bloques levantados, mismos que conforman serranía muy escapada con fuertes contrastes altitudinales.
- Sistema San Marcos. Forma parte del patrón regional de Tepic, la influencia de estas estructuras tectónicas en el paisaje es de gran importancia, ya que controla la presencia de sierras con fuertes contrastes altitudinales.
- Sistema La Primavera. Sus principales rasgos se asocian con estructuras de carácter anular (caldera), en donde se emplazan un conjunto de domos.
- Sistema de fallas de La Sierra El Madroño Se marcan los tres sistemas principales que existen en la zona, así como un rasgo de tipo anular, el cual puede estar asociado a un cuerpo volcánico o a una estructura calderica.
- Sistema de fallamiento de Tolotepec, por la secuencia geológica que afecta se reconoce como una de las más jóvenes para la zona de estudio, corta el cuerpo volcánico del cerro.
- Sistema de fallas de Las Latillas, sobre esta estructura riodacítica se identifican una gran cantidad de linamientos siendo los principales NO-Se y Ne-SO.

Geología. Tlajomulco se caracteriza por ser un relieve en donde se alternan zonas serranas producto del levantamiento de grandes bloques tectónicos y volcánicos, así como de actividad volcánica cuaternaria y procesos de acumulación lacustre y fluvial, por lo que, el municipio presenta una gran diversidad litológica.

Las zonas serranas se han formado principalmente de actividad volcánica terciaria y cuaternaria. La actividad volcánica terciaria de naturaleza andesítica corresponde con las zonas serranas de Sierra El Madroño (Cerro Viejo que es la cuarta prominencia más alta del estado), la secuencia riolítica terciaria esta formando los cerros de Las latillas, y alguna lomas en la zona periférica a La Primavera como son El Cerro El Rincón y La Cuchilla.

Las secuencias cuaternarias corresponden con conos monogenéticos basaltos emplazados en la depresión de Cajititlán, en la zona del piedemonte de la sierra de La Primavera, y el borde de la depresión entre San Martín de Las Flores y Acatlán de Juárez, los domos riidactíticos han formado un campo volcánico que separa la depresión de San Marcos de la planicie fluvio-lacustre de Santa Cruz de Las Flores.



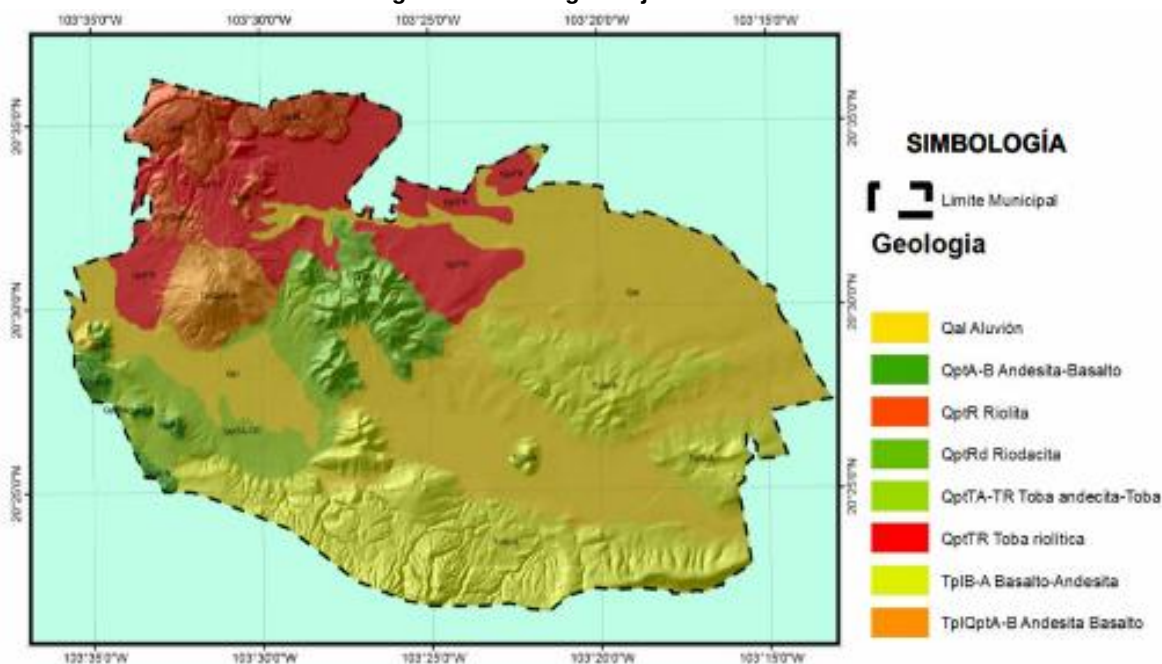
La actividad volcánica riolítica reciente ha formado un conjunto de domos con diversas características, como amplias planicies de piroclastos que constituyen todo un sistema de serranías. La actividad pleistocénica ha impactado principalmente en las condiciones del ciclo de agua generando amplias sistemas de acuíferos y redes hidrográficas incipientes y poco densas.

Las riolitas formando un conjunto de domos serranos los cuales constituyen la serranía de La Primavera, siendo los cerros más importantes El Tajo y Planillas, este último representa la estructura más importante de la sierra.

Existe una zona que por estar en proceso de urbanización y tener registros de viviendas con serios daños, se ha detallado su geología, corresponde con las laderas del cerro Las Latillas y el Cerro de la Cruz. Geológicamente el cerro está constituido de rocas de naturaleza riolítica, pero en las laderas medias y bajas geológicamente son complejas se identifica una capa de arcilla, la cual cubre parcialmente una secuencia fluvial de conglomerados fluviales y brecha riolítica.

Debido a la caracterización geológica del municipio, su diversidad y tipología se hacen necesarios estudios geotécnicos detallados de estas unidades ya que los resultados de estos valorarán de manera más precisa las implicaciones que representan para los desarrollos urbanos. El mapa geológico del territorio municipal (mapa D-3) nos sugiere respetar en lo posible todas sus elevaciones debido a sus restricciones topográficas, mismas que para su desarrollo no deben sobrepasar el 15% de pendiente. Además, sus materiales lacustres pueden presentar restricciones por inundaciones y humedad del suelo.

Figura 10. Geología Tlajomulco



Existe una zona que por estar en proceso de urbanización y tener ya registros de viviendas con serios daños, se ha detallado su geología, corresponde con las laderas del cerro Las Latillas y el Cerro de la Cruz. Geológicamente el cerro está constituido por orca e naturaleza riodacítica, pero en las laderas medias y bajas, se encuentra una capa de arcilla, la cual cubre parcialmente una secuencia fluvial de conglomerados fluviales y brecha riolítica. La parte media y baja tiene un nivel de complejidad que hace necesario hacer estudios detallados del comportamiento geotécnico de estas secuencias ya que tiene importantes implicaciones en los nuevos desarrollos urbanos.

Edafología. La edafología es la ciencia que estudia a los suelos, referidos a la parte más superficial de la corteza terrestre en donde se produce los intercambios fisicoquímicos capaz de sostener a la vegetación.

La forma como se clasifican los tipos de suelos es de acuerdo a sus características morfológicas (de forma) y químicas especiales, así tenemos que para algunos tipos de suelos el porcentaje de arcillas que contienen es un requisito para otro tipo será más importante el desarrollo de la estructura interna o la profundidad efectiva del mismo.

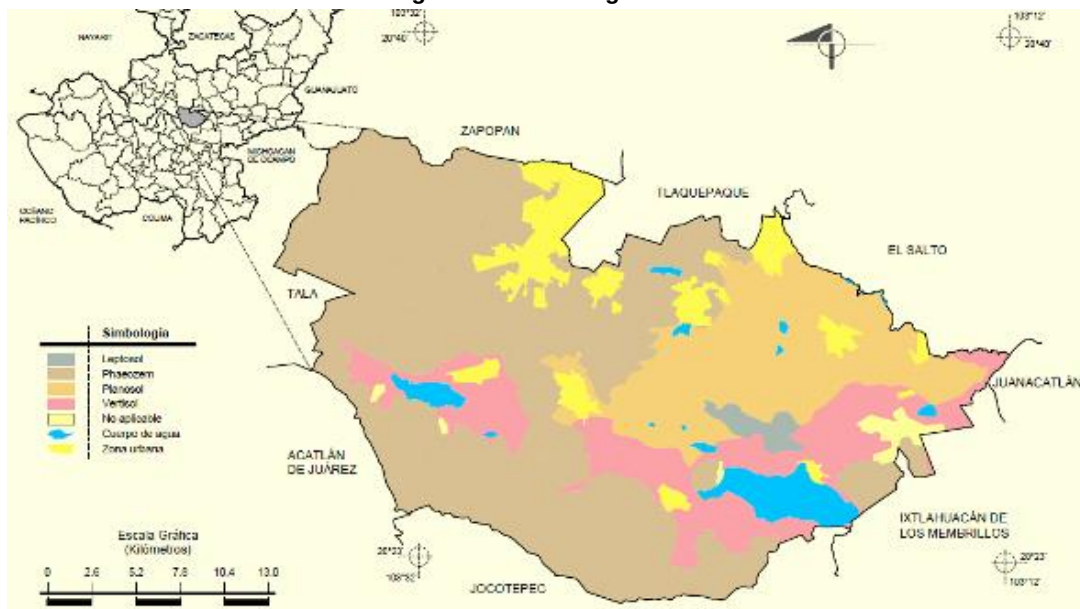
En el municipio de Tlajomulco de Zúñiga, en orden de importancia espacial tenemos los siguientes tipos de suelos:

Regosol eútrico (Re); los regosoles son los tipos de suelo cuya característica principal es la falta de desarrollo, por lo que son suelos jóvenes, sin desarrollo, corresponde a los depósitos más o menos recientes de pómez o "jal" producto de la erupción volcánica de La Primavera. Como su tipo eútrico

se refiere que presenta fertilidad natural. Estos suelos son aptos para urbanizar y construir.

Feozem háplico (Hh); este grupo de suelos se caracteriza por tener una acumulación importante de Materia Orgánica (>1%) lo que les confiere un color oscuro y una estructura más suave. Estos suelos deben más de 10 cm de profundidad y muy comúnmente tienen elevado porcentaje de roca en la matriz del suelo (fase pedregosa) sobre todo cuando se encuentre sobre laderas de cerro y serranías. Este tipo de suelo es más pedregoso que el anterior, por lo tanto, la urbanización en ellos se puede ver limitado dependiendo su profundidad y el porcentaje de pedregosidad que presenten (a mayor grado de pedregosidad aumentan las limitantes físicas para el desarrollo urbano)

Figura 11. Edafología



Litolosol (I); este tipo de suelo está caracterizado por la presencia de roca dura y continua a menos de 10 cm de profundidad, por lo que se dice que su profundidad efectiva es casi nula. Son suelos que por su limitante física no son aptos para el desarrollo a actividades agropecuarias a excepción de forestales de bajo impacto. Comúnmente presenta además fase pedregosa, pero por motivos cartográficos no se representa en los mapas.

Vertisol pélico (Vp); suelos de gran desarrollo vertical, generalmente más de 100 cm. de profundidad con elevado porcentaje de arcillas (>30%) que se contraen y se agrietan en épocas de secas y se expanden en la temporada de lluvias confiriéndoles inestabilidad a las estructuras construidas sobre ellas. El subtipo pélico, se refiere a aquellos Vertisoles de colores muy oscuros y pálidos. Estos suelos se consideran regularmente aptos ya que su naturaleza

expansivacontractiva afecta sobretodo las estructuras e infraestructuras de la urbanización. Se recomienda el uso de balastre para reducir dichos impactos.

Vertisol crómico (Vc); de características semejantes al Vertisol pélico pero de colores más rojizos y brillantes. Semejante al anterior para características constructivas.

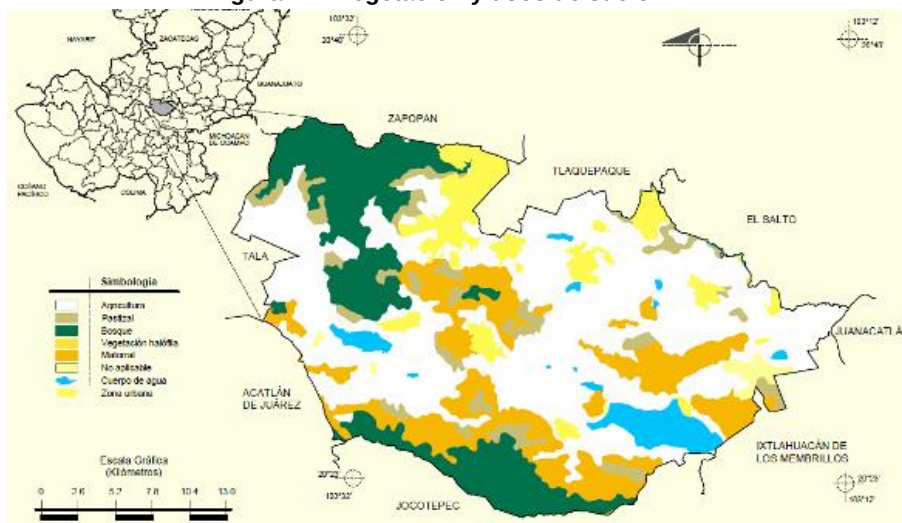
Planosol eútrico (We); este tipo de suelo tiene como característica especial el tener un horizonte (capa) subsuperficial que ha perdido material fino por movimiento horizontal del agua de escorrentía. El subtipo eútrico se refiere que tiene la fertilidad natural. Aunque apto para soportar urbanizaciones, éste es un suelo que tiende a conservar más tiempo su humedad y por tanto repercute negativamente en una conservación normal en los edificios.

Además de los tipos anteriores de suelo tenemos Cambisoles eútricos (Be), suelos con poco desarrollo o suelos jóvenes; Luvisoles crómicos (Lc) suelos con acumulación de arcillas. Ambos se consideran aptos para el desarrollo urbano. Los diferentes tipos de suelos pueden presentarse en una unidad o polígono de manera dominante o asociado con otro tipo, si este fuera el caso, el tipo asociado estaría presente en más de 15% del área de la unidad.

XI.8. Uso del suelo y vegetación.

Uso del suelo y vegetación. Agricultura (47.67%) y Zona urbana (7.78%) Bosque (17.05%), Matorral (16.71%), Pastizal (5.91%) y Vegetación halófila (0.04%).

Figura 12. Vegetación y usos de suelo



XI.9. Hidrología superficial y subterránea

XI.9.1. Hidrología superficial.

El Municipio de Tlajomulco se encuentra localizado en la Cuenca Lerma-Chapala-Santiago. Por ello, las circunstancias de vida, convivencia social,



economía y desarrollo urbano se encuentran determinadas por las características, dinámica y condiciones que guarda dicha cuenca.

El territorio cuenta con la Laguna de Cajititlán, localizada al sureste del municipio en la cual se desarrollan actividades de tipo turístico, una serie de cuerpos de agua de menor tamaño y un sistema de escurrimientos que abarca a casi la totalidad del territorio municipal.

De acuerdo al Atlas de Riesgos, en proceso de elaboración, la zona de estudio de acuerdo con los criterios de regionalización de CNA, forma parte de la región hidrológica del Lerma, este sistema nace en las inmediaciones de Almoloya Estado de México. La cuenca abarca parcialmente los Estados de México, Michoacán, Querétaro, Guanajuato y Jalisco y Nayarit, incluye las cuencas cerradas de Pátzcuaro, Cuitzeo, Sayula y San Marcos. Con una extensión de 132,724 km² representa el 7% del Territorio Nacional.

La subregion a las que pertenece el municipio son El Bajo Lerma Rh 12e y la subregion hidrológica de lago de Chapala Rh 12.

A partir del proceso de identificación de las condiciones hidrográficas hidrológicas y urbanas tenemos que se ha regionalizado el municipio en las siguientes unidades hidrológicas-urbanas:

RH 12 C

- Microcuencas del Toluquilla-El Ahogado.
- Microcuencas de Tlajomulco-Cajititlan.

RH 12 D

Microcuencas del Valle de Santa Cruz-San Isidro Mazatepec.

Adicionalmente, el Atlas menciona que en la regionalización hidrográfica que pertenece al municipio se distinguen las siguientes subcuencas:

- Subcuenca de Canal de Las Pintas-Aeropuerto, corresponde con un sistema de canales que organiza donde el agua que llegar y que se genera en esta zona. La condicione de ser una zona baja, hizo que fuera área con problemas naturales de desagüe principalmente en las inmediaciones del aeropuerto, formándose cuerpos de agua semipermanente poco profundos y amplios, a manera de zonas cenagosas y pantanosas. La actividad agrícola reconfiguro todo el comportamiento superficial del agua siendo el canal de Las Pintas el principal colector del agua hacia la zona de la Presa de Las Pintas.
- Subcuenca Tlajomulco-Cajititlan. Representa una cuenca cerrada de naturaleza endorreica, en el sector oriente se ha formado un cuerpo de agua permanente se denomina Laguna de Cajititlan. Existe una comunicaron artificial con la mirocuenca denominada Arroyo Los Sabinos a través del canal de Cedros, proviene del valle intermontano de Potrerillos.

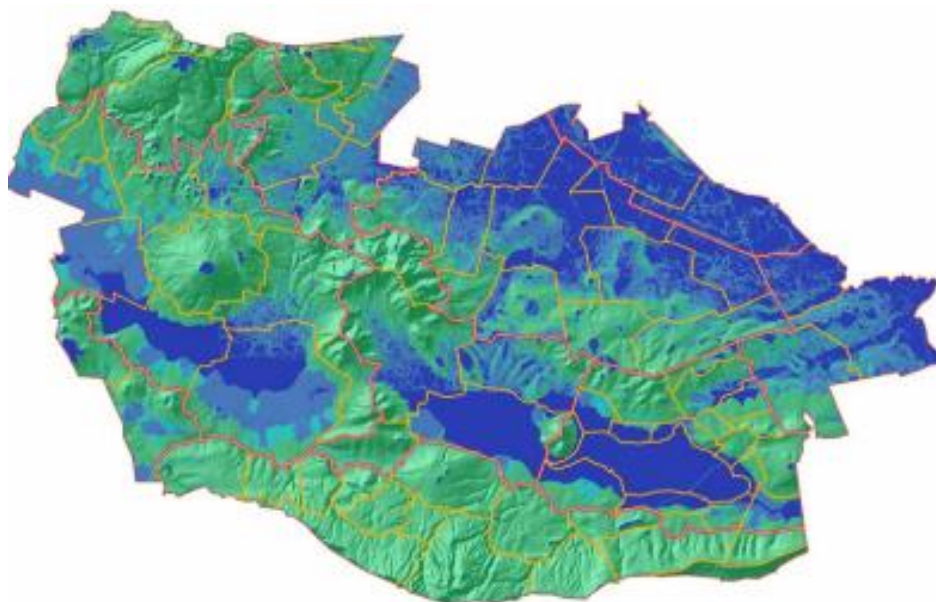
- Subcuenca Playas de Santa Cruz, Se forma sobre las laderas de los cerros de Tolotepec, El Patomo, La Cruz, y la sierra de La Primavera (Las Planillas y San Gregorio), forma una planicie amplia en la parte baja del valle, generando extensas zonas de inundación, se comunica con el sistema de Cuenca del Río Ameca.
- Existen una zona al surponiente del municipio que forma parte de la subcuenca endorreica de San Marcos-Zacoalco, la red se forma sobre la ladera sur de los conos volcánicos de campo de Acatlán.

XI.10. Fenómenos Naturales

Los principales riesgos naturales en el municipio son las áreas inundables, las zonas de hundimiento y las áreas de deslizamiento.

En el municipio se sigue presentando un proceso de expansión territorial, el cual ha tenido lugar, de manera indiscriminada, en zonas de alto riesgos hidrológico, geotécnico y ambiental, lo que ha ocasionado serias pérdidas materiales que obligan a establecer una estrategia de disminución de dichas afectaciones a través de una política de dictaminación más estricta y una de mitigación y prevención de las mismas. Los riesgos de origen natural se encuentran diseminados por el territorio.

Figura 13. Áreas inundables del municipio de Tlajomulco



Fuente: Atlas Municipal de Riesgos, 2009.

Uno de los principales riesgos en el territorio municipal, mismo que afecta a una buena parte de las áreas consideradas como aptas para el desarrollo urbano, se relaciona con las zonas inundables derivadas de una topografía que favorece la recepción del agua tanto por ser superficies de baja altimetría como por recibir cantidades importantes del líquido debido a los

escurrimientos provenientes de las partes altas como las serranías de la Primavera, del Totoltepec o del macizo del Madroño donde se localiza el Cerro Viejo. Dichas áreas se encuentran representadas por el color azul marino como las de mayor gravedad y en azul mas claro como aquellas con restricciones a la urbanización.

Las zonas más afectadas se encuentran en la parte noreste del municipio donde se localizan importantes urbanizaciones como Santa Fé, San José del Valle, Real del Valle, Santa Cruz del Valle y Jardines del Zapote por mencionar algunas. En zonas colindantes a la Laguna de Cajititlán afecta sobretodo a la localidad de Cuexcomatitlán y en una amplia franja al sur del Cerro de Totoltepec, perturbando principalmente a las localidades de Santa Cruz de la Loma y Santa Cruz de las Flores.

Fallas y Fracturas. De acuerdo con la información de INEGI no se presentan fallas geológicas en la zona inmediata del proyecto, sin embargo, debe de considerarse que la región es susceptible a este fenómeno.

Sismos. Históricamente, la falla geológica del Río Santiago ha sido la responsable de los movimientos telúricos más devastadores para la ZMG. El 15 de diciembre de 2015 inició un proceso de actividad en esta falla que se redujo hasta marzo de 2017. Incluso, el temblor registrado el 11 de mayo de 2016, de 4.8 grados de intensidad, fue parte de este ciclo conocido como enjambre.

Sin embargo, la falla es capaz de producir sismos hasta de 7.5 grados, como el ocurrido el 11 de febrero de 1875 y que destruyó el poblado de San Cristóbal de la Barranca. Los sismos que más han afectado a la ZMG son los que se presentan en el sistema de fallas del Río Santiago.

El sitio del proyecto está en una zona sísmica por lo que se deben tomar en cuenta los registros para el diseño de la infraestructura.

Vulcanismo. Jalisco es una tierra de volcanes, con alrededor de 600, de los cuales sólo uno está activo: el Volcán El Colima. Tan sólo en la zona de La Primavera hay una serie de domos volcánicos, que abarca desde el periférico, carretera a Nogales, carretera a Tala y carretera a San Isidro Mazatepec. Es una zona muy grande, donde sobresalen el Cerro Planillas y el Cerro San Miguel, en el sector sur, que son dos volcanes gigantes, después hay como unas 20 estructuras volcánicas que conforman la zona de La Primavera, como es Mesa El Burro, El Chapulín, Volcán del Colli, etc.

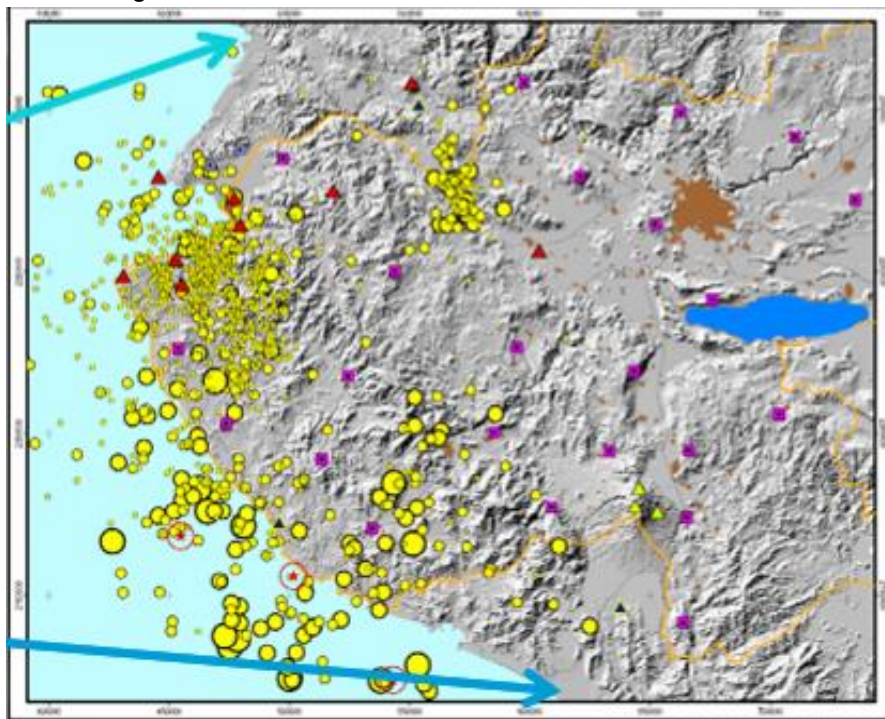
El Nevado de Colima tuvo la última hace más de 10 mil años, la zona de La Primavera hace 15 mil años, el campo monogenético de Mascota hace 60 mil años, y el Volcán El Tequila hace más 230 mil años.

En la Zona Metropolitana de Guadalajara, se encuentran el Cerro del Cuatro, Cerro del Tesoro y Cerro del Gachupín, los cuales tienen más de un millón de años en su última actividad.

La Zona Metropolitana de Guadalajara se conoce como “el cordón volcánico del sur”, y lo componen Cerro del Cuatro, Gachupín, Cerro del Tesoro, y el cordón volcánico de Tonalá con cinco o seis volcanes donde sobresale el Cerro de la Reina.

En el municipio de El Salto se encuentra el Papanton de Juanacatlán; en Ixtlahuacán de los Membrillos tenemos el Cerro El Mexicano, y en la zona de Tesistán está el Cerro La Col, el volcán de Copala. Todos estos volcanes que están dentro de zona metropolitana están inactivos.

Figura 14. Actividad sísmica en el occidente de México



No se tiene una erupción histórica registrada ya que los volcanes de Jalisco son muy viejos, por lo menos ya pasaron miles de años de su última actividad.

Por sus dimensiones resaltan el Cerro La Col, en Tesistán; el Cerro del Cuatro, que es una parte importante del paisaje de la zona urbana de Guadalajara; el Cerro El Mexicano, en la barranca, en el río Santiago; y el Cerro de la Reina en Tonalá.

El Volcán de Fuego El Colima es el más activo de México desde 1991, tiene 26 años continuos de actividad.

Se estima que son 25 localidades en zona de riesgo por la actividad que registra el Volcán El Colima, dependiendo de los radios de afectación.

En el primer perímetro que son 8 kilómetros tenemos a alrededor de cinco localidades con poblaciones pequeñas; luego tenemos el segundo radio que son cinco localidades más en un radio de hasta 12 kilómetros; y si hablamos de un radio de 15.5 kilómetros se suman unas 15 localidades más.

El escenario de afectación es similar a 1913 o 1818, aunque este volcán podría tener uno mucho más destructivo. El volcán se comporta de manera cíclica cada 100 años tenemos una explosión de ese tipo, en la cual la columna eruptiva supera los 20 kilómetros de altura sobre el nivel del cráter, y esto genera una gran cantidad de cenizas en la atmósfera que se dispersan.

En 1913 alcanzó hasta Saltillo, Coahuila, pasando unos 720 kilómetros de distancia, y tiene generación de flujos piroclásticos, que es lo más peligroso, con distancias de hasta 14 kilómetros del cráter.

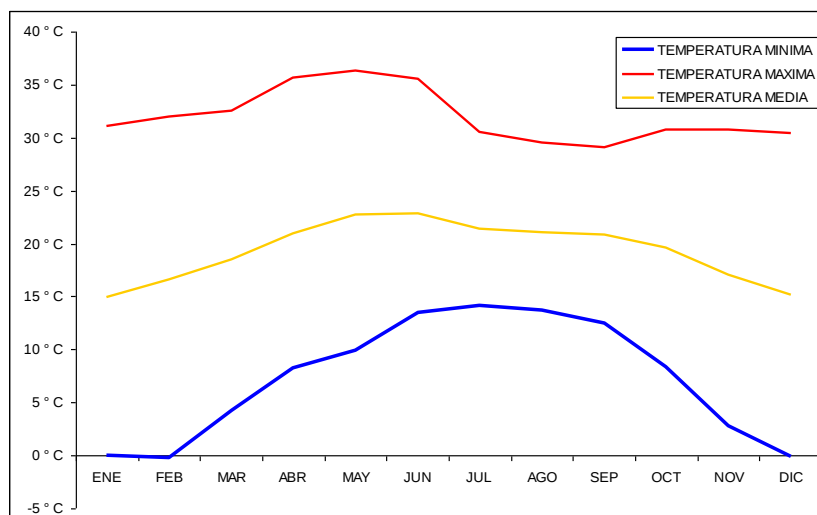
Flujos. La mayor susceptibilidad se encuentra en la parte norte de la Cuenca, en laderas fuertemente disectadas, así como en la barranca de Huentitán, la cual se encuentra bordeando la parte Norte y Noreste de la ciudad de Guadalajara, es importante señalar que las zonas de mayor susceptibilidad en esta última región se encuentran en las proximidades de asentamientos humanos que están muy cerca del borde de dicha barranca, lo que tiene un importante potencial de causar daños e incluso pérdida de vidas. En la porción sur de la cuenca también hay algunas zonas con alta y muy alta susceptibilidad a deslizamientos, y corresponde a laderas que comprenden la porción norte del graben donde se encuentra el lago de Chapala. La Figura 20 presenta la distribución de los diferentes rangos de susceptibilidad a la ocurrencia a deslizamientos, y permite enfocar esfuerzos en estudios más detallados al reconocer las áreas prioritarias para dicha tarea.

Hundimientos. No se tienen registros en el área de proyecto.

Temperaturas Máximas Extremas. Se presentan temperaturas máximas en los meses de abril a mayo (36.3°C) y mínimas en los meses de diciembre a febrero (0°C). La más alta registrada en el periodo fue 40.5°C (2005) y la más baja fue -6.5°C (1997).

Huracanes y Tormentas. Estadísticas revelan que hay por año hasta 340 tormentas: 251 tienen una duración menor o igual a 30 minutos. 54, más de 30 minutos y menos a 60 m; 18 rebasan 60 minutos hasta 90 minutos, y nueve se precipitan por arriba de esa marca, hasta 120 minutos. El tiempo es un factor, pero no único: el volumen de agua precipitado puede ser enorme en poco tiempo. Eso satura con prontitud la infraestructura y ocasiona puntos inundables, de los que se han identificado arriba de 300 en toda la ZMG.

Figura 15. Temperaturas máximas y mínimas (estación Tlajomulco de Zúñiga, 1950-2010)



Si se relaciona la altura de lluvia medida en un año con tormentas de diferente duración, se observa que las tormentas con una duración mayor a 30 minutos y menor o igual a 60 minutos concentraron en promedio cerca de 30 por ciento de la altura de precipitación de la zona durante un año. En forma similar, las tormentas con duración menor o igual a 30 minutos y las tormentas con duración mayor a 60 minutos y menor o igual a 90 minutos y concentran respectivamente el 19 por ciento y 22 por ciento de la altura de precipitación media anual.

La tormenta con máxima intensidad promedio se presentó el 25 de agosto de 2005. En dicha tormenta se registraron 20.06 mm de precipitación. Inició a las 16:40 horas y finalizó 20 minutos después. La intensidad media fue de 60.2 mm/h. La tormenta con máxima altura de precipitación acumulada se presentó el día 12 de junio de 2003 a las 03:10 horas finalizando 230 minutos después. La altura de precipitación acumulada alcanzó los 56.87 mm. Finalmente, la tormenta con máxima duración se presentó entre el 25 y 26 de septiembre de 2004 a las 19:50 con una duración de 330 minutos.

Contaminación y Peligros Químicos e Industriales. El municipio de Tlajomulco de Zúñiga, también se encuentra expuesto a una serie de peligros de carácter químico-tecnológico, principalmente por la importante actividad industrial que presenta, de la cual gran número de las actividades industriales que son catalogadas como de alto riesgo, incluyendo la presencia de ductos y un aeropuerto internacional, dos vías de ferrocarril y dos importantes carreteras, lo que implica, que de forma permanente, se almacenen, utilicen y transporten un importante número de sustancias y materiales peligrosos por lo que existe el riesgo potencial de la presencia de accidentes donde se involucren este tipo de sustancias. De hecho, ya se han presentado algunos eventos que han ocasionado pérdida de vidas humanas y graves daños al medio ambiente y a la economía por la pérdida total de algunas instalaciones



industriales, de empleos temporales o permanentes, sólo por mencionar algunas. Por esta situación es prioritario conocer a nivel municipal, los sitios vulnerables a la ocurrencia potencial de accidentes.

Realizar una planificación adecuada previa a la presencia de estos, permitirá establecer zonas problemáticas y de mayor riesgo, diseñar el desarrollo de acciones de prevención, mitigación y gestión de los riesgos y, en algunos casos, considerar acciones de coordinación con las autoridades competentes en la materia a fin de establecer estrategias para la mitigación de impactos e incluso su restricción. Derivado de éstos, permitirá formular políticas públicas de prevención de desastres con un enfoque proactivo, a fin de fomentar una cultura de la autoprotección en todos los habitantes del municipio.

Para lograr, lo anterior, se requiere del apoyo de instrumentos y herramientas como los Atlas Municipales de Riesgos, herramientas dinámicas para el manejo de información, así como para la identificación del peligro, vulnerabilidad y el desarrollo de modelos para su representación, conformando un sistema integral de información que permite evaluar el riesgo de desastres por diferentes fenómenos ya sea naturales o antrópicos y a diferentes niveles y escalas.

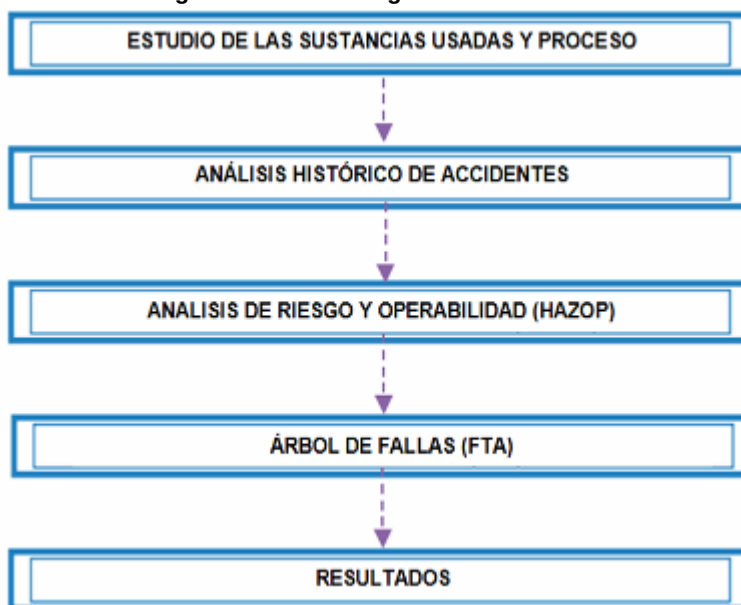
Lo anterior, a través del uso de sistemas de información geográfica. Además de la utilización de programas para de simular escenarios de riesgo, que permitan ser actualizados de forma rápida y oportuna.

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 16. 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 19. 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, plásticos y algunos tipos de plástico.
2. Tóxica. Varios estudios han arrojado que el inhalar vapores de gasolina puede afectar al cerebro de forma temporal, produciendo mareos que podrían ocasionar accidentes mayores.
3. Bajo punto de ebullición. Está comprobado que la gasolina puede convertirse en vapor al superar tan solo los 20 grados centígrados y se vaporiza con gran facilidad.

4. Inflamable. Consecuentemente, por su bajo punto de ebullición y facilidad de producir fuego, hay que ser precavido en la manipulación del líquido y su almacenamiento.

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

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

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

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

Los poderes caloríficos de 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 20. Características de los Hidrocarburos.

Fluido	Gasolina Regular/ Gasolina Premium		Diésel	
	% vol.	°C	% vol.	°C
Curva de Destilación	1	31.3	1	199.5
	10	55.37	10	226.9
	50	100.645	50	269.1
	90	167.33	90	320
	95	184.98	99	360.9
	99	208.99	--	--
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 TAD es de 25°C, tomando como base la temperatura máxima normal anual de la estación meteorológica.

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 **unos 1600 metros y puso en riesgo a los habitantes en un radio de unos 15 kilómetros.**



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

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

de 21 tanques terminaron involucrados en el incendio. Aproximadamente un 50% del área de la terminal de almacenamiento fue cubierta por las llamas, incluyendo prácticamente todos los tanques de la parte norte y la mitad de los tanques de la parte central de la terminal.

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



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

XII.3.7. Accidente en New Jersey (1983).

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



Una nube de vapor se formó como resultado de la evaporación de los componentes ligeros de la gasolina, los cuales entraron en ignición probablemente por un incinerador cercano. Hubo algunas explosiones iniciales menores seguidas de una gran explosión con una llama grande de fuego que 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 80,000 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 Quetzalcóatl 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 S.A. de C.V., 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. Orión, 2001

En 2001, se logró un avance cuando el incendio de Orión, con un diámetro del tanque de 82.4 m (270 pies), se extinguió con éxito en 65 minutos utilizando una tasa de aplicación de 8.55 L/m²/min. Es importante darse cuenta de que combatir este tamaño de fuego ejerce una enorme presión en todos los eslabones de la cadena de eventos que llevan a la extinción del mismo. La tasa de aplicación de 8.55 L/m²/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 m³ 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.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 fuente de información es el registro de fallas previas y de mantenimiento de los equipos de la planta, cuando esta ya está en operación. Esta información es mejor debido a que la tasa de fallas aplica a las condiciones reales bajo las cuales operan los dispositivos.

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

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

Una de las principales fuentes nacionales de información es sin lugar a duda PEMEX, que desarrolla 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 Reliability Data (Datos de Confiabilidad de Partes No Electrónicas). Publicada por el Centro de Análisis de Confiabilidad del Departamento de Defensa de los Estados Unidos (RAC). También se identifica por las siglas NPRD seguidas de su año de publicación (v.g. NPRD 95).
4. Reliability, Maintainability and Risk (Confiabilidad. Mantenibilidad y Riesgo). Escrita por David Smith y publicada por Butterworth-Heinemann, es un libro de Ingeniería de Confiabilidad que contiene extensos apéndices de datos de tasas de fallas para equipos que abarca desde grandes equipos de procesos a pequeños dispositivos electrónicos.
5. Loss Prevention for the Process Industries (Prevención de Pérdidas para las Industrias de Procesos). Compuesta por una colección de tres volúmenes, es la referencia definitiva en ingeniería de prevención de pérdidas. Contiene muchas tablas de datos de información de confiabilidad de equipos, principalmente para equipos de plantas de procesos costa afuera y en tierra firme.
6. Exida.com. Es una referencia electrónica disponible en Internet que reúne datos de distintos fabricantes que contratan a estos especialistas para que realicen estudios sobre los dispositivos que ofrecen a la industria, de manera que estén disponibles para los clientes que soliciten esta valiosa información. La desventaja que presenta es, que no todos los fabricantes han adoptado este recurso todavía y los modelos de equipos incluidos en esta base de datos aún son escasos, debido a que es una alternativa reciente.

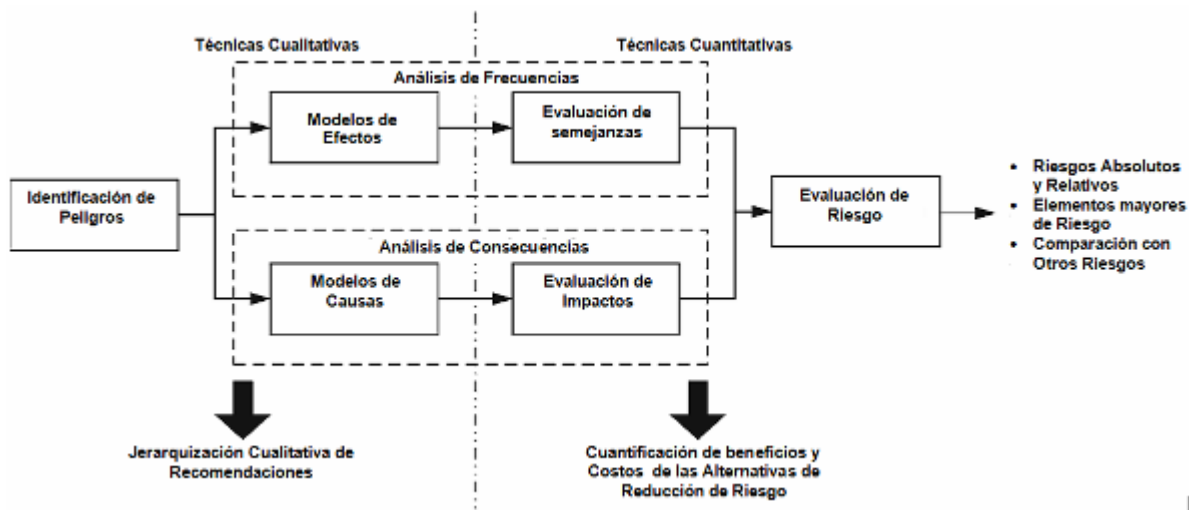
XIII. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

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), ya que cumple con el contenido de la **guía de ASEA-SEMARNAT para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos**.

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

Figura 17. 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

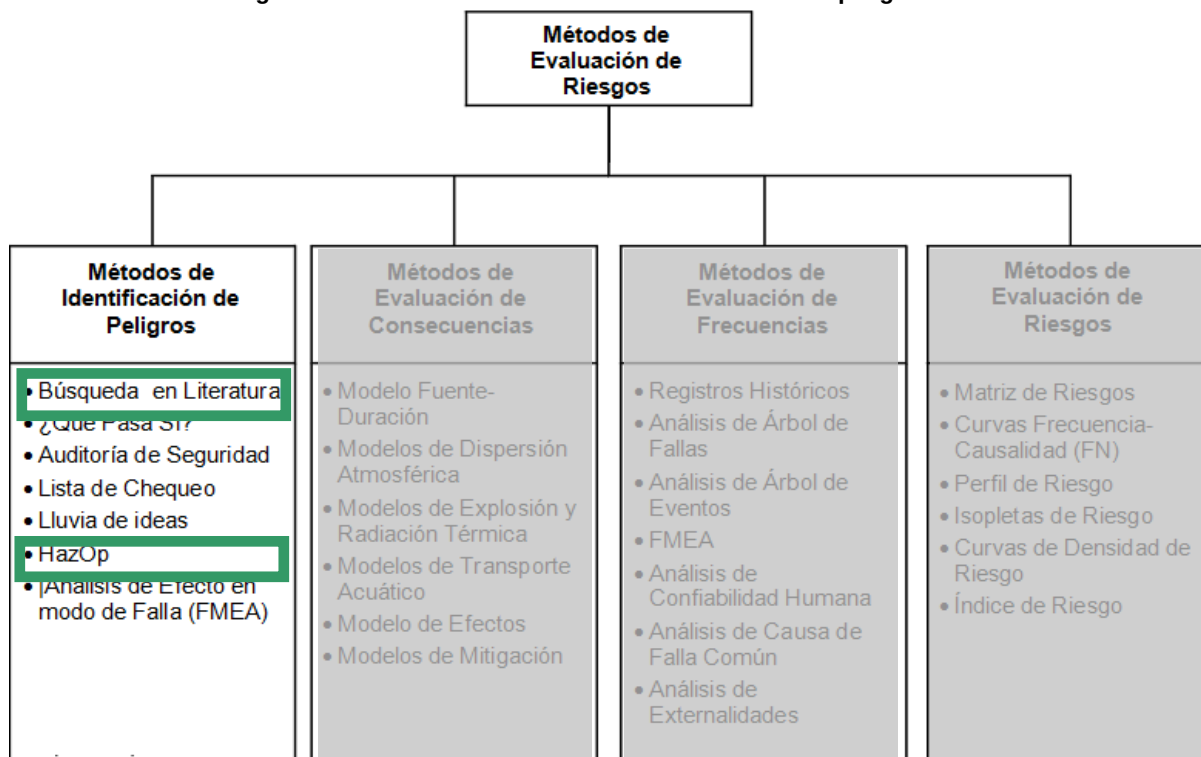
proceso. Los métodos y técnicas recomendados para la identificación de peligros y las causas iniciadoras de los mismos pueden ser:

- 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 Combustibles Guadalajara Guadalajara, un equipo multidisciplinario de *Planeación y Proyectos de Ingeniería, S.C.* realizó el “**Estudio de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp)**”, generando el documento que se presenta en el **ANEXO G**, de cual se hará el resumen para presentar los riesgos identificados en dicho estudio, los cuales corresponden a los escenarios más probables y los escenarios catastróficos, en base a conocimiento de los hitos históricos de accidentes analizados en secciones precedentes.

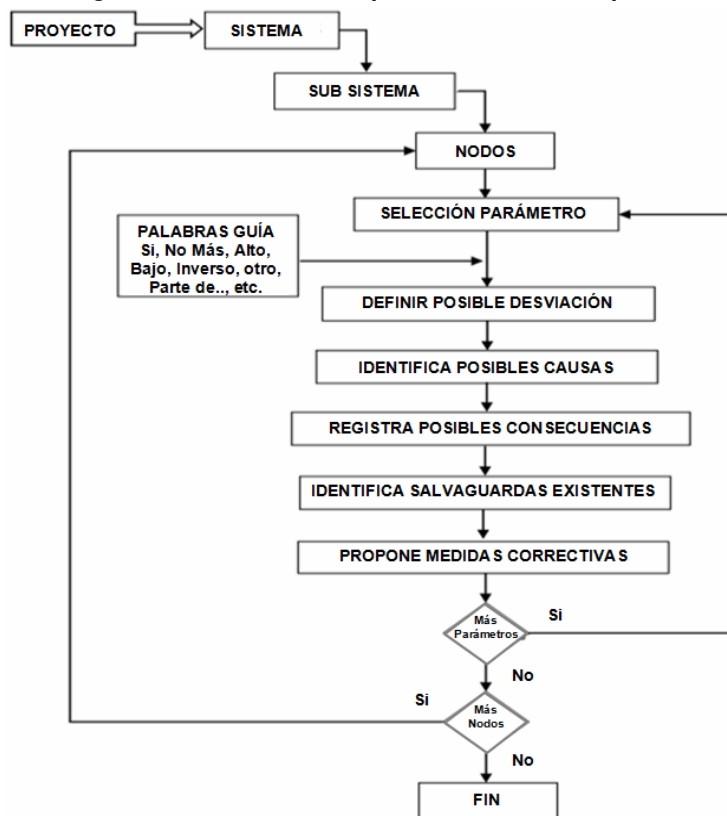
Figura 18. Selección de método de identificación de peligros



El estudio se realizó con la participación de un equipo formado por personal de PPI y Grupo México, en la Sala de Juntas de Planeación y Proyectos de Ingeniería, Agosto de 2019.

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

Figura 19. 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 la empresa de ingeniería y por la empresa Valero (proveedor).

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

Tabla 21. Nodos empleados en el desarrollo de la metodología del HazOp con grupo multidisciplinario

Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
1	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de descarga de carotanes alcanzó el límite del LEL configurado para alarma	Probable derrame / fuga en el área de descarga indicada por los sensores	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	3	2	2	2	1	2	CBCCC
1	2	Fuga, perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga en el área de descarga		2	1	2	1	1	1	CCCC
1	3	Válvula drenado del separador de fases abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
1	4	Falla controles de nivel del separador de fases	No hay control sobre la bomba ni sobre las válvulas solenoides de control de vapores a URV.	Alarma de nivel alto	1	1	1	1	1	4	CCCC
1	5	Válvula drenado del separador de fases abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
1	7	Bomba trabando en paralelo	Cavitación de la bomba por falta de producto en la succión.	Interlok de operación de bombas	1	1	1	1	1	1	CCCC
1	8	Válvula drenado abierta	Estrada de aire, cavitación de la bomba, fuga en sellos	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	1	1	1	1	1	1	CCCC
1	9	Falla de válvula de recirculación. Válvula cerrada, Filtro tapado, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación. Plan 52 para sellos en bomba	2	1	1	1	1	1	CCCC
2	1	Falla en las alarmas y los controles de nivel. Sin supervisión.	Derrame de gasolina hacia dique de contención. La cantidad depende el tiempo de respuesta.	Alarmas y sensores de nivel redundantes, detectores de VOC's. Dique de contención de derrames	3	2	2	3	3	2	CBCCC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
2	2	Válvula Dren del dique abierta	Derrame de gasolina hacia dique de contención. La cantidad depende el tiempo de respuesta.	Candado en válvula en posición cerrada	3	2	2	3	3	2	CBOCC
2	3	Fuga por falla de sello, perforación o fisura en algún punto del tramo hasta antes de la bomba.	Hay un derrame / fuga en el tramo de descarga	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	2	1	2	1	1	1	CCCC
3	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de diques alcanzó 60% de LEL	Hay un derrame / fuga en el área de dique o anteriores indicada por los sensores		2	1	2	1	1	3	CCCC
3	2	Perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga entre la descarga de tanque y la bomba		2	1	2	1	1	1	CCCC
3	3	Falla de válvula de recirculación. Válvula de paso cerrada o Válvula de seccionamiento cerrada, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión recirculación. Plan 52 para sellos en bomba.	2	1	1	1	1	1	CCCC
4	1	Válvula alimentación cerrada y falla válvula de sobre presión, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación.	2	1	1	1	1	1	CCCC
4	2	Fuga en conexión	Derrame en isla de llenado.	Interlock de conexión, bloqueo por falta de tierra, botón de emergencia, detectores de VOC's, cámara de video.	3	3	2	2	2	3	BACCC
5	1	Exceso de condensación en algún punto de la línea de recuperación de vapor	Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	2	Las líneas de recuperación de vapores no están alineadas a la URV	Fuga de vapores	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	3	La bomba de gasolina fresca para torre de absorción no opera	Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	4	No esta balanceada la operación de la bomba de alimentación y la de retorno de gasolina recuperada	Absorción deficiente. Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	5	Válvula de alimentación de gasolina fresca cerrada	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
5	6	Bomba de recirculación fuera de operación	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	7	Torre de absorción obstruida	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	8	Válvulas de control de flujo alternado de vapores cerradas	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	9	Bomba de vacío fuera de operación	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	10	Torre de absorción obstruida	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
6	1	Desviación de los puntos de captación hacia el drenaje pluvial	Contaminación de agua y suelo con hidrocarburos. Explosividad en drenaje pluvial.	Candadeo en válvulas de desviación de drenaje pluvial e industrial. Procedimiento en caso de derrame. Procedimiento en caso de lluvia. Monitoreo constante para identificar en que momento puede haber presencia de hidrocarburo, para proceder a su extracción inmediata.	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	2	Puede presentarse si el drenaje no fue diseñado para un máximo esperado (periodo de retorno muy corto o un derrame muy grande), en base a la zona geográfica.	Incrementa el tiempo de retorno a condiciones de operación de un incidente o accidente.	Prevención en el diseño para un período de retorno que considere el cambio climático.	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	3	Falta de mantenimiento a la fosa API, lo que le resta capacidad de tratamiento.	Contaminación de agua y suelo con hidrocarburos. Explosividad en drenaje pluvial.	Programa de mantenimiento auditado	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	4	Mal diseño en las pendientes o asentamientos de suelo no considerados que cambian la pendiente del drenaje.	Acumulación y posible zonas con niveles de explosividad residual.	Considerar la mecánica de suelo y realizar el trazo del drenaje de tal manera que permita el mantenimiento.	1	1	1	1	1	1	CCCC
7	1	Falla en el paquete de presión balanceada	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACC
7	2	Falla en el arranque de bombas	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Bombas redundantes e independientes (a diesel y eléctrica)	3	3	3	3	3	2	CACC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	FI	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
7	3	Fuga de presión. Mal direccionamiento del flujo al área en conflicto.	Retardo en alcanzar la presión de operación. Falla en la cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	4	Falta de agua en el sistema contra incendio	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	5	Falta de agua en el sistema contra incendio	Falla en la cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
8	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de descarga de carrotanques alcanzó 60% de LEL	Hay un derrame / fuga en el área de descarga indicada por los sensores	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	3	2	2	2	1	2	CBCCC
8	2	Fuga, perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga en el área de descarga	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	2	1	2	1	1	1	CCCC
8	3	Válvula drenado abierta	Estrada de aire, cavitación de la bomba, fuga en sellos	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	1	1	1	1	1	1	CCCC
8	4	Falla de válvula de recirculación. Válvula de paso cerrada, Filtro tapado, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación. Plan 52 para sellos en bomba	2	1	1	1	1	1	CCCC
8	5	Falla controles de nivel	No hay control sobre la bomba ni sobre las válvulas solenoides de control de vapores a URV.	Alarma de nivel alto y alto alto. Cierre de alimentación	1	1	1	1	1	4	CCCC
8	6	Válvula drenado abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
8	7	Falla controles de nivel	Cavitación de la bomba por falta de producto en la succión.	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
8	8	Válvula de seccionamiento cerrada, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación.	2	1	1	1	1	1	CCCC

Durante la realización de la metodología HazOp se acordó solo analizar un tanque para cada Servicio: Diesel, Jet Fuel, Gasolinas CBOB, CBOB-MX,

CBOBPRES-MX, 87CON, 92CON, MTBE 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 números de los nodos se ubican en la sección correspondiente.

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 Combustibles Guadalajara Guadalajara, 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 se presenta en el ANEXO G.

El número de escenarios se desprende del análisis de un solo tanque por servicio de Diesel, Jet Fuel, Gasolinas CBOB, CBOB-MX, CBOBPRES-MX, 87CON, 92CON, MTBE y Paquete de Recuperación de Vapores.

Es importante señalar que la jerarquización de riesgos durante el desarrollo del Análisis HazOp, toma como base la experiencia en estudios similares y relacionados con el sector energético 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.

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

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

Tabla 22. Operaciones y procesos analizados

N	Sistema	Nodo	DTI
1	DOS LÍNEAS DE DESCARGA DE 13 CARROTANQUES C/U, CABEZAL, SEPARADOR DE AIRE, BOMBA Y PATÍN DE MEDICIÓN. CUALQUIER PRODUCTO	MANGUERA DE CONEXIÓN A CARROTANQUE A PATÍN DE DESCARGA	GUAD-11-001

N	Sistema	Nodo	DTI
2	TANQUES DE ALMACENAMIENTO (CUALQUIER PRODUCTO)	TANQUE DE ALMACENAMIENTO, ALARMAS Y SENSORES DE NIVEL	GUAD-11-002, GUAD-12-002, GUAD-12-003, GUAD-12-004, GUAD-12-005, GUAD-12-006, GUAD-12-007, GUAD-12-008, GUAD-12-009, GUAD-12-010, GUAD-12-011, GUAD-12-012, GUAD-12-013, GUAD-12-014, GUAD-12-015
3	BOMBAS DE DESCARGA DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO A PATÍN DE MEDICIÓN	CASA DE BOMBAS DE DESCARGA DE TANQUES	GUAD-12-020, GUAD-12-021, GUAD-12-022, GUAD-12-023, GUAD-12-024
4	LLENADERAS DE GASOLINA (O DIESEL)	PATÍN DE MEDICIÓN, BRAZOS DE DESCARGA, AUTOTANQUE.	GUAD-12-031, GUAD-12-032, GUAD-12-033, GUAD-12-034, GUAD-12-035, GUAD-12-036, GUAD-12-037, GUAD-12-038, GUAD-12-039, GUAD-12-040, GUAD-12-041, GUAD-12-042, GUAD-12-043, GUAD-12-044, GUAD-12-045, GUAD-12-046, GUAD-12-047, GUAD-12-048, GUAD-12-049, GUAD-12-050, GUAD-12-051, GUAD-12-052, GUAD-12-053, GUAD-12-054
5	SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE VAPORES	UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (URV)	GUAD-12-060, GUAD-12-061
6	SEPARADOR API	TRATAMIENTO DE AGUAS CONTAMINADAS CON HIDROCARBURO	GUAD-12-062, GUAD-12-063, GUAD-12-064
7	SISTEMA CONTRA INCENDIO	SISTEMA CONTRA INCENDIO	GUAD-12-070, GUAD-12-071, GUAD-12-072, GUAD-12-073, GUAD-12-074
8	BAHÍA PARA CARGA / DESCARGA AUTOTANQUES TRANSMIX	TANQUE A AUTOTANQUE O AUTOTANQUE A BOMBA Y TANQUE.	GUAD-12-030

Además de consideraron los servicios o sistemas auxiliares siguientes:

1. Sistema de recuperación de Vapores.
2. Sistema de Tratamiento agua Aceitosa.

XIII.2.4. Escenarios de peligro considerados para los modelos matemáticos de fuga y derrame

Una vez que se identificaron los peligros, a continuación se listan todos los escenarios considerados para cada uno de los productos a manejar en la instalación del Proyecto **Terminal de Combustibles Guadalajara Guadalajara**.

XIII.2.4.1 Derrame en trompa de descarga de autotanques (Nodo 1, falla/evento 1).

Este caso puede describirse como un fallo catastrófico debido a la configuración de eventos paralelos que deben presentarse para que ocurra de la manera descrita por el modelo sugerido. Eventualmente se han presentado casos de falla total en las conexiones, sobre todo en el manejo de gas l.p. (cuya presión de operación es mucho mayor), por lo que se deben considerar las siguientes fallas comunes:

1. Erosión del tubo
2. Compatibilidad del Fluido
3. Aire Seco (envejecimiento del material)
4. Radio mínimo de Curvatura
5. Profundidad de Inserción
6. Ensamble Incorrecto
7. Calor extremo
8. Abrasión

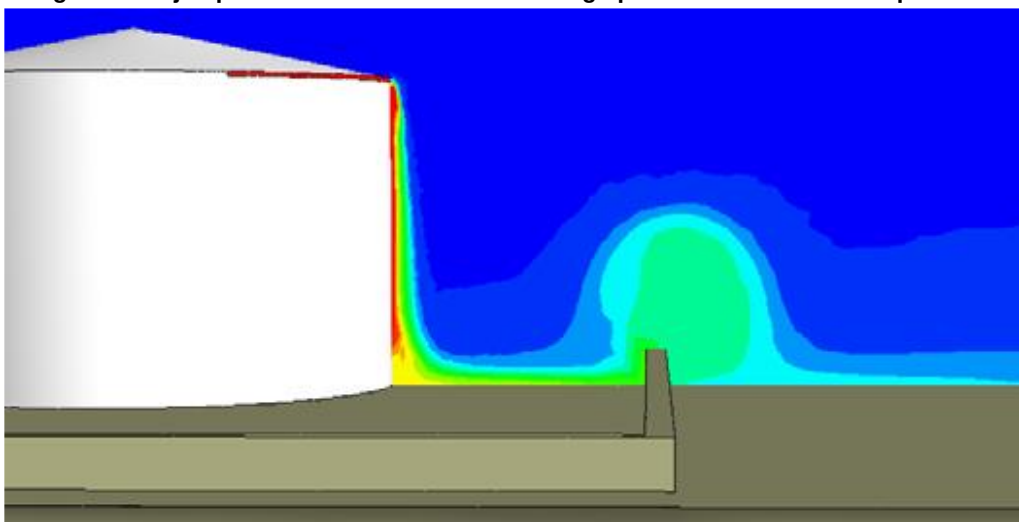
XIII.2.4.2 Derrame de gasolina por el techo flotante debido a sobrellenado del tanque de almacenamiento (Nodo 2, falla/evento 1).

El flujo de líquido durante el sobrellenado es incierto. Normalmente, el líquido intenta desalojar a través de las válvulas presión-vacío (PV) y durante un desbordamiento romperá el tanque en algún lugar alrededor de la soldadura del techo / pared. Esto se debe a que la presión de fallo interno requerido aumenta en un factor de orden 1000 cuando el líquido llega a la válvula. El tamaño de la ruptura resultante es difícil de predecir como un caso general.

Algunos tanques (especialmente en clima caliente) están equipados con válvulas PV sobredimensionadas. En este caso, la descarga puede ser exclusivamente a través de la válvula PV. Luego, el líquido correrá hacia el borde del tanque de una manera que depende de la ubicación de la válvula.

Los tanques con válvulas PV son relativamente raros para el almacenamiento de gasolina a granel y se ha asumido que también en este caso la descarga final ocurre en más del 30% del perímetro del tanque.

Figura 20. Ejemplo de modelo matemático de fuga por sobrellenado de tanque.



Tomado de: Flammable vapour cloud risks from tank overfilling incidents (2012), Health and Safety Laboratory RR937 Research Report HSE, pág 21.

El análisis de riesgos para el llenado excesivo de un tanque con un líquido volátil es un problema complejo e importante, pero, antes del incidente de Buncefield, descrito anteriormente en los ejemplos de accidentes, no había sido objeto de un esfuerzo de investigación significativo. Desde el incidente la Health and Safety Executive (HSE), de Gran Bretaña, ha patrocinado un programa de investigación experimental y de modelado para investigar los problemas técnicos involucrados y desarrollar métodos de análisis.

XIII.2.4.3 Fuga de gasolina por fisura o poro en la tubería (Nodo 3, falla/evento 3).

En general, el flujo de fluidos por tubería no presenta fallas cuando se diseña e instala correctamente, hasta que se conjuntan situaciones no atendidas por mantenimiento, después de un tiempo prolongado y/o condiciones ambientales o de proceso difíciles. Las situaciones generales que afectan la integridad mecánica de tuberías y equipos estáticos son erosión, corrosión, fatiga mecánica, etc.

XIII.2.4.4 Fuga de MTBE por falla de brazo o conexión en descarga de autotanques en islas (Nodo 4, falla/evento 2).

En las islas de carga de autotanques se presentan la mayor actividad (en cuanto a la frecuencia de operaciones) de la terminal, además de conjuntarse con externalidades por la interacción con transportistas y sus unidades de transporte.

En este punto se requieren todas las precauciones (diseño, funcionalidad, capacitación y adiestramiento de personal) y procedimientos, además de los equipos y materiales de emergencia correspondientes.

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.

Figura 21. Relaciones entre frecuencia y magnitud de las consecuencias



- 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 o una falla de origen en los materiales del equipo o instalación, por ejemplo.

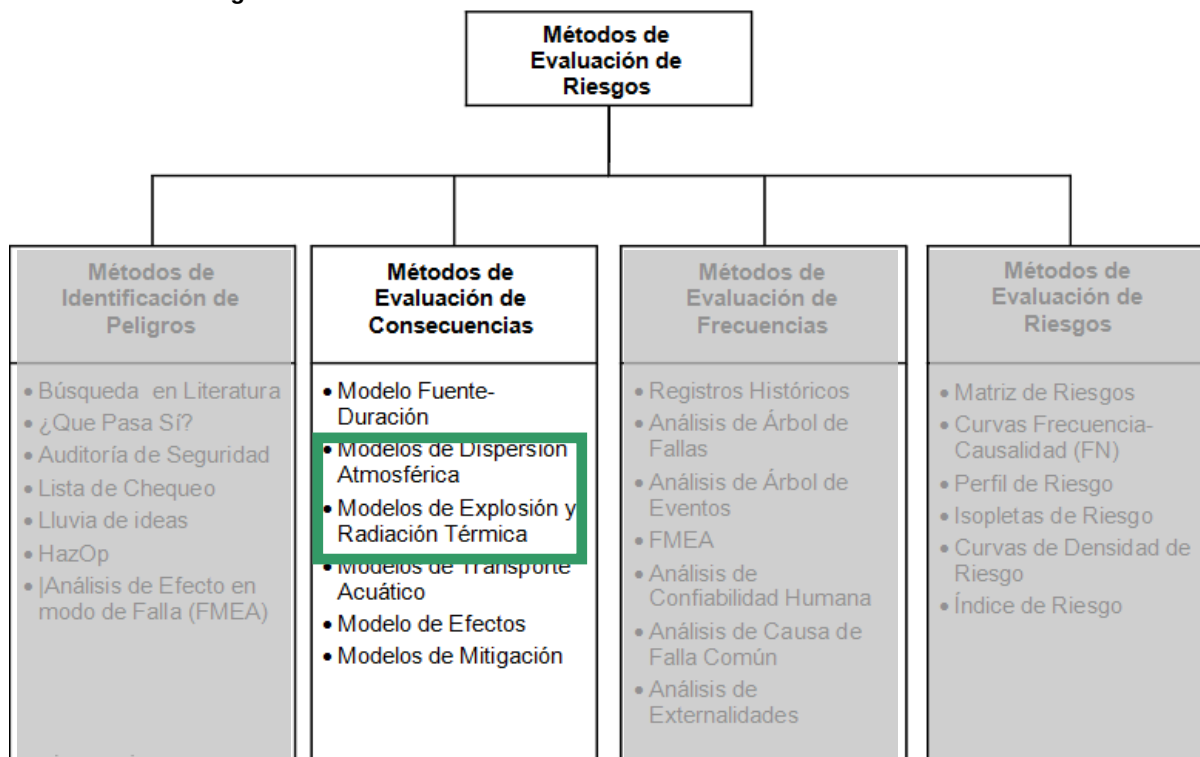
- En cuarto lugar, se analizan las **condiciones de operación** y seguridad (temperatura, presión, vacío, ausencia de oxígeno, aislamiento, enfriamiento, ventilación, corrosión, vibración, etc.) que se imponen a los procesos, equipos, accesorios, materiales y sustancias. En consideración a esto, los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

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 Terminal de Combustibles Guadalajara Guadalajara 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 22. 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.

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

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

Así mismo, se usó para la determinación de masa de vapor en fugas por sobrellenado la metodología desarrollada por la **HSE** en *Vapour cloud formation, Experiments and modelling*, preparada por Health and Safety Laboratory (2012) en el Research Report RR908.

Tabla 23. Resumen de resultados de los modelos de simulación

Nodo	Falla / Evento	Falla / Evento	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta (min)	Cantidad liberada (kg)	Superficie del área de contención	m2	Incendio			Explosión			Toxicidad			Riesgo basados en el HazOp											
												12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/in2	1.0 lb/in2	0.5 lb/in2	AEGL-3	AEGL-2	AEGL-1	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP
1	1	Derrame en trompa de descarga de carrotanques	CBOB Gasolina	7.86 kg/s	104 carrotanques tren unitario, 2 posiciones de descarga de 13 carrotanques c/u, descarga de tren en 24 horas	Temperatura ambiente, descarga por gravedad a manifold (cabezal), bomba a patin de medición	Carrotanques > cabezal > bomba > Patin	5	2358.0 kg	100 m2	46 m	69 m	116 m	40 m	65 m	113 m				Muy raro	2.13E-01	2	3	2	2	2	1	C	B	C	C	C
2	1	Derrame de gasolina por el techo flotante debido a sobrellenado del tanque de almacenamiento	87CON Gasolina	102.20 kg/s	Continua 24h/ 2 veces por semana	Control de nivel	Patin > Tanque de almacenamiento	10	61320.0 kg	1000 m2	121 m	190 m	341 m	446 m	589 m	900 m				Raro	7.56E-02	3	2	2	3	3	2	C	B	C	C	C
3	3	Fuga de gasolina por fisura o poro en la tubería	Gasolina CBOB-MX	4.00 kg/s	Continua 24/7	Presión constante del patin de medición	Tanque de almacenamiento > Patin descarga	15	3600.0 kg	10 m2	17 m	25 m	40 m	12 m	27 m	47 m			Extremadamente raro	8.13E-03	1	2	1	1	1	1	C	C	C	C	C	
4	2	Fuga de MTBE por falla de brazo o conexión en descarga de autotankers en islas	MTBE	141.90 kg/s	Continua en horario determinado	Presión constante del patin de medición	Llenaderas > Autotankers	1	851.4 kg	100 m2	32 m	45 m	73 m	66 m	89 m	145 m	104 m	419 m	2 km	Raro	2.59E-02	3	3	3	2	2	2	B	A	C	C	C

AEGL-1 es la concentración en el aire por encima de la cual se pueden experimentar molestias o irritaciones notables. Sin embargo, los efectos no son incapacitantes pero si reversibles una vez que se detiene la exposición.

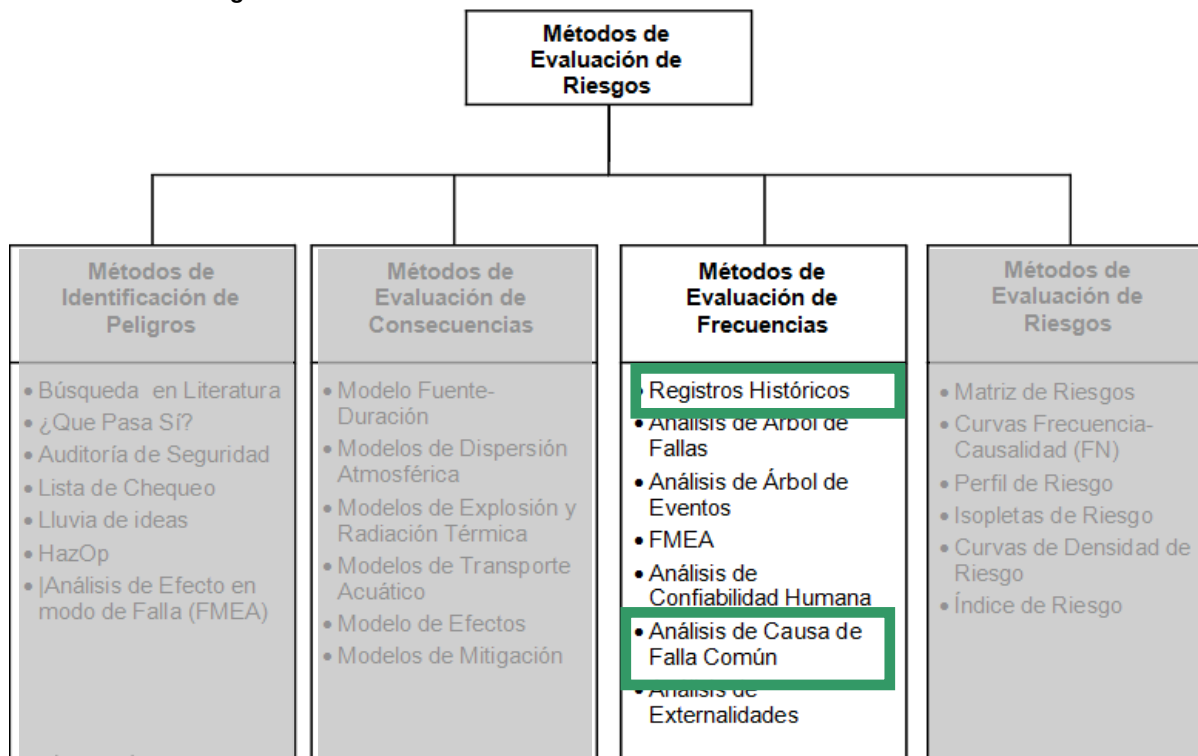
AEGL-2 es la concentración en el aire por encima de la cual pueden experimentarse efectos adversos irreversibles u otros efectos adversos graves para la salud de larga duración o una capacidad de escape deteriorada.

AEGL-3 es la concentración en el aire por encima de la cual se pueden experimentar efectos de salud o muerte que amenazan la vida.

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 23. 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 24. 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 25. 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 Ø10 mm release to atmosphere	G.3b Continuous Ø10 mm release to secondary container
single- containment tank	$5 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		$5 \times 10^{-6} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$	
tank with a protective outer shell	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-7} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$
double containment tank	$1.25 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$1.25 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$	$5 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$		$1 \times 10^{-4} \text{ y}^{-1}$
full containment tank	$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$					
membrane tank	see note 7					
in-ground tank		$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$				
mounded tank	$1 \times 10^{-8} \text{ y}^{-1}$					

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

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

G.1. Liberación instantánea del inventario completo

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

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

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

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

- directamente al ambiente
- 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: Fuga en descarga de carrotanque.
- Análisis 2: Derrame de combustible en el tanque de almacenamiento.
- Análisis 3: Fuga de combustible en las tuberías.
- Análisis 4: Derrame de combustible en la descarga del Autotanque

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

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.

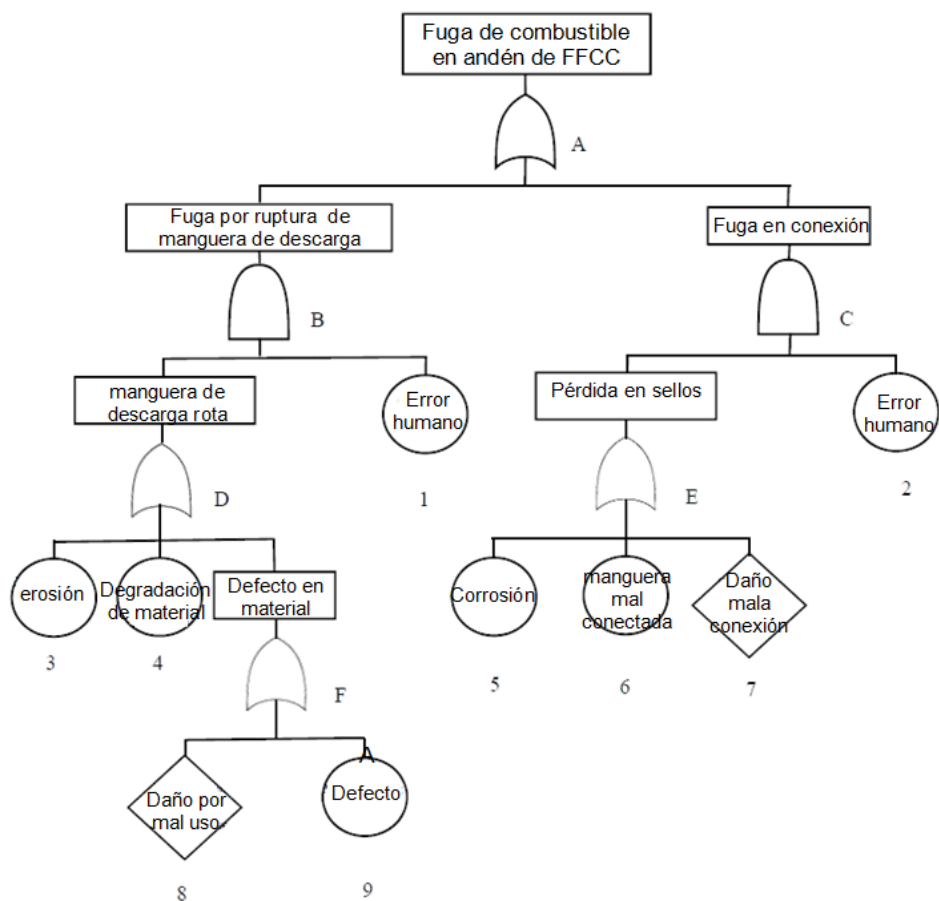
Análisis 1. Fuga en descarga de carrotanque.

Los eventos y las frecuencias usadas fueron:

Tabla 26. FTA, análisis 1

Evento	Descripción	P (año-1)
1	Falla del operador	8.80E-02
2	Operador distraído	1.80E-01
3	Erosión	6.00E-04
4	Degradación del material	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
B	Fuga por ruptura de manguera de descarga.	3.70E-02
C	Fuga de conexión	1.70E-01

Figura 24. Árbol de fallas, análisis 1



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

$$\begin{aligned}
 A &= B + C \\
 B &= D \times 1 \\
 C &= E \times 2 \\
 D &= 3 + 4 + F \\
 E &= 5 + 6 + 7 \\
 F &= 8 + 9
 \end{aligned}$$

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**

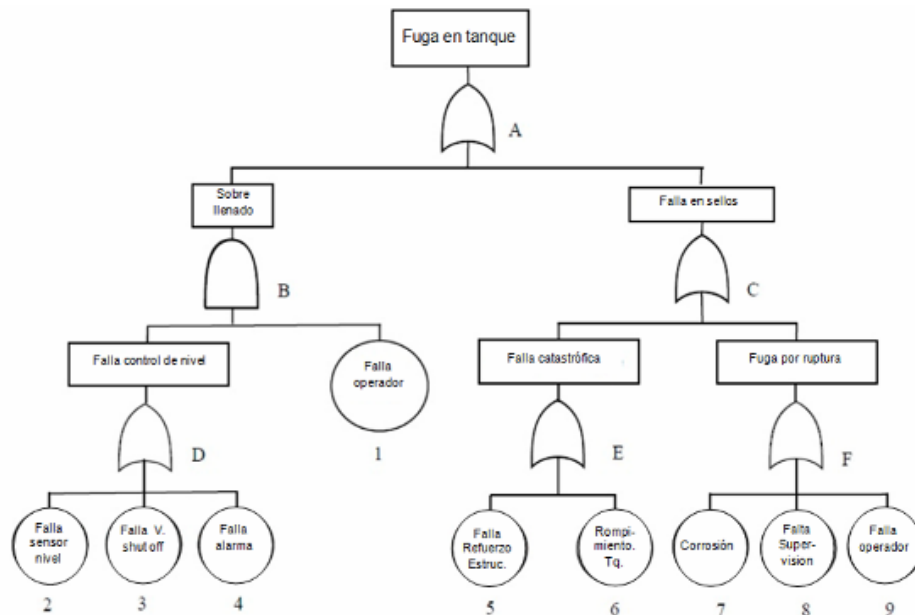
Análisis 2: Derrame de combustible en el tanque de almacenamiento.

Los eventos considerados son:

Tabla 27. 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
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

Figura 25. Árbol de fallas, análisis 2



Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$A = B + C$$

$$B = D \times I$$

$$\begin{aligned}C &= E + F \\D &= 2 + 3 + 4 \\E &= 5 + 6 \\F &= 7 + 8 + 9\end{aligned}$$

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**

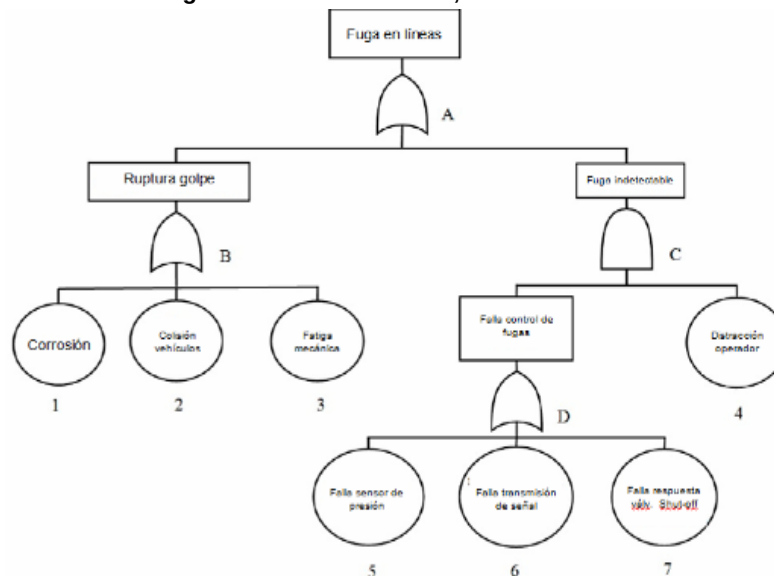
Análisis 3: Fuga de combustible en las tuberías.

Eventos considerados:

Tabla 28. 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 26. Árbol de fallas, análisis 1



Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$\begin{aligned} A &= B + C \\ B &= 1 + 2 + 3 \\ C &= D \times 4 \\ D &= 5 + 6 + 7 \end{aligned}$$

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**

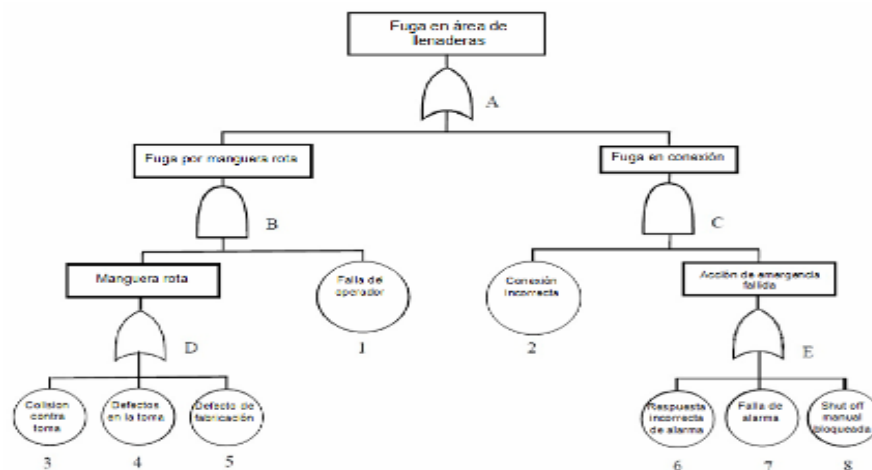
Análisis 4: Derrame de combustible en la carga del Autotanque

Se consideraron los siguientes eventos:

Tabla 29. 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
C	Fuga de conexión	1.63E-02
B	Fuga causada por la manguera rota	8.50E-03
A	Evento (4)	2.59E-02

Figura 27. Árbol de fallas, análisis 4



Las ecuaciones deducidas del diagrama son:

$$\begin{aligned}A &= B + C \\B &= D \times 1 \\C &= 2 \times E \\D &= 3 + 4 + 5 \\E &= 6 + 7 + 8\end{aligned}$$

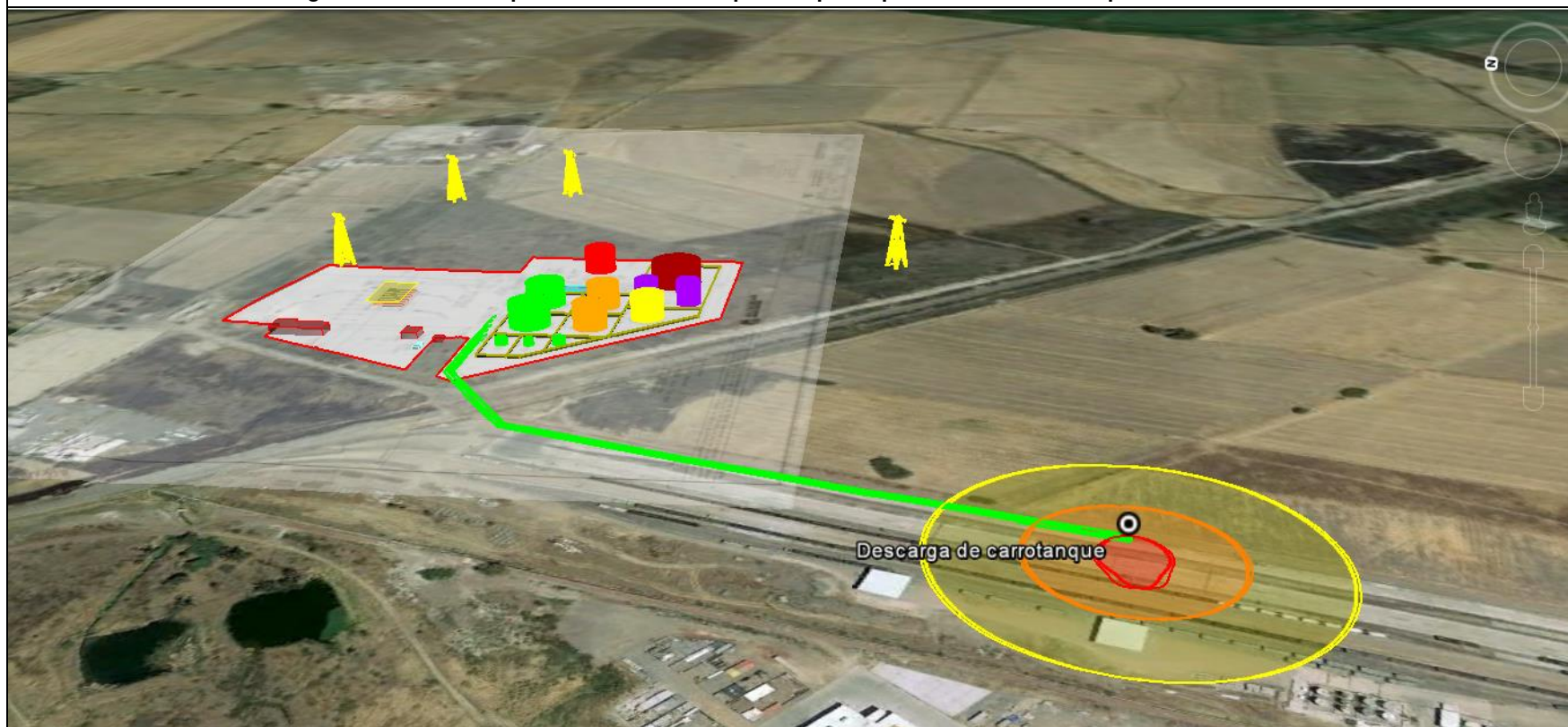
Una vez reducidas se llega a la ecuación:

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

El resultado es una frecuencia 2.59E-02 año⁻¹

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

Figura 28. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 1.1



Descripción del escenario:

Durante la descarga del carrotanque a un flujo de 7.86 kg/s, se supone una fuga de hidrocarburos por una serie de fallas como corrosión, falta de mantenimiento, falta de supervisión y/o un movimiento del carrotanque debido a un golpe al convoy. Se supone que la acción de cierre por desprendimiento o falla de la manguera, tarda 5 minutos, lo que descarga 2,358 kg de gasolina hacia la trinchera del drenaje químico. Se forma una nube de vapor que alcanza una fuente de ignición y se provoca una explosión.

Justificación del escenario:

La descarga de carrotanques es una de las actividades cotidianas de la terminal (probablemente dos veces al día), por lo el desgaste y fatiga mecánica de los elementos de conexión y su cantidad (26 conexiones) es un fuente probable de falla.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 40 metros - (3 psi)
- Naranja: 65 metros - (1.0 psi = vidrios rotos)
- Amarilla: 113 metros - (0.5 psi)

Modelo: ALOHA Sobrepresión por explosión de nube de vapor

Figura 29. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 1.1



Descripción del escenario:

Durante la descarga del carrotanque a un flujo de 7.86 kg/s, se supone una fuga de hidrocarburos por una serie de fallas como corrosión, falta de mantenimiento, falta de supervisión y/o un movimiento del carrotanque debido a un golpe al convoy. Se supone que la acción de cierre por desprendimiento o falla de la manguera, tarda 5 minutos, lo que descarga 2,358 kg de gasolina hacia la trinchera del drenaje químico. Se forma un charco de líquido que se enciende de inmediato provocando un incendio.

Justificación del escenario:

La descarga de carrotanques es una de las actividades cotidianas de la terminal (probablemente dos veces al día), por lo el desgaste y fatiga mecánica de los elementos de conexión y su cantidad (26 conexiones) es un fuente probable de falla.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

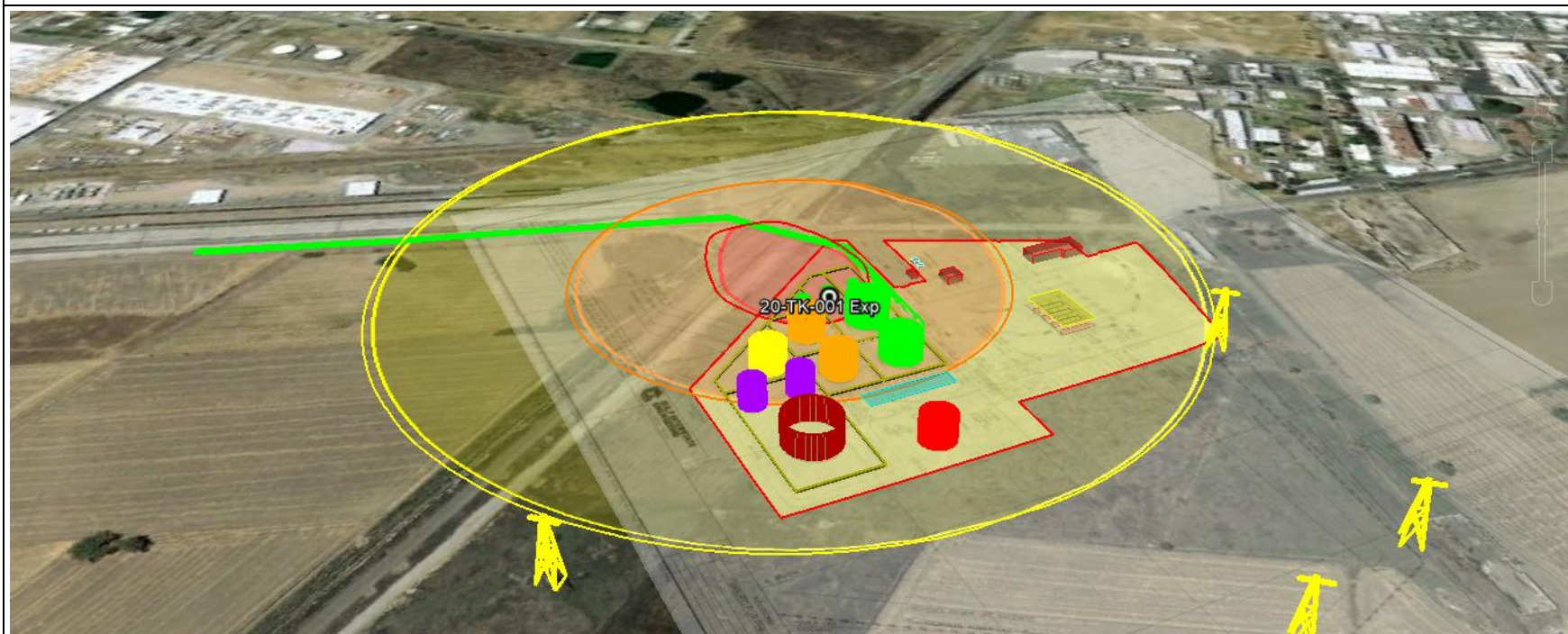
Roja : 46 metros - (12.5 kW/m²)

Naranja: 69 metros - (5 kW/m² = quemada 2°)

Amarilla: 116 metros - (1.4 kW/m²)

Modelo: ALOHA Radiación por incendio de charco

Figura 30. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 2.1



Descripción del escenario:

Durante la descarga del carrotanque a un flujo de 8,175.6 L/s, se presenta una serie de fallas (corrosión, falta de mantenimiento, falta de supervisión) que evitan que las alarmas y acciones de paro por alto nivel en el tanque de almacenamiento de gasolina regular 20-TK-001 (75,000 bls de capacidad) actúen, lo que provoca desbordamiento de gasolina. El tiempo de respuesta es de 10 minutos lo que libera 61,320 kg de gasolina CBOB-MX que se vierten al dique. Al caer y al estar expuesta al viento y la temperatura, se forma una nube explosiva que al cabo de 10 minutos de iniciado el derrame, encuentra un punto de ignición.

En tanque es 20-TK-001 es estratégico, ya que se encuentra viento abajo de los tanques 20-TK-012 (MTBE), 20-TK-004 y 20-TK-003 de gasolina que se instalarían.

Justificación del escenario:

Se trata del peor caso, basado en la experiencia en registros de accidentes (ver página 94) en otras instalaciones similares.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

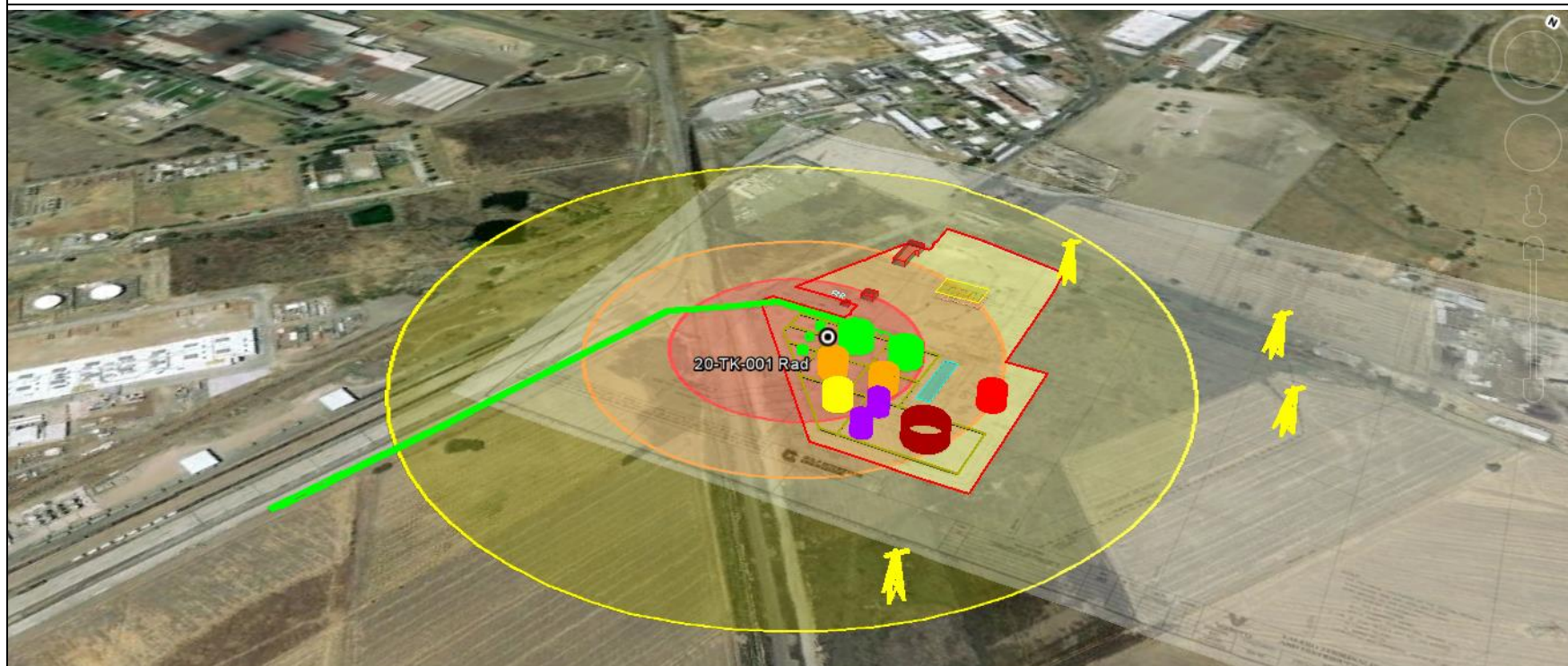
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja: 447 metros - (3 psi)
- Naranja: 589 metros - (1.0 psi = vidrios rotos)
- Amarilla: 900 metros - (0.5 psi)

Modelo: ALOHA **Sobrepresión** (fuerza explosiva) de una nube de vapor

Figura 31. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 2.1



Descripción del escenario:

Durante la descarga del carrotanque a un flujo de 8,175.6 L/s, se presenta una serie de fallas (corrosión, falta de mantenimiento, falta de supervisión) que evitan que las alarmas y acciones de paro por alto nivel en el tanque de almacenamiento de gasolina regular 20-TK-001 (75,000 bls de capacidad) actúen, lo que provoca desbordamiento de gasolina. El tiempo de respuesta es de 10 minutos lo que libera 61,320 kg de gasolina CBOB-MX que se vierten al dique. Casi tan pronto como se forma el charco en el dique (1 min), encuentra un punto de ignición, lo que provoca el incendio.

En tanque es 20-TK-001 es estratégico, ya que se encuentra viento abajo de los tanques 20-TK-012 (MTBE), 20-TK-004 y 20-TK-003 de gasolina que se instalarían. El viento puede ser un factor en contra del combate contra el incendio ya que se podría dirigir hacia las localidades cercanas.

Justificación del escenario:

Se trata del peor caso, basado en la experiencia en registros de accidentes (ver página 94) en otras instalaciones similares.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

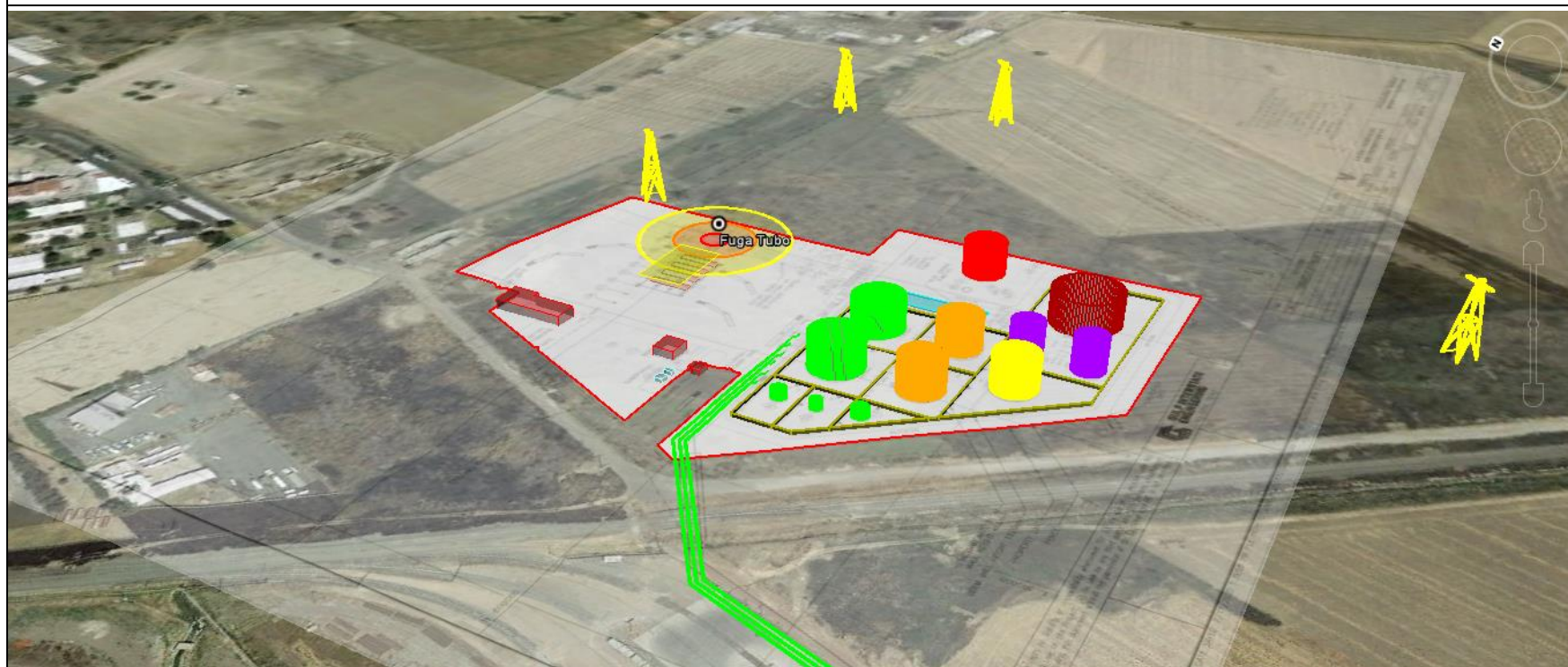
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 121 metros - (12.5 kW/m²)
- Naranja: 190 metros - (5 kW/m² = quemada 2°)
- Amarilla: 341 metros - (1.4 kW/m²)

Modelo: ALOHA **Radiación** por incendio de charco

Figura 32. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 3.3



Descripción del escenario:

Por la longitud de la tubería (aproximadamente 750 m) y su diámetro (16") se estimó una fuga de gasolina por orificio de al menos 10% de la sección transversal del tubo, por lo que se estimó una tasa de fuga de 4 kg/s, en la sección desde bomba a la salida del tanque a llenaderas. Se supuso la fuga en un cambio de dirección (codo), de tal forma que se produce un charco que eventualmente forma una nube de vapor que alcanza una fuente de ignición y explota.

Justificación del escenario:

Se trata de un caso probable, ya que la operación de la bomba es virtualmente todo el tiempo.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

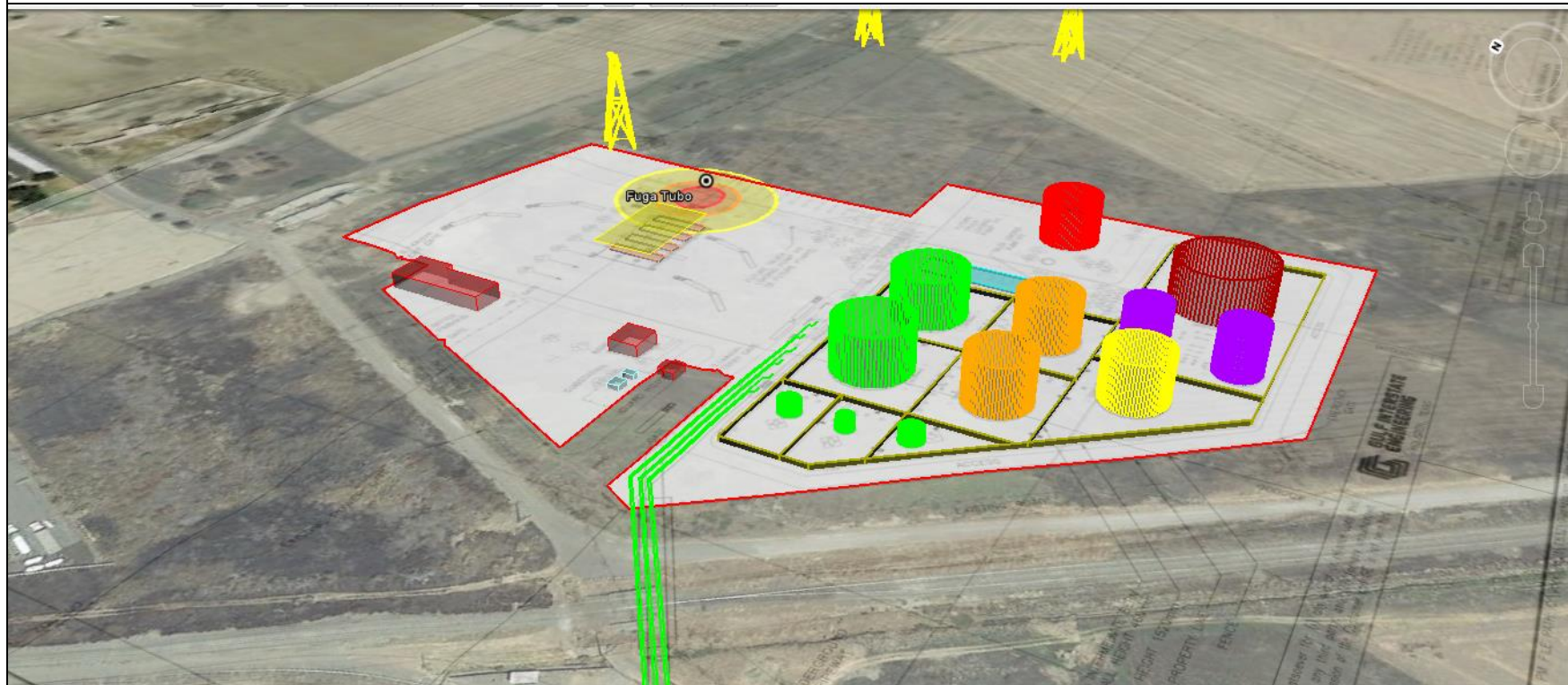
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 12 metros - (3 psi)
- Naranja: 27 metros - (1.0 psi = vidrios rotos)
- Amarilla: 47 metros - (0.5 psi)

Modelo: ALOHA Sobrepresión (fuerza explosiva) de una nube de vapor

Figura 33. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 3.3



Descripción del escenario:

Por la longitud de la tubería (aproximadamente 750 m) y su diámetro (16") se estimó una fuga de gasolina por orificio de al menos 10% de la sección transversal del tubo, por lo que se estimó una tasa de fuga de 4 kg/s, en la sección desde bomba a la salida del tanque a llenaderas. Se supuso la fuga en un cambio de dirección (codo), de tal forma que se produce un charco que eventualmente alcanza una fuente de ignición y se incendia.

Justificación del escenario:

Se trata de un caso probable, ya que la operación de la bomba es virtualmente todo el tiempo.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: GASOLINE

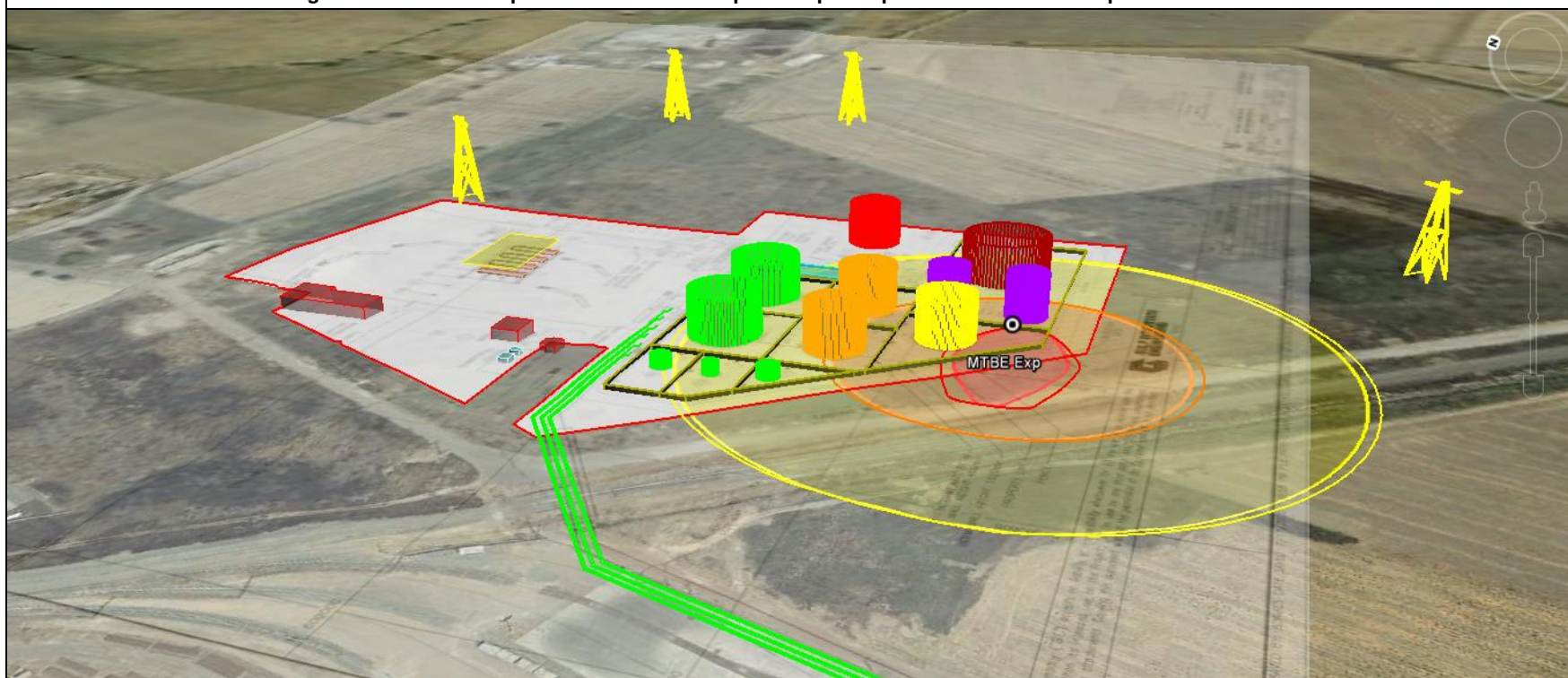
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 17 metros - (12.5 kW/m²)
- Naranja: 25 metros - (5 kW/m² = quemada 2°)
- Amarilla: 40 metros - (1.4 kW/m²)

Modelo: ALOHA Radiación por incendio de charco

Figura 34. Escenario para efectos de sobrepresión por explosión de nube de vapor: Nodo 4.2



Descripción del escenario:

La zona de mayor movimiento dentro de la terminal es el área de islas o llenaderas en la cual se despachan los autotransportes con los productos para su distribución. En una de las islas se descarga del autotransporte a los tanques transmix, gasolinas, MTBE y aditivo para diesel. El MTBE es una sustancia peligrosa por su toxicidad, así como por su inflamabilidad. En este nodo se supone una fuga del 1% (851.4 kg) del flujo de descarga hacia el tanque de almacenamiento durante 1 minuto como tiempo de respuesta. Por sus características fisicoquímicas el MTBE tiene radios de afectación importantes. En caso de explosión se supone que la fuga forma una nube de vapor que alcanza un punto de ignición.

Justificación del escenario:

Se trata de un caso probable, ya que la operación de las llenaderas es virtualmente todo el tiempo.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours
DST

Nombre de la Sustancia: MTBE

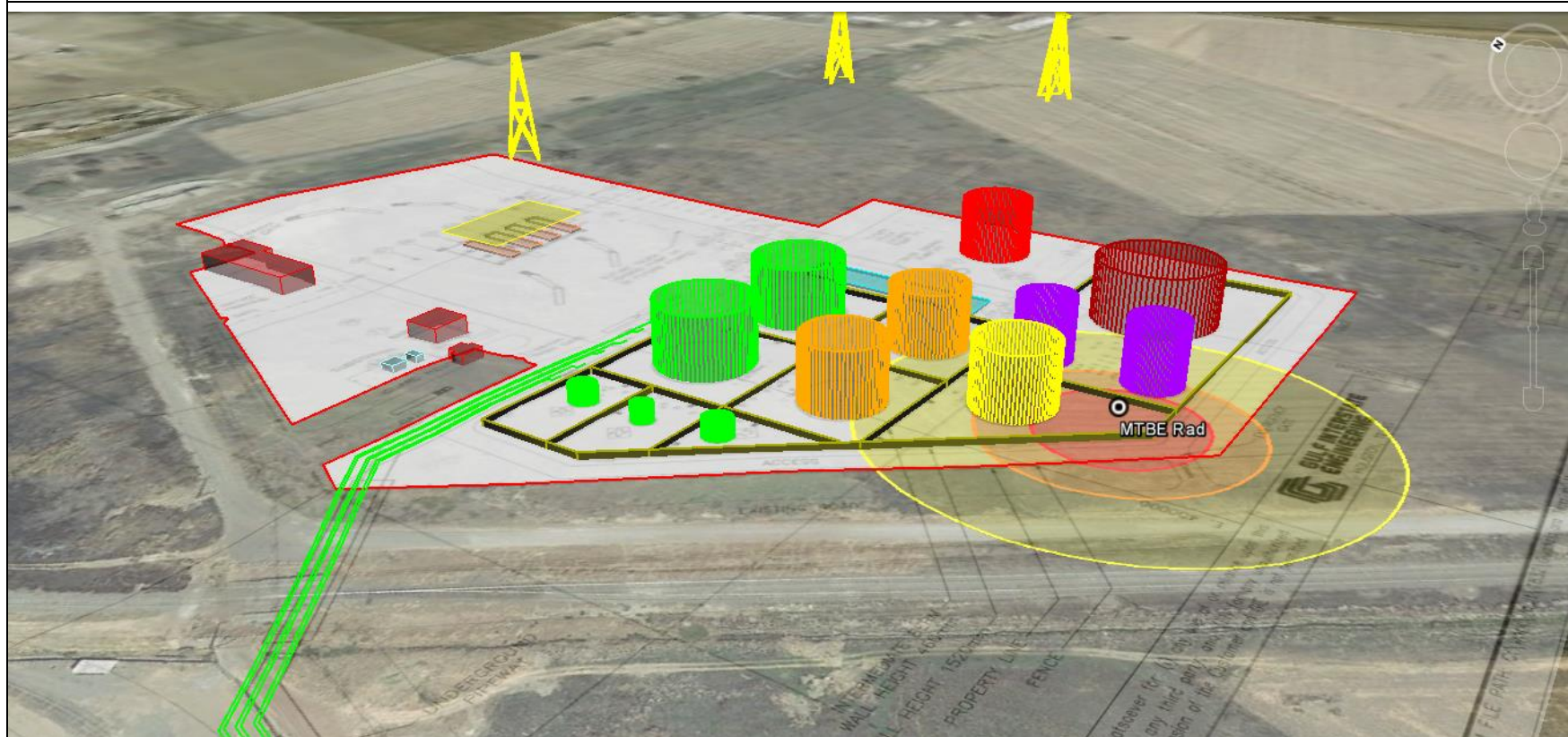
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 66 metros - (3 psi)
- Naranja: 69 metros - (1.0 psi = vidrios rotos)
- Amarilla: 145 metros - (0.5 psi)

Modelo: ALOHA Sobrepresión (fuerza explosiva)
de una nube de vapor

Figura 35. Escenario para efectos de radiación por incendio de charco: Nodo 4.2



Descripción del escenario:

La zona de mayor movimiento dentro de la terminal es el área de islas o llenaderas en la cual se despachan los autotransportes con los productos para su distribución. En una de las islas se descarga del autotransporte a los tanques transmix, gasolinas, MTBE y aditivo para diesel. El MTBE es una sustancia peligrosa por su toxicidad, así como por su inflamabilidad. En este nodo se supone una fuga del 1% (851.4 kg) del flujo de descarga hacia el tanque de almacenamiento durante 1 minuto como tiempo de respuesta. Por sus características fisicoquímicas el MTBE tiene radios de afectación importantes. En caso de explosión se supone que la fuga forma un charco que alcanza un punto de ignición generando un incendio.

Justificación del escenario:

Se trata de un caso poco probable, ya que la operación de descarga de autotank a tanque sería poco frecuente.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: MTBE

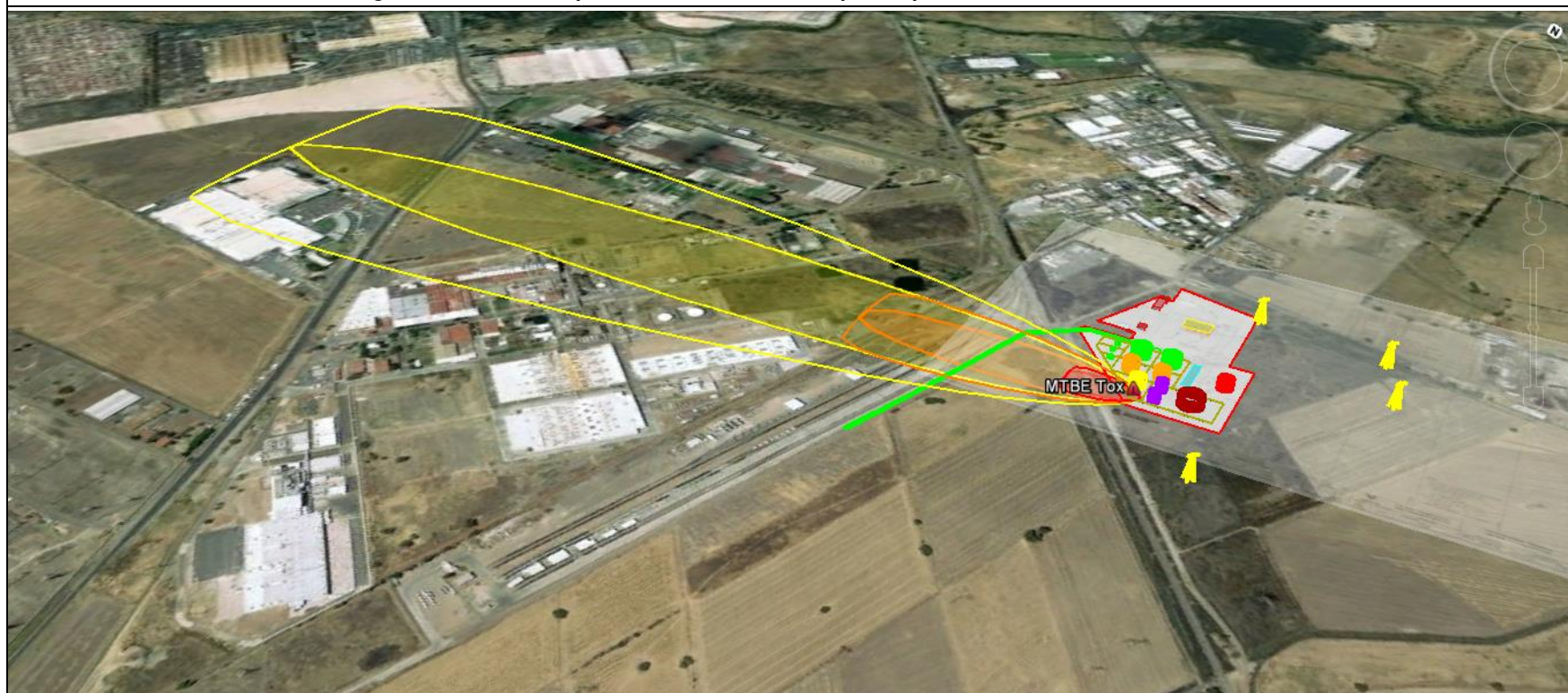
Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

- Roja : 32 metros - (12.5 kW/m²)
- Naranja: 45 metros - (5 kW/m² = quemada 2°)
- Amarilla: 73 metros - (1.4 kW/m²)

Modelo: ALOHA Radiación por incendio de charco

Figura 36. Escenario para efectos de toxicidad por dispersión de nube: Nodo 4.2



Descripción del escenario:

La zona de mayor movimiento dentro de la terminal es el área de islas o llenaderas en la cual se despachan los autotransportes con los productos para su distribución. En una de las islas se descarga del autotransporte a los tanques transmex, gasolinas, MTBE y aditivo para diesel. El MTBE es una sustancia peligrosa por su toxicidad, así como por su inflamabilidad. En este nodo se supone una fuga del 1% (851.4 kg) del flujo de descarga hacia el tanque de almacenamiento durante 1 minuto como tiempo de respuesta. Por sus características fisicoquímicas el MTBE tiene radios de afectación importantes. Se supone la dispersión de la nube como gas más pesado que el aire.

Justificación del escenario:

Se trata de un caso poco probable, ya que la operación de descarga de autotanque a tanque sería poco frecuente.

Fecha - Hora: November 25, 2019 1620 hours DST

Nombre de la Sustancia: MTBE

Viento: 5 m/s from E at 3 meters

Zona de Interés:

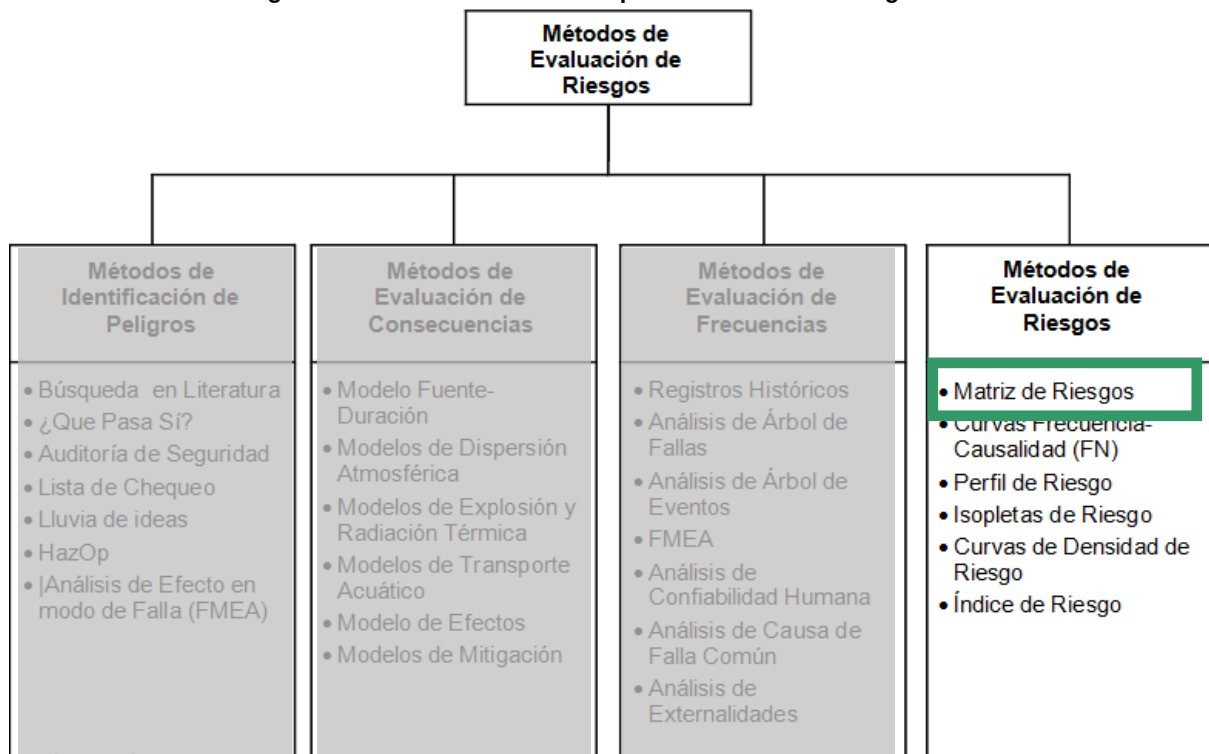
Roja : 104 m (5300 ppm = AEGL-3 [60 min])
Naranja: 419 m (570 ppm = AEGL-2 [60 min])
Amarilla: 1.6 km (50 ppm = AEGL-1 [60 min])

Modelo: ALOHA dispersión de gas pesado

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 37. 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

Consecuencias

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

Consecuencias

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

Consecuencias

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

Consecuencias

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:

Figura 38. Categorías de frecuencia

Categoría de frecuencia	Tipo	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
6	Muy Frecuente	Ocorre una o más veces por año
5	Frecuente	Ocorre una vez en un periodo entre 1 y 3 años
4	Poco frecuente	Ocorre una vez en un periodo entre 3 y 5 años
3	Raro	Ocorre una vez en un periodo entre 5 y 10 años
2	Muy raro	Ocorre 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.

Tabla 30. 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

Los resultados de la evaluación, presenta riesgos que no son tolerables, de acuerdo a la siguiente gráfica, basada en la evaluación de la Tabla 32.

Figura 39. Resumen de la evaluación de riesgos

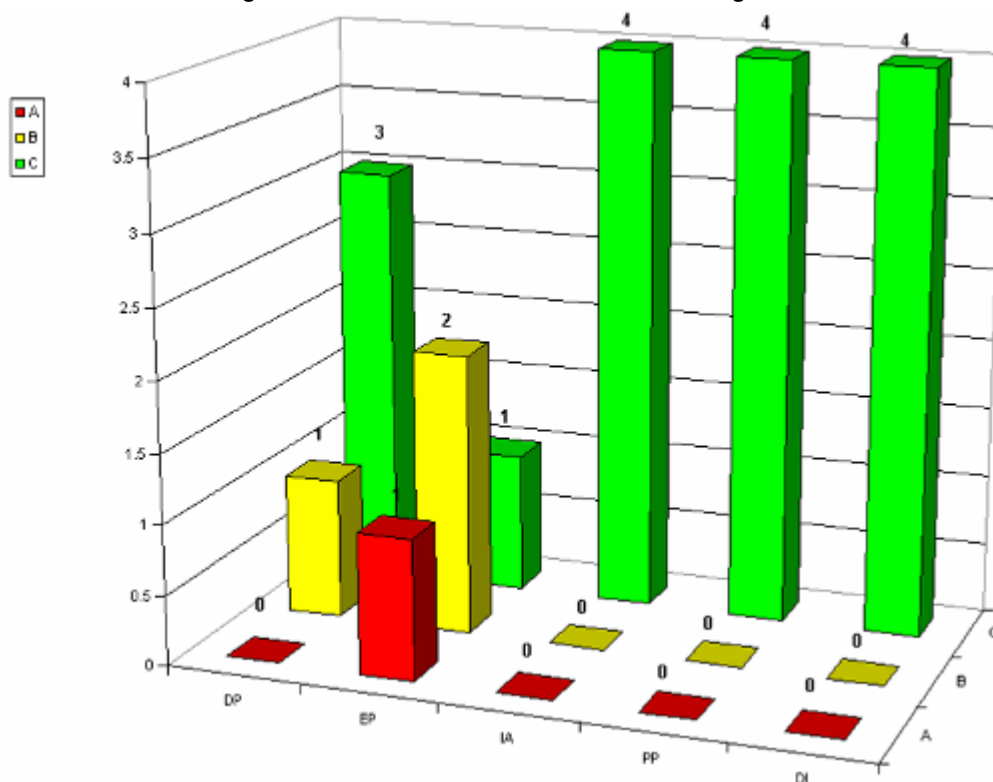


Tabla 31. Resumen de la evaluación de riesgos

DP	EP	IA	PP	DI	
0	1	0	0	0	1
1	2	0	0	0	3
3	1	4	4	4	16
4	4	4	4	4	

Tabla 32. Resultados de la evaluación de riesgo

Nodo	Falla / Evento	Falla / Evento	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta (min)	Cantidad liberada (kg)	Superficie del área de contención m2	Incendio			Explosión			Toxicidad			Riesgo basados en el HazOp												
											12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/in2	1.0 lb/in2	0.5 lb/in2	AEGL-3	AEGL-2	AEGL-1	Efecto dominó	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI
1	1	Derrame en trompa de descarga de carotantes	CBOB Gasolina	7.86 kg/s	104 carotantes tren unitario, 2 posiciones de descarga de 13 carotantes c/u, descarga de tren en 24 horas	Temperatura ambiente, descarga por gravedad a manifold (cabezal), bomba a patin de medición	Carotantes > cabezal > bomba > Patin	5	2358.0 kg	100 m2	46 m	69 m	116 m	40 m	65 m	113 m				Muy raro	2.13E-01	2	3	2	2	2	1	C	B	C	C	C
2	1	Derrame de gasolina por el techo flotante debido a sobrellenado del tanque de almacenamiento	87CON Gasolina	102.20 kg/s	Continua 24h/ 2 veces por semana	Control de nivel	Patin > Tanque de almacenamiento	10	61320.0 kg	1000 m2	121 m	190 m	341 m	446 m	589 m	900 m				Raro	7.56E-02	3	2	2	3	3	2	C	B	C	C	C
3	3	Fuga de gasolina por fisura o poro en la tubería	Gasolina CBOB-MX	4.00 kg/s	Continua 24/7	Presión constante del patin de medición	Tanque de almacenamiento > Patin descarga	15	3600.0 kg	10 m2	17 m	25 m	40 m	12 m	27 m	47 m			Extremadamente raro	8.13E-03	1	2	1	1	1	1	C	C	C	C	C	
4	2	Fuga de MTBE por falla de brazo o conexión en descarga de autotanks en islas	MTBE	141.90 kg/s	Continua en horario determinado	Presión constante del patin de medición	Llenaderas > Autotank	1	851.4 kg	100 m2	32 m	45 m	73 m	66 m	89 m	145 m	104 m	419 m	2 km	Raro	2.59E-02	3	3	3	2	2	2	B	A	C	C	C

AEGL-1 es la concentración en el aire por encima de la cual se pueden experimentar molestias o irritaciones notables. Sin embargo, los efectos no son incapacitantes pero si reversibles una vez que se detiene la exposición.

AEGL-2 es la concentración en el aire por encima de la cual pueden experimentarse efectos adversos irreversibles u otros efectos adversos graves para la salud de larga duración o una capacidad de escape deteriorada.

AEGL-3 es la concentración en el aire por encima de la cual se pueden experimentar efectos de salud o muerte que amenazan la vida.

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 nodos 1.1, 2.1 y 4.2 presentan **riesgos nivel B e incluso A**, están relacionados con la operación de descarga del carrotanques a tanques de almacenamiento y de estos a llenaderas, 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. En el caso de MTBE sus propiedades tóxicas implican medidas de seguridad especiales.

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 Distribuido (SCD).
- SPE (Sistema de Paro por Emergencia).
- Patines de Medición de Flujo para descarga de carrotanques.
- Sistema de Control de Inventarios (SCI).
- Sistema de Gestión de la Terminal (TMS).
- 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 de operación normal, sin rebasar la capacidad del equipo en cuestión.

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) 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 carrotanque, se contará con el circuito dedicado al **cierre de Válvulas ESDV en área de espuelas de FFCC**, que tiene una prioridad de Paro Nivel 2 y cuya función será vigilar si durante el bombeo de hidrocarburos de carrotanques a tanque(s) de Almacenamiento en turno se presentan los siguientes problemas:

- Falla la conexión de sistema de tierra.
- La Bomba de descarga tiene problemas
- Hay una Alta-Alta Presión en la línea de descarga detectada por el transmisor de presión de seguridad
- Se detecto falla de aire de instrumentos
- Cualquier otro problema en la operación de descarga
- Existe sobrellenado en el Tanque de almacenamiento

Cuando existen problemas en la espuela y dentro de la operación bombas de descarga, se tendrá que suspender la descarga, en ese momento el personal de la empresa encargada de la descarga avisará por radio y se informará que se han detenido las bombas y que se pueda mandar el comando de Cierre a la válvula ESDV del límite de baterías, 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, NO antes,

Causas:

- Alta-Alta presión en la línea de descarga (PZHH).
- Cualquier problema en carrotanques.
- Falla de conexión de tierra física en carrotanques
- Alto-Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento

Consecuencias:

- En caso de no parar las bombas de descarga de carrotanques: Derrame de hidrocarburo en el dique de los tanques.

2. Tanques de Almacenamiento. Para el llenado de tanques se contará con el circuito dedicado a Tanques de Almacenamiento, cuya función será vigilar si durante la descarga de hidrocarburo de carrotanques 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 de carro tanques 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.
 - 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 generando un Paro de Emergencia Nivel 2.
3. Tanques de Almacenamiento. Se contará con el circuito **Detección de Gas Combustible**, que tiene una prioridad para Paro Nivel 2, cuya función será la detección de gas combustible derramado de Gasolinas 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 carro tanques, entonces el operador del área de tanques de almacenamiento deberá dar aviso por radio al personal del buquetanque para parar las bombas.
- 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 Gasolinas 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 para la **Detección de Gas Combustible**, con una prioridad de Paro Nivel 2, y cuya función será atender los derrames de combustible de Gasolinas 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 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 Gasolinas.

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 combustibles se debe contar con un sistema de espuma para evitar en la medida la dispersión por evaporación y el viento. Así mismo se debe de contar con los procedimientos de recuperación de condiciones seguras y control del derrame. Se requieren todos los equipos y materiales disponibles, así como de capacitación y adiestramiento del personal en los planes y coordinación para la atención a emergencias.

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, la mayoría obligatorios por la normatividad y la legislación.

Tabla 33. Reposicionamiento de escenarios de riesgo

				Riesgo basados en el HazOp												Capas Independientes LOPA: Factores de protección						Riesgo después de LOPA													
Nodo	Falla / Evento	Falla / Evento	Sustancia	Efecto dominó	Probabilidad	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
1	1	Derrame en trompa de descarga de carro tanques	CBOB Gasolina	Muy raro	2.13E-01	2	3	2	2	2	1	C	B	C	C	C	Normas Códigos	Nivel visual	Si	Si		Dique	PPA	1.86E-02	1	3	2	2	2	1	C	C	C	C	C
2	1	Derrame de gasolina por el techo flotante debido a sobrellenado del tanque de almacenamiento	87CON Gasolina	Raro	7.56E-02	3	2	2	3	3	2	C	B	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	1.81E-02	1	2	2	3	3	2	C	C	C	C	C
3	3	Fuga de gasolina por fisura o poro en la tubería	Gasolina CBOB-MX	Extremadamente raro	8.13E-03	1	2	1	1	1	1	C	C	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual		PPA	2.28E-03	1	2	1	1	1	1	C	C	C	C	C
4	2	Fuga de MTBE por falla de brazo o conexión en descarga de autotankers en islas	MTBE	Raro	2.59E-02	3	3	3	2	2	2	B	A	C	C	C	Normas Códigos		Si	Si	Paro manual	Respiradores	PPA	3.49E-03	1	2	2	2	2	2	C	C	C	C	C

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

Figura 40. Resumen del reposicionamiento de escenarios

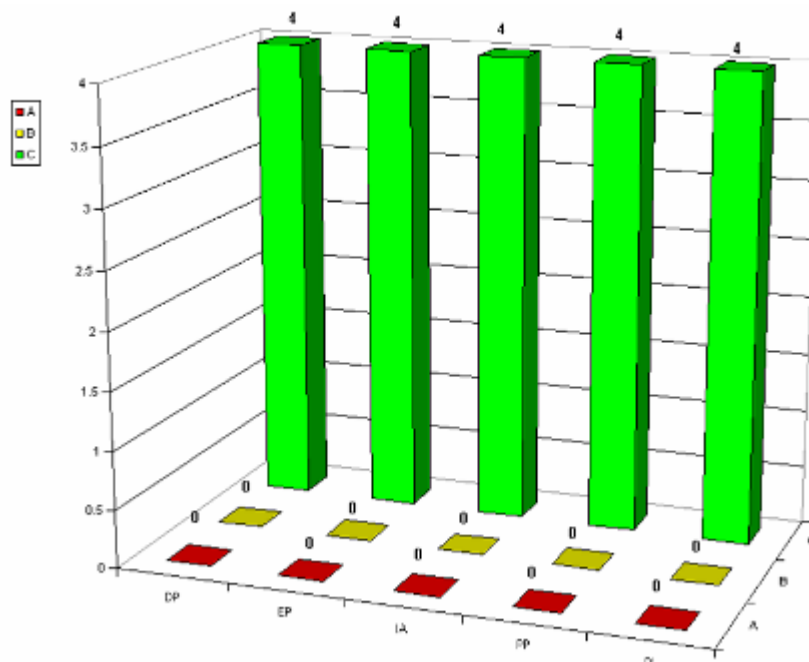


Tabla 34. Resumen del reposicionamiento de escenarios

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
4	4	4	4	4	20
4	4	4	4	4	

XIII.4.4. Análisis de vulnerabilidad

En la Tabla 35. se presentan los escenarios modelados 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 35. Análisis de vulnerabilidad de las instalaciones de la terminal de almacenamiento

N	TAG	Eq	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobrenresión	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobrenresión	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobrenresión	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobrenresión	Nodo 4.2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
1	30-TK-101	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)	460	460	32	32	155	155	110	110	110
2	30-TK-102	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)	488	488	72	72	131	131	105	105	105
3	30-TK-103	CBOB GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)	457	457	72	72	171	171	63	63	63
4	30-TK-104	CBOBPRE-MX GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)	428	428	33	33	189	189	71	71	71
5	30-TK-105	FUTURE TANK	592	592	207	207	139	139	185	185	185
6	30-TK-106	FUTURE TANK	630	630	256	256	173	173	226	226	226
7	30-TK-107	FUTURE TANK	563	563	205	205	176	176	160	160	160
8	30-TK-108	FUTURE TANK	534	534	213	213	222	222	145	145	145
9	30-TK-109	DIESEL STORAGE TANK (125,000 BLS)	468	468	139	139	206	206	67	67	67
10	30-TK-110	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)	442	442	94	94	198	198	37	37	37
11	30-TK-111	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)	422	422	113	113	228	228	18	18	18
12	30-TK-112	MTBE STORAGE TANK (50,000 BLS)	415	415	74	74	213	213	29	29	29
13	30-TK-113	TRANSMIX STORAGE TANK (2,000 BLS)	418	418	11	11	198	198	101	101	101
14		FUTURE TANK	631	631	207	207	39	39	237	237	237
15		FUTURE TANK	657	657	239	239	78	78	256	256	256
16		FUTURE TANK	601	601	186	186	70	70	200	200	200
17		FUTURE TANK	635	635	230	230	107	107	229	229	229
18		FUTURE TANK	665	665	268	268	143	143	258	258	258
19		FUTURE TANK	678	678	265	265	110	110	274	274	274
20		FUTURE TANK	692	692	301	301	176	176	285	285	285
21	30-TK-133	SUMP TANK (10,000 GAL)	553	553	131	131	71	71	163	163	163
22	30-TK-134	SLOP TANK (1,000 BLS)	431	431	16	16	186	186	119	119	119
23	30-TK-114	GASOLINE ADDITIVE 1 TANK (8.000 GAL)	618	618	189	189	17	17	242	242	242

N	TAG	Eq	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobrenresión	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobrenresión	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobrenresión	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobrenresión	Nodo 4-2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
24	30-TK-115	GASOLINE ADDITIVE 2 TANK (8.000 GAL)	624	624	195	195	16	16	247	247	247
25	30-TK-116	REMOVED FROM SCOPE	625	625	197	197	25	25	252	252	252
26	30-TK-117	DIESEL ADDITIVE TANK (8,000 GAL)	633	633	204	204	26	26	257	257	257
27	30-TK-150	FIREWATER STORAGE TANK (14,831 NET BLS)	530	530	151	151	146	146	124	124	124
28	30-TK-151	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	619	619	190	190	5	5	238	238	238
29	30-TK-152	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	498	498	129	129	163	163	91	91	91
30	30-TK-153	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	495	495	129	129	167	167	89	89	89
31	30-TK-170	UTILITY WATER STORAGE TANK (10,000 GAL)	513	513	128	128	143	143	107	107	107
32	30-TK-140	WASTE WATER STORAGE TANK (3,000 BLS)	447	447	32	32	174	174	134	134	134
35	30-P-123 A/B	CBOB GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS	485	485	107	107	160	160	80	80	80
36	30-P-121 A/B/C	CBOB-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS	487	487	106	106	157	157	83	83	83
37	30-P-124	CBOBPRE-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMP	490	490	106	106	153	153	86	86	86
40	30-P-128 A/B	DIESEL TRUCK LOADING PUMPS	494	494	105	105	146	146	92	92	92
41	30-P-120	JET FUEL TRUCK LOADING PUMP	497	497	104	104	142	142	95	95	95
42	30-P-122 A/B	MTBE TRUCK LOADING PUMPS	499	499	104	104	139	139	98	98	98
43	30-P-129	TRANSMIX PUMP	502	502	105	105	135	135	101	101	101
44	30-P-164	LEAN ABSORBENT SUPPLY PUMP	505	505	105	105	131	131	105	105	105
45	30-P-150 A/B	DIESEL DRIVEN FIREWATER PUMPS	520	520	157	157	166	166	114	114	114
46	30-P-151	JOCKEY FIREWATER PUMP	517	517	152	152	165	165	110	110	110
47	30-SP-001	JET FUEL FILTER SEPARATOR	535	535	116	116	89	89	144	144	144
48	30-SP-002	JET FUEL FILTER SEPARATOR	538	538	119	119	88	88	146	146	146
49	30-SP-003	JET FUEL FILTER SEPARATOR	540	540	123	123	88	88	147	147	147
50	30-SP-004	JET FUEL FILTER SEPARATOR	543	543	127	127	87	87	149	149	149
51	30-SP-005	JET FUEL FILTER SEPARATOR	591	591	162	162	33	33	221	221	221

N	TAG	Eq	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobrenresión	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobrenresión	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobrenresión	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobrenresión	Nodo 4-2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
52		TRUCK LOADING AND UNLOADING STATION 1	586	586	157	157	42	42	220	220	220
53		TRUCK LOADING STATION 2	581	581	153	153	51	51	220	220	220
54		TRUCK LOADING STATION 3	575	575	148	148	61	61	219	219	219
55		TRUCK LOADING STATION 4	569	569	144	144	71	71	219	219	219
56		TRUCK LOADING STATION 5 (FUTURE)	565	565	141	141	81	81	219	219	219
57		TRUCK LOADING STATION 6 (FUTURE)	559	559	139	139	91	91	220	220	220
58		TRUCK LOADING STATION 7 (FUTURE)	598	598	170	170	17	17	218	218	218
59	30-PK- 161	VAPOR RECOVERY UNNIT	561	561	137	137	61	61	173	173	173
60	30-PK-131	OIL WATER SEPARATOR	527	527	114	114	103	103	132	132	132
61	30-PK-132	OIL WATER SEPARATOR	618	618	190	190	5	5	238	238	238
62	30-FS-151	FOAM PROPORTIONING SKID	498	498	129	129	163	163	91	91	91
63	30-FS- 152	FOAM PROPORTIONING SKID	495	495	129	129	168	168	88	88	88
64	30-FS- 153	FOAM PROPORTIONING SKID	513	513	128	128	143	143	107	107	107
65	30-W-001	WATER WELL	560	560	137	137	61	61	173	173	173
66		POWER CONTROL ROOM	496	496	83	83	139	139	179	179	179
67		GENERATOR	492	492	86	86	151	151	185	185	185
68		SWITCHGEAR PAD	488	488	87	87	157	157	187	187	187
69		TRANSFORMER PAD	518	518	116	116	142	142	213	213	213
70	30-PK-181	PACKAGE PLANT-SANITARY WASTEWATER TREATMENT	516	516	113	113	143	143	210	210	210
71	30-PK-182	PACKAGE PLANT-SANITARY WASTEWATER TREATMENT	559	559	142	142	76	76	163	163	163
72		TRANSFORMER PAD	559	559	138	138	67	67	168	168	168
73		GENERATOR	511	511	96	96	128	128	188	188	188
74		WAREHOUSE	588	588	182	182	126	126	272	272	272
75		OFFICE	486	486	75	75	148	148	172	172	172

N	TAG	Eq	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobrenresión	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobrenresión	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobrenresión	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobrenresión	Nodo 4-2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
76		GUARD HOUSE	675	675	246	246	60	60	291	291	291
77		TORRE AT	779	779	372	372	211	211	372	372	372
78		TORRE AT	738	738	367	367	251	251	337	337	337
68		Silos TYSA	519	519	943	943	1127	1127	905	905	905
69		Zoltek	621	621	954	954	1127	1127	979	979	979
70		Carretera a la Capilla	753	753	1132	1132	1301	1301	1067	1067	1067
71		FFCC	393	393	100	100	255	255	186	186	186
72		ZF SACH	927	927	1232	1232	1394	1394	1267	1267	1267
73		ZF Supresión Technology	1164	1164	1437	1437	1588	1588	1482	1482	1482
74		Corporación de Occidente	997	997	1054	1054	1144	1144	1136	1136	1136
75		Cooper & Rubber	1147	1147	1287	1287	1398	1398	1358	1358	1358
76		Gas Milenium	1323	1323	1751	1751	1935	1935	1713	1713	1713
77		Diesgas	1302	1302	1713	1713	1890	1890	1659	1659	1659
78		Dian Procesos Metalúrgicos	1261	1261	1690	1690	1876	1876	1662	1662	1662
79		Col. La Purísima	1876	1876	2107	2107	2238	2238	2165	2165	2165
80		Fracc. Rancho Alegre	2291	2291	2631	2631	2795	2795	2660	2660	2660

XIII.5. Determinación de medidas de reducción de riesgo

Para reducir el riesgo 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 Terminal de Combustibles Guadalajara Grupo México-Valero Guadalajara tendrá 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 36. Análisis de capas de protección (LOPA)

Área	IPL's identificados en bases de ingeniería y por aplicar (Tipo de Instalación, Sistema, Equipo, Instrumento, Acción o Medida Administrativa)	LOPA para etapa de ingeniería básica (elementos que pueden implementarse por capa)						
		DP	SBC	ALR	SIS	PA	PP	RE
Toda la Terminal	Manuales de operación (todos los procedimientos)	1	1					
	Programa de Mantenimiento	1	1					
	Sistema Contra Incendio	1					1	1
	Cuarto de control, sistema de datos y voz	1		1	1	1		
	Sistema de tierras físicas	1	1				1	
	Aparta Rayos	1	1			1		
	Drenaje Pluvial	1					1	
	Drenaje Aceitoso y Fosa API	1					1	
	Sistema de Control Distribuido	1			1	1		
	Gas y Fuego	1		1	1	1		
	Administración de EHS, señalética, clasificación de áreas, PPA, PRE, CLAE, PC	1	1					1
	Control de emisiones	1		1	1	1		
	Planta de emergencia y soporte UPS	1			1	1		1
	Subestación eléctrica	1		1	1	1		
	Control de acceso, vialidades, CCTV	1				1		
	Seguridad patrimonial	1				1		1
Descargaderas de Autotanques	Computador de flujo				2			
	Detector de puesta a tierra					4		
	Alarma por alto nivel			4				
	Interruptor de nivel					2		
	Interruptor de presión					2		
	Manómetro				6			
	Manómetro Diferencial		2					
	Mirilla de nivel		2					
	Transmisor de flujo tipo coriolis				2			
	Transmisor de presión				2			
	Transmisor de temperatura con sensor RTD				2			
	Válvula con accionamiento manual e indicador de posición		8					
	Válvula de bola con actuador neumático					2		
	Válvula de dos pasos		2					
Válvula de seguridad					4			
Descargaderas de	Computador de flujo				3			

Área	IPL's identificados en bases de ingeniería y por aplicar (Tipo de Instalación, Sistema, Equipo, Instrumento, Acción o Medida Administrativa)	LOPA para etapa de ingeniería básica (elementos que pueden implementarse por capa)					
		DP	SBC	ALR	SIS	PA	PP RE
Carrotanques	Detector de puesta a tierra					24	
	Alarma por alto nivel (LSH)			6			
	Interruptor de presión					4	
	Interruptor de nivel					4	
	Manómetro				11		
	Manómetro Diferencial		4				
	Mirilla de nivel		4				
	Switch de flujo					27	
	Transmisor de flujo tipo coriolis				3		
	Transmisor de presión				7		
	Transmisor de temperatura con sensor RTD				3		
	Válvula con accionamiento manual e indicador de posición		12				
	Válvula de bola con actuador neumático					27	
	Válvula de dos pasos		3				
	Válvula de seguridad					7	
Llenaderas y Bombas de Autotanques	Alarma de nivel			4			
	Computador de flujo				4		
	Detector de puesta a tierra					4	
	Interruptor de nivel de sellos					6	
	Interruptor de presión					6	
	Manómetro				16		
	Mirilla de nivel		6				
	Transmisor de flujo tipo coriolis				4		
	Transmisor de presión				10		
	Transmisor de temperatura con sensor RTD				4		
	Válvula con accionamiento manual e indicador de posición		16				
	Válvula de dos pasos		4				
	Válvula de seguridad					10	
Tanques	Alarma por alto nivel (LSH)			8			
	Sonda de temperatura multipunto				4		
	Trasmisor de nivel/ palpador				4		
	Válvula de bola con actuador eléctrico					8	
	Válvula de seguridad					10	
Dique							

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 de que ocurra un accidente/incidente;
- Estar preparado en cualquier momento para actuar rápida y adecuadamente ante cualquier accidente/incidente que se presente;
- Responder con acciones predeterminadas y coordinadas en vista de mantener el control del sistema;
- Minimizar el impacto del accidente/incidente a todos los interesados en el normal desenvolvimiento de la compañía;
- 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 contará con Procedimientos de Atención de Emergencias y Procedimientos Operativos (Manual de Operación).

Los objetivos del PPA son los siguientes:

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

- Contar con planes, procedimientos, recursos y programas para dar respuesta a cualquier contingencia ocasionada por el manejo de las sustancias peligrosas.
- Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de desastre ocasionadas por la liberación de sustancias peligrosas.
- Establecer los mecanismos de comunicación, coordinación y concentración de acciones para incrementar adecuadamente el PPA en la localidad.
- Que las industrias de alto riesgo difundan en la localidad, la información relacionada con las actividades que desarrollan y los riesgos que estas representan para la población, sus bienes y el ambiente, así como los planes, procedimientos y programas con los que se cuenta, para disminuir y controlar dichos riesgos, enfrentar cualquier contingencia y atender desastres provocados por la liberación accidental de sustancias peligrosas.

Manuales de Operación y Mantenimiento. Los Manuales de Operación y Mantenimiento se prepararán de acuerdo con todos los Códigos aplicables, las Normas tales como la API, la ASME B31.8, la Ley Mexicana y toda su Reglamentación, y con base en la amplia experiencia derivada de las actividades de operación y mantenimiento de este tipo de Terminales. Estos manuales estarán disponibles antes de la puesta en marcha de la Terminal, se revisarán y actualizarán periódicamente a partir de ese momento y 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 hasta las bases de ingeniería, 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 y en los modelos de simulación se consideraron 9 escenarios en base a las consecuencias de interés: Fuga y Derrame con efectos por radiación térmica, daños mecánicos por onda de choque por explosión y toxicidad.

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 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 41. y Tabla 37. 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 pérdida de contención (fuga o ruptura) que pueden evolucionar en un derrame, afectaciones por radiación térmica, sobrepresión o nube tóxica. En el **ANEXO H** se muestra el resultado generado por el software ALOHA®.

Del análisis de los resultados se pudo apreciar que los radios de los escenarios probables simulados no rebasan los límites de la TAD, 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 41. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

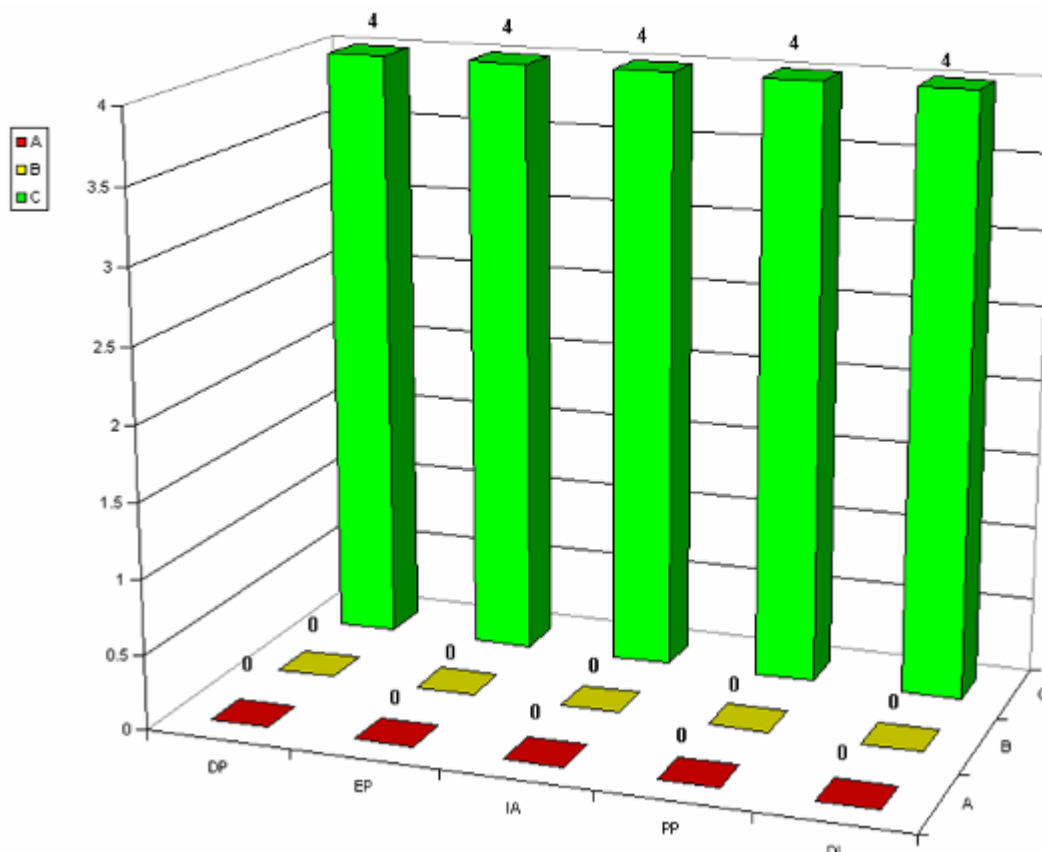


Tabla 37. Resumen del reposicionamiento de escenarios después de LOPA

DP	EP	IA	PP	DI	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
4	4	4	4	4	20
4	4	4	4	4	

XV.2. Recomendaciones

1. Una vez operando la Terminal de Combustibles Guadalajara Grupo México-Valero Guadalajara deberá elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:

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

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

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

La revisión establecida es semanal.

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

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

- Tuberías de casa de bombas a descarga de auto tanques.
- Tubería de casa de bombas a llenaderas de auto tanques.
- Tuberías de recibo de tanques verticales de almacenamiento.
- Tuberías de salida de tanques verticales de almacenamiento

- Casa de bombas (accesorios y partes de bombas).
- Sistemas de protección contra incendio (accesorios y partes de bombas).
- Tuberías red contra incendio.
- Red agua de servicios.
- Tanques verticales de almacenamiento.
- Auto tanques.

Para esta actividad se establece que se deberán calcular el espesor mínimo requerido y la velocidad de desgaste. Se deberán archivar los resultados en expedientes específicos por circuito así como los isométricos respectivos.

3. Se deberá de elaborar un programa de Revisión y calibración de niplería. Los equipos considerados en este programa son los siguientes:

- Circuito CBOB
- Circuito CBOB-MX
- Circuito CBOBPRE-MX
- Circuito 87CON
- Circuito 92CON
- Circuito Diesel
- Circuito Jet Fuel
- Circuito MTBE
- Circuito TRANSMIX
- Circuito URV
- Tanques SUMP y SLOP
- 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 CBOB
 - Circuito CBOB-MX
 - Circuito CBOBPRES-MX
 - Circuito 87CON
 - Circuito 92CON
 - Circuito Diesel
 - Circuito Jet Fuel
 - Circuito MTBE
 - Circuito TRANSMIX
 - Circuito URV
 - Tanques SUMP y SLOP
 - Circuito Contra incendio
5. Se deberá de elaborar un programa de vigilancia e inspección de los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia, dicho programa deberá comprender las siguientes actividades:
 - Revisión y Calibración de Válvulas de Seguridad-Relevo.
 - Revisión y Prueba de Protecciones en equipo crítico.
 - Revisión y prueba de detectores de mezclas explosivas.
 - Revisión y prueba de detectores de fuego.
 - Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes.
 - Prueba de Válvulas Checks.
 - Líneas de Producto.
 - Prueba de Alarmas.
 - Alarmas por Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento.
 - Revisión y Conservación de Equipo Portátil contra incendio.
 - Revisión y Conservación de Extintores.
 - Revisión y prueba anual de mangueras C.I.
 - Exposímetros, con sus bitácoras de registro de calibración.
 - Revisión y Conservación de Alarmas sectoriales.
 - Revisión y prueba anual de líquido espumante AFFF.

- Revisión y Conservación de Equipo y Sistema Fijo contra incendio.
 - Red y Válvulas de agua contra incendio, hidrantes y monitores.
 - Tanques para agua contra incendio.
 - Bombas de agua contra incendio.
 - Prueba anual de presión y flujo de bombas contra incendio.
 - Sistemas de anillos de enfriamiento.
 - Sistemas de espuma (presión balanceada).
 - Bombas contra incendio.
 - Cámaras de espuma.
 - Portamangueras contra incendio.
 - Revisión y prueba del sistema de aspersion en casa de bombas, llenaderas y descargaderas.
6. Contar con programas de capacitación operativa 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 acorde con emergencias originadas por los insumos y materiales peligrosos de la instalación.
 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

HSE

Se usó para la determinación de masa de vapor en fugas por sobrellenado la metodología desarrollada por la **HSE** en *Vapour cloud formation, Experiments and modelling*, preparada por Health and Safety Laboratory (2012) en el Research Report RR908.

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.

XVI.2. Elementos técnicos

Se presentan los modelos de simulación en el **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.
- 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 Internacional 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 Sources. U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC. USA.
- PICCININI, H. (1998). Memorias del Curso de Análisis de Riesgos en Instalaciones Industriales. CENAPRED -SEGOB, México.
- PUMA. Programa Universitario del Medio Ambiente (1995). Apuntes del Curso "Administración y análisis de riesgo". UNAM, México.
- Reliability Engineering and System Safety. Vol. 29. Park Center, Knoxville. Tennessee. USA.
- SEGUNDO LISTADO DE ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS (1992). Diario Oficial de la Federación. 4 de mayo de 1992. México.
- SILANO, V (1988). Evaluación de riesgos para la salud pública asociados con accidentes causados por agentes químicos. OPS, OMS. Ginebra, Suiza.
- U.S.EPAa (Environmental Protection Agency) (1995). Hazard Assessment Course Schedule, Notas del curso. USA.
- U.S.EPAb (Environmental Protection Agency) (1997). Handbook of Chemical Hazards Analysis Procedures. USA.
- UNEPa (1990). APELL: Concientización y preparación para emergencias a nivel local. Un proceso para responder a los accidentes tecnológicos. PNUMA.
- UNEPb. (1992). APELL: Hazard Identification and Evaluation in a Local Community. United Nations Environment Programme. Programa APELL. Francia, 1992.
- Vapour cloud formation (Experiments and modelling). (2012). Graham Atkinson & Simon Coldrick. Harpur Hill, Buxton Derbyshire, SK17 9JN.
- 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 Promoviente

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.

RESUMEN EJECUTIVO

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	iii
Sección 5. Catálogo de escenarios	iv
Sección 6. Determinación de los riesgos mayores	viii
Sección 7. Resultados y recomendaciones	ix
Sección 8. Conclusiones del estudio	xi
Sección 9. Responsables de la elaboración	xvii

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 Combustibles Guadalajara Grupo México-Valero Guadalajara, en Tlajomulco de Zúñiga, Jalisco, 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 TAD está diseñada bajo normas nacionales e internacionales para realizar maniobras de carga y descarga de Diésel, Jet Fuel, Gasolinas Premium y Gasolinas Regular y aditivos para diesel y gasolina (MTBE) desde carrotanques (fuera del límite de baterías operado por una empresa asociada) y transferirlo por bombeo a tanques de almacenamiento. Los hidrocarburos almacenados se distribuyen a la región de influencia a través de autotanques que son abastecidos en islas a través de llenaderas.

Diagrama de flujo

En todas las transferencias se hacen mediciones precisas de flujo para control de inventarios. Este proceso involucra sustancias consideradas como peligrosas, por lo que requiere de instalaciones y materiales diseñados para la seguridad en las transferencias y sistemas de control y monitoreo sofisticados altamente especializados que controlan las variables importantes como son flujo, presión, nivel, temperatura, concentración y densidad, entre otras.

La Terminal está dividida en 5 áreas de acuerdo a lo siguiente:

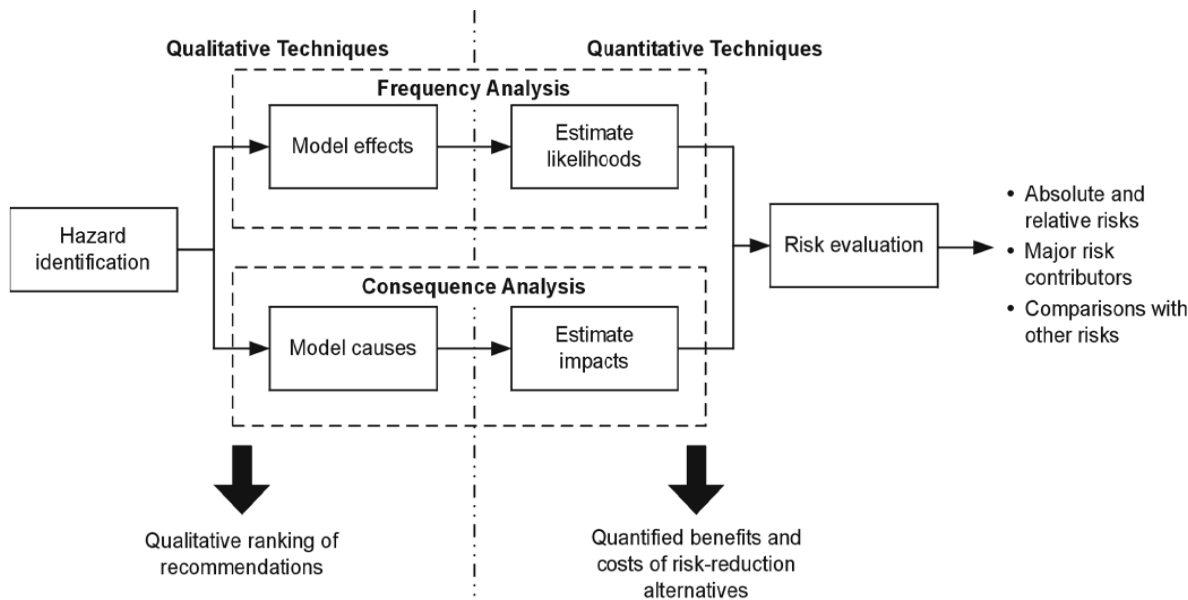
- Recepción Carrotanques (FFCC)
- Almacenamiento
- Autotanques

- Contra-Incendio
- 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.

Proceso de análisis utilizado (risk analysis process)



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).

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

Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
1	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de descarga de carro tanques alcanzó el límite del LEL configurado para alarma	Probable derrame / fuga en el área de descarga indicada por los sensores	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	3	2	2	2	1	2	CBCCC
1	2	Fuga, perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga en el área de descarga		2	1	2	1	1	1	CCCC
1	3	Válvula drenado del separador de fases abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
1	4	Falla controles de nivel del separador de fases	No hay control sobre la bomba ni sobre las válvulas solenoides de control de vapores a URV.	Alarma de nivel alto	1	1	1	1	1	4	CCCC
1	5	Válvula drenado del separador de fases abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCC
1	7	Bomba trabando en paralelo	Cavitación de la bomba por falta de producto en la succión.	Interlok de operación de bombas	1	1	1	1	1	1	CCCC
1	8	Válvula drenado abierta	Estrada de aire, cavitación de la bomba, fuga en sellos	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	1	1	1	1	1	1	CCCC
1	9	Falla de válvula de recirculación. Válvula cerrada, Filtro tapado, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación. Plan 52 para sellos en bomba	2	1	1	1	1	1	CCCC
2	1	Falla en las alarmas y los controles de nivel. Sin supervisión.	Derrame de gasolina hacia dique de contención. La cantidad depende el tiempo de respuesta.	Alarmas y sensores de nivel redundantes, detectores de VOC's. Dique de contención de derrames	3	2	2	3	3	2	CBCCC
2	2	Válvula Dren del dique abierta	Derrame de gasolina hacia dique de contención. La cantidad depende el tiempo de respuesta.	Candado en válvula en posición cerrada	3	2	2	3	3	2	CBCCC
2	3	Fuga por falla de sello, perforación o fisura en algún punto del tramo hasta antes de la bomba.	Hay un derrame / fuga en el tramo de descarga	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	2	1	2	1	1	1	CCCC
3	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de diques alcanzó 60% de LEL	Hay un derrame / fuga en el área de dique o anteriores indicada por los sensores		2	1	2	1	1	3	CCCC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
3	2	Perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga entre la descarga de tanque y la bomba		2	1	2	1	1	1	CCCC
3	3	Falla de válvula de recirculación. Válvula de paso cerrada o Válvula de seccionamiento cerrada, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión recirculación. Plan 52 para sellos en bomba.	2	1	1	1	1	1	CCCC
4	1	Válvula alimentación cerrada y falla válvula de sobre presión, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación.	2	1	1	1	1	1	CCCC
4	2	Fuga en conexión	Derrame en isla de llenado.	Interlock de conexión, bloqueo por falta de tierra, botón de emergencia, detectores de VOC's, cámara de video.	3	3	2	2	2	3	BACCC
5	1	Exceso de condensación en algún punto de la línea de recuperación de vapor	Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	2	Las líneas de recuperación de vapores no están alineadas a la URV	Fuga de vapores	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	3	La bomba de gasolina fresca para torre de absorción no opera	Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	4	No esta balanceada la operación de la bomba de alimentación y la de retorno de gasolina recuperada	Absorción deficiente. Acumulación de vapores y enriquecimiento de mezcla a niveles explosivos	Sistema supervisado por Control distribuido	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	5	Válvula de alimentación de gasolina fresca cerrada	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	6	Bomba de recirculación fuera de operación	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	7	Torre de absorción obstruida	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	8	Válvulas de control de flujo alternado de vapores cerradas	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la URV	2	1	2	1	1	2	CCCC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
5	9	Bomba de vacío fuera de operación	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la UVR	2	1	2	1	1	2	CCCC
5	10	Torre de absorción obstruida	Escape de vapor por descarga atmosférica de la UVR	Detectores de concentración a la entrada y salida de la UVR	2	1	2	1	1	2	CCCC
6	1	Desviación de los puntos de captación hacia el drenaje pluvial	Contaminación de agua y suelo con hidrocarburos. Explosividad en drenaje pluvial.	Candado en válvulas de desviación de drenaje pluvial e industrial. Procedimiento en caso de derrame. Procedimiento en caso de lluvia. Monitoreo constante para identificar en que momento puede haber presencia de hidrocarburo, para proceder a su extracción inmediata.	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	2	Puede presentarse si el drenaje no fue diseñado para un máximo esperado (periodo de retorno muy corto o un derrame muy grande), en base a la zona geográfica.	Incrementa el tiempo de retorno a condiciones de operación de un incidente o accidente.	Prevención en el diseño para un período de retorno que considere el cambio climático.	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	3	Falta de mantenimiento a la fosa API, lo que le resta capacidad de tratamiento.	Contaminación de agua y suelo con hidrocarburos. Explosividad en drenaje pluvial.	Programa de mantenimiento auditado	1	1	1	1	1	1	CCCC
6	4	Mal diseño en las pendientes o asentamientos de suelo no considerados que cambian la pendiente del drenaje.	Acumulación y posible zonas con niveles de explosividad residual.	Considerar la mecánica de suelo y realizar el trazo del drenaje de tal manera que permita el mantenimiento.	1	1	1	1	1	1	CCCC
7	1	Falla en el paquete de presión balanceada	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	2	Falla en el arranque de bombas	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Bombas redundantes e independientes (a diesel y eléctrica)	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	3	Fuga de presión. Mal direccionamiento del flujo al área en conflicto.	Retardo en alcanzar la presión de operación. Falla en la cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	4	Falta de agua en el sistema contra incendio	Sin cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC
7	5	Falta de agua en el sistema contra incendio	Falla en la cobertura y efectividad del sistema de agua contra incendio (monitores, anillos de enfriamiento, espuma, sprinklers, etc.)	Sistema supervisado por PLC y Cuarto de Control de planta	3	3	3	3	3	2	CACCC



Sist.	Falla	Causa / Desviación(es)	Consecuencias	Protecciones	DP	EP	IA	PP	DI	Fr	IR
DP=Daño al Personal; EP=Efecto en la Población; IA= Impacto Ambiental; PP=Pérdida de Producción; DI= Daño a las Instalaciones; Fr=Frecuencia del Evento; IR= Índice de Riesgo											
8	1	El sistema de detección de concentración de VOCs del área de descarga de carotankes alcanzó 60% de LEL	Hay un derrame / fuga en el área de descarga indicada por los sensores	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	3	2	2	2	1	2	CBCCC
8	2	Fuga, perforación o fisura en algún punto del nodo	Hay un derrame / fuga en el área de descarga	El sistema de control distribuido alarma a 20% del LEL de manera visual, a 40% del LEL de manera auditiva y entra en modo de protección (paro de emergencia) a 60% del LEL y se activa el sistema de espuma para barrido de drenaje aceitoso	2	1	2	1	1	1	CCCCC
8	3	Válvula drenado abierta	Estrada de aire, cavitación de la bomba, fuga en sellos	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	1	1	1	1	1	1	CCCCC
8	4	Falla de válvula de recirculación. Válvula de paso cerrada, Filtro tapado, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación. Plan 52 para sellos en bomba	2	1	1	1	1	1	CCCCC
8	5	Falla controles de nivel	No hay control sobre la bomba ni sobre las válvulas solenoides de control de vapores a URV.	Alarma de nivel alto y alto alto. Cierre de alimentación	1	1	1	1	1	4	CCCCC
8	6	Válvula drenado abierta	Fuga de producto hacia el foso del cobertizo de bombas	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCCC
8	7	Falla controles de nivel	Cavitación de la bomba por falta de producto en la succión.	Candado en posición cerrada. Supervisión por procedimiento de operación	3	1	2	2	2	1	CCCCC
8	8	Válvula de seccionamiento cerrada, cualquier obstrucción del flujo arriba.	Fuga por sellos o juntas	Válvula de sobrepresión para recirculación.	2	1	1	1	1	1	CCCCC

Sección 6. Determinación de los riesgos mayores

Nodo	Falla / Evento	Sustancia	Consecuencias @flujo	Frecuencia de la operación	Condiciones de operación	Equipo involucrado	Tiempo de respuesta (min)	Cantidad liberada (kg)	Superficie del área de contención m2	Incendio			Explosión			Toxicidad			Riesgo basados en el HazOp														
										12.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2	3 lb/m2	1.0 lb/m2	0.5 lb/m2	AEGL-3	AEGL-2	AEGL-1	Efecto dominante	Probabilidad	Frecuencia	DP	EP	IA	PP	DI	R-DP	R-EP	R-IA	R-PP	R-DI		
1	1	Derrame en trompa de descarga de cardanques	7.86 kg/s	104 cardanques llen unitario, 2 posiciones de descarga de 13 cardanques c/u, descarga de llen en 24 horas	Temperatura ambiente, descarga por gravedad a manifold (cabeza), bomba a patin de medición	Cardanques > cabeza > bomba > Patin	5	2358.0 kg	100 m2	46 m	69 m	116 m	40 m	65 m	113 m				Muy raro	2.13E-01	2	3	2	2	2	1	0	B	0	0	0	0	
2	1	Derrame de gasolina por el techo flotante debido a sobrellenado del tanque de almacenamiento	102.20 kg/s	Continua 24hr 2 veces por semana	Control de nivel	Patin > Tanque de almacenamiento	10	61320.0 kg	1000 m2	121 m	190 m	341 m	446 m	589 m	900 m				Raro	7.56E-02	3	2	2	3	3	2	0	B	0	0	0	0	
3	3	Fuga de gasolina por fisura o poro en la tubería	4.00 kg/s	Continua 24/7	Presión constante del patin de medición	Tanque de almacenamiento > Patin descarga	15	3600.0 kg	10 m2	17 m	25 m	40 m	12 m	27 m	47 m				Extremadamente raro	8.13E-03	1	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
4	2	Fuga de MTBE por falla de brazo o conexión en descarga de autotanques en islas	141.90 kg/s	Continua en horario determinado	Presión constante del patin de medición	Llenaderas > Autotanque	1	851.4 kg	100 m2	32 m	45 m	73 m	66 m	89 m	145 m	104 m	419 m	2 km	Raro	2.59E-02	3	3	3	2	2	2	B	A	0	0	0	0	0



Sección 7. Resultados y recomendaciones

N	TAG	Equipos, edificios e instalaciones externas	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobreexposición	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobreexposición	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
1	30-TK-101	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)	460	460	32	32	155	155	110	110	110
2	30-TK-102	CBOB-MX GASOLINE STORAGE TANK (75,000 BLS)	488	488	72	72	131	131	105	105	105
3	30-TK-103	CBOB GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)	457	457	72	72	171	171	63	63	63
4	30-TK-104	CBOBPRES-MX GASOLINE STORAGE TANK (50,000 BLS)	428	428	33	33	189	189	71	71	71
5	30-TK-105	FUTURE TANK	592	592	207	207	139	139	185	185	185
6	30-TK-106	FUTURE TANK	630	630	256	256	173	173	226	226	226
7	30-TK-107	FUTURE TANK	563	563	205	205	176	176	160	160	160
8	30-TK-108	FUTURE TANK	534	534	213	213	222	222	145	145	145
9	30-TK-109	DIESEL STORAGE TANK (125,000 BLS)	468	468	139	139	206	206	67	67	67
10	30-TK-110	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)	442	442	94	94	198	198	37	37	37
11	30-TK-111	JET FUEL STORAGE TANK (25,000 BLS)	422	422	113	113	228	228	18	18	18
12	30-TK-112	MTBE STORAGE TANK (50,000 BLS)	415	415	74	74	213	213	29	29	29
13	30-TK-113	TRANSMIX STORAGE TANK (2,000 BLS)	418	418	11	11	198	198	101	101	101
14		FUTURE TANK	631	631	207	207	39	39	237	237	237
15		FUTURE TANK	657	657	239	239	78	78	256	256	256
16		FUTURE TANK	601	601	186	186	70	70	200	200	200
17		FUTURE TANK	635	635	230	230	107	107	229	229	229
18		FUTURE TANK	665	665	268	268	143	143	258	258	258
19		FUTURE TANK	678	678	265	265	110	110	274	274	274
20		FUTURE TANK	692	692	301	301	176	176	285	285	285
21	30-TK-133	SUMP TANK (10,000 GAL)	553	553	131	131	71	71	163	163	163
22	30-TK-134	SLOP TANK (1,000 BLS)	431	431	16	16	186	186	119	119	119
23	30-TK-114	GASOLINE ADDITIVE 1 TANK (8.000 GAL)	618	618	189	189	17	17	242	242	242
24	30-TK-115	GASOLINE ADDITIVE 2 TANK (8.000 GAL)	624	624	195	195	16	16	247	247	247
25	30-TK-116	REMOVED FROM SCOPE	625	625	197	197	25	25	252	252	252
26	30-TK-117	DIESEL ADDITIVE TANK (8,000 GAL)	633	633	204	204	26	26	257	257	257
27	30-TK-150	FIREWATER STORAGE TANK (14,831 NET BLS)	530	530	151	151	146	146	124	124	124
28	30-TK-151	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	619	619	190	190	5	5	238	238	238
29	30-TK-152	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	498	498	129	129	163	163	91	91	91
30	30-TK-153	FOAM STORAGE TANK (1,500 GAL)	495	495	129	129	167	167	89	89	89
31	30-TK-170	UTILITY WATER STORAGE TANK (10,000 GAL)	513	513	128	128	143	143	107	107	107
32	30-TK-140	WASTE WATER STORAGE TANK (3,000 BLS)	447	447	32	32	174	174	134	134	134
35	30-P-123 A/B	CBOB GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS	485	485	107	107	160	160	80	80	80
36	30-P-121 A/B/C	CBOB-MX GASOLINE TRUCK LOADING PUMPS	487	487	106	106	157	157	83	83	83
37	30-P-124	CBOBPRES-MX GASOLINE TRUCK LOADING	490	490	106	106	153	153	86	86	86



N	TAG	Equipos, edificios e instalaciones externas	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobreexposición	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobreexposición	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
		PUMP									
40	30-P-128 A/B	DIESEL TRUCK LOADING PUMPS	494	494	105	105	146	146	92	92	92
41	30-P-120	JET FUEL TRUCK LOADING PUMP	497	497	104	104	142	142	95	95	95
42	30-P-122 A/B	MTBE TRUCK LOADING PUMPS	499	499	104	104	139	139	98	98	98
43	30-P-129	TRANSMIX PUMP	502	502	105	105	135	135	101	101	101
44	30-P-164	LEAN ABSORBENT SUPPLY PUMP	505	505	105	105	131	131	105	105	105
45	30-P-150 A/B	DIESEL DRIVEN FIREWATER PUMPS	520	520	157	157	166	166	114	114	114
46	30-P-151	JOCKEY FIREWATER PUMP	517	517	152	152	165	165	110	110	110
47	30-SP-001	JET FUEL FILTER SEPARATOR	535	535	116	116	89	89	144	144	144
48	30-SP-002	JET FUEL FILTER SEPARATOR	538	538	119	119	88	88	146	146	146
49	30-SP-003	JET FUEL FILTER SEPARATOR	540	540	123	123	88	88	147	147	147
50	30-SP-004	JET FUEL FILTER SEPARATOR	543	543	127	127	87	87	149	149	149
51	30-SP-005	JET FUEL FILTER SEPARATOR	591	591	162	162	33	33	221	221	221
52		TRUCK LOADING AND UNLOADING STATION 1	586	586	157	157	42	42	220	220	220
53		TRUCK LOADING STATION 2	581	581	153	153	51	51	220	220	220
54		TRUCK LOADING STATION 3	575	575	148	148	61	61	219	219	219
55		TRUCK LOADING STATION 4	569	569	144	144	71	71	219	219	219
56		TRUCK LOADING STATION 5 (FUTURE)	565	565	141	141	81	81	219	219	219
57		TRUCK LOADING STATION 6 (FUTURE)	559	559	139	139	91	91	220	220	220
58		TRUCK LOADING STATION 7 (FUTURE)	598	598	170	170	17	17	218	218	218
59	30-PK- 161	VAPOR RECOVERY UNNIT	561	561	137	137	61	61	173	173	173
60	30-PK-131	OIL WATER SEPARATOR	527	527	114	114	103	103	132	132	132
61	30-PK-132	OIL WATER SEPARATOR	618	618	190	190	5	5	238	238	238
62	30-FS-151	FOAM PROPORTIONING SKID	498	498	129	129	163	163	91	91	91
63	30-FS- 152	FOAM PROPORTIONING SKID	495	495	129	129	168	168	88	88	88
64	30-FS- 153	FOAM PROPORTIONING SKID	513	513	128	128	143	143	107	107	107
65	30-W-001	WATER WELL	560	560	137	137	61	61	173	173	173
66		POWER CONTROL ROOM	496	496	83	83	139	139	179	179	179
67		GENERATOR	492	492	86	86	151	151	185	185	185
68		SWITCHGEAR PAD	488	488	87	87	157	157	187	187	187
69		TRANSFORMER PAD	518	518	116	116	142	142	213	213	213
70	30-PK-181	PACKAGE PLANT-SANITARY WASTEWATER TREATMENT	516	516	113	113	143	143	210	210	210
71	30-PK-182	PACKAGE PLANT-SANITARY WASTEWATER TREATMENT	559	559	142	142	76	76	163	163	163
72		TRANSFORMER PAD	559	559	138	138	67	67	168	168	168
73		GENERATOR	511	511	96	96	128	128	188	188	188
74		WAREHOUSE	588	588	182	182	126	126	272	272	272
75		OFFICE	486	486	75	75	148	148	172	172	172

N	TAG	Equipos, edificios e instalaciones externas	Nodo 1.1 Daños por radiación	Nodo 1.1 Daños por sobreexposición	Nodo 2.1 Daños por radiación	Nodo 2.1 Daños por sobreexposición	Nodo 3.3 Daños por radiación	Nodo 3.3 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 Daños por radiación	Nodo 4.2 Daños por sobreexposición	Nodo 4.2 daños por toxicidad
		Amortiguamiento	116	113	341	900	40	47	73	145	1600
		Dañino	69	65	190	589	25	27	45	89	419
		Letal	46	20	121	446	17	12	32	66	104
76		GUARD HOUSE	675	675	246	246	60	60	291	291	291
77		TORRE AT	779	779	372	372	211	211	372	372	372
78		TORRE AT	738	738	367	367	251	251	337	337	337
68		Silos TYSA	519	519	943	943	1127	1127	905	905	905
69		Zoltek	621	621	954	954	1127	1127	979	979	979
70		Carretera a la Capilla	753	753	1132	1132	1301	1301	1067	1067	1067
71		FFCC	393	393	100	100	255	255	186	186	186
72		ZF SACH	927	927	1232	1232	1394	1394	1267	1267	1267
73		ZF Supresión Technology	1164	1164	1437	1437	1588	1588	1482	1482	1482
74		Corporación de Occidente	997	997	1054	1054	1144	1144	1136	1136	1136
75		Cooper & Rubber	1147	1147	1287	1287	1398	1398	1358	1358	1358
76		Gas Milenium	1323	1323	1751	1751	1935	1935	1713	1713	1713
77		Diesgas	1302	1302	1713	1713	1890	1890	1659	1659	1659
78		Dian Procesos Metalúrgicos	1261	1261	1690	1690	1876	1876	1662	1662	1662
79		Col. La Purísima	1876	1876	2107	2107	2238	2238	2165	2165	2165
80		Fracc. Rancho Alegre	2291	2291	2631	2631	2795	2795	2660	2660	2660

Sección 8. Conclusiones del estudio

Ambientalmente hablando, el proyecto en la etapa de ingeniería básica o bases de diseño, 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 9 en base a las consecuencias de interés como daños por radiación térmica, sobrepresión y toxicidad.

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 pérdida 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 TAD, 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.

Recomendaciones

1. Una vez operando la Terminal de Combustibles Guadalajara Grupo México-Valero Guadalajara deberá elaborar un programa de Seguridad, en el que se contemplen las siguientes inspecciones:
 - Inspecciones preventivas de riesgos. Considera la inspección de las siguientes áreas:
 - Tanques de Almacenamiento y Tuberías
 - Área de Bombas
 - Cobertizos Contra incendio
 - Llenaderas y descargaderas de autotanques
 - Subestaciones Eléctricas y CCM
 - Registros Eléctricos.
 - Edificios Administrativos, talleres, Almacén y Comedor.
 - Recibo y Medición
 - Laboratorio
 - Autotanques de Reparto Local y Foráneos



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

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

La revisión establecida es semanal.

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

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

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

Para esta actividad se establece que se deberán calcular el espesor mínimo requerido y la velocidad de desgaste. Se deberán archivar los resultados en expedientes específicos por circuito así como los isométricos respectivos.

3. Se deberá de elaborar un programa de Revisión y calibración de niplería. Los equipos considerados en este programa son los siguientes:

- Circuito CBOB
- Circuito CBOB-MX
- Circuito CBOBPRE-MX
- Circuito 87CON
- Circuito 92CON
- Circuito Diesel
- Circuito Jet Fuel
- Circuito MTBE
- Circuito TRANSMIX
- Circuito URV
- Tanques SUMP y SLOP
- 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 CBOB
 - Circuito CBOB-MX
 - Circuito CBOBPRE-MX
 - Circuito 87CON
 - Circuito 92CON
 - Circuito Diesel
 - Circuito Jet Fuel
 - Circuito MTBE
 - Circuito TRANSMIX
 - Circuito URV
 - Tanques SUMP y SLOP
 - Circuito Contra incendio



5. Se deberá de elaborar un programa de vigilancia e inspección de los dispositivos o sistemas que deben operar en casos de emergencia, dicho programa deberá comprender las siguientes actividades:
 - Revisión y Calibración de Válvulas de Seguridad-Relevo.
 - Revisión y Prueba de Protecciones en equipo crítico.
 - Revisión y prueba de detectores de mezclas explosivas.
 - Revisión y prueba de detectores de fuego.
 - Revisión, Prueba y Limpieza de Drenajes.
 - Prueba de Válvulas Checks.
 - Líneas de Producto.
 - Prueba de Alarmas.
 - Alarmas por Alto Nivel en Tanques de Almacenamiento.
 - Revisión y Conservación de Equipo Portátil contra incendio.
 - Revisión y Conservación de Extintores.
 - Revisión y prueba anual de mangueras C.I.
 - Exposímetros, con sus bitácoras de registro de calibración.
 - Revisión y Conservación de Alarmas sectoriales.
 - Revisión y prueba anual de líquido espumante AFFF.
 - Revisión y Conservación de Equipo y Sistema Fijo contra incendio.
 - Red y Válvulas de agua contra incendio, hidrantes y monitores.
 - Tanques para agua contra incendio.
 - Bombas de agua contra incendio.
 - Prueba anual de presión y flujo de bombas contra incendio.
 - Sistemas de anillos de enfriamiento.
 - Sistemas de espuma (presión balanceada).
 - Bombas contra incendio.
 - Cámaras de espuma.
 - Portamangueras contra incendio.
 - Revisión y prueba del sistema de aspersion en casa de bombas, llenaderas y descargaderas.
6. Contar con programas de capacitación operativa 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 acorde con emergencias originadas por los insumos y materiales peligrosos de la instalación.
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.

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

