

## CONTENIDO

CAPITULO I. DATOS GENERALES. ....	5
CAPITULO II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN. ....	10
II.1. Nombre de la instalación. ....	11
II.1.1. Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización. ....	11
II.1.2. Fecha de inicio de operaciones. ....	11
II.2. Ubicación de la instalación. ....	11
II.2.1. Planos de localización marcando puntos importantes de interés cercanos al proyecto en un radio de 500 m. ....	12
II.2.2. Coordenadas geográficas de la instalación. ....	14
II.2.3. Colindancias de la instalación y los usos del suelo en un radio de 500 metros en su entorno. ....	17
II.2.4. Superficie total de la instalación y superficie requerida para el desarrollo de la actividad. ....	19
II.2.5. Descripción de accesos. ....	21
II.2.6. Infraestructura necesaria. ....	22
II.3. Actividades que tengan vinculación con las que se pretendan desarrollar en la instalación. ....	23
II.4. Número de personal necesario para la operación de la instalación. ....	23
II.5. Autorizaciones oficiales con que cuentan para realizar la actividad. ....	23
CAPITULO III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO. ....	24
III.1. Descripción de las características del entorno ambiental a la instalación. ....	25
III.2. Características climáticas entorno a la instalación. ....	38
III.3. Densidad demográfica de la zona donde se ubica la instalación. ....	40

III.4. Giros o actividades desarrolladas por terceros entorno a la instalación. ...	43
III.5. Deterioro esperado en la flora y fauna por la realización de actividades de la instalación.....	44
III.6. Susceptibilidad de la ubicación de la planta. ....	44
<b>CAPÍTULO IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO LOCAL.....</b>	<b>51</b>
IV.1. Vinculación con el plan municipal de desarrollo de Pedro Escobedo, Qro	52
IV.2. Vinculación con El Plan Estatal De Desarrollo .....	53
<b>CAPITULO V. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO. ....</b>	<b>54</b>
V.1. Criterios de diseño de la instalación con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. ....	55
V.2. Descripción detallada del proceso.....	58
V.2.1. Programa general de trabajo. ....	58
V.2.2. Preparación del sitio. ....	58
V.2.3. Descripción de obras y actividades provisionales del proyecto. ....	60
V.2.4. Etapa de construcción. ....	62
V.2.5. Etapa de operación y mantenimiento.....	86
V.2.5.1. Operación.....	89
V.2.5.2. Verificación y Mantenimiento.....	109
V.2.6. Etapa de abandono del sitio. ....	111
V.3. Listado de materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso.....	112
V.4. Tipo de recipientes y/o envases de almacenamiento.....	113
V.5. Equipos de proceso y auxiliares.....	118

V.6. Condiciones de operación.....	120
V.6.1 Balance de Materia.....	120
V.6.2. Temperaturas y Presiones de diseño y operación.....	120
V.6.3. Estado físico de las diversas corrientes del proceso. ....	120
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	121
VI.1. Antecedentes de incidentes y accidentes ocurridos.....	122
VI.2. Identificación de riesgos.....	130
VI.3 Radios potenciales de afectación.....	173
VI.4. Zonas de alto riesgo y amortiguamiento.....	186
VI.5. Análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación. ....	191
VI.6. Recomendaciones técnico operativas.....	194
VI.7. Medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad .....	195
VI.8. Medidas preventivas que se aplicarán durante la operación normal de la instalación.....	196
CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	199
VII.1. Resumen Ejecutivo del Estudio de Riesgo.....	200
VII.2. Resumen de la situación general que presenta la instalación en materia de riesgo ambiental. ....	200
VII.2.1. Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado.....	212
VII.3. Conclusiones del estudio.....	214
ANEXOS.....	216
A.1. Documentación Legal.....	217
A.1.1. Acta Constitutiva Savage Terminal Petrolera de Querétaro .....	218
A.1.2. Cedula de Identificación Fiscal .....	219

A.1.3. Identificación Oficial Representante Legal.....	220
A.1.4. Poder Notarial Representante Legal.....	221
A.1.5. Licencia de Uso de Suelo .....	222
A.2. Hojas de Datos de Seguridad.....	223
A.3. Resumen Ejecutivo.....	224
A.4. Programa General de Trabajo.....	225
A.5. Memoria Descriptiva de la Simulación.....	226
A.6. Planos .....	227
A.6.1. Plano de ubicación.....	228
A.6.2. Plano de conjunto .....	229
A.6.3. Plano sistema contra incendios .....	230
A.6.4. Diagrama de tuberías e instrumentación descarga (trasvase) de petrolíferos .....	231
A.6.5. Diagrama de tuberías e instrumentación almacenamiento de petrolíferos .....	232
A.6.6. Diagrama de tuberías e instrumentación reparto de petrolíferos .....	233
A.6.7. Diagrama de tuberías e instrumentación sistema de recuperación de vapores .....	234

# **CAPÍTULO I. DATOS GENERALES**

**I.1. Nombre o Razón Social de la Empresa u Organismo.**

SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO, S.A.P.I. de C.V.

**I.2. Registro Federal de Contribuyentes de la Empresa.**

STP170811119

**I.3. Número de Registro del Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM).**

No aplica

**I.4. Cámara o asociación a la que pertenece.**

Asociación de Regulados del Sector Energético (en proceso)

**I.5. Actividad productiva principal del establecimiento.**

Recepción, Almacenamiento y Reparto de Petrolíferos

**I.6. Clave del Catálogo M A P.**

ND

**I.7. Código Ambiental (CA).**

ND

**I.8. Domicilio del Establecimiento.**

Calle y número:	Continuación a Camino a San Idelfonso Km 1 + 004, Ejido Santiago Atepetalc
Código Postal:	76722
Municipio o Delegación:	Pedro Escobedo
Entidad Federativa:	Querétaro

**I.9. Domicilio para recibir y oír notificaciones.**

[REDACTED]	[REDACTED]

Dirección, teléfono, correo electrónico del representante legal, Art. 116 Primer Párrafo de la LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.

**I.10. Fecha de inicio de operaciones.**

A definir (De acuerdo a autorizaciones)

**I.11. Número de trabajadores equivalente.**

36

**I.12. Total de horas semanales trabajadas en planta.**

48

**I.13. Número de trabajadores promedio por día y por turno.**

8

**I.14. ¿Es maquiladora de régimen de importación temporal?**

-NA-

**I.15. ¿Pertenece a alguna corporación?**

-ND-

**I.16. Participación de capital.**

Mixto (Nacional / Extranjero)

**I.17. Número de empleos indirectos a generar.**

> 90

**I.18. Inversión estimada (M.N.)**

Se estima que SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO requerirá una inversión inicial de capital de \$55´000,000 USD, del cual el 30% se invertirá en la aplicación de medidas preventivas y de mitigación a impactos ambientales.

**I.19. Nombre del gestor o promovente**

SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO, S.A.P.I. de C.V.

**I.20. Registro Federal de Contribuyentes del gestor o promovente.**

STP170811119

**I.21. Departamento proponente del estudio de riesgo.**

Gerencia Ambiental y Seguridad Industrial

**I.22. Nombre completo, firma y puesto de la persona responsable de la instalación (Representante Legal).**

Ing. Luis Alonso González de Alba

REPRESENTANTE LEGAL

**I.23. Nombre completo y firma del representante legal de la empresa, bajo protesta de decir la verdad.**

Ing. Luis Alonso González de Alba

REPRESENTANTE LEGAL

**I.24 Nombre de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

ENIX, S.C.

**I.25 Domicilio de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

[REDACTED]	[REDACTED]

Dirección, teléfono, correo electrónico del representante legal, Art. 116 Primer Párrafo de la LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.

**I.26 Nombre completo, puesto y firma de la persona responsable de la elaboración del estudio de riesgo.**

Ing. Germán E. Muñoz Rostro  
Consultor Técnico Seguridad y Medio Ambiente  
Cedula Profesional: 9452129

## **CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN**

## **II.1. Nombre de la instalación.**

El nombre del proyecto es: **SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO**; el cual consistirá en la construcción, operación y mantenimiento de una Terminal de Recepción, Almacenamiento y Reparto de Petrolíferos, para los siguientes productos:

- Gasolina Regular
- Gasolina Premium
- Diésel

### **II.1.1. Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización.**

AL momento de realizar el presente estudio, se cuenta con información de la empresa promotora sobre planes de crecimiento a futuro, entre lo que se contempla un aumento en la cantidad de tanques de almacenamiento para gasolina regular, gasolina premium, diésel y aditivos. Sin embargo, no se cuenta con información puntual sobre la fecha estimada de realización.

### **II.1.2. Fecha de inicio de operaciones.**

A establecer

## **II.2. Ubicación de la instalación.**

Calle y número: Continuación a Camino a San Idelfonso Km 1 + 004, Ejido Santiago Atepetalc

Código Postal: 76722

Municipio o Delegación: Pedro Escobedo

Entidad Federativa: Querétaro

### II.2.1. Planos de localización marcando puntos importantes de interés cercanos al proyecto en un radio de 500 m.

El Proyecto se ubicará dentro de un parque industrial en el Municipio de Pedro Escobedo, en la porción Suroeste del Estado de Querétaro, a 22 Km al Este del centro de Santiago de Querétaro y a 28 Km al Noroeste del centro de San Juan del Río; es propiedad de la Sra. Ana Luisa Montes Trejo, y el cual se encuentra en posesión de la Empresa Ferroservicios, S.A. de C.V., de quien ella es su Representante Legal.



**Fig. II.2.1.A.** Localización del sitio del proyecto

A continuación, se puede apreciar el polígono donde se ubicará el proyecto, así como el entorno en un radio de 500 metros a Este (Fig.II.2.1.B).

En la imagen se puede apreciar que el área del proyecto colinda con predios Agrícolas, en su mayoría propiedad de Ferroservicios S.A. de C.V.



**Fig.II.2.1.B.** Localización del proyecto con puntos de interés

## II.2.2. Coordenadas geográficas de la instalación.

El proyecto quedará comprendido dentro de las siguientes coordenadas:

<b>TABLA DE COORDENADAS</b>				
	<b>Puntos</b>	<b>m</b>	<b>Norte (N)</b>	<b>Oeste (O)</b>
<b>ÁREA INDUSTRIAL</b>	CT2 – CT3	7.81	2,274,135	376,063
	CT3 – CT4	104.40	2,274,136	376,071
	CT4 – CT5	109.05	2,274,065	376,147
	CT5 – CT6	233.94	2,274,150	376,215
	CT6 – CT7	33.20	2,274,172	376,448
	CT7 – CT8	76.83	2,274,171	376,481
	CT8 – CT9	102.85	2,274,095	376,400
	CT9 – CT10	52.27	2,274,018	376,400
	CT10 – CT11	130.17	2,273,979	376,434
	CT11 – CT12	218.45	2,273,877	376,353
	CT12 – CT13	28.96	2,273,711	376,495
	CT13 – CT14	516.27	2,273,692	376,473
	CT14 – CT15	23.28	2,273,299	376,808
	CT15 – CT12	1,119.43	2,273,284	376,790
		<b>Perímetro</b>	2,757.00 m	
	<b>Área</b>	91,125.00 m <sup>2</sup>		

<b>TABLA DE COORDENADAS</b>				
	<b>Puntos</b>	<b>m</b>	<b>Norte (N)</b>	<b>Oeste (O)</b>
<b>VÍAS KCSM,</b>	CT1 – CT16	2,292.63	2,274,997	375,327
	CT16 – CT17	12.01	2,273,254	376,816
	CT17 – CT18	112.37	2,273,246	376,808
	CT18 – CT19	11.65	2,273,331	376,735
	CT19 – CT20	78.39	2,273,340	376,727
	CT20 – CT21	1,153.41	2,273,396	376,672
	CT21 – CT22	3.05	2,274,273	375,923
	CT22 – CT23	938.14	2,274,275	375,925
	CT23 – CT1	14.51	2,274,988	375,316
	<b>Perímetro</b>	4,616.00 m		
	<b>Área</b>	36,518.00 m <sup>2</sup>		

Para la aplicación y entendimiento de la poligonal que representan las coordenadas que se presentan, se muestra la siguiente imagen:



**Fig. II.2.2.A.** Área industrial y vías férreas del proyecto, en donde se muestran los puntos correspondientes a la Tabla de Coordenadas presentado para la superficie total del predio.

### **II.2.3. Colindancias de la instalación y los usos del suelo en un radio de 500 metros en su entorno.**

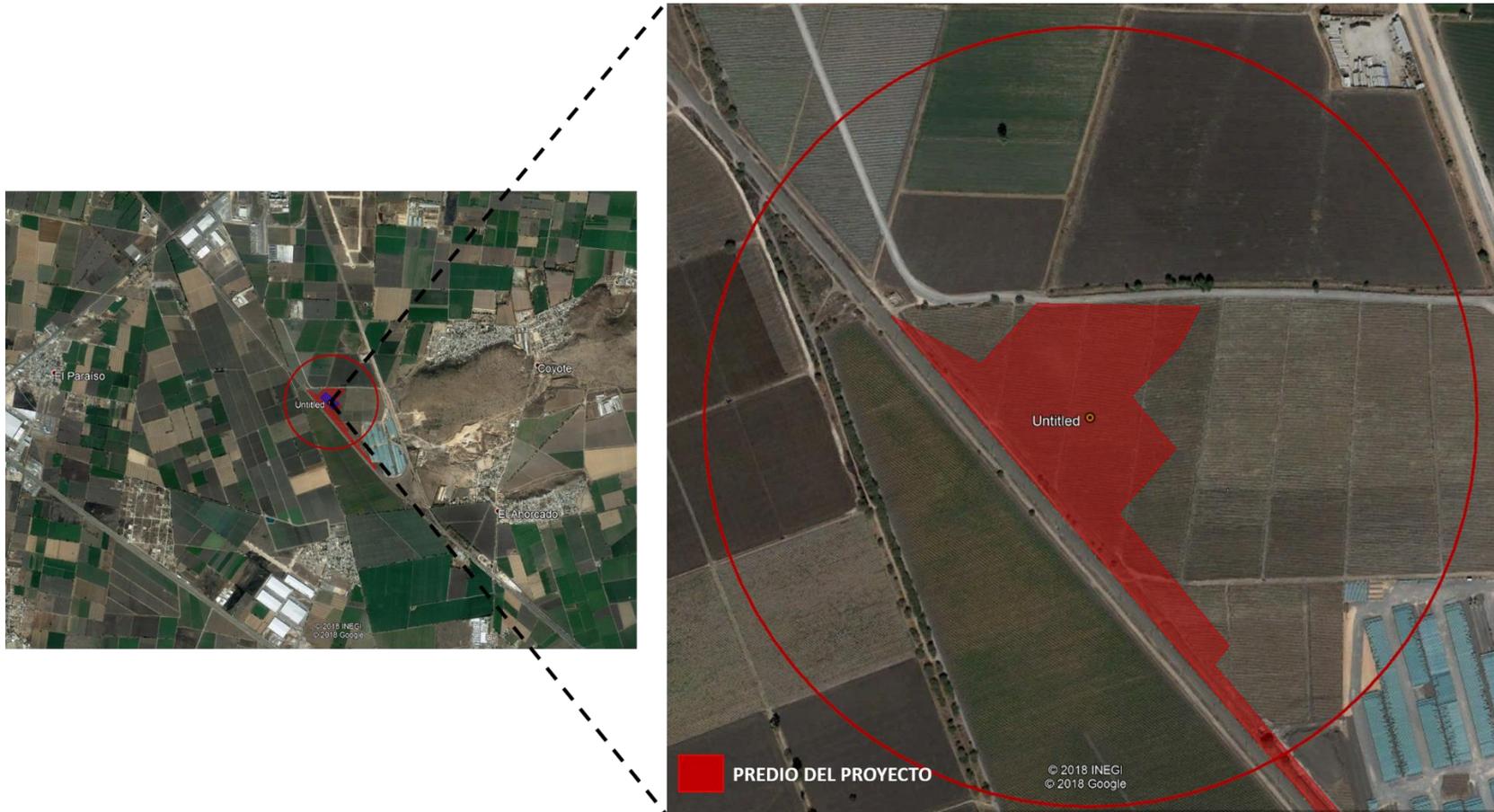
El predio donde se pretende desarrollar el proyecto cuenta actualmente con un uso de suelo industrial (se anexa Licencia de Uso de Suelo emitida por la autoridad competente), sin embargo los predios colindantes al parque industrial son tierras agrícolas dedicadas al cultivo de maíz, tomate, frijol y chile pimiento, se presenta a continuación una breve descripción de las actividades que se realizan en los predios colindantes (Fig.II.2.3.A):

Al Norte: Tierra agrícola, seguida por la Terminal Ferroviaria de Ferroservicios, S.A. de C.V.

Al Este: Tierra agrícola, seguida por terreno en donde se almacena tubería desde el año 2016, más allá existen vías de ferrocarril seguidas por un área no urbanizada, en seguida comunidad de San Ildefonso.

Al Sur: Tierra agrícola, seguida por el Grupo Durman Esquivel México, compañía dedicada a la producción y distribución de tubería plástica.

Al Oeste: Tierra agrícola, seguida por la comunidad Calamanda.



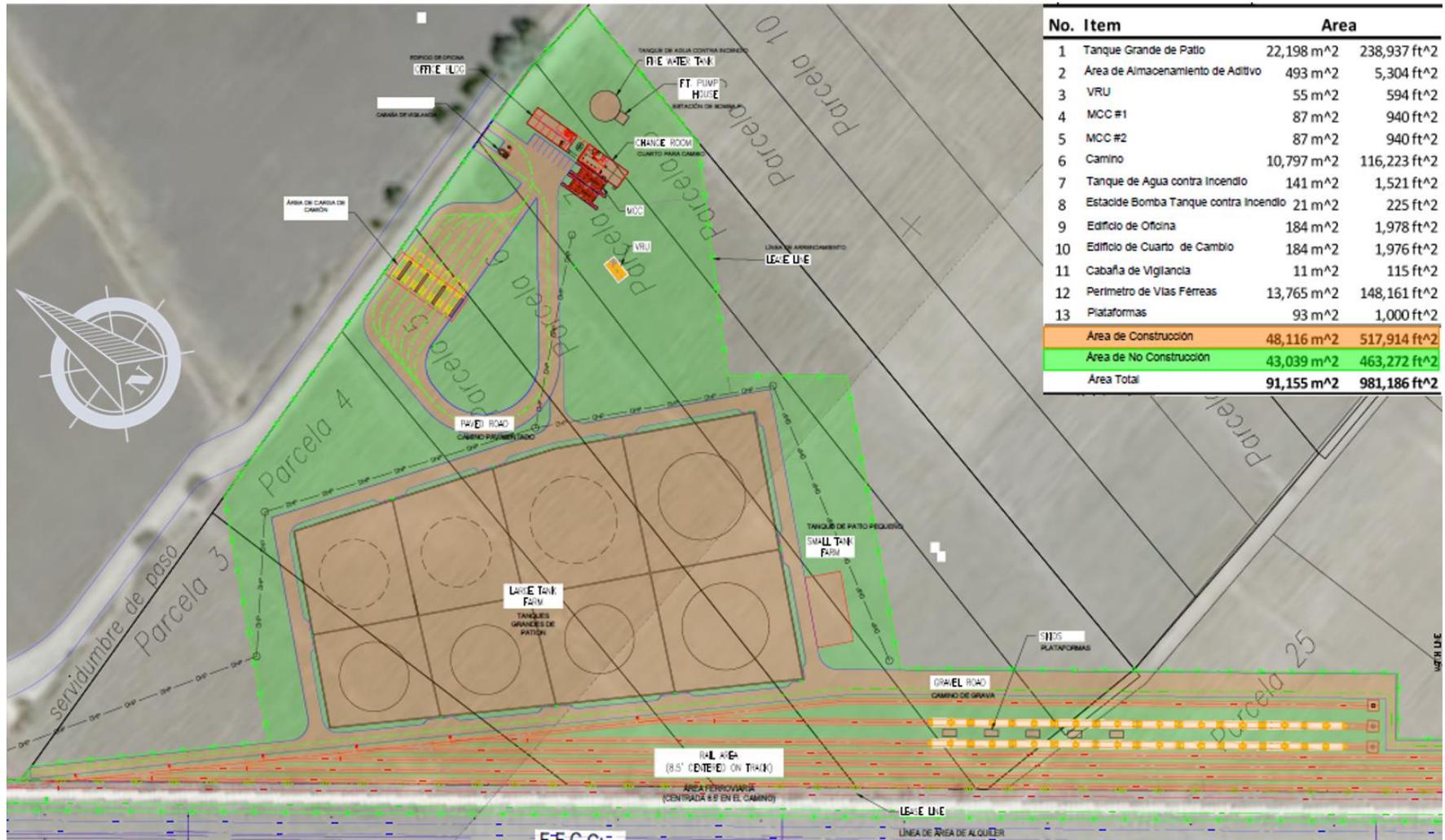
**Fig.II.2.3.A.** Colindancia con el Proyecto en un radio de 500 m.

#### II.2.4. Superficie total de la instalación y superficie requerida para el desarrollo de la actividad.

El predio en donde se ubicará SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO se encuentra al interior de un Parque Industrial, el cual contará con una superficie de 91,155 m<sup>2</sup> (9.1 has aproximadamente), y estará conformado como se muestra a continuación:

No.	Item	Area	
1	Tanque Grande de Patio	22,198 m <sup>2</sup>	238,937 ft <sup>2</sup>
2	Área de Almacenamiento de Aditivo	493 m <sup>2</sup>	5,304 ft <sup>2</sup>
3	VRU	55 m <sup>2</sup>	594 ft <sup>2</sup>
4	MCC #1	87 m <sup>2</sup>	940 ft <sup>2</sup>
5	MCC #2	87 m <sup>2</sup>	940 ft <sup>2</sup>
6	Camino	10,797 m <sup>2</sup>	116,223 ft <sup>2</sup>
7	Tanque de Agua contra Incendio	141 m <sup>2</sup>	1,521 ft <sup>2</sup>
8	Estacide Bomba Tanque contra Incendio	21 m <sup>2</sup>	225 ft <sup>2</sup>
9	Edificio de Oficina	184 m <sup>2</sup>	1,978 ft <sup>2</sup>
10	Edificio de Cuarto de Cambio	184 m <sup>2</sup>	1,976 ft <sup>2</sup>
11	Cabaña de Vigilancia	11 m <sup>2</sup>	115 ft <sup>2</sup>
12	Perímetro de Vías Férreas	13,765 m <sup>2</sup>	148,161 ft <sup>2</sup>
13	Plataformas	93 m <sup>2</sup>	1,000 ft <sup>2</sup>
Área de Construcción		<b>48,116 m<sup>2</sup></b>	<b>517,914 ft<sup>2</sup></b>
Área de No Construcción		<b>43,039 m<sup>2</sup></b>	<b>463,272 ft<sup>2</sup></b>
Área Total		<b>91,155 m<sup>2</sup></b>	<b>981,186 ft<sup>2</sup></b>

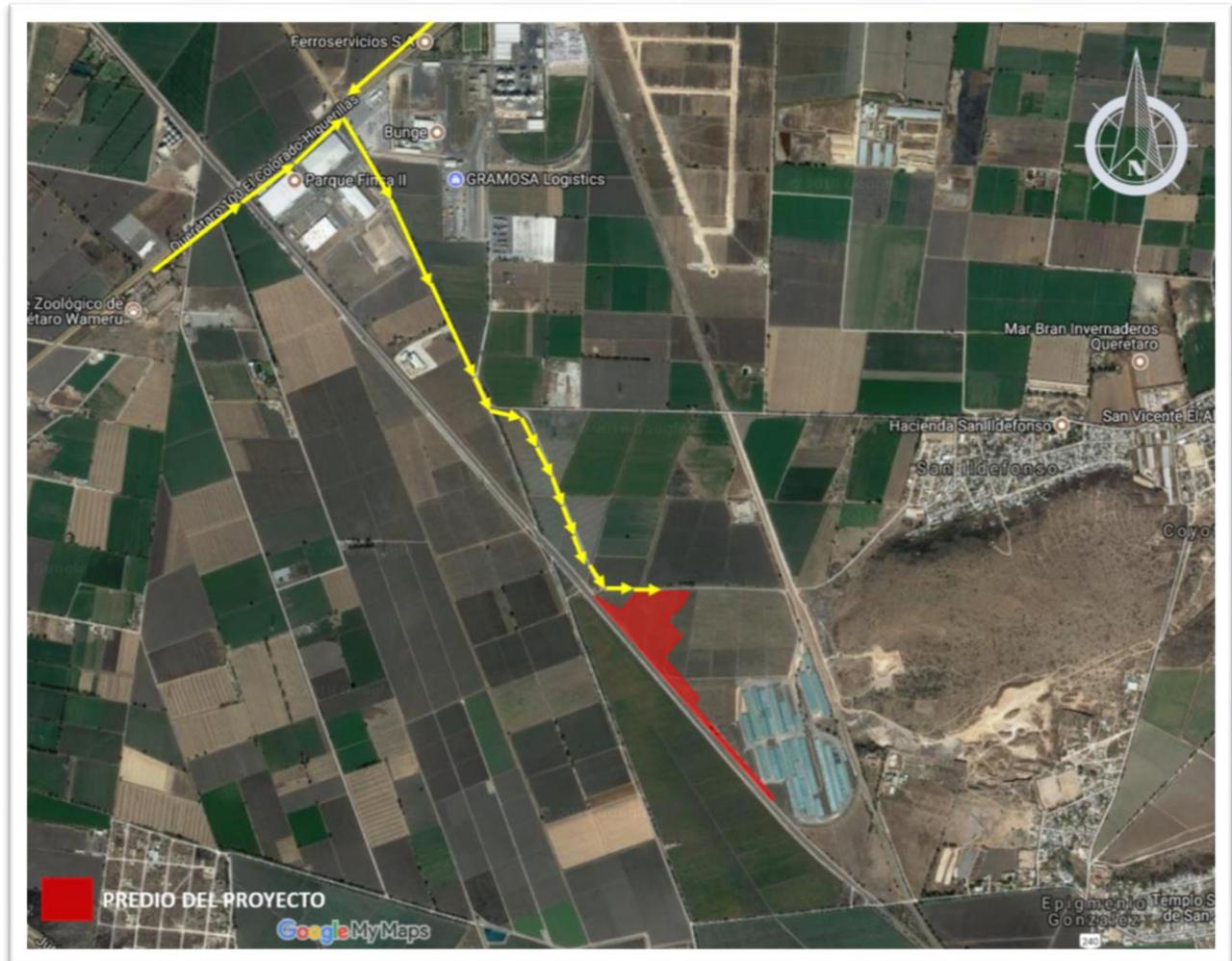
A continuación se presenta una imagen del sitio del Proyecto, en la cual se pueden visualizar las áreas en mención (Fig.II.2.4.A)



**Fig.II.2.4.A. Superficies del Proyecto.**

**II.2.5. Descripción de accesos.**

La principal vía de acceso al predio del proyecto es por la Carretera Estatal 100 Colon – Higuerrillas, entrando a un costado de Grupo Gramosa (Fig. II.2.5.A).



**Fig. II.2.5.A. Vías de Acceso al Predio del Proyecto**

## **II.2.6. Infraestructura necesaria.**

Para el desarrollo de las actividades previstas en el presente proyecto, SAVAGE Terminal Petrolera De Querétaro, se contempla que se deberá contar con la infraestructura siguiente:

- I. Infraestructura primaria o básica:
  - a. Estación de Recepción, Trasvase y Almacenamiento de Petrolíferos
  - b. Área de Tanques de Almacenamiento
  - c. Área de Aditivos
  - d. Estación de carga para autotanques
  
- II. Infraestructura secundaria:
  - a. Edificio de Oficinas
  - b. Estacionamiento
  - c. Tanque de agua contra incendio
  - d. Caseta de vigilancia
  - e. Camino de acceso
  - f. Vialidades internas

### **II.3. Actividades que tengan vinculación con las que se pretendan desarrollar en la instalación.**

Como se ha podido observar en imágenes presentadas en apartados anteriores, dentro del predio, donde se pretende ubicar SAVAGE Terminal Petrolera de Querétaro, no se realizan actividades que se encuentren vinculadas a las actividades que se desarrollarán en el mismo.

Dada la ubicación estratégica del proyecto, y al éste tratarse de una Terminal de Recepción, Almacenamiento y Reparto de Petrolíferos, principalmente gasolina regular, gasolina premium y diésel, se tendrá una vinculación con actividades tanto del sector industrial como del sector servicios de toda la zona centro del País,

### **II.4. Número de personal necesario para la operación de la instalación.**

12 personas

### **II.5. Autorizaciones oficiales con que cuentan para realizar la actividad.**

Actualmente se cuenta con la Licencia de Uso de Suelo Expedida por el Municipio de Pedro Escobedo (Anexo A.1.5)

## **CAPÍTULO III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO**

### **III.1. Descripción de las características del entorno ambiental a la instalación.**

Las principales condiciones ambientales del predio en donde se ubicará el proyecto, pueden definirse al describir la situación que guardan actualmente esas tierras: son grandes extensiones de terrenos agrícolas, de las cuales el área del proyecto forma parte, dedicadas desde hace muchos años al cultivo de maíz, tomate, frijol y chile pimiento. Actividades que aún en muchas parcelas colindantes al predio que se ha seleccionado para Savage Terminal Petrolera de Querétaro aún se llevan a cabo.

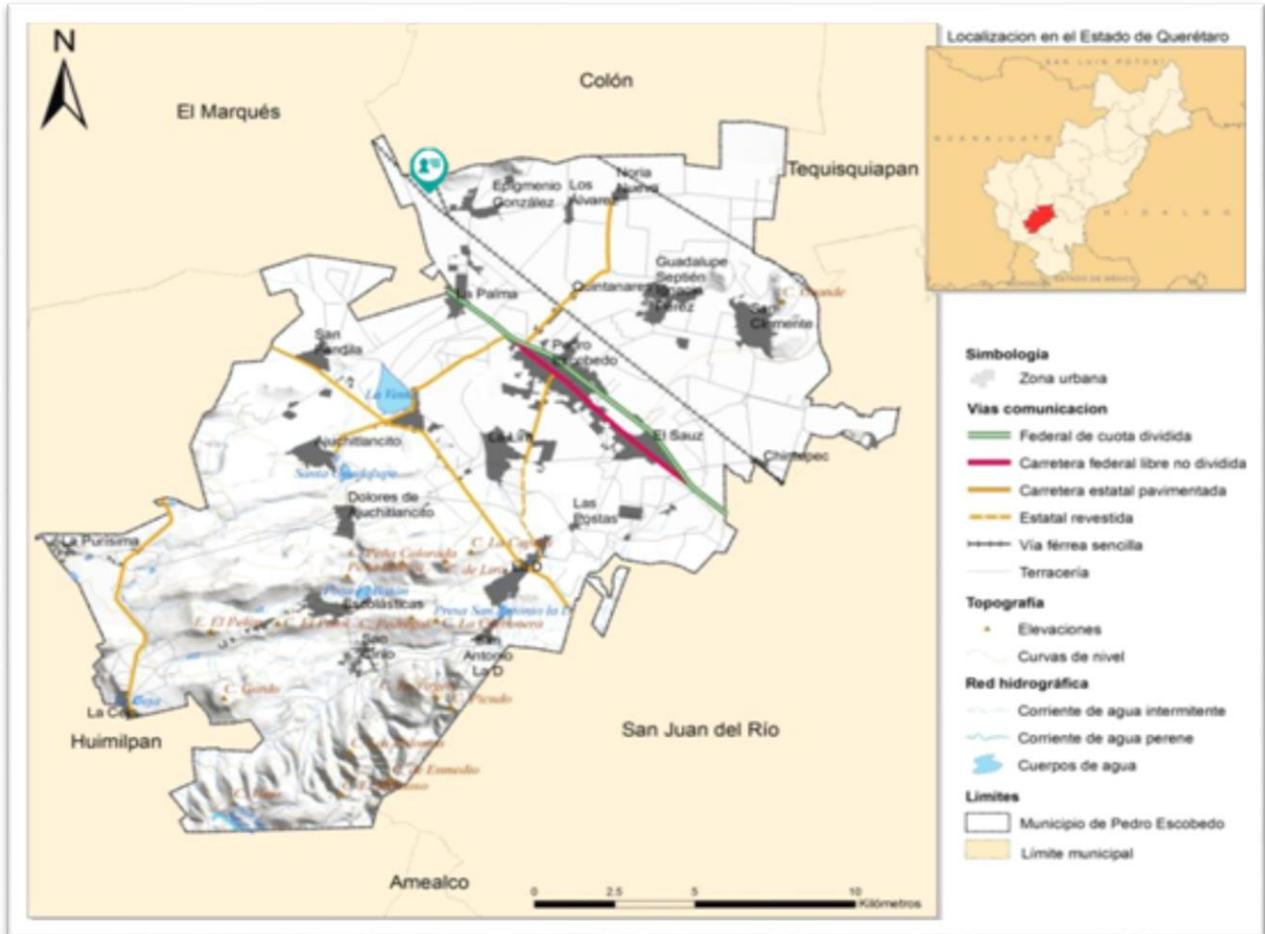
Por tal motivo, no existen recursos forestales en su interior, es decir, no son terrenos forestales, y además el uso de suelo es industrial, por lo que podemos considerar que las afectaciones a recursos naturales y ecosistemas son despreciables, dado que al interior del predio no existen recursos naturales que pudieran ser afectados. La zona se encuentra impactada por la ubicación de la empresa Ferroservicios y su parque industrial del cual formará parte el proyecto, por lo que las afectaciones a paisaje, uso de suelo y otros factores ambientales que pongan en riesgo recursos naturales son descartados o serán mínimos.

El Estado de Querétaro se localiza en la zona centro de la República Mexicana, cuenta con una superficie de 11.699 Km<sup>2</sup>, que representa el 0.6% del territorio nacional. Su capital es la ciudad de Santiago de Querétaro y se divide en 18 Municipios, entre los que se encuentra el Municipio de Pedro Escobedo.

El municipio de Pedro Escobedo se localiza al Suroeste del Estado de Querétaro, en las coordenadas extremas (UTM) al Norte 2'275,961.6 metros, al Sur 2'251,644.9 metros, al Este 391,447.9 metros y Oeste 364,535.4 metros; su extensión es de 323.4 km<sup>2</sup> (2.7% de la superficie del Estado). Colinda al Norte con los municipios de El Marqués y Colón, al Oeste con Tequisquiapan, al Sur con los municipios de San Juan del Río y Amealco y al oeste con Huimilpan<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> POEL. Municipio de Pedro Escobedo



**Fig.III.1.A.** Localización del proyecto en el Municipio de Pedro Escobedo, Qro.

## **A. GEOLOGÍA Y GEOMORFOLOGÍA**

La carta Querétaro (F14-10) se localiza en la porción central de México y queda comprendida dentro de dos Provincias fisiográficas, la porción norte abarca las Provincias de la Mesa Central y la Sierra Madre Oriental y la porción sur corresponde a la Provincia del Eje Neovolcánico (E., Raisz, 1964). Las rocas más antiguas están representadas por una secuencia volcanosedimentaria metamorfoseada, correlacionable por su posición estratigráfica, estilo de deformación y semejanza litológica, con la secuencia volcanosedimentaria de Arco Intraoceánico que aflora en el distrito minero de Guanajuato, la cual ha sido estudiada por diversos autores (Echegoyen, 1970; Edwards, 1975; Monod, 1990,

entre otros). Se le asignó una edad del Cretácico Inferior (Valanginiano-Turoniano), con base en la identificación de microfósiles (Radiolarios) y en las dataciones obtenidas de la Facie volcánica (Dávila y Martínez, 1987). En contacto tectónico por cabalgadura sobre la secuencia volcanosedimentaria, se tiene una secuencia sedimentaria compuesta por calizas, limolitas calcáreas y grauvacas. Se determinó una edad del Cretácico Inferior (Hauteriviano) con base en Microfauna (Nieto, 1998; comunicación verbal). El Cretácico Superior, está representado por una secuencia de calizas arcillosas, lutitas y limolitas calcáreas, por su semejanza litológica y estilo de deformación se correlaciona con la Formación Soyatal (Turoniano-Maestrichtiano). El Terciario Inferior está representado por un conglomerado polimíctico discordante sobre la secuencia volcanosedimentaria del Cretácico Inferior, esta unidad es conocida informalmente como Conglomerado Rojo de Guanajuato del Eoceno, según fechamientos paleontológicos de vertebrados (Ferrusquia, 1987).

El Oligoceno está representado por grandes espesores compuestos por tobas, brechas y aglomerados de composición andesítica, tobas ignimbríticas y domos riolíticos ampliamente distribuidos dentro de la carta. Se correlacionan con la Provincia Volcánica de la Sierra Madre Occidental. Al sur del Poblado de Puruándiro, Mich., en la porción sur poniente de la carta aflora un tronco intrusivo de composición granodiorítica del Terciario Inferior. En las inmediaciones del poblado de Juriquilla, Qro., en la porción norponiente aflora un cuerpo intrusivo subvolcánico, clasificado como pórfido riolítico. En el Terciario Superior y Cuaternario continúan los derrames de lavas andesíticas y riolíticas, con evidencias de volcanismo, representado por el volcán Zamorano y el Volcán Palo Huérfano en las porciones norte y nororiente de la carta. En el Mioceno se inicia el relleno de las depresiones del Bajío y de San Miguel Allende, al oriente, con sedimentos clásticos continentales, que cubren amplias zonas en las porciones norte y centro de la carta. En la porción sur de la carta, existen numerosos aparatos volcánicos ubicados dentro del Eje Neovolcánico. En el Poblado de Amealco, Qro., en la porción suroriente, se presentan emisiones volcánicas complejas que corresponden a una Caldera Resurgente. (Smith y Bailey, 1968) Destacan en la porción oriente de la

carta, los sistemas neotectónicos de la Falla Querétaro-Taxco con rumbo N-S, el Graben de Penjamillo, en la porción sur poniente y el Graben de la Saucedá, en la porción centro-norte. También destacan, el levantamiento de Pénjamo, en la porción sur poniente de la carta y el complejo de lineamientos NNESSW, paralelo al lineamiento de la mayoría de los conos volcánicos Pliocuaternarios. La problemática ambiental asociada a la geología del área, incluye el riesgo sísmico por eventos neotectónicos, la sobre explotación de los acuíferos del bajío y la contaminación asociada al mal manejo de residuos urbanos e industriales<sup>2</sup>.

### **Geología del Municipio de Pedro Escobedo**

En lo que respecta a la geología del municipio, el 37.5% de las rocas es del periodo cuaternario, compuesto por roca aluvial; el 36.9% corresponde a al periodo Plioceno-Cuaternario compuesto por andesita y basalto; el restante 25.6% corresponde al terciario superior conformado por rocas arenisca, arenisca-conglomerado, riolita, riolita-toba acida y toba acida.

### **Geomorfología de Pedro Escobedo**

En total se distinguen aproximadamente ocho formas o unidades endógenas y exógenas dentro del municipio de Pedro Escobedo, por lo que sus Unidades Geomorfológicas, se muestran a continuación:

<b>Clave</b>	<b>Geomorfología</b>	<b>Origen</b>
1	Quebrada o valle de ladera de montaña, porción del fondo de la fosa de Acambay	Exógeno
241	Rampa de piedemonte acumulativa	Exógeno
261	Planicie de sedimentación reciente de aluviones	Exógeno
412	Laderas de domos y edificios volcánicos dislocados	Endógeno
415	Laderas de edificios volcánicos y mesas de lavas	Endógeno
416	Laderas de relieve volcánico de la Sierra de Vaquerías	Endógeno
421	Contornos suaves de geometría convexa y de mesas	Endógeno
441	Rampa al pie de laderas de montaña con depósitos	Endógeno

<sup>2</sup> Extracto: Consejo de Recursos Minerales, Carta Magnética Querétaro F14-10.

## **B. HIDROLOGÍA SUPERFICIAL Y SUBTERRÁNEA**

La entidad queretana participa de las dos grandes regiones hidrológicas nacionales: el Lerma - Santiago y el Pánuco. La región Lerma - Santiago está integrada por las cuencas Lerma - Toluca y La Laja; en tanto que la región Pánuco se compone por las cuencas: Tamuín y Moctezuma. "En su región Occidental, por medio de los ríos Querétaro y del Pueblito, acopia las aguas de varios afluentes a partir del volcán Zamorano en Colón, señalándose como parte opuesta a la loma de Calamanda en Pedro Escobedo, para verter al río La Laja. Esta cuenca cubre una superficie de 2,800 km<sup>2</sup> en el Estado y su desplazamiento medio anual es de 40 millones de metros cúbicos en la actualidad.

### **Hidrología superficial**

El territorio del Municipio de Pedro Escobedo se encuentra dentro de las cuencas Río La Laja y Río Moctezuma, a nivel de microcuenca se localizan nueve de las cuales solo una se encuentra totalmente en el área municipal.

El cuerpo de agua con mayor extensión en el Municipio de Pedro Escobedo, corresponde a la laguna de oxidación conocida como La Venta (115 ha), ubicada al Norte de la localidad Araña de La Venta; en cuanto a presas las más importantes por su extensión son Santa Guadalupe (16 ha), Poza El Batan (14.5 ha) y La Ceja (5 ha).

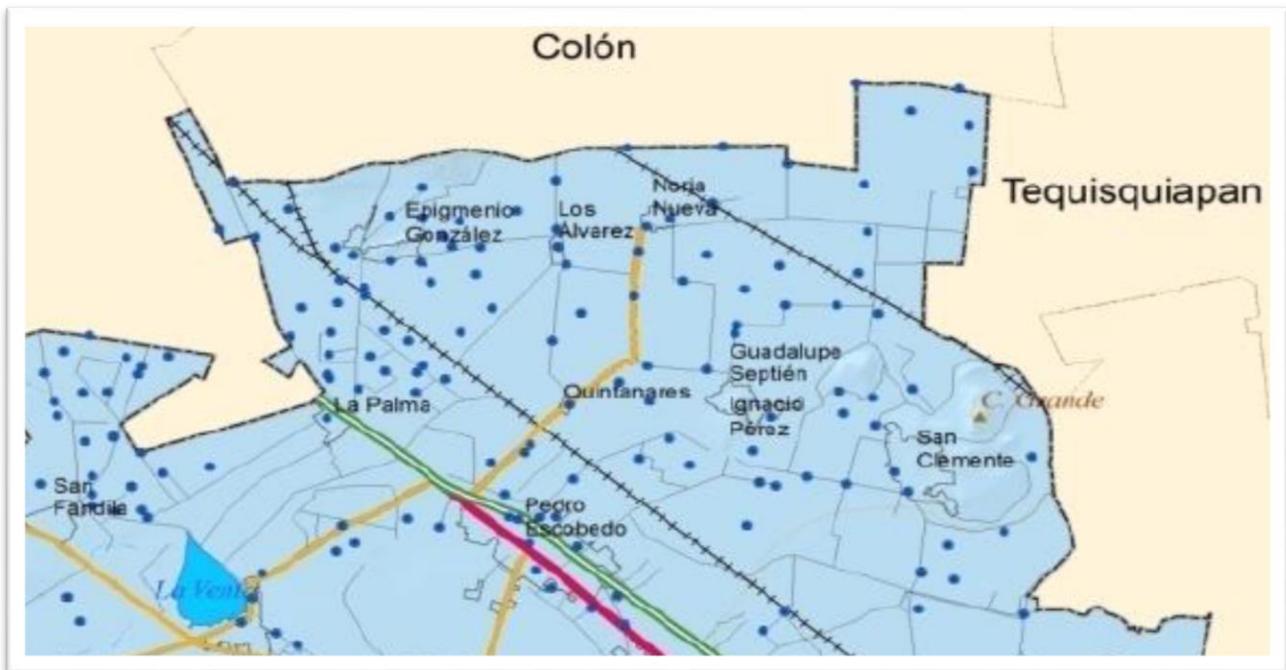
No existen corrientes perennes de consideración, solo se cuenta con un pequeño arroyo conocido como Las Adjuntas, localizado en las laderas del Cerro Viejo al suroeste del Municipio, esta corriente tiene su origen en la Presa Constitución de 1917 en el municipio de San Juan del Rio. La red hidrográfica del área de estudio está conformada por 191.7 kilómetros de corrientes intermitentes y por 1.1 kilómetros de corrientes perennes.

En la UGA 01 no existen cuerpos de agua superficiales, que pudieran ser afectados por las actividades del proyecto.

### Hidrología subterránea.

El municipio de Pedro Escobedo forma parte de la Región Hidrológico-Administrativa Pánuco (93.7%) y Lerma-Santiago (6.3%), dentro de sus límites se ubican dos acuíferos: Valle de San Juan del Río y Valle de Huimilpan, ambos acuíferos se encuentran sobreexplotados, como puede apreciarse en la información proporcionada por el POEL:

De acuerdo a la información proporcionada en el POEL sobre la UGA 01, en la zona del proyecto pero fuera del predio en donde éste se construirá, existe un pozo con el que se suministrará agua potable para el proyecto. Debido a que no se considera la utilización de agua en los procesos del proyecto, solamente para fines de servicios se descartan posibles impactos ambientales que pudiera provocar el proyecto a éste. Puede apreciarse en la siguiente imagen, la ubicación del pozo al interior de la zona del parque industrial, pero fuera del predio en donde se construirá el proyecto:



**Fig.III.1.B.** Pozo de agua al interior del Parque Industrial en donde se ubicará el proyecto

## **C. ASPECTOS BIÓTICOS**

### **Vegetación terrestre**

En el estado de Querétaro se ha determinado la presencia de 18 diferentes tipos de asociaciones vegetales, de acuerdo con la clasificación de la Comisión Técnica Consultiva para Coeficientes de Agostadero. Sus características son las siguientes:

#### **Selva baja caducifolia (Monte caliente).**

Este tipo de vegetación está distribuida en el Norte del estado, Centro y Occidente, en los municipios de Jalpan de Serra, Arroyo Seco, Cadereyta, Landa de Matamoros, Pinal de Amoles, Tolimán, Colón, San Juan del Río y San Joaquín.

#### **Bosque caducifolio (Somerial).**

Se encuentra en pequeña proporción en los municipios de Jalpan de Serra y Landa de Matamoros.

#### **Bosque linearifolio (Bosque de oyamel).**

Se desarrolla en las partes más elevadas de las serranías del pinal de El Zamorano (entre los 2 800 msnm y más de 3 000 msnm) en los municipios de El Marqués y Colón.

#### **Bosque aciculifolio (Pinares).**

Se encuentra en los municipios de Cadereyta de Montes, Pinal de Amoles, Jalpan de Serra, San Joaquín y Landa de Matamoros, principalmente.

#### **Bosque aciculoesclerófilo (Bosque de pino y encino).**

Se localiza en cerriles y laderas de la sierra de El Zamorano y en la región de El Lobo, parte opuesta de la Sierra Madre Oriental. Específicamente se halla esta asociación vegetal en los municipios de El Marqués, Peñamiller, Colón, Tolimán, Landa de Matamoros y Jalpan de Serra.

**Bosque esclerófilo caducifolio (Encinar).**

Se localiza en los municipios de Amealco de Bonfil, Landa de Matamoros, El Marqués Arroyo Seco, Pinal de Amoles, Huimilpan, Querétaro, Jalpan de Serra, San Joaquín, Pedro Escobedo, Cadereyta de Montes y Peñamiller, en el rango de altitud de 1 600 a 2 800 msnm.

**Bosque escuamifolio (Bosque de enebro y cedro).**

Se presenta este bosque en los municipios de Pinal de Amoles, Landa de Matamoros, San Joaquín y Cadereyta de Montes, en altitudes que van de los 1 390 a 2 500 msnm, en sitios denominados como lomeríos bajos, cerriles y escarpas con pendientes que van de 6° a 40°.

**Bosque caducifolio espinoso (Mezquital).**

Actualmente son muy escasas las áreas que tienen bosque virgen de mezquite, dado que se asienta en suelos ideales para agricultura. Se localiza principalmente en los municipios de Pedro Escobedo, San Juan del Río, Cadereyta de Montes, Tequisquiapan, Querétaro, Colón, Ezequiel Montes, El Marqués y Corregidora.

**Pastizal mediano abierto (Zacatal).**

La mayor extensión de este tipo de vegetación se localiza en el Sur y, en menor proporción, en el Centro. Se encuentra en los municipios de San Juan del Río, Tequisquiapan, Corregidora, Huimilpan, Amealco de Bonfil, Cadereyta de Montes y Pedro Escobedo.

**Pastizal mediano arbosufrutescente (Zacatal).**

Se localiza en una pequeña porción del estado, en altitudes entre 2 000 msnm y 2 400 msnm, en el municipio de Querétaro.

**Matorral alto espinoso (Monte espinoso).**

Esta vegetación se localiza en los municipios de Peñamiller, Tolimán y Colón.

**Matorral inerme parvifolio (Matorral de gobernadora).**

Este matorral ocupa parte de la zona central Norte del estado, en los municipios de Peñamiller, Tolimán y Cadereyta de Montes.

**Matorral mediano subinerme (Monte caliente).**

Se presenta esta composición en la región central del estado, además de una amplia franja intermedia entre los límites de Querétaro e Hidalgo, específicamente en los municipios de Cadereyta de Montes, Tolimán, Ezequiel Montes y Peñamiller.

**Matorral crasicaule (Nopaleras).**

Las áreas que contienen este tipo de vegetación se encuentran en lomeríos altos y medianos en las regiones Centro, Este y Oeste del estado, en los municipios de Peñamiller, Querétaro, Tolimán, El Marqués, Colón, Corregidora, Cadereyta de Montes y Tequisquiapan.

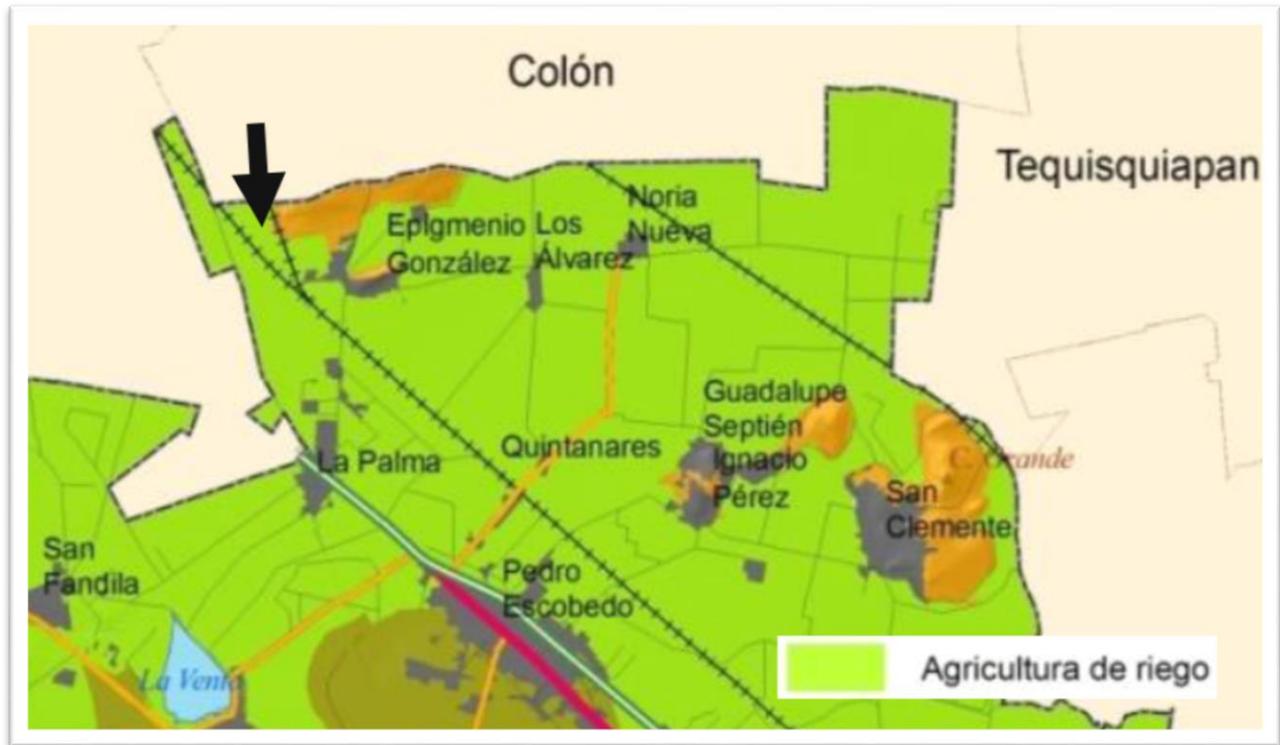
**Matorral crasirosulifolio espinoso (Huapillales, estoquillales).**

Se encuentra en los municipios de San Joaquín, Peñamiller, Pinal de Amoles, Jalpan de Serra y Cadereyta de Montes.

Por las características que conserva el bosque que crece en el Cerro del Cimatarío, en el límite de los municipios de Corregidora, Querétaro y el Marqués, esta zona ha sido declarada Parque Nacional, en tanto que la Sierra Gorda ha sido declarada como reserva de la biósfera, pues la variedad de formas que tienen en ese sitio la flora y la fauna, la hacen una de las áreas más ricas de la región.

En el Municipio de Pedro Escobedo, se determinó la presencia de al menos 3,798 especies de flora, las cuales están incluidas en 1,249 géneros y 219 familias.

De acuerdo a la ubicación de la UGA 01, podemos determinar que la zona en donde se pretende ubicar el proyecto estará en una zona dedicada a la agricultura de riego. Al interior de la zona en donde se ubica el predio del proyecto no existe vegetación ni fauna alguna.



**Fig.III.1.C.** Cuerpo de agua al interior del área del proyecto

## **Biodiversidad**

### **Fauna**

El Estado de Querétaro ocupa el 24° lugar a nivel nacional en cuanto a biodiversidad de fauna silvestre. En esta entidad está representada casi el 40% de la avifauna que habita en México; el 29% de las especies de mamíferos voladores y el 18% de los mamíferos terrestres presentes en el territorio nacional.

El inventario de fauna silvestre de la entidad consta de 658 especies distribuidas así: 107 especies de mamíferos, 443 de aves, 23 de anfibios, 71 reptiles y 14 de peces. De las especies que presentan algún estatus de conservación ya sea por estar probablemente extintas en el medio silvestre, en peligro de extinción, amenazadas o sujetas a protección especial, hay: 22 mamíferos, 18 anfibios, 35 reptiles y 57 aves.

Dentro de las especies de mamíferos presentes en la entidad están: mapache, comadreja cola larga, ocelote, ardilla vientre rojo, ardilla de Peter, motocle, coatí norteño, tlacuache sureño, murciélago cola peluda canoso, rata canguro de Merriam, miotis californiano, yaguarundí, musaraña orejillas mínima, temazate rojo, vampiro pata peluda, ratón de abazones sedoso, rata magueyera y tuza de Colima, entre otros.

Dentro de las especies de aves presentes en la entidad están: tirano gritón, papamoscas negro, candelero americano, pijije ala blanca, alcaudón verdugo, bolsero encapuchado, pato cucharón norteño, jacana norteña, Martín pescador verde, tordo cabeza amarilla, colibrí barba negra, colorín morado, halcón esmerejón, baloncillo, gorrión cola blanca, mulato azul y agachona común, entre otras.

Dentro de las especies de anfibios presentes en la entidad están: sapo nebuloso, rana chirrionera orejona, rana de hojarasca, ajolote del altiplano, ranita túngara y salamandra pie plano patona, entre otras.

Dentro de las especies de reptiles presentes en la entidad están: huico pinto del noreste, lagartija espinosa, víbora de cascabel del altiplano, escombrera manchada, anolis sedoso, lagarto alicante del Popocatépetl, serpiente coralillo arlequín, culebra chirrionera, eslizón de bosque de encinos, culebra real y lagartija nocturna de montaña, entre otras.

El municipio de Pedro Escobedo cuenta con registros de 10 especies de aves, 79 especies de mamíferos, 6 especies de reptiles y 2 especies de peces. La estimación de vertebrados en Pedro Escobedo está representada por 97 especies.

Así mismo, con base al listado preliminar de fauna de vertebrados del municipio de Pedro Escobedo, se encontraron 11 especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo a la NOM-059-SEMARNAT-2010.

	Familia	Género	Especie	Estatus	Endemismo	Nombre común
Mamíferos	Phyllostomidae	<i>Leptonycteris</i>	<i>curasoae</i>	A	No endémico	Murciélago
	Phyllostomidae	<i>Leptonycteris</i>	<i>nivalis</i>	A	Endémico	Murciélago
	Vespertilionidae	<i>Euderma</i>	<i>maculatum</i>	Pr	No endémico	Murciélago
	Mustelidae	<i>Taxidea</i>	<i>taxus</i>	A	No endémico	Tejón
	Sciuridae	<i>Sciurus</i>	<i>oculatus</i>	*Pr	Endémico	Ardilla

	Familia	Género	Especie	Estatus	Endemismo	Nombre común
Reptiles	Heteromyidae	<i>Dipodomys</i>	<i>phillipsii</i>	*Pr	Endémico	Rata canguro
	Colubridae	<i>Hypsiglena</i>	<i>torquata</i>	Pr	No endémico	Culebra ojo de gato
	Colubridae	<i>Pituophis</i>	<i>deppei</i>	*A	Endémico	Cincuate
	Colubridae	<i>Coluber</i>	<i>flagellum</i>	A	No endémico	Chirriónera
	Viperidae	<i>Crotalus</i>	<i>polystictus</i>	*Pr	Endémico	Víbora de Castabel
	Viperidae	<i>Crotalus</i>	<i>ravus</i>	*A	Endémico	Víbora de Castabel

Categoría: Pr: Sujeta a Protección especial, A: Amenazada, \*: Endémica del país.  
Fuente: SEMARNAT, 2010

Como hemos mencionado el predio en donde se ubicará el proyecto, son parcelas agrícolas cuyas actividades no permiten ni facilitan el anidamiento de fauna silvestre, así como tampoco permite su presencia dadas las actividades que ahí se realizaban (siembra y cosecha), por lo que se considera que no existen especies que puedan resultar afectadas por la construcción y operación del proyecto.

### Paisaje

Cuando hablamos de evaluación del paisaje, resulta muy subjetivo y depende de varios factores para poder establecer una adecuada evaluación. Considerando que para encontrar un método que permita establecer una evaluación adecuada, consideraremos la existencia de dos enfoques para el estudio del paisaje: el primero sobre el paisaje total y el segundo para el paisaje visual.

El enfoque del paisaje total, contempla al paisaje como un indicador y síntesis de las interrelaciones entre los elementos inertes (rocas, agua, suelo) y los vivos (flora, fauna, hombre):

En relación a la afectación del paisaje total por el proyecto, podemos decir que evidentemente al ubicarse en la zona en donde se construirá la Terminal Petrolera de Querétaro, en la actualidad el paisaje es de una cantidad importante de parcelas dedicadas a la agricultura, el tipo de planicie permite que el horizonte sea demasiado profundo sin que existan cambios abruptos en gran parte de los 360° en donde uno se ubique. Sin embargo, es importante considerar que las vías férreas construidas y en operación ya afectan ese paisaje, además de que generan una barrera importante que rompe con rutas y/o traslados de fauna silvestre que pudiera desplazarse en esas parcelas agrícolas. No existen elevaciones u hondonadas que rompan esa armonía que brindan de las parcelas agrícolas listas para sembrar.

En el segundo, es una expresión de los valores estéticos, plásticos, emocionales del medio natural. En este enfoque, el paisaje interesa como una expresión espacial y visual del medio:

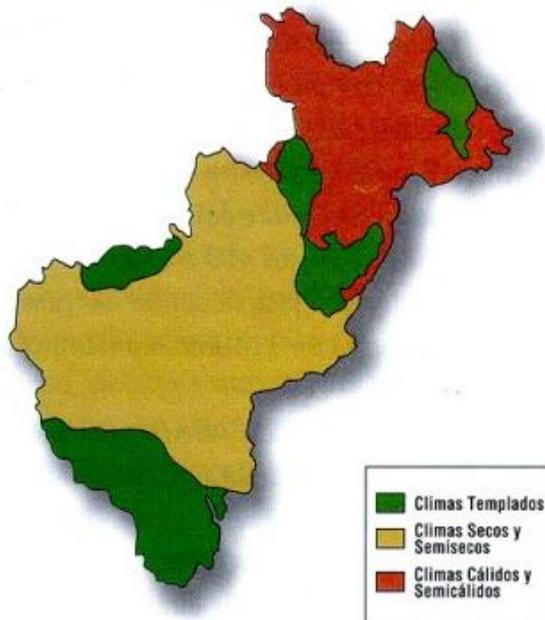
La zona en donde se ubicará el proyecto es de parcelas agrícolas, por lo que el paisaje existente es de tierras laboradas, tierras preparadas y algunas tierras en abandono. Esto es factible de observar debido a que es una planicie cuya profundidad es bastante amplia dado que no existen afectaciones topográficas que puedan romper con la visibilidad a larga distancia.

En algunas áreas, existen algunos caminos de terracería que permiten o facilitan el desplazamiento de mercancías, productos u otros, que por lo general se encuentran bien compactados y con sello de grava, que por el polvo y partículas que llegan a levantar los vehículos que por ahí transitan, contribuyen a afectar el paisaje, debido a que rompen con la armonía que brinda la visión de las parcelas en su conjunto. El proyecto romperá con esa armonía visual existente en la zona en donde se ubicará, sin embargo,

deberá tenerse en cuenta algunas cosas al respecto: en primer término es la existencia en ese punto, de las vías férreas que se encuentran construidas, lo que rompe de por sí con el paisaje descrito, en segundo término, que el proyecto podrá mitigar los impactos visuales en el paisaje al colocar una barrera de árboles en su perímetro que mitigue dicho impacto, por lo que aún y cuando éste exista como tal, podrá ser minimizado.

### III.2. Características climáticas entorno a la instalación.

En el estado se distinguen tres áreas climáticas bien definidas: la porción Sur que comprende parte de la provincia fisiográfica del Eje Neovolcánico, donde los climas son templados. La región Centro abarca áreas del Eje Neovolcánico, la Sierra Madre Oriental y la Mesa del Centro. Aquí los climas son semisecos, con variaciones de cálidos a templados y la zona Norte que corresponde a una porción de la Sierra Madre Oriental, con climas de cálidos a templados.



**Fig. III.2.A.** Tipos de climas en el Estado de Querétaro.

### **Clima en el Municipio de Pedro Escobedo**

En el municipio de Pedro Escobedo se identifican cuatro tipos de climas: BS1hw, BS1kw, C(wo) y C(w1). El clima C(wo) es templado subhúmedo, presenta una temperatura media anual de 12°C y 18°C, cubre el 19.4% del municipio. El clima C(w1) es templado subhúmedo, la temperatura media anual se encuentra en el rango de 12°C a 18°C y cubre el 39.3% del territorio ubicado principalmente en el sistema montañoso al Suroeste del municipio. El tipo de clima BS1hw es semiárido semicálido, con una temperatura media anual mayor de 18°C, está presente en 39.2% de la superficie municipal, ocupando la zona de planicies en el Noreste del Municipio. El 2.1% del municipio de Pedro Escobedo presenta un clima BS1kw, caracterizado por ser semiárido templado, con una temperatura media anual de 12°C a 18°C.

Según los datos recopilados de la estación meteorológica, la dispersión de las lluvias a lo largo del año y la cantidad de precipitación captada en el municipio ha disminuido, aumentando en cambio la intensidad de estas. Las variaciones en la temperatura registrada para el municipio muestran drásticos aumentos tanto para las temperaturas máximas, como descensos notables en las mínimas. A partir del año 2009 se ha presentado una disminución de 3.1° C presentándose como temperatura más extrema en el 2011 -3.3°C. Esto se traduce en recurrentes temperaturas frías y heladas que afectaron la actividad agrícola y ganadera del municipio, así como las actividades cotidianas de la población en general.

#### **Clima en la UGA 01.-**

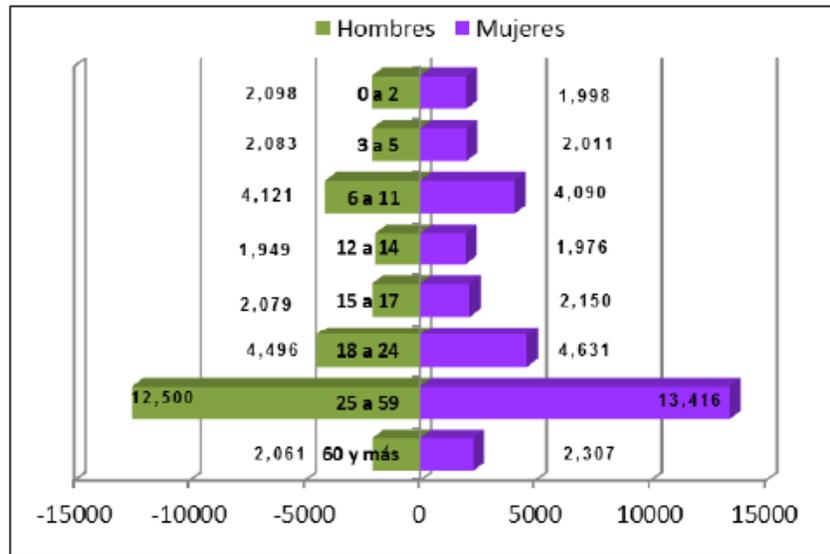
De acuerdo a la localización de la UGA 01, al Noreste del municipio de Pedro Escobedo, el tipo de clima que le corresponde es el BS1hw: Semiárido, semicálido, temperatura media anual mayor de 18°C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. Lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

**III.3. Densidad demográfica de la zona donde se ubica la instalación.**

**Dinámica de la población.**

El municipio de Pedro Escobedo se encuentra conformado por 104 localidades con una población total de 63,966 habitantes; de los cuales el 49% son hombres y el 51% mujeres (INEGI 2010), con una densidad poblacional de 199.5 hab/km<sup>2</sup>, registró un crecimiento con una tasa anual de incremento poblacional del año 2005 al 2010 del 2.62%, adhiriendo a su población 1,500 habitantes anuales. La tasa de crecimiento que ha manifestado Pedro Escobedo en las últimas dos décadas.

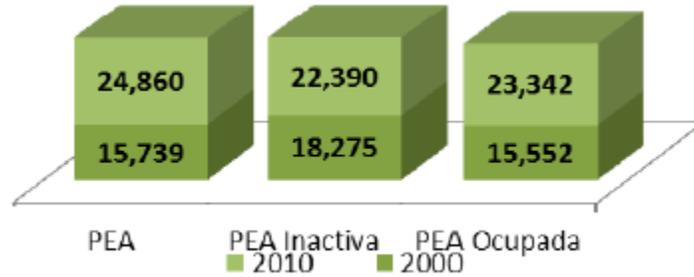
El promedio de hijos nacidos por mujer en el municipio es de 2.5 hijos. La emigración a nivel estatal durante el año 2005 concretó 25 mil 900 personas que salieron a radicar a otra entidad, el 91.8% de la población es nativa del municipio y contiene a 5,211 habitantes nacidos en otras entidades. A continuación, puede observarse la pirámide de edades en el municipio de Pedro Escobedo



**Fig.III.3.A.** Pirámide de edades Municipio Pedro Escobedo. Fuente: XIII Censo de Población y Vivienda, 2010 INEGI).

**Población económicamente activa**

La Población Económicamente Activa (PEA), considerada como la población de 12 años en adelante que se encontraban trabajando o buscando trabajo para el día de la muestra censal (INEGI, 2010), que reside en Pedro Escobedo es de 24,860 habitantes, de los cuales el 70% son hombres.



**Fig.III.3.A.** Población económicamente activa.

**Infraestructura**

Vías de comunicación

El servicio y distribución del transporte público en la zona de estudio, se lleva a cabo por medio de 18 Taxibuses y 15 autobuses suburbanos para el interior del municipio. Por otro lado, el servicio de rutas foráneas al municipio se lleva a cabo por medio de la línea de autobuses Almeacenses con 20 unidades que brindan servicio en la ruta Querétaro – San Juan del Río, beneficiando alrededor de 1,500 habitantes entre los que se encuentran obreros, estudiantes y comerciantes principalmente.

Infraestructura hidráulica

El suministro de agua potable es por medio de pozos profundos, con una cobertura del 85% en la cabecera municipal y 65% en las 24 poblaciones rurales. El abastecimiento de agua potable se encuentra beneficiando a una población considerable en las zonas urbanas, sin embargo, el promedio de las localidades rurales llega al 84%.

### Infraestructura de manejo de residuos

Pedro Escobedo produce al día 35 toneladas de basura y debido a que no cuentan con infraestructura para acopio y/o composteo, son transportadas al municipio de San Juan del Río (SEDESU, 2010).

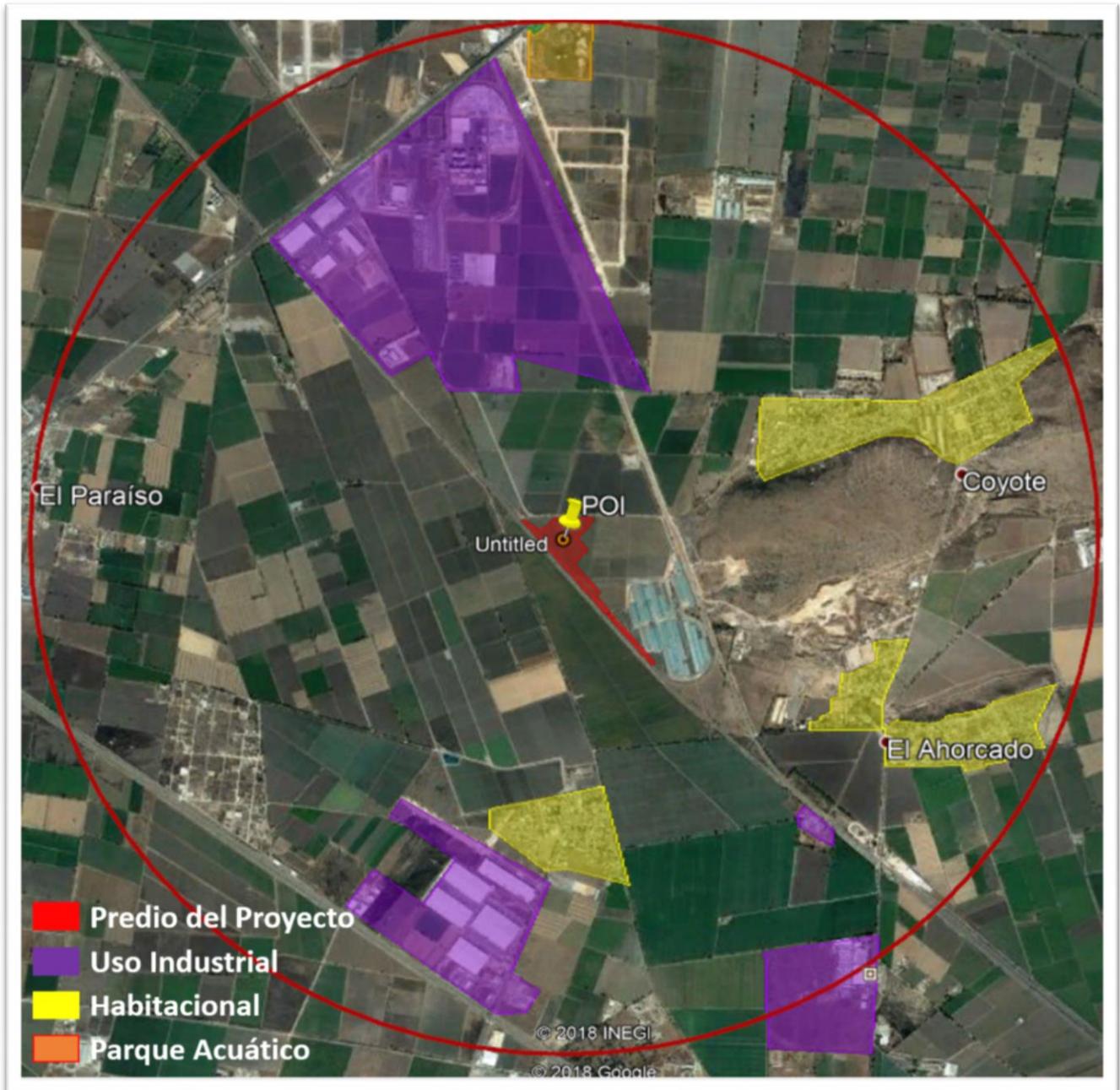
### Agua y electricidad

Actualmente existen 63 mil 966 personas en el municipio, habitando al 90% de las viviendas que existen, de las cuales para el último Censo de Población y Vivienda producido por INEGI solamente el 98% cuenta con energía eléctrica y el 94% con el servicio de agua entubada conectado a la vivienda.

Según el Anuario Económico (2015), el municipio cuenta con un total de 130 km de vías de transporte, de las cuales 41 km, son caminos rurales pavimentados y 89 km brechas mejoradas.

**III.4. Giros o actividades desarrolladas por terceros entorno a la instalación.**

En la Fig.III.4.A. se muestran los giros y las actividades que se desarrollan en torno al predio del proyecto en un radio de 3 km del mismo.



**Fig.III.4.A.** Actividades entorno al predio del proyecto.

### **III.5. Deterioro esperado en la flora y fauna por la realización de actividades de la instalación.**

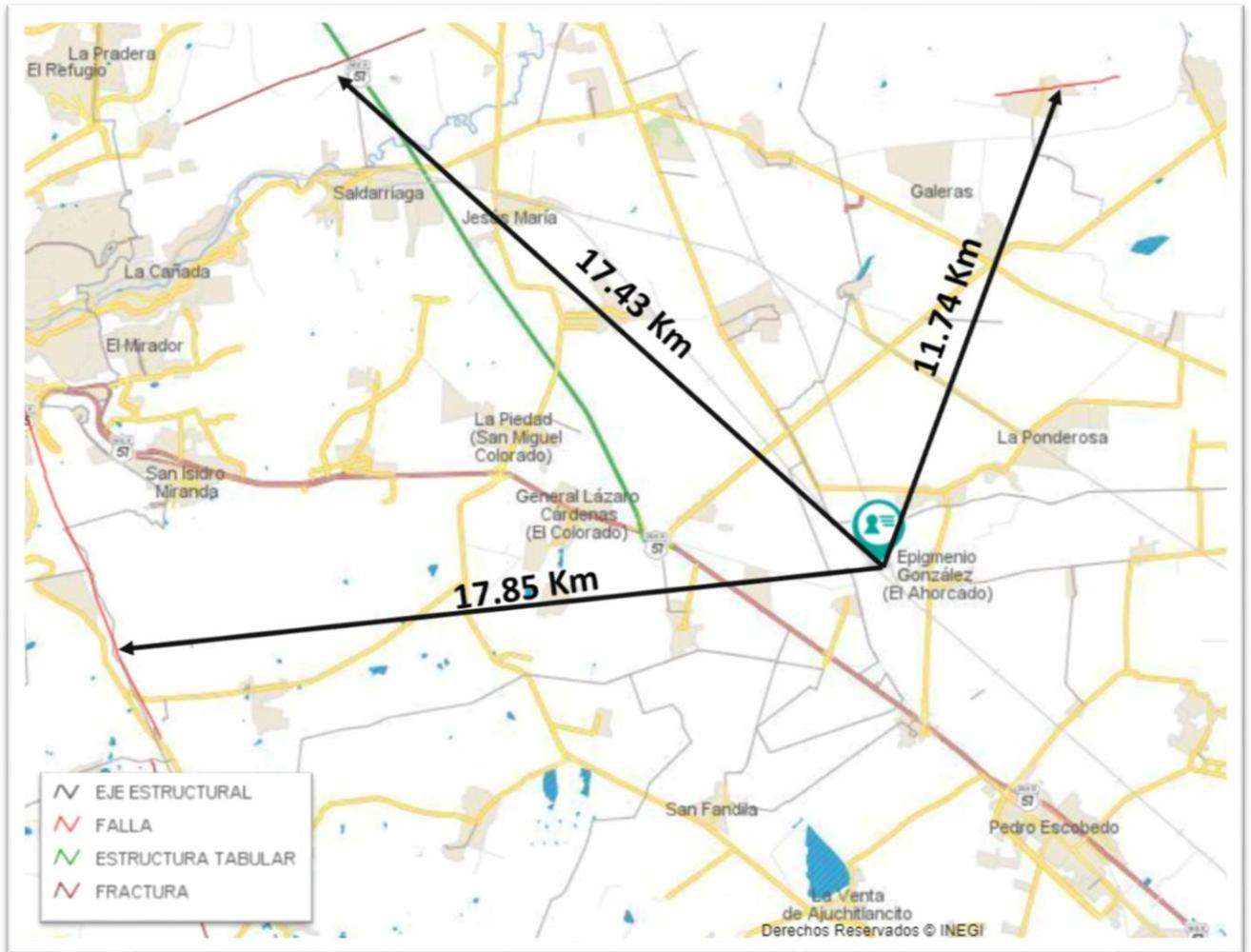
Debido a las actividades desarrolladas en torno al proyecto, al momento de la elaboración del presente estudio, no se cuenta con flora y fauna forestal dentro del predio, existiendo únicamente arbustos típicos de predios abandonados los que se encuentran dentro del área de estudio. Es por tal motivo que no contempla deterioro en flora y fauna al desarrollo de sus actividades.

Así mismo el predio donde se llevará a cabo el proyecto se encuentra dentro una zona con previa autorización de Uso de Suelo, la cual es compatible con las actividades se quieren desarrollar.

### **III.6. Susceptibilidad de la ubicación de la planta.**

#### **Fallas / Fracturas**

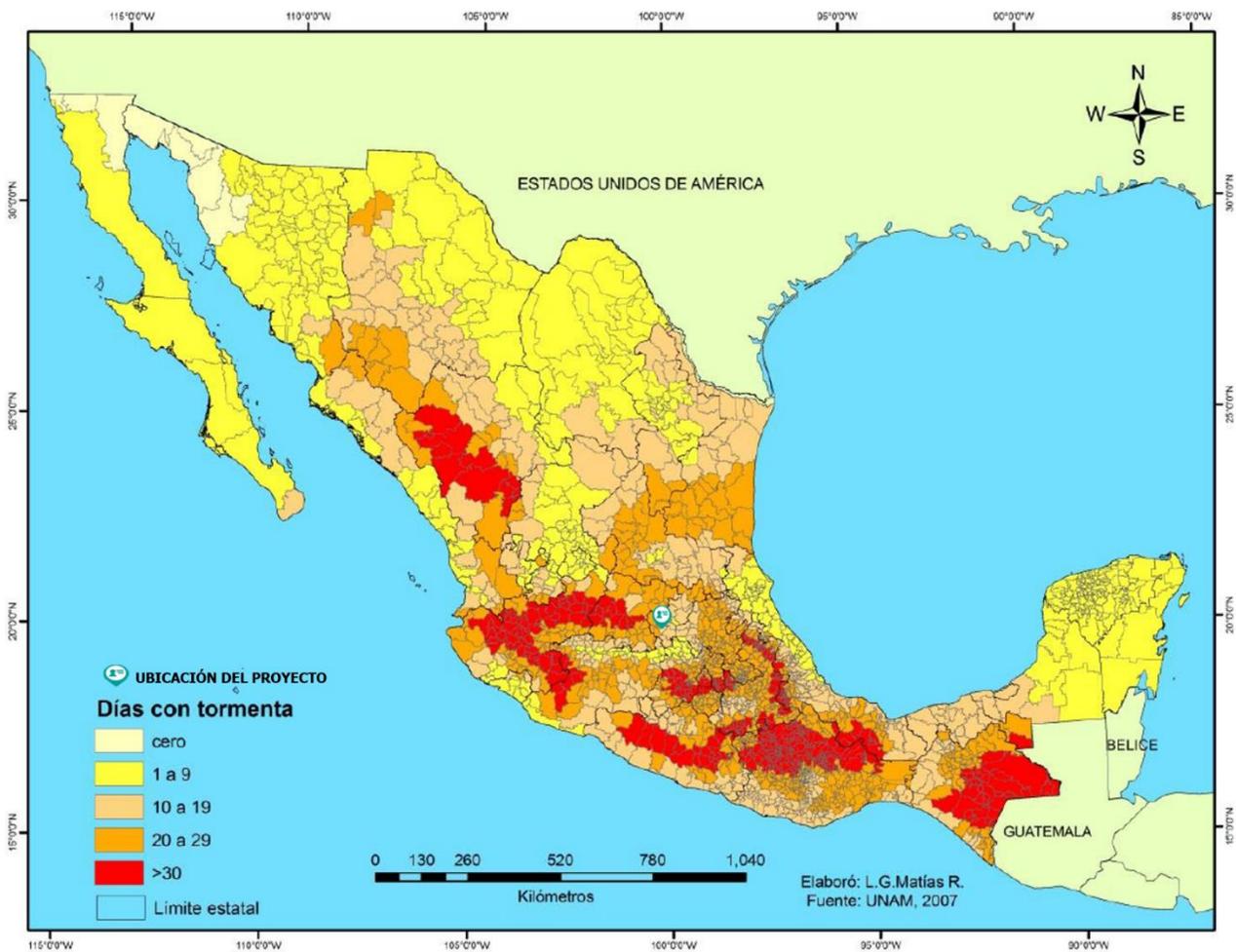
El área en donde se localiza el predio del proyecto, no se ha definido como un área en donde existan problemas de hundimientos y/o agrietamientos. De acuerdo a la herramienta Mapa Digital de México, del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, siendo la falla más cercana ubicada a una distancia aproximada de 11.74 Km y la fractura más cercana ubicada a una distancia aproximada de 17.43 Km (Fig.I.1.E), por lo que se puede afirmar que el sitio del proyecto no se encuentra susceptible a este tipo de fenómenos.



**Fig.III.6.A.** Susceptibilidad de la zona a Fallas / Fracturas (Fuente Mapa Digital de México, INEGI)

**Tormentas Eléctricas**

De acuerdo a los Mapas de Índice de Riesgo a Escala Municipal Por Fenómenos Hidrometeorológica emitido por el Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED) el área donde se ubica el proyecto se encuentra dentro de la categoría “media” respecto al cálculo del índice de peligro por tormentas eléctricas, con intervalos de 10 a 19 días con tormentas eléctricas (Fig.III.6.B), las tormentas eléctricas ocurren con mayor frecuencia en verano y un 10% en otoño e invierno (García, 2007).



**Fig.III.6.B.** Asignación de valores por municipio, respecto al número de días con tormenta eléctrica (promedio anual). Fuente CENAPRED.

**Sequias**

De acuerdo a los Mapas de Índice de Riesgo a Escala Municipal Por Fenómenos Hidrometeorológica emitido por el Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED) el área donde se ubica el proyecto se encuentra dentro de la categoría “vasta” de la clasificación de las sequias (Fig.III.6.C), dicha clasificación se basa en la clasificación propuesta por el Dr. Escalante Sandoval en el año 2005 (Fig.III.6.D.).



**Fig.III.6.C.** Grado de Peligro por Sequía (Escalante Sandoval, y otros, 2005).

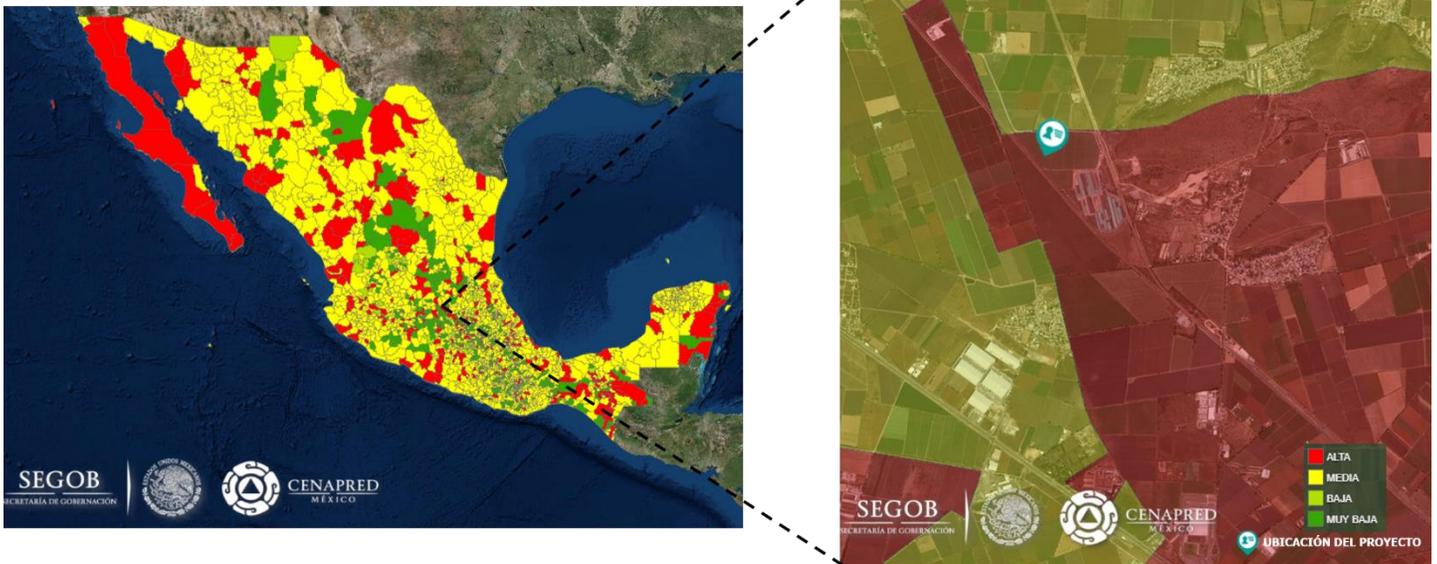
Fuente CENAPRED.

Déficit promedio de lluvia (%) respecto a su lluvia media anual	Duración de la sequía promedio D (años)		
	$1 \leq D < 2$	$2 \leq D < 3$	$3 \leq D < 4$
$0 \leq \text{déficit} (\%) < 10$	Normal	Moderada	Extraordinaria
$10 \leq \text{déficit} (\%) < 20$	Severa	Muy Severa	Extremadamente Severa
$20 \leq \text{déficit} (\%) < 30$	Vasta	Muy Vasta	Extremadamente Vasta
$30 \leq \text{déficit} (\%) < 40$	Crítica	Muy Crítica	Catastrófica

**Fig.III.6.D.** Clasificación de las Sequias de acuerdo a Escalante Sandoval 2005.

**Inundaciones**

De acuerdo al Atlas Nacional de Riesgos el Municipio Pedro Escobedo, Querétaro cuenta con una categoría “alta” respecto al índice de riesgo de inundación (Fig.III.6.E), sin embargo, sobreponiendo el área del proyecto utilizando la aplicación digital del Atlas Nacional de Riesgos se puede apreciar que en dicha área no existe evidencia bibliográfica de riesgos por inundación (Fig.III.6.F).



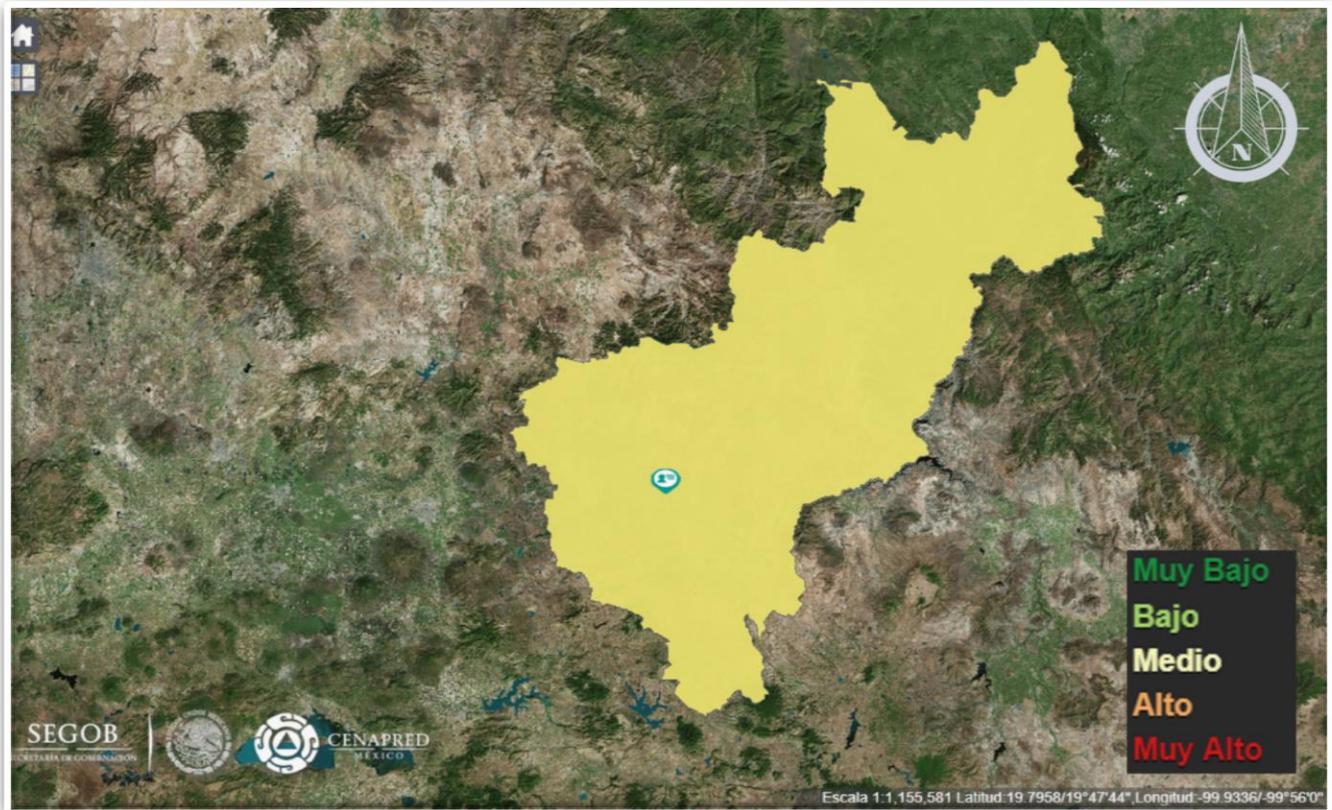
**Fig.III.6.E.** Riesgos por Inundación. Fuente Atlas Nacional de Riesgos



**Fig.III.6.F.** Riesgos por Inundación puntual para el Sitio del Proyecto. Fuente Atlas Nacional de Riesgos

### Sismos

Utilizando la aplicación digital del Atlas Nacional de Riesgos se puede apreciar que el sitio donde se ubicara el proyecto se encuentra inmerso dentro de una categoría “media” respecto al índice de riesgo de sismo (Fig.III.6.G).



**Fig.III.6.F.** Riesgos por Sismo. Fuente Atlas Nacional de Riesgo.

De acuerdo a la información anterior se obtiene que el Predio donde se pretende localizar el proyecto, se encuentra ubicado en una zona susceptible a:

<b>SUSCEPTIBILIDAD</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>
Terremotos (sismicidad).		X
Corrimientos de tierra.		X
Derrumbamientos o hundimientos.		X
Efectos meteorológicos adversos (inversión térmica, niebla, etc.).		
Inundaciones (historial de 10 años).		X
Pérdidas de suelo debido a la erosión.		X
Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión.		X
Riesgos radiológicos.		X
Huracanes.		X

**CAPÍTULO IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS  
POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE  
DESARROLLO URBANO LOCAL.**

#### IV.1. Vinculación con el plan municipal de desarrollo de Pedro Escobedo, Qro

DISPOSICIÓN	VINCULACIÓN CON EL PROYECTO
<p><b>Eje 3. Municipio sustentable y competitivo.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Programa Integral de Empleo. Habilitación e inserción laboral.</b></li> <li>• <b>Fortalecimiento empresarial de alto potencial de crecimiento y diferenciación.</b></li> <li>• <b>Implementar estrategias que coloquen al municipio como líder en la atracción de inversiones industriales</b></li> <li>• <b>Fortalecer la estructura económica del municipio y la región con el propósito de genera riqueza, ingreso y trabajo como mecanismo de distribución equitativa.</b></li> </ul>	<p>Para este punto se utilizó el Plan Municipal de Desarrollo del municipio de Pedro Escobedo a fin de determinar cuáles son los puntos en que el proyecto tiene vinculación con sus principales objetivos y estrategias de desarrollo y crecimiento.</p> <p>El proyecto generará empleos directos e indirectos, por lo que consideramos que existe un punto de vinculación con el primer punto de este eje.</p> <p>El desarrollar al municipio de Pedro Escobedo como un detonador de la inversión industrial y de servicios, requerirá de contar con la infraestructura necesaria para la atracción de inversiones, el proyecto considera coadyuvar en el crecimiento y fortalecimiento del municipio.</p>

## IV.2. Vinculación con El Plan Estatal De Desarrollo

DISPOSICIÓN	VINCULACIÓN CON EL PROYECTO
<p><b>Eje Rector: Querétaro Próspero</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Estrategia II.1 Promoción del crecimiento económico equilibrado por sectores y regiones del Estado de Querétaro.</b></li> </ul> <p><b>Líneas de Acción:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Estimular el crecimiento y permanencia de los clústeres existentes en el Estado.</b></li> <li>• <b>Desarrollar proyectos de infraestructura logística y de conectividad en el Estado.</b></li> <li>• <b>Impulsar mecanismos de fomento a la inversión y generación de empleo en la entidad.</b></li> </ul> <p>Por tipo de actividad, el Estado de Querétaro reportó un mayor desempeño en el sector industrial, con un incremento del 12.8% anual al cierre del 2014; mientras que las actividades primarias tuvieron un incremento de 4.5% en el periodo y el sector comercio y de servicios registró un aumento de 4.2%, respectivamente</p> <p>El sector secundario aporta el 41.8% del PIB del Estado. Entre las actividades que incluye: manufactura, representa el 26.8%; construcción el 12.3%, seguida por actividades relacionadas con el tema energético y de suministro de agua con el 2.0% del PIB.</p>	<p>El proyecto forma parte importante en el desarrollo industrial de Querétaro, el cual está en pleno auge a nivel Nacional, por lo que este tipo de proyectos está orientado a satisfacer las necesidades de la industria y servicios, que requieren de combustibles con calidad, buen precio y oportunidad.</p> <p>El proyecto se suma a aquellos servicios que están orientados a la logística y del incremento de la conectividad del Estado.</p> <p>Su objetivo principal coadyuva a fortalecer las líneas de acción del gobierno estatal de este eje rector, debido a que los combustibles son parte del motor que requieren: el sector industrial, el sector de transporte, el sector de servicios, el sector agrícola, el sector turismo, etc.</p>

# **CAPÍTULO V. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

### **V.1. Criterios de diseño de la instalación con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.**

Savage Terminal Petrolera de Querétaro es un proyecto para la Recepción, Almacenamiento y Reparto de Petrolíferos a ubicarse en el Municipio de Pedro de Escobedo, Querétaro, que por la situación geográfica del Estado en el centro del país se ha convertido en un importante polo de desarrollo nacional, situación por la que este tipo de proyectos son estratégicamente necesarios para cubrir entre otras muchas, las necesidades de combustibles necesarios tanto para la industria como para el transporte en la zona.

Sin embargo, una vez definido el punto de macrolocalización en la zona centro del país, se definió por parte de la empresa SAVAGE una serie de puntos que deberían de cumplirse para la decisión final del lugar en donde se construiría el proyecto, entre los que destacan aspectos económicos, sociales, de seguridad, de vías de comunicación y por supuesto ambientales, que favorecieran el desarrollo sustentable del proyecto.

Se presenta a continuación el desarrollo simplificado del análisis realizado por la empresa para la selección del sitio en donde se ubicaría el proyecto en el centro del país:

A continuación se presenta un resumen de las características que permitieron definir el sitio más adecuado para el proyecto:

- Compatibilidad de uso de suelo.

El uso de suelo del parque industrial ha sido definido por el Ayuntamiento de Pedro Escobedo factible para Proyectos Detonadores para Fabricación, Logística y uso de vivienda, lo que permite la instalación de industria (ligera, mediana y pesada), almacenamiento de materiales peligrosos, depósito de gas u otros combustibles, entre otras actividades determinadas en el Permiso de Uso de Suelo. (Se Anexa Licencia de Uso de Suelo)

- La no proximidad a zonas pobladas.

El sitio en donde se construirá el proyecto está ubicado en una zona que ha sido definida con uso de suelo Industrial, que se encuentra alejado de zonas habitacionales y urbanas, lo que favorece la disminución de posibles riesgos a la población. El proyecto cumple con aspectos de seguridad como el ubicarse alejado de zonas pobladas y en usos de suelo factible para sus actividades, ya que se encuentra a distancias considerables a centros de población, lo que lo convierte en un lugar idóneo para las actividades que se realizarán durante las distintas etapas del proyecto.

- Mecánica de suelos.

El proyecto no se encuentra en algún lugar donde se halla reportado la existencia de fracturas o fallas geológicas que pudieran representar un riesgo para sus instalaciones, lo cual garantiza que pueden ser realizadas las actividades del proyecto objeto de este estudio, dado que no existe evidencia alguna de algún riesgo que pudiera presentarse por este tipo de fenómenos, lo que permite establecer que el proyecto es viable en la zona.

En cuanto a aspectos socioeconómicos, listamos a continuación los más importantes que fueron considerados para la selección del sitio del proyecto:

- **Ubicación estratégica.**

El proyecto se ubicará en el Estado de Querétaro dentro de una de sus múltiples zonas industriales, que cuenta con todos los servicios requeridos por el proyecto: vías de acceso carreteras, vías ferroviarias, servicios industriales, mano de obra capacitada.
  
- **Ubicación al centro del país.**

La proximidad a una de las principales carreteras del país conocida como Carretera Federal 57, así como a una de las principales vías férreas que permite ubicar al proyecto dentro del Corredor del TLCAN carretero y ferroviario, lo que favorece al proyecto para llegada y salida de carro tanques y auto tanques.
  
- **Cercanía con la Capital de Querétaro.**

Lo cual permite garantizar la existencia de universidades, tecnológicos, y carreras técnicas que permiten obtener mano de obra calificada para la industria y este tipo de proyectos, además de otros servicios que van asociados al proyecto, mismos que se localizan en la capital del Estado que se encuentra muy cercana.
  
- **Servicios y equipo de ayuda en caso de Emergencia.**

La ubicación del proyecto al interior de un parque industrial, favorece la existencia de servicios de ayuda y soporte en casos de emergencia, pues existen en la capital todo tipo de servicios de primer nivel para cualquier tipo de situaciones de riesgo que pudieran presentarse durante la operación del mismo.

## **V.2. Descripción detallada del proceso.**

### **V.2.1. Programa general de trabajo.**

Se Presenta en los Anexos del Presente Estudio (Anexo A.4.)

### **V.2.2. Preparación del sitio.**

Previo a esta etapa, SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO ha realizado: ingeniería de diseño, solicitud de permisos aplicables, elaboración de estudios, obtención de contratos de arrendamiento y todos los asuntos legales.

La etapa de preparación del sitio consistirá principalmente en las siguientes actividades: cercado de seguridad; adecuación de las vialidades de acceso al sitio y caminos temporales de terracería al interior del predio; así como la preparación del terreno en donde se construirá la infraestructura del proyecto. Se procede a desglosar la información:

#### **Cercado de seguridad.-**

SAVAGE realizará la instalación de una cerca de seguridad tanto para la construcción como para el uso a largo plazo (cercado final). El cercado se instalará a lo largo del perímetro del proyecto, iniciando principalmente en las áreas donde se llevarán a cabo las actividades de construcción, y que éstas lo permitan, a medida que se completen partes del proyecto.

#### **Caseta y casa de vigilancia.-**

Se instalará una caseta de vigilancia temporal a fin de restringir y controlar el acceso al sitio, se instalará una casa de vigilancia temporal al interior del predio la que se utilizará cuando la construcción comience para ayudar a mantener una instalación segura y proteger al público de entrar en un área peligrosa sin la protección adecuada.

#### **Camino de acceso y caminos temporales.-**

Las actividades de construcción requerirán camino de acceso al sitio así como de caminos de servicio al interior del predio del proyecto. El camino de acceso existente será acondicionado para el flujo vehicular esperado siguiendo los lineamientos de acceso de las disposiciones CFR 29 y OSHA 1926, SAVAGE asegurará el acceso a todas las áreas del proyecto, especialmente a vehículos de respuesta de emergencias.

Para fines de construcción, se contará con caminos temporales al interior del predio del proyecto que permitan el acceso a todas las áreas en construcción, algunos caminos se podrán agregar o eliminar conforme lo requiera el avance en la construcción de la infraestructura del proyecto, SAVAGE colocará la señalética necesaria para los conductores a fin de preservar la seguridad del personal y operativa al interior del sitio, también publicará en áreas visibles rutas de evacuación y ubicaciones.

#### Limpieza y desmonte.-

Se preparará el área que servirá de base o suelo de soporte en donde se construirá la infraestructura del proyecto, como no existe vegetación en el predio, se procederá al retiro de la cobertura vegetal de las superficies en donde se construirá la infraestructura del proyecto, la cual se acumulará en un área alejada del área de construcción para su posterior aprovechamiento en las áreas verdes que pudieran desarrollarse en el sitio.

#### Preparación Obra Civil.-

Se realizarán las excavaciones para eliminar las capas de tierra necesaria a fin de colocar el material de relleno estructural y su compactación para la conformación de las plataformas en donde se instalarán los tanques de almacenamiento, vías secundarias de almacenamiento, área de trasvase, áreas de espera de autotanques, oficinas, caseta de vigilancia, tanque de almacenamiento de agua contra incendio, y toda aquella infraestructura que requerirá el proyecto.

Se realizarán también las excavaciones para cimentaciones, así como las que serán necesarias para los sistemas de contención y drenaje.

Estas actividades incluyen: preparación del sitio, señalización, excavación, movimiento de tierras, relleno, nivelación, compactación; todos los materiales utilizados para estas actividades provendrán de bancos de préstamo autorizados por la autoridad ambiental competente, a fin de reducir o minimizar los impactos ambientales que esto pudiera causar.

### **V.2.3. Descripción de obras y actividades provisionales del proyecto.**

SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO ha tomado en consideración las NOM-EM-003-ASEA-2016 y PROY-NOM-006-ASEA-2017 de México, para el diseño y construcción de las instalaciones del proyecto, por lo que SAVAGE propone los siguientes elementos utilizados en y durante el proceso de construcción, a manera de obras provisionales del proyecto:

#### **Remolques de oficina.-**

Se colocarán y utilizarán remolques adaptados como oficinas durante las etapas de preparación del sitio y la de construcción. En ellas se concentrará el personal responsable de la supervisión de las actividades de construcción. El remolque contará con servicio sanitario con letrina móvil, que recibirá mantenimiento periódico a través de una empresa autorizada, No se consideran impactos ambientales por su instalación y operación al interior del predio del proyecto.

Los contratistas harán uso de los remolques de construcción adicionales colocados en el área de acceso al predio, lo que les permitirá facilidades para proporcionar acceso al sitio de su personal, supervisión del las obras en el sitio, además de ofrecer áreas para el cambio por ropa e implementos de trabajo, así como de descanso para su personal.

#### **Servicios sanitarios Port-a-Potty.-**

Además de los remolques de oficina, se colocarán sanitarios portátiles a fin de satisfacer la necesidad de servicios higiénicos del personal. Según los Estándares Nacionales de los Estados Unidos que ayudan a regular los sitios de construcción, el número de servicios higiénicos portátiles alquilados debe ser al menos de una unidad por cada 10 trabajadores. SAVAGE mantendrá el nivel de unidades de acuerdo con la cantidad de personal en el sitio. No se consideran impactos ambientales por la colocación de servicios sanitarios portátiles, ya que serán contratados con su mantenimiento incluido a una empresa debidamente autorizada.

#### Energía Temporal.-

SAVAGE aplicará la guía de OSHA 1926 Subparte K Eléctrica para todas las instalaciones eléctricas temporales que se requerirán durante las etapas de preparación del sitio y construcción. Como no todas las áreas tendrán la potencia suficiente para satisfacer las necesidades de construcción en un momento dado, se suministrarán generadores portátiles y adecuados según sea necesario. Estos generadores se cablearán y conectarán según el código eléctrico, y serán realizados por electricistas con licencia. No se consideran impactos ambientales por las instalaciones eléctricas provisionales y plantas de energía, debido a que las instalaciones serán superficiales por ser a su vez provisionales, se aplicarán los códigos necesarios para la seguridad de dichas instalaciones. No se consideran impactos ambientales debido a su instalación, solamente se considerarán los impactos de emisiones por su operación, los cuales no se consideran significativos.

#### Área de maniobras y descarga de materiales.-

Se adecuará al interior del predio, un área específica para recibir todos los materiales necesarios para la construcción del proyecto, la cual podrá ser utilizada tanto para recibir el equipo, como para materiales necesarios para la construcción de la obra. Será un área compactada recubierta de grava en caso necesario, por lo que los impactos ambientales serán mínimos, ya que será temporal.

#### Iluminación temporal.-

La iluminación temporal de la construcción se instalará, mantendrá y utilizará de acuerdo con OSHA 1926.56 para determinar los lúmenes necesarios. Por ser instalaciones provisionales no se consideran impactos ambientales que pudieran provocarse por su instalación.

#### Comedor para el personal.-

No se considera como tal la construcción de un comedor para el personal que labore en el sitio durante las etapas de preparación del sitio y la de construcción; sin embargo se adecuará un área a fin de que cuente con comales y/u hornos de microondas para que el personal pueda calentar su lonche y tomar de manera higiénica en un área acondicionada, sus alimentos. Por ser adecuaciones temporales no se consideran impactos ambientales significativos.

#### **V.2.4. Etapa de construcción.**

Como se mencionó al inicio de este Capítulo, el proyecto SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO es una terminal de recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos, que estará conformada por la siguiente infraestructura:

- I. Infraestructura primaria o básica
  - a. Estación de Recepción, Traslase y Almacenamiento
  - b. Área de Tanques de Almacenamiento
  - c. Área de Aditivos
  - d. Estación de carga de autotanques
  
- II. Infraestructura secundaria
  - a. Edificio de Oficinas
  - b. Estacionamiento
  - c. Tanque de agua contra incendio
  - d. Caseta de vigilancia
  - e. Camino de acceso

f. Vialidades internas

Cada una de estas áreas, requerirá de un proceso constructivo a través de actividades de obra civil, obra mecánica y obra eléctrica. Cabe señalar que algunas áreas tendrán aspectos de construcción similares como será la construcción de plataformas que aplicará de manera general a casi toda la infraestructura a construir; u otros como por ejemplo alumbrado o iluminación, energía eléctrica, controles, sistemas de seguridad, etc., por lo que a continuación se presentarán las actividades que se realizarán para el proyecto en su conjunto, no por área como se ha presentado renglones arriba con el fin de comprender de que áreas estará compuesto el proyecto. Se procede a describir las obras y/o actividades de construcción que se realizarán para el proyecto.

**Obra civil.**

▪ Plataformas y cimentaciones.-

Toda la infraestructura del proyecto requerirá de plataformas adecuadas para su cimentación y construcción, especialmente las áreas de: tanques de almacenamiento, tanques de aditivos, estación de descarga de vagones cisterna, estación de carga de autotanques, etc. Las actividades que se requerirán para ello de acuerdo a lo señalado en la NOM-EM-003-ASEA 2016 deberán estar basadas en lo establecido en el estudio de mecánica de suelos, que de acuerdo a ese estudio deberán ser de la siguiente manera:

▪ Losa de Cimentación:

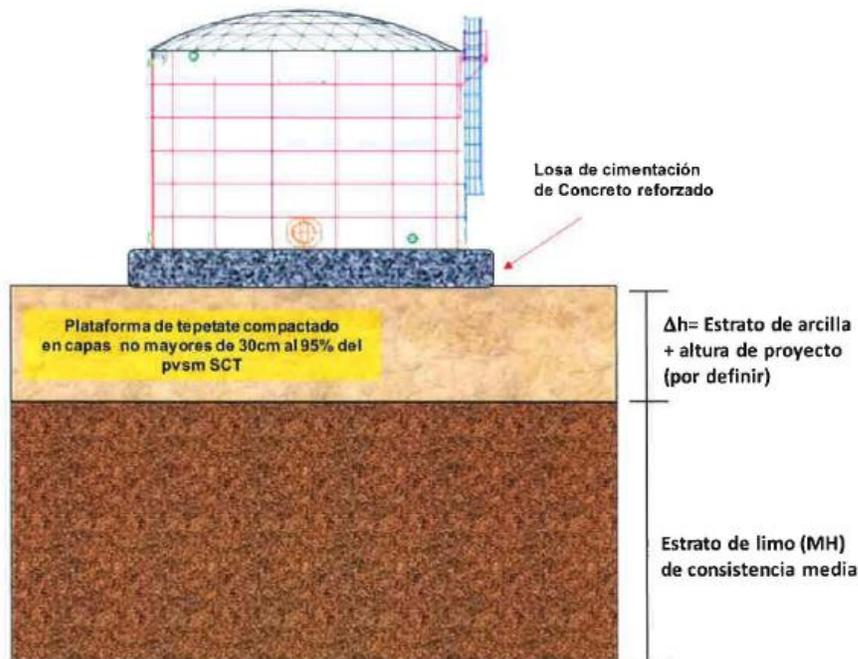
Esta actividad se basará al igual que el punto anterior en las propuestas del estudio geotécnico (mecánica de suelos) realizado en el predio del proyecto, el cual determina:

- a) Losa de cimentación: se recomienda que sea desplantada sobre la plataforma de material inerte y esta última sobre el estrato de limo. El uso de la losa de cimentación, así como, el espesor de la plataforma construida en capas y del estrato de limo por retirar, está en función de las cargas y

dimensiones de los tanques.

- b) Se recomienda hacer una revisión, una vez definido el proyecto, por capacidad de carga y deformación, ya que el predio presenta suelos de alta compresibilidad. Por lo que se recomienda hacer una exploración profunda para determinar los parámetros geomecánicos y determinar la caracterización de los perfiles estratigráficos a mayor profundidad. Se sugiere que el desplante para la cimentación, a base de una losa de cimentación, donde se recomienda que la losa de cimentación quede sobre la plataforma de material inerte (tepetate) y que la plataforma quede sobre el estrato natural correspondiente a los limos (MH).
- c) Se recomiendan que la construcción de la plataforma de material inerte (tepetate) se realice mediante capas compactadas con espesores no mayores a 0.30 m. El espesor total de la plataforma dependerá de los niveles de rasante y de las cargas de proyecto.
- d) La plataforma de material inerte (Tepetate) compactado en capas, que cumpla con las especificaciones de calidad de la S.C.T. para un material subrasante de buena calidad, compactada al 95% del p.v.s.m. de la misma norma, se estima una capacidad de carga, correspondiente al nivel de desplante en  $q_{adm} = 24\text{ton/m}^2$ . Valor que deberá comprobarse una vez terminado el terraplén.
- e) Cimentación para tanques de almacenamiento.-  
Se recomienda para los tanques, de acuerdo con la compacidad de los estratos naturales, y de las cargas reales, la propuesta de emplear cimientos de tipo superficial, con una estructura de comportamiento rígido de concreto armado apoyado en el estrato de limo de alta compresibilidad (MH) a través de una plataforma de material inerte (tepetate) compactado en capas,

mediante una losa de cimentación. La base sobre la que descansará el fondo del tanque se deberá construir como mínimo 0.30 m arriba de la superficie de nivel de piso terminado del dique de contención. Deberá contar con una pendiente del 25 o drenaje que permita mantener seco el exterior de las placas del fondo del tanque. Los cimientos para cada tanque de almacenamiento consistirán de una base de pared de anillo que sirve de soporte a la pared externa del tanque.

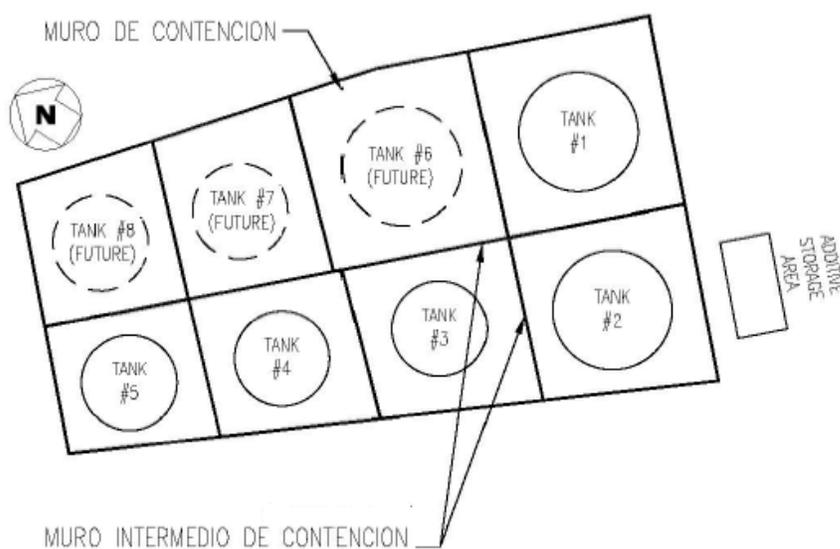


**V.2.4.A. Tanques de almacenamiento.**

- **Diques de contención:**  
El área de contención para los tanques de almacenamiento (diques de contención) fue diseñada conforme al punto 9.1.4 de la NOM-EM-003-ASEA-2016. Se construirán muros de concreto impermeables para contener derrames. El muro de contención del perímetro principal, tendrá una altura de 1.35m. Cada tanque contará con su dique de contención (ver Fig. II.16), para el cálculo de los

diques se partió del punto 9.1.4 de la NOM-003 el cual señala que la pared de contención contenga el 110% del volumen de un solo tanque con la capacidad de almacenamiento más alta. Partimos de que los tanques de Gasolina Regular tendrán la mayor capacidad de almacenamiento con un volumen máximo de 126,771 bbl (20,155 m<sup>3</sup>), el resto de tanques serán más pequeños. El volumen requerido para ser contenido es 171,782 bbl (19,587 m<sup>3</sup>). La pared de contención tendrá una capacidad del 109%, como se puede ver en la siguiente Tabla.

Capacidad de Pared de Contención	
Almacenamiento Requerido (110% tanque más grande)	19,587 m <sup>3</sup>
Área de Berma:	21,926 m <sup>2</sup>
Tanque menos Área:	(6,070) m <sup>2</sup>
Área Disponible:	15,857 m <sup>2</sup>
Altura del Combustible en Berma:	1.35 m
<b>Vol. Contenido:</b>	<b>21,407 m<sup>3</sup></b>
<b>Prorcentaje Contenido</b>	<b>109%</b>



**V.2.4.B.** Paredes de contención de los diques de los tanques. (Nota. Hemos señalado que se presentan los 3 tanques que en una segunda etapa podrán ser instalados solo para señalar lo que pretende el proyecto)

Una vez que se cuente con la losa de cimentación en el área de tanques de almacenamiento, se deberá asegurar que el área cuente con pisos impermeables y una pendiente del 1%, de igual manera que los diques de contención, a fin de evitar la filtración de derrames al subsuelo, permitiendo que el escurrimiento de los líquidos vayan a los registros de drenaje aceitoso.

Los diques contarán con un fácil acceso de vehículos de respuesta a emergencias debido al camino de terracería que se construirá perimetralmente en el área de tanques de almacenamiento. Deberán contar con acceso que permitan la entrada y salida del personal por encima del muro de contención.

- **Drenajes**

Se construirá una fosa de captación con el propósito de recolectar los vertidos de lluvia superficiales de las áreas de: oficinas, estación de carga de autotanques, tanques de almacenamiento, así como del área de vías de trasvase. Para recolectar esta agua superficial, se instalarán canaletas en toda el área, y se implementarán registros de recepción y tuberías de drenaje en el área de tanques. También se instalarán separadores de aceite/agua para limpiar los escurrimientos superficiales provenientes del área de carga de autotanques y el área de tanques de almacenamiento.

Se construirá una canaleta a lo largo del lado Este del resto del área de vías de la terminal para recolectar los escurrimientos superficiales en el área de vías de trasvase. El desagüe de la canaleta de escurrimientos llegará hasta una alcantarilla y registro de aguas pluviales al extremo Sur de las vías.

Las actividades de obra civil consistirán en las excavaciones para canaletas, drenajes y registros de captación, el revestimiento será de concreto de manera que se impida la filtración de los derrames al suelo y subsuelo. Los drenajes deberán contar con las pendientes adecuadas para conducir los derrames o aguas pluviales (según corresponda).

En el área de tanques de almacenamiento, se construirán dos tipos de drenaje: el drenaje pluvial que captará la precipitación pluvial dentro del dique del tanque;

y un drenaje aceitoso que capte y dirija el agua de desalojo hacia el separador de aceites.



**V.2.4.C. Drenaje pluvial y aceitoso en las áreas de: tanques de almacenamiento, estación de carga de autotankes, oficinas, trasvase.**

- Tanques de almacenamiento.-  
Se instalarán en una primera etapa cinco (5) tanques de almacenamiento: dos (2) para Gasolina Regular con una capacidad cada uno de 112,000 bbl, dos (2) para Diésel con una capacidad cada uno de 70,000 bbl y uno (1) para Gasolina

Premium con capacidad de 56,000 bbl. En los planos que se presentan en este estudio, el área de tanques de almacenamiento, muestra 8 tanques, sin embargo en esta primer etapa del proyecto se instalarán 5 tanques y dejando para una segunda etapa los 3 restantes (futuro). Cada uno se construirá de conformidad con los estándares API y las NOM-EM-003-ASEA-2016 y PROY-NOM-006-ASEA-2017, los tanques serán de acero y techo estructural interno flotante, que minimiza las emisiones del tanque durante las operaciones de llenado y permite un mayor nivel de protección contra incendios, su distanciamiento fue diseñado conforme a las normas señaladas. El sistema de piso estará diseñado para una mejor prevención de fugas y larga vida de los tanques. La losa de cimentación deberá contar con la pendiente necesaria para desplazar los derrames y agua pluvial a una fosa de captación a través de las canaletas de drenaje, lo que facilitará la extracción de agua o de producto durante la inspección y limpieza de los tanques. Se tendrá acceso a la fosa de captación desde fuera de la armazón del tanque a través de tuberías con válvulas de aislamiento doble.

Las boquillas de los tanques serán instaladas de conformidad con los estándares 650 de API, para conexiones bridadas 150#, estas boquillas se ubicarán de acuerdo al mejor uso del espacio, mantenimiento y flujo. Cada boquilla será de tamaño similar para reducir la necesidad de múltiples repuestos, y para aumentar la exactitud de la instalación al utilizar métodos aprobados y similares una y otra vez.

Los tanques contarán con un sistema contra incendios que permitirá enviar una espuma mixta de extinción de incendios a los techos flotantes de los tanques, existirán detectores de fuego estratégicamente ubicados con el fin de mantener segura el área de almacenamiento. Los tanques estarán diseñados con dispositivos de ventilación de emergencia para garantizar que no existan condiciones de sobre o baja presión.

En los tanques de diésel, se enrutará una línea de equilibrio entre los dos tanques de almacenamiento, para permitir el mayor nivel de flexibilidad, la línea de equilibrio también incluirá válvulas automáticas para permitir el aislamiento

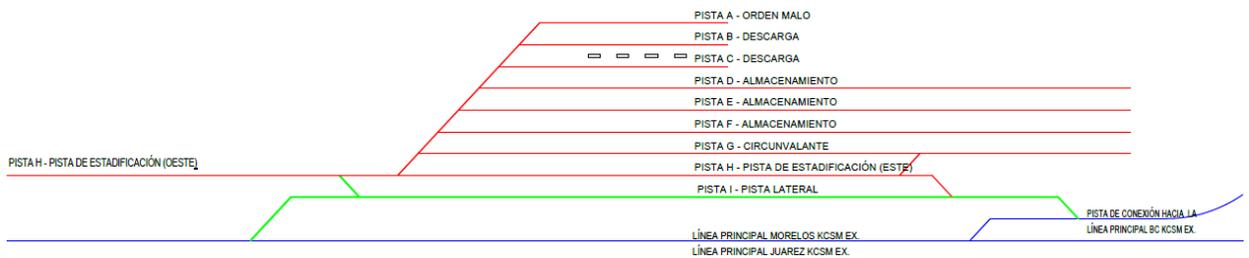
de cada uno de los tanques. La válvula proporcionará la oportunidad de almacenar diésel exclusivo en cada uno de los dos tanques si es necesario.

- Tanques de aditivos.-

Para una segunda etapa del proyecto se instalará el área de tanques de almacenamiento de aditivos, para lo que se determinarán cuatro tanques. Los cuales deberán ser del tipo aprobado por API prefabricado y/o un recipiente de almacenamiento con aprobación previa. El almacenamiento de aditivos se determinará en base a la cantidad conocida para los medios operacionales, pero sin exceder el límite de 1,500 bbl.

- Vías férreas para estación de Recepción, Traspase y Almacenamiento de Petrolíferos

El área de descarga ferroviaria se construirá al Oeste del área de los tanques de almacenamiento, constará de cinco (5) estaciones de descarga de doble cara brindando servicio a ambos lados, con una bomba de descarga común en cada estación de descarga. Las bombas de descarga se han dimensionado para permitir la máxima velocidad de drenaje de un solo vagón.



**V.2.4.D.** Las líneas de color rojo describen las vías férreas que conformarán el área de Recepción, Traspase y Almacenamiento de Petrolíferos.

ENTRADA:					
Largo del Carro Petrolero	60'				
Distancia Segura	30'				
FASE 2: INFORMACIÓN DE VÍAS FÉRREAS					
Línea	Almacenamiento		Dimens. de Riel	Cambio de Vías	
	Longitud	Carros Petr.		Cant.	#
1 A - Orden Malo	895'	14	2015'	1	9
2 B - Descarga	715'	11	1065'	1	9
3 C - Descarga	715'	11	1335'	1	9
4 D - Almacenamiento	2985'	49	3165'	1	9
5 E - Almacenamiento	3120'	51	3300'	1	9
6 F - Almacenamiento	3255'	53	3435'	1	9
7 G - RA	2915'		3765'	2	9
8 H - Estado (O)*	3120'	51	7120'	2	9
9 H - Estado (E)*	2790'	46			
10 I - Lateral	3100'	51	4850'	3	11
11				1	15
		<b>337</b>	<b>30,050'</b>	<b>14</b>	
*Las longitudes que se muestran son solo para los carros, la longitud real es para (2) locomotoras y (2) Buffers (260')					
Resumen:					
Total Carros Almacenados	337				
Total Longitud de Pistas	30,050'				
Longitud Cambio de Vías	3,265'				
Total Pista Extra:	26,800'				
	Tamaño	Cantidad			
Cambio de Vías	#9	10			
	#11	3			

**V.2.4.E.** Tabla de información de las vías de Recepción, Trasvase y Almacenamiento de Petrolíferos

Las actividades para la construcción de las vías de esta área, estarán apegadas a lo establecido en el Manual “Directrices para el diseño y construcción de vías de industria”, de la empresa Kansas City Southern México Railroad (KCSM). Algunas de las actividades que se realizarán serán: desmonte, despalme, excavaciones en cortes, formación y compactación de terraplenes, construcción de capa sub-balasto, recompactación, colocación de durmientes, colocación de rieles, juntas, fijaciones y anclas, juegos de cambio de vía, entre las principales. Se ha presentado ante la SCT la solicitud de permiso para las actividades del proyecto.

Inspecciones finales: La inspección final será realizada por el(los) representante(s) de la compañía ferroviaria Kansas City Southern de México. Esta inspección determinará la adecuación de la construcción para la operación

del ferrocarril. Se tomará un interés especial en las condiciones de trabajo para los miembros de la tripulación del tren de la Compañía Ferroviaria. Se anotarán las violaciones de la ley y/o la desviación de los detalles de construcción acordados.

- Estación de carga de autotanques

El área de carga de autotanques constará de siete estaciones de carga, cada una capaz de cargar gasolinas o diésel, así como mezclar gasolina regular/aditivo. Las bombas de carga de combustibles se han dimensionado para permitir la carga simultánea de los siete autotanques a la vez; éstas incluirán una línea de recirculación hacia el tanque del producto y una válvula de control de presión para controlar las bombas en toda la gama de carga desde un solo autotanque con capacidad mínima hasta la carga de siete vehículos a plena capacidad. El tamaño de la tubería para el sistema de carga de autotanques se ha definido para la mayor eficiencia y seguridad posible.

Cada sistema de carga incluirá una manguera de recuperación de vapor que se distribuirá en una tubería primaria de recuperación de vapor. Los vapores se dirigirán a un sistema de recuperación de vapor que utilizará un lecho de carbón regenerativo y una torre de absorción para recuperar los vapores. La gasolina recuperada se dirigirá a los tanques de almacenamiento de gasolina correspondientes.

- Vialidades y accesos al sitio

Las vialidades de acceso al sitio existen y serán adecuadas al flujo vehicular esperado por el proyecto. En cuanto a vialidades internas, existirán dos: una que lleva a la Estación de carga de autotanques que estará asfaltada, y la otra que será un camino con plataforma para vehículos pesados pero con recubierta de grava que estará alrededor del área de tanques de almacenamiento. Los materiales de construcción deberán utilizar materiales resistentes a la carga de vehículos pesados, y resistentes a los petrolíferos en el caso del correspondiente a la estación de carga de autotanques.

En la siguiente imagen, se puede observar en color gris la vialidad interna asfaltada que se construirá al interior del proyecto, la cual permitirá el acceso al sitio de unidades pasando por la caseta de vigilancia, llegando al área de estación de carga de autotanques y una vez cargados puedan recorrer el circuito y volver a salir del sitio.



#### V.2.4.F. Área de vialidades internas del proyecto

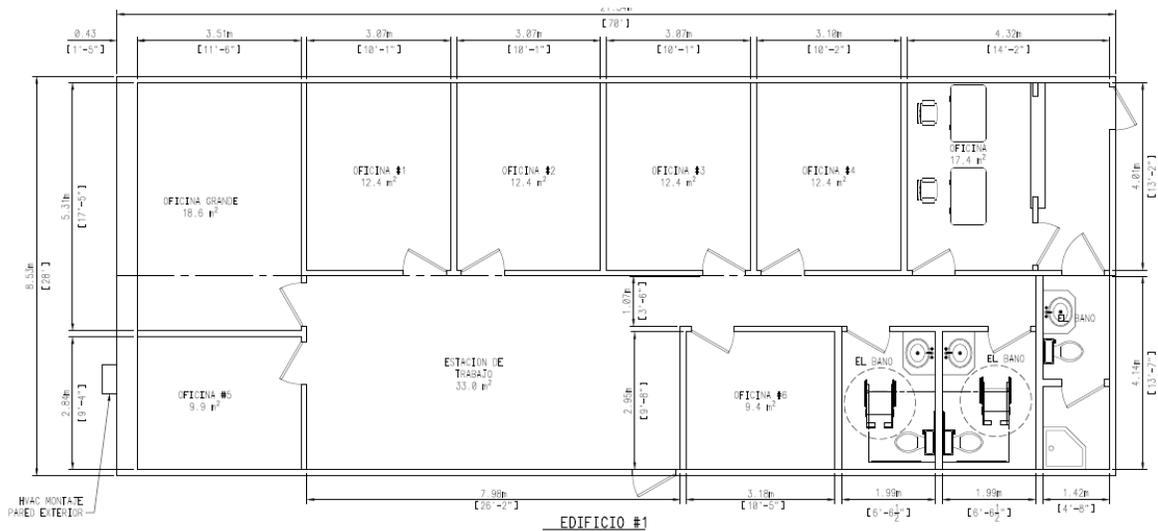
Las actividades de construcción serán, excavaciones, relleno y compactación, conformación de la base, cunetas y drenaje pluvial, asfaltado. Todos los materiales de banco de préstamo provendrán de bancos de material autorizados.

Alrededor del área de los tanques de almacenamiento se construirá otra vialidad interna, la cual solamente estará revestida de grava, y que estará conforme a lo establecido en las disposiciones CFR 29 y OSHA 1926 para caminos de bajo flujo vehicular, lo que permitirá un acceso directo y rápido a todas las áreas importantes del proyecto, así como a los vehículos de respuesta a emergencias.

▪ Edificaciones.

Se considera la construcción de un edificio prefabricado con paneles terminados en metal, para oficinas y áreas dedicadas al personal de la empresa. Será construido sobre una cimentación de concreto. El edificio contendrá las siguientes instalaciones

- Espacios de oficinas
- Servicios sanitarios
- Estación de trabajo (sala de juntas)
- Vestidores para el personal



**V.2.4.G. Edificio de Oficinas.**

**Obra mecánica.-**

▪ Tanques de almacenamiento.-

Cada tanque de almacenamiento de producto estará equipado con medidas de seguridad para su protección. Todos los tanques estarán provistos de un sistema de protección catódica para prevenir su corrosión. La energía y corriente para este sistema será monitoreada y mostrada por el sistema de control de las instalaciones. Los tanques de almacenamiento emplearán seguros de niveles

redundantes para monitorear el nivel de producto que contienen. Las medidas de seguridad de niveles redundantes incluirán un transmisor de temperatura que permitirá mayor precisión en las mediciones de los niveles. El diseño de los tanques incluirá un piso doble con detección de fugas. Cada tanque contará con un techo flotante que minimiza las emisiones y ofrece un mayor nivel de protección contra incendios. El techo flotante estará equipado con una válvula de seguridad de presión/vacío para garantizar que no ocurran situaciones de sobrepresión o de presión baja del techo flotante.

- Diques de contención.-

En caso de que exista cruzamiento de tuberías por los muros de los diques, se deberá tener en consideración durante el diseño e instalación el evitar tensiones excesivas resultantes de asentamientos y exposición al fuego. No está permitido que exista el paso de tuberías ajenas a los tanques de almacenamiento. Las juntas de expansión deberán ser de lámina de acero inoxidable u otro material con capacidad suficiente para absorber las contracciones o expansiones térmicas de la pared del dique y la degradación por el petrolífero.

- Flujo mecánico (tuberías, bombas, válvulas, dispositivos de seguridad).

El proyecto cuenta con cálculos en las bombas utilizadas para el trasvase del producto desde el vagón cisterna hasta el tanque de almacenamiento, y desde el tanque hasta el autotanque. Estas bombas son aprobadas por el API y cumplen con los requisitos de diseño de flujo y presión. Cada bomba estará respaldada por un repuesto o por una bomba de la línea con capacidad para redundancias/excedente.

Los sistemas de tuberías seguirán prácticas estándar en su instalación y pruebas, así como las especificaciones de Tuberías adjuntas, provistas para los tubos de Acero al Carbono. El tamaño de los tubos y el tipo de material utilizado serán facilitados y especificados mediante un apéndice manejado por el área de ingeniería.

Las hojas de información de las bombas definen el flujo requerido de las bombas y el diseño de presión. Las bombas operarán en un VVFD para permitir su aceleración y deceleración, y así lograr que el nivel del vagón permita que el flujo y la curva de la bomba coincidan. Cada bomba de vagón cisterna podrá enviar 400 GPM, mientras que las bombas de autotanke podrán enviar hasta 3150 GPM. Todas las bombas cumplirán con los estándares ASME.

- Sistema de carga y Recuperación de vapores

Se utilizarán siete (7) sistemas para cargar al fondo un máximo de siete (7) autotanques de manera simultánea. Cada sistema será capaz de cargar gasolina, mezcla de gasolina o diésel.

Cada sistema de carga incluirá una manguera de recuperación de vapor que se distribuirá en una línea primaria de recuperación de vapor. Los vapores se dirigirán a un sistema de recuperación de vapor que utilizará un lecho de carbón regenerativo y una torre de absorción para recuperar los vapores. La gasolina recuperada se dirigirá a los tanques de almacenamiento de gasolina normales.

- Pruebas Mecánicas

Se aplicarán pruebas No Destructivas (NDE), informes de pruebas de materiales (MTR), pruebas hidrostáticas, pruebas de rendimiento de la curva de la bomba, inspecciones y pruebas de aceptación.

Todos los sistemas de tuberías instalados se limpiarán y verificará que estén limpios y secos antes del inicio de las pruebas correspondientes.

- Pruebas Estructurales:

Todo el campo de soldadura será inspeccionado a por un laboratorio de pruebas independiente aprobado por el ingeniero estructural.

Todas las soldaduras de fusión de penetración total, si se muestran en el plano a elección del propietario, se someterán a un análisis de Rayos X o ultrasonido a cargo del propietario según los estándares de la Sociedad Estadounidense de Soldadura.

- Sistema Contra Incendios.

Savage Terminal Petrolera de Querétaro, recibirá, almacenará y repartirá diferentes productos como gasolina y diésel, a continuación se muestran las propiedades de los productos químicos mencionados:

PRODUCTO QUÍMICO	CLASIFICACIÓN NFPA 30 <sup>3</sup>	PUNTO DE IGNICIÓN	PUNTO DE EBULLICIÓN
Gasolina	Líquido Inflamable Clase IB	< 22.78 °C	> 37.8 °C
Diésel	Combustible Líquido Clase II	< 51.7 °C	> 160 °C

Como se demuestra en la tabla anterior, los productos químicos de proceso que se utilizarán en la Terminal Petrolera de Querétaro, son inflamables y/o combustibles.

Dado que se requiere que las áreas individuales cuenten con extinción automática de incendios, los sistemas seleccionados para cada instalación/área deberán ser compatibles con los productos químicos provistos. Una solución de espuma-agua es un agente de extinción adecuado para todos los productos químicos descritos en la tabla anterior. Esto se basa en una revisión de las Hojas de Datos de Seguridad para cada producto químico.

Además de los químicos descritos anteriormente, la Terminal Petrolera de Querétaro, incluirá equipos eléctricos y mecánicos para la carga de combustible y para el área de oficinas; se utilizarán boquillas automáticas de monitoreo de agua-espuma, sistemas de rociadores de dilución de agua de espuma y sistemas de rociadores de pre-acción de espuma-agua para crear la respuesta de fuego más segura posible. Además, se utilizarán boquillas con monitores de agua y tipos de espuma-agua en toda la instalación con el propósito de enfriar

<sup>3</sup> NFPA 30, Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996

los contenedores adyacentes a un evento de incendio para ayudar a limitar el crecimiento del fuego.

El suministro de agua contra incendios se proporcionará desde el tanque de almacenamiento de agua contra incendios en el lugar y el sistema de distribución. El tanque de almacenamiento de agua contra incendios estará equipado con un llenado automático a través de una bomba de pozo capaz de proporcionar un mínimo de 580 GPM. Esta tasa de recarga no es suficiente para reponer toda la capacidad del tanque de agua en 8 horas. Por lo tanto, siguiendo el punto 9.3.9 b) de la NOM-EM-003-ASEA-016 (NOM-003), el tanque de almacenamiento de agua se dimensionará para satisfacer las demandas de los sistemas de extinción de incendios con mayor demanda, incluida la supresión automática de incendios y la protección de exposición manual, durante un período de tiempo de no menos de 4 horas.

Con base en las demandas de flujo de agua contra incendio el tanque de agua contra incendios debe proporcionar un mínimo de 465,600 galones de agua utilizables. Los sistemas de extinción de incendios más exigentes se encuentran en las áreas 100 y 300. La mayor demanda de agua para la extinción de incendios es 1,940 GPM a 138 psi. El sistema de distribución de incendios será abastecido por dos bombas contra incendios accionadas por un motor diésel, 1 primario y 1 redundante. El tamaño preliminar de cada bomba contra incendios es de 2,000 GPM a 150 PSI.

Tomando en consideración la información anterior, el Proyecto contara con los siguientes equipos contra incendios:

#### Capacidad de los extintores y cantidad

Se proporcionará un sistema de rociadores contra incendios de tubería húmeda en el edificio de la Bomba contra Incendios. El sistema de rociadores de tubería húmeda se diseñará para proporcionar una densidad mínima de 0.4 gpm/ft<sup>2</sup> sobre 2,500 ft<sup>2</sup>, con una demanda de flujo de manguera de 500 gpm de acuerdo con la NFPA 13. El sistema de rociadores seguirá los requisitos de instalación de la NFPA 13 y FM DS 2-0. No se proporcionará

sistema de extinción de incendio en la caseta de vigilancia, MCC o edificio de oficinas, estas áreas tendrán 10 extintores colgados en la pared de tipo PQS (Polvo Químico Seco).

#### Sistema de presión de agua

El tanque de almacenamiento de agua contra incendios se instalará según los requisitos de NFPA 22, FM DS 3- 2 y NOM 003. El tanque propuesto será un tanque de acero atornillado con aproximadamente 465,600 galones de agua utilizables.

Los requisitos de demanda de agua contra incendios se cumplirán utilizando dos bombas contra incendios accionadas por motor diésel, una de las cuales será redundante. Las bombas contra incendios serán de tipo horizontal divididas, de tipo centrífuga. La tubería de succión se diseñará de manera que haya al menos 10 diámetros de tubería recta antes de la brida de succión de la bomba. El diámetro de la tubería de succión y descarga estará diseñado para el 150% de la potencia nominal de las bombas primarias. El sistema de bomba de incendio también estará equipado con un medidor de flujo para ayudar a acomodar las pruebas.

Todas las tuberías subterráneas de agua contra incendios deben ubicarse al menos a 3 pies por debajo de las líneas de congelamiento o lo suficientemente profundas para proporcionar protección contra daños mecánicos, el que sea más profundo. El tamaño principal del fuego se basará en las limitaciones de velocidad de flujo, que no excedan los 15 pies por segundo. Se proporcionarán bloques de empuje o uniones restringidas en todos los accesorios subterráneos donde corresponda de acuerdo con la NFPA 24. El material propuesto para el sistema de distribución de agua de incendio subterránea es HDPE o equivalente aprobado.

Sistemas auxiliares (alarmas, sistemas de comunicaciones, rociadores, protección contra chispas, etc.).

Las áreas 100, 200, 300 y 400 recibirán cada una su propia unidad de control de alarma contra incendios que se conectará en red a la Unidad de Control de Alarma contra Incendios de la sala de control de operaciones de la instalación principal. El sistema de alarma contra incendios será direccionable sin voz y la fuente de alimentación secundaria tendrá un tamaño que proporcionará 24 horas de energía en modo de espera con 15 minutos de alarma.

Todos los sistemas de control de alarma contra incendios se diseñarán e instalarán de acuerdo con la NFPA 70 y NFPA 72.

Todos los circuitos serán Clase B en conducto rígido y supervisados por la unidad de control de alarma contra incendios según lo requerido por la NFPA 72. Todos los circuitos en áreas clasificadas eléctricamente serán intrínsecamente seguros o el dispositivo cumplirá con la calificación mínima de riesgo del área en la que están instalados.

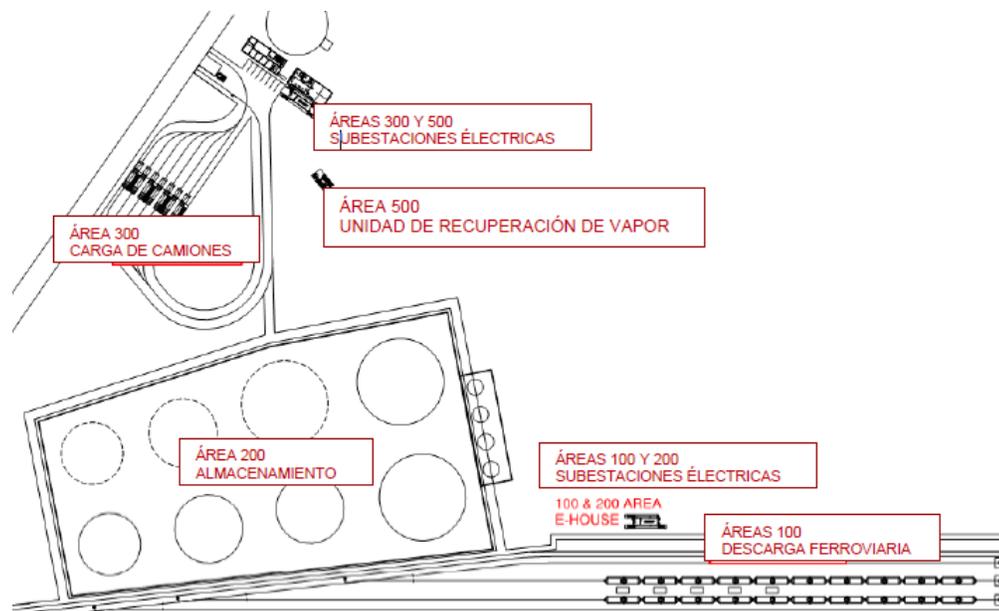
### **Obra Eléctrica.-**

- Instalaciones eléctricas.-

#### Ubicación de Cargas Eléctricas

El Proyecto Savage Terminal Petrolera de Querétaro contará con cuatro áreas principales en materia eléctrica; Área 100: Descarga Ferroviaria, Área 200: Almacenamiento de Combustible, Área 300: Carga de Autotanques, y Área 500: Recuperación de Vapores.

Habrán dos Subestaciones Modulares de Energía “E-Houses” en el diseño para suministrar potencia y controles a la Instalación, la primera Subestación modular operará para el Área 100 y Área 200, la segunda Subestación operará para el Área 300 y Área 500. La siguiente imagen muestra una descripción general del diseño de la instalación.



#### V.2.4.H. Ubicación de cargas eléctricas del proyecto

La mayoría de la carga eléctrica se encontrará en el Área 100 y Área 200. Estas áreas contendrán las Bombas de Descarga de Vagones, Mezcladoras de Tanques de Almacenamiento, Bombas de Carga de Camiones, Bombas de Sumidero Ferroviario, Bombas de Sumidero de Almacenamiento, Compresores de Aire, PLC y potencia de instrumentos, así como iluminación de área.

El Área 300 y el Área 500 contendrán la Unidad de Recuperación de Vapor, Compresores de Aire, Bombas de Sumidero de Carga de Camiones, PLC y potencia de instrumento, e iluminación de área.

- **Suministro y Distribución de Energía**

La energía se enviará a Savage Terminal Petrolera de Querétaro a través de líneas aéreas desde la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con derivaciones para alimentar a tres transformadores principales. Los primeros dos transformadores alimentarán los Centros de Control de Motores (MCC) para el Área 100 y el Área 200, y el tercer transformador será mucho más pequeño y alimentará un solo MCC para el Área 300 y el Área 500. Se realizó una tabulación de carga para determinar las capacidades nominales de cada transformador y Barra de MCC.

Los cables de alimentación, control y comunicaciones se distribuirán por toda la instalación mediante bandeja de cables. Cada Subestación Modular se montará en pedestales permitiendo que la bandeja de cables se enrute por debajo para la entrada de cables inferiores en cada Subestación Modular.

- Subestaciones Modulares Eléctricas

Cada Subestación Modular contendrá los MCC, PLC o gabinetes de E/S remotas, gabinetes de red, paneles de alimentación, paneles de iluminación, sistema de alarma contra incendios, unidades de A/C, iluminación y salas de control requeridas para el proyecto. Las Subestaciones Modulares se prefabricarán localmente y se enviarán como una unidad completa al sitio para su instalación en pedestales en el sitio. Habrá escaleras que conducirán a pasarelas a cada lado de la Subestación para permitir el ingreso y la salida de la Subestación desde cualquier lado.

- PLCS y Control de Motor

La instalación del proyecto utilizará PLC y MCC de Allen Bradley para control e instrumentación de motores. Habrá un PLC ubicado en la Subestación Modular para el Área 100 y el Área 200, con gabinetes de E/S remotas distribuidos ubicados a lo largo para minimizar los recorridos de cable a la instrumentación. Cada gabinete de E/S remotas se comunicará con el PLC principal a través de una red de anillo de fibra óptica. Cada área tendrá un sistema de UPS dedicado para alimentar los PLC, la instrumentación y los dispositivos de red para permitir un cierre organizado.

Los controladores del motor consistirán en FVNR E-300 para operación de velocidad única y Power Flex 753 para operación de velocidad variable. Cada E-300 y Power Flex 753 serán capaces de comunicarse a través de Ethernet IP para la conexión y el control a través del PLC.

Los motores también deben tener interruptores HOA locales cerca de cada motor, lo que permitirá el control manual de arranque/parada local del motor.

- **Conexión a Tierra e Iluminación**

Cada transformador de servicio de energía principal que suministre energía a cada MCC utilizará una conexión a tierra física de Alta Resistencia para limitar la corriente a tierra para la continuidad de seguridad del proceso. Los transformadores pequeños para potencia de 120/208V utilizarán un neutro sólidamente conectado a tierra física en el secundario del transformador solamente. Cada motor deberá estar conectado a tierra desde el MCC, y los marcos del motor de 50 HP y mayores deberán estar unidos externamente a la red de conexión a tierra. Las columnas de acero en edificios y estructuras, así como todos los tanques metálicos, deberán estar conectados a tierra física. Toda conexión a tierra debe cumplir con el Artículo 250 de la NEC.

- **Alumbrado.-**

Se proveerá iluminación para todos los caminos, vías férreas, estaciones de bombeo, plataformas de tanques, áreas de carga y áreas de trabajo generales. La iluminación de las áreas se alimentará desde el CCM y estará controlada por el sistema de control de la planta junto con sensores fotoeléctricos. El control de iluminación se puede derivar a través de los interruptores ubicados en los CCM.

- **Pararrayos**

Todas las instalaciones deberán contar y estar protegidas con un sistema de pararrayos, el cual deberá cumplir con las Normas, Códigos y Estándares aceptadas a nivel nacional y/o internacional.

- **Sistema de Apagado de Emergencia (AE)**

El sistema de apagado de emergencia (AE) que se origina dentro de un área estará aislada y solo tendrá impacto directo en los dispositivos y equipos dentro de esa área (Ejemplo: Área 100). Las operaciones en otras áreas pueden verse afectadas indirectamente como resultado de la pérdida de disponibilidad del equipo, pero el AE de un área no dará como resultado que se aplique una condición de AE a otra área.

## Operación de AE

Un AE en un área es iniciado por un operador que presiona cualquier botón de apagado de emergencia o por la pérdida de señal (protección contra fallas) de la alarma de incendio de la instalación. La presencia de una condición de AE elimina la energía de los dispositivos de control como válvulas y motores. Esto devuelve las válvulas a sus posiciones de seguridad (evitando el flujo de material) y detiene motores que controlan bombas, mezcladores, etc.

## Alarma de indicación de AE

Un AE que es el resultado de presionar un botón de apagado de emergencia se indica visualmente al encender la baliza de alarma en el panel de E/S remoto al que está conectado el botón de apagado de emergencia. Un AE que es resultado de la alarma de incendio de la instalación se indica en todos los paneles de E/S remotas dentro del área. Las alarmas de AE pueden reiniciarse solo después de que se haya eliminado la condición de alarma.

- Pruebas eléctricas

Se describen ejemplos de las pruebas del sistema eléctrico y de control que se requieren durante la construcción para garantizar que el sistema esté instalado de acuerdo con el diseño previsto.

## Conexión a tierra física:

Todos los sistemas de puesta a tierra y las adiciones recién instalados se someterán a una prueba de resistencia de tierra utilizando un procedimiento de prueba de tres polos. Si se midiera una resistencia de conexión a tierra mayor de 25 ohmios, se requerirán barras de conexión a tierra adicionales para ser instaladas. Se deberá instalar un sistema que permita aterrizar los autotanques y carrotanques a dicho sistema de tierras físicas (a través de pinzas o caimanes), en el área de Recepción y Trasvase de Petrolíferos.

#### Prueba de Cables:

Todos los cables de voltaje medio, de bajo voltaje, cables de control e instrumentación, buses de distribución, buses de centros de control de motores, transformadores de tipo seco, paneles de 480V y 120/208V y motores deberán recibir una prueba de megger para asegurar que no haya cortocircuitos después de la instalación del cable y el equipo. Se requerirán lecturas de megger mínimas de 5 MOhms para equipos con capacidad para 600 V y 50 MOhms para equipos con capacidad superior a 1 kV.

Todos los cables de tensión media deberán recibir una prueba Hi-Pot según la recomendación del fabricante del cable. Todos los cables de instrumentos y señales recibirán verificaciones de polaridad y verificaciones de continuidad punto a punto.

#### Centros de Control de Motores (MCC):

Todos los centros de control de motores deberán inspeccionarse después de la colocación inicial para clasificaciones correctas como se muestra en los planos, verificar las placas de identificación, alineación de las barras horizontales y verticales, alineación de las estacas con barras, enclavamientos de las puertas del compartimento y pintura.

Los valores de par de todas las conexiones de barra entre las divisiones de envío y las conexiones de cable deben probarse con una llave dinamométrica calibrada. Los botones de inicio/parada y las luces de indicación deben verificarse con la operación adecuada después de la activación del MCC.

#### PLCS e instrumentación

Se requerirá la verificación de E/S para cada PLC y entrada y salida de E/S remotas del gabinete, incluso para la E/S de repuesto. Se debe realizar la verificación de bucles para cada bucle de control después de que todos los instrumentos y motores estén conectados y encendidos.

Se requerirá calibrar toda la instrumentación antes de la instalación y verificar su correcta funcionalidad después de la instalación.

### **V.2.5. Etapa de operación y mantenimiento.**

Como hemos presentado anteriormente, SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO recibirá los productos refinados de Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel mediante la descarga de vagones cisterna (o carrotanques). También se recibirán y descargarán aditivos para gasolinas, ya sea mediante la transferencia de camión a tanque o a través del uso de contenedores. Los productos serán trasvasados a tanques de almacenamiento, que se encontrarán en un área específica que contará con todo el equipamiento necesario para su adecuado funcionamiento de manera segura.

Los productos serán bombeados desde el área de tanques de almacenamiento a la Estación de Carga de autotanques. Los aditivos se mezclarán con gasolina, en el área de carga de autotanques, según los requisitos del cliente. El Producto final será entregado en a través de autotanques.

Para llevar a cabo estas actividades, hemos definido y presentado previamente todo el equipo y áreas de que constará el proyecto, su proceso de construcción y pruebas que se deberán realizar a fin de asegurar que han sido correctamente construidas y/o equipadas, debiendo cumplir de manera adecuada con la normatividad aplicable, por lo que a continuación, se proporciona la descripción detallada de los procesos operativos que se llevarán a cabo dentro SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO.

Como ya hemos presentado, el proyecto contará con la siguiente infraestructura básica:

1. Estación de Recepción, Traslase y Almacenamiento de Petrolíferos
2. Área de Tanques de Almacenamiento
3. Área de Aditivos
4. Estación de carga de autotanques

Las operaciones del proyecto consistirán en las siguientes actividades:

- A. Recepción de petrolíferos en vagones cisterna
- B. Descarga o trasvase de petrolíferos a tanques de almacenamiento

- C. Almacenamiento de petrolíferos
- D. Carga o trasvase de autotanques
- E. Recuperación de vapores desplazados en las operaciones

Previamente presentamos que una vez construida la infraestructura y equipamiento del proyecto, se deberían realizar las pruebas necesarias a fin de corroborar la calidad y adecuado funcionamiento.

Sin embargo, antes de iniciar las operaciones de la Terminal, será importante llevar a cabo dos etapas importantes que señala la NOM-EM-003-ASEA-2016, las cuales son: la etapa de Pre Arranque y la de Arranque Inicial.

### **Pre Arranque**

Una vez que se concluyan los trabajos de construcción y equipamiento de las etapas de Preparación del sitio y construcción, deberá llevarse a cabo la revisión de seguridad de Pre-Arranque, la cual tendrá como objetivo principal el asegurarse de que los elementos de Seguridad (Industrial, Operativa y de Protección al Medio Ambiente aplicables), trabajen de manera correcta y adecuadamente a fin de proporcionar la certeza de que las instalaciones son seguras para entrar en operación.

Se deberán realizar los registros de las pruebas realizadas a fin de contar con la evidencia de soporte para ello.

### **Arranque inicial**

Cuando se concluyan las pruebas del pre arranque, y se tenga evidencia de que el equipo se encuentra en óptimas condiciones para operar, se procederá a llevar a cabo los procedimientos normales de operación, los cuales a su vez servirán para que el personal de la empresa pueda aplicar los conocimientos adquiridos durante la capacitación recibida, así como verificar que los procedimientos existentes en el

Manual de Operación sean adecuados. El personal deberá llevar a cabo todos los procedimientos existentes para verificar las condiciones mecánicas, físicas y estructurales de las instalaciones así como de las unidades de recepción y reparto de petrolíferos, cumpliendo las indicaciones establecidas en dichos procedimientos.

De igual manera, el personal deberá tener conocimiento de las actividades o procedimientos que deberá aplicar en los siguientes casos:

#### Procedimientos de emergencia.-

Los procedimientos deberán definir los pasos que el personal deberá seguir en caso de que los parámetros de control de proceso se encuentren fuera de los límites de seguridad de la operación. Así como también deberá definir cuáles son las condiciones en que deberá mantener las instalaciones, hasta que se pueda contar con condiciones segura de operación. Estos procedimientos deberán considerar al menos los siguientes casos:

- Falla en la energía eléctrica
- Falla en instrumentos
- Falla en la comunicación entre áreas
- Sobrellenado de tanques y/o autotanque
- Operación parcial del sistema de Seguridad
- Bajo nivel de succión de bombas
- Detección de niveles de explosividad

#### Planes de Respuesta a Emergencias

El personal deberá conocer y aplicar los procedimientos definidos para atender emergencias al interior y al exterior de las instalaciones del proyecto, los cuales estarán en función de los riesgos determinados en el Plan de Respuesta a Emergencias de la empresa. Algunos ejemplos de posibles escenarios que pudieran presentarse son los siguientes:

- Activación de la alarma de seguridad
- Detección de niveles de explosividad

- Incendio en una zona del proyecto
- Pérdida de contención en carros tanque y/o autos tanque
- Personal lesionado en alguna de las áreas del proyecto
- Reanudación de operaciones después de un paro ordenado o de emergencia

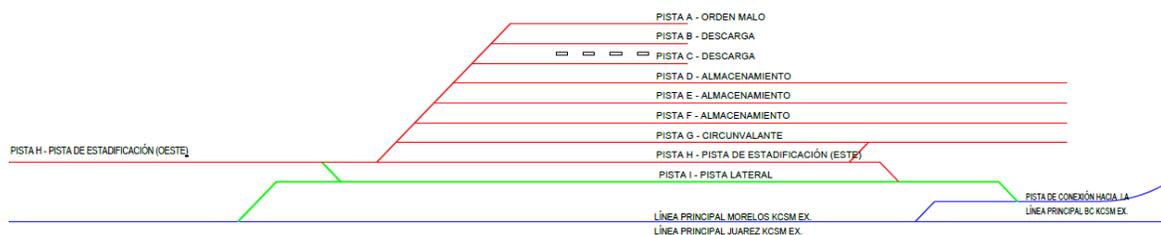
#### **V.2.5.1. Operación**

Una vez implementadas las dos actividades previas (Pre arranque y Arranque inicial), como se ha mencionado, y de acuerdo a las áreas existentes en el proyecto, se han considerado las siguientes actividades para su operación:

- A. Recepción de petrolíferos
- B. Descarga (trasvase) de petrolíferos de carrotanque a tanque de almacenamiento
  - Gasolina regular
  - Gasolina premium
  - Diésel
- C. Almacenamiento de petrolíferos
  - Almacenamiento de gasolina regular
  - Almacenamiento de gasolina premium
  - Almacenamiento de diésel
- D. Carga de petrolíferos de tanques de almacenamiento a autotanques
  - Gasolina regular
  - Gasolina premium
  - Diésel
- E. Recuperación de vapores

## A. Recepción de petrolíferos

La recepción de petrolíferos en la Terminal, será a través de trenes unitarios o trenes manifiesto, para lo cual se procederá a acomodar los vagones cisterna o carrotanques en el área que hemos denominado Estación de Recepción, Trasvase y Almacenamiento, la cual se encontrará en la zona Oeste del área de los tanques de almacenamiento, constará de cinco (5) estaciones de descarga de doble cara brindando servicio a ambos lados, con una bomba de descarga común en cada estación de descarga, presentamos la siguiente figura para fines sólo de visualizar el área, y las vías existentes al interior de la misma.



**Fig.V.2.5.1.A.** Estaciones de descarga de carrotanques dentro del Proyecto.

Se dará acceso controlado al tren, de manera que su velocidad sea restringida y permita hacer un alto total seguro. Al momento de que se vaya a proceder a dejar los vagones cisternas correspondientes, no deberá existir movimiento alguno del equipo rodante, sin excepción.

El personal de la Terminal procederá a inspeccionar las condiciones de los vagones cisterna, así como verificando que la documentación corresponda a lo que trae el carrotanque. Deberá proceder a señalar el orden en que deberán de irse descargando los carrotanques, procediendo a realizar los procedimientos necesarios para ello conforme el manual de operaciones. Entre las que destacan los principales aspectos de seguridad a verificar:

1. Ruedas de ferrocarril. Si una rueda en un carro tanque tiene una parte plana de más de 2 ½ pulgadas de largo, o si la rueda tiene puntos planos contiguos de al menos 2 pulgadas de largo, el equipo debe moverse muy lentamente a

la velocidad de la pareja (2 millas por hora) y la condición deberá ser reportada al supervisor.

2. Revisión de la carrocería de los carrotanque:
  - a) Que no estén ladeados
  - b) Que la carrocería no esté hacia abajo;
  - c) Que no esté mal posicionado en las vías;
  - d) Que no traigan algún objeto arrastrando por debajo;
  - e) Que no existan objetos extraños que se extiendan desde un lado;
  - f) Compuerta inseguramente unida;
  - g) Dispositivo de seguridad roto o faltante;
  - h) Fuga de materiales contenidos
3. Que el acoplamiento sea seguro
4. Que no existan ruedas sobrecalentadas
5. Que no existan ruedas rotas o muy agrietadas
6. Que no existan frenos que no se liberen
7. Que no existan frenos que hayan fallado al establecerse.
8. Cualquier otro peligro aparente de seguridad que pueda causar un accidente o una víctima.
9. Informar defectos del motor. Los operadores de locomotoras u otros miembros del equipo deben informar los defectos del motor a su supervisor o gerente de operaciones e ingresar el defecto en el formulario de inspección diaria de locomotoras.

Todas las vías dentro de la instalación de descarga o trasvase estarán unidas y conectadas a tierra para evitar descargas eléctricas no deseadas.

## **B. Descarga (trasvase) de Petrolíferos de carrotanque a tanque de almacenamiento**

### **a) Descarga gasolina regular y premium**

El proceso de la descarga de gasolina regular iniciará con la recepción de este producto en la Estación de Recepción, Trasvase y Almacenamiento a través del ferrocarril. El área de descarga ferroviaria consistirá en cinco estaciones de descarga de doble cara con una bomba de descarga común en cada estación de descarga para gasolina regular y premium.

En la descarga de la bomba de descarga, la gasolina regular se dirigirá a una tubería de transferencia exclusiva con la válvula necesaria. La bomba de descarga se ha dimensionado para permitir la máxima velocidad de drenaje de un solo vagón. Los datos históricos indican que se puede esperar una tasa de drenaje de 400 GPM desde un tren regular de gasolina.

La presión de descarga de la bomba de descarga se ha estimado utilizando el Diseño del Sitio Revisión R y el enrutamiento previsto de la tubería. El tamaño normal de la tubería se ha calculado sobre la base de la velocidad optimizada del fluido en la tubería.

La presión de descarga considera que cinco puntos de descarga se podrán descargar simultáneamente en un colector común. Las bombas requerirán un cabezal de descarga de aproximadamente 373 pies. Este valor tiene en cuenta el bombeo a un tanque de gasolina casi lleno. Luego se agrega un factor de seguridad al valor calculado.

Los cinco puntos de gasolina regular se juntarán en el área y luego se transferirán al área de almacenamiento. Mientras la gasolina regular se bombea al área de almacenamiento, pasa a través de una estación de transferencia de custodia donde se mide.

Este procedimiento aplicará de igual manera a la descarga de gasolina premium, el personal seguirá los procedimientos para la descarga e identificación del producto

que contiene el carro tanque y a que tanque de almacenamiento se deberá descargar.

Las siguientes figuras resumen el tamaño normal de la tubería de descarga para gasolina regular y la gasolina premium.

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE GASOLINA REGULAR					
TAMAÑO DE LA MANGUERA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE VAGONES)			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE LA BOMBA)		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	400	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	6	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	6.065	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	4.4	ft/s
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE LA BOMBA			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA COMBINADA		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	2000	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	10	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	10.02	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	8.1	ft/s

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE GASOLINA PREMIUM					
TAMAÑO DE LA MANGUERA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE VAGONES)			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE LA BOMBA)		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	400	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	6	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	6.065	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	4.4	ft/s
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE LA BOMBA			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA COMBINADA		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	2000	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	10	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	10.02	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	8.1	ft/s

**Fig.V.2.5.1.B.** Resumen del tamaño de la tubería de descarga para gasolina regular y premium.

### b) Descarga de diésel

El proceso de diésel comenzará con la recepción de diésel en la Terminal a través del ferrocarril. El área de descarga ferroviaria constará de cinco estaciones de descarga de doble cara con una bomba de descarga en cada estación de descarga.

La bomba de descarga se ha dimensionado para permitir la máxima velocidad de drenaje de un solo vagón.

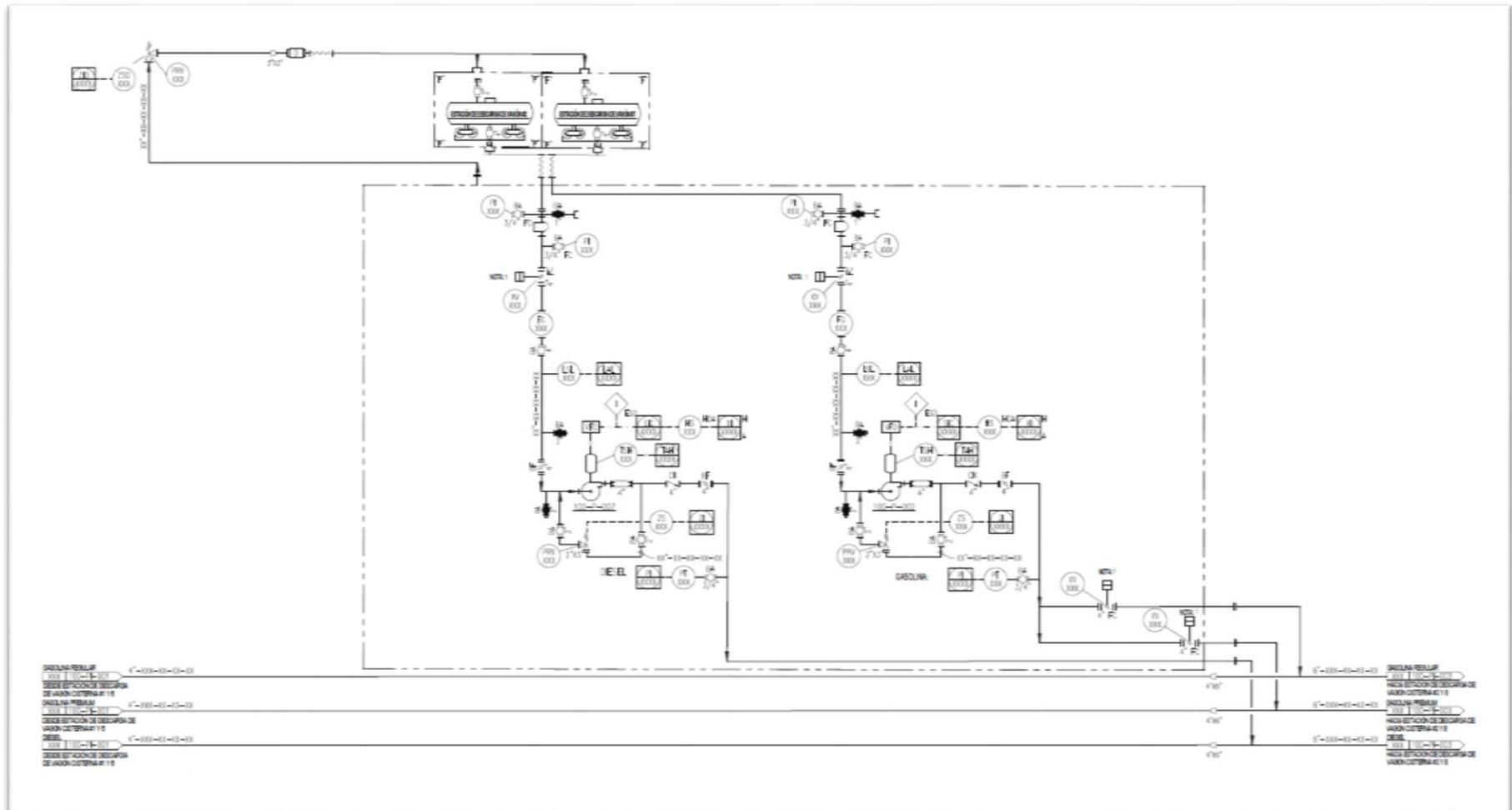
Los datos históricos indican que se puede esperar una tasa de drenaje de 400 GPM desde un tren diésel. La presión de descarga de la bomba de descarga se ha estimado utilizando el Diseño del Sitio Revisión R y el enrutamiento previsto de la tubería. El tamaño normal de la tubería se ha calculado sobre la base de la velocidad optimizada del fluido en la tubería. La Figura que se muestra resume el tamaño normal de la tubería de descarga de diésel.

La presión de descarga considera que cinco puntos de descarga se descargarán simultáneamente en un colector común. Las bombas requerirán un cabezal de descarga de aproximadamente 343 pies. Este valor tendrá en cuenta el bombeo a un tanque diésel casi lleno. Luego se agregará un factor de seguridad al valor calculado.

Los cinco puntos de diésel se juntarán en el área ferroviaria y luego se transferirán al área de almacenamiento. Mientras el diésel se bombea al área de almacenamiento pasará a través de una estación de transferencia de custodia donde se mide. La siguiente figura resume el tamaño normal de la tubería de descarga para diésel.

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE DIESEL					
TAMAÑO DE LA MANGUERA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE VAGONES)			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE LA BOMBA)		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	400	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	6	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	6.065	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	4.4	ft/s
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE LA BOMBA			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA COMBINADA		
TASA DE FLUJO	400	GPM	TASA DE FLUJO	2000	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	4	IN	DIÁMETRO NOMINAL	10	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN	DIÁMETRO INTERIOR	10.02	IN
VELOCIDAD	10.1	ft/s	VELOCIDAD	8.1	ft/s

**Fig.V.2.5.1.C.** Resumen del tamaño de la tubería de descarga para el diésel.



**Fig.V.2.5.1.D.** Diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de descarga (trasvase) de petrolíferos de carrotanque a tanque de almacenamiento.

## **C. Almacenamiento de Petrolíferos**

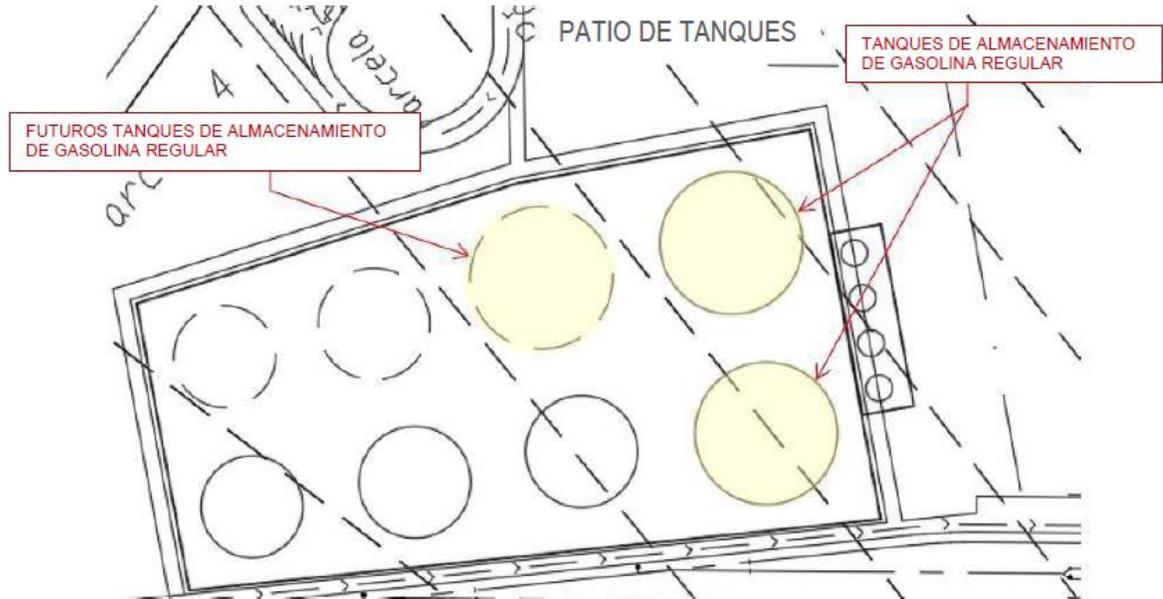
### **a) Almacenamiento de gasolina regular**

La siguiente etapa en el proceso de la gasolina regular es el almacenamiento de la gasolina regular. Después de medir en la tubería de transferencia, la gasolina regular ingresa al área de almacenamiento para contenerla. El área de almacenamiento incluye dos tanques de almacenamiento de gasolina regular con una provisión para un tanque futuro adicional. Los tanques tendrán 140 pies de diámetro y 48 pies de alto y podrán contener 112,000 barriles de producto cada uno. El diseño de los tanques de almacenamiento de gasolina regular se muestra en la figura que continúa más abajo.

Los tanques son un diseño de techo flotante API 650 que minimiza las emisiones del tanque durante las operaciones de llenado y permite un mayor nivel de protección contra incendios. Cada tanque estará diseñado con las boquillas de entrada y salida necesarias para permitir el llenado y vaciado del producto. Los tanques estarán diseñados con dispositivos de ventilación de emergencia para garantizar que no existan condiciones de sobre o baja presión.

Se enrutará una línea de equilibrio entre los dos tanques de almacenamiento de gasolina regular para permitir el equilibrio hidráulico de los dos tanques de gasolina regular.

Para permitir el mayor nivel de flexibilidad, la línea de equilibrio también incluirá válvulas automáticas para permitir el aislamiento de cada uno de los tanques. Las válvulas brindarán la oportunidad de almacenar gasolina regular dedicada en cada uno de los dos tanques si es necesario.



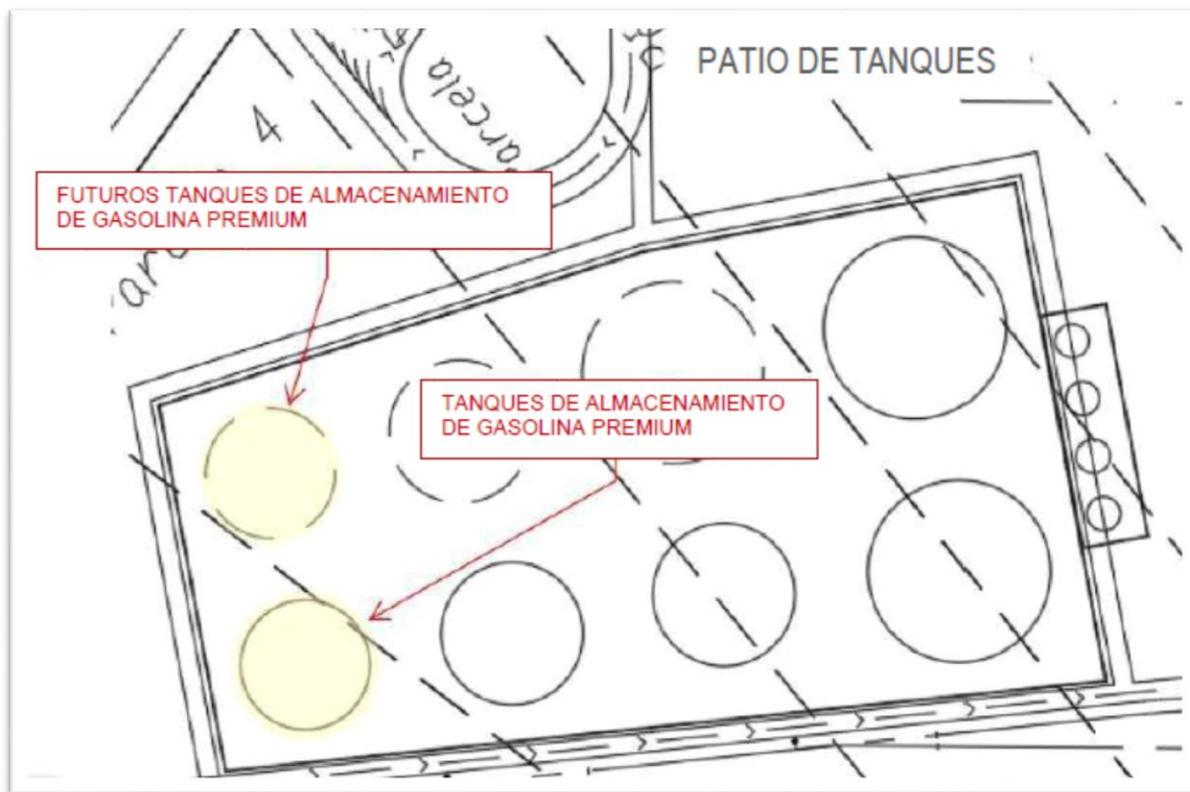
**Fig.V.2.5.1.E.** Tanques de Almacenamiento Gasolina Regular.

**b) Almacenamiento de gasolina premium**

La siguiente etapa en el proceso de gasolina premium es el almacenamiento de gasolina premium. Después de medir en la tubería de transferencia, la gasolina premium ingresa al área de almacenamiento para contenerla.

El área de almacenamiento incluye un tanque de almacenamiento de gasolina regular con una provisión para un tanque futuro adicional.

Los tanques tienen 100 pies de diámetro y 48 pies de alto y pueden contener 56,000 barriles de producto cada uno. El diseño de los tanques de almacenamiento de gasolina premium se muestra en la Figura que a continuación se presenta.



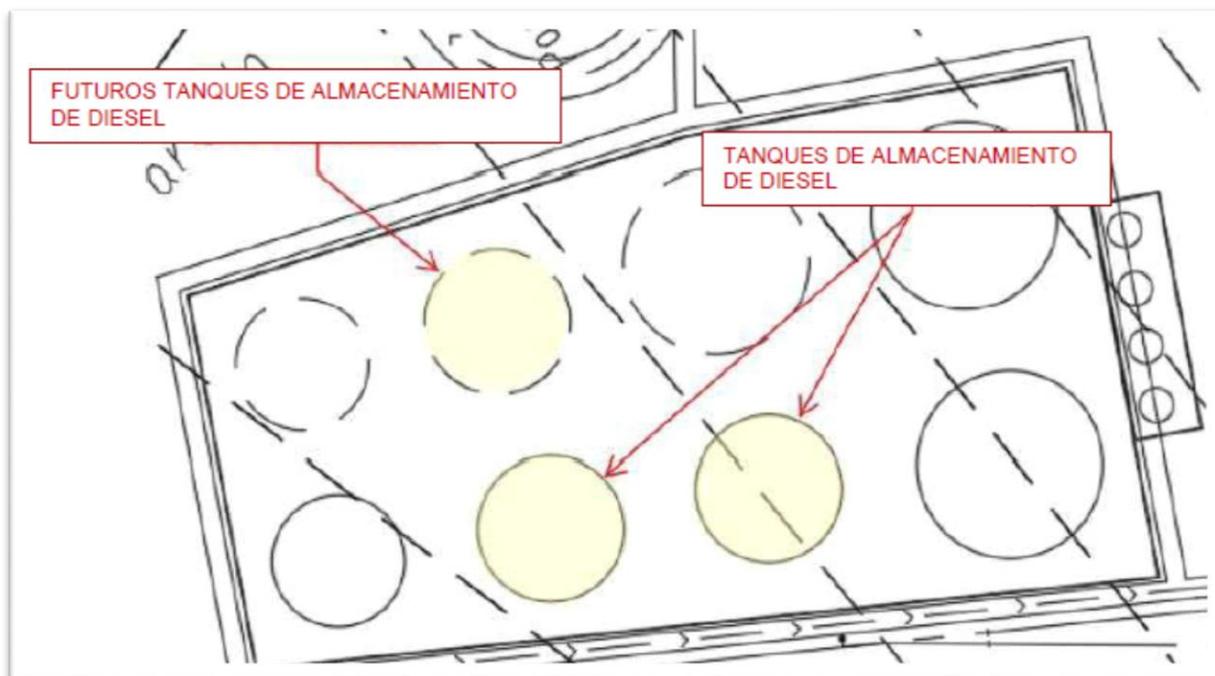
**Fig.V.2.5.1.F.. Tanques de Almacenamiento Gasolina Premium**

Los tanques son un diseño de techo flotante API 650 que minimiza las emisiones del tanque durante las operaciones de llenado y permite un mayor nivel de protección contra incendios. Cada tanque está diseñado con las boquillas de entrada y salida necesarias para permitir el llenado y vaciado del producto. Los tanques están diseñados con dispositivos de ventilación de emergencia para garantizar que no existan condiciones de sobre o baja presión.

**c) Almacenamiento de diésel**

La siguiente etapa en el proceso de diésel es el almacenamiento de diésel. Después de medir en la tubería de transferencia, el diésel ingresa al área de almacenamiento para contenerlo. El área de almacenamiento incluye dos tanques de almacenamiento de diésel con una provisión para un tanque futuro adicional. Los tanques tienen 110 pies de diámetro y 48 pies de alto y pueden contener 70,000

barriles de producto cada uno. El diseño de los tanques de almacenamiento de diésel se muestra en la Figura que se presenta a continuación.



**Fig.V.2.5.1.G..** Tanques de Almacenamiento Diésel

Los tanques son de un diseño de techo flotante API 650 que minimiza las emisiones del tanque durante las operaciones de llenado y permite un mayor nivel de protección contra incendios. Cada tanque estará diseñado con las boquillas de entrada y salida necesarias para permitir el llenado y vaciado del producto. Los tanques estarán diseñados con dispositivos de ventilación de emergencia para garantizar que no existan condiciones de sobre o baja presión. Se enrutará una línea de equilibrio entre los dos tanques de almacenamiento de diésel para permitir el equilibrio hidráulico de los dos tanques de diésel. Para permitir el mayor nivel de flexibilidad, la línea de equilibrio también incluye válvulas automáticas para permitir el aislamiento de cada uno de los tanques. La válvula proporciona la oportunidad de almacenar diésel exclusivo en cada uno de los dos tanques si es necesario.

A continuación se presenta un extracto del Plano 200-PI-001 (Anexo A.6.5) en el cual se puede apreciar el diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de almacenamiento.

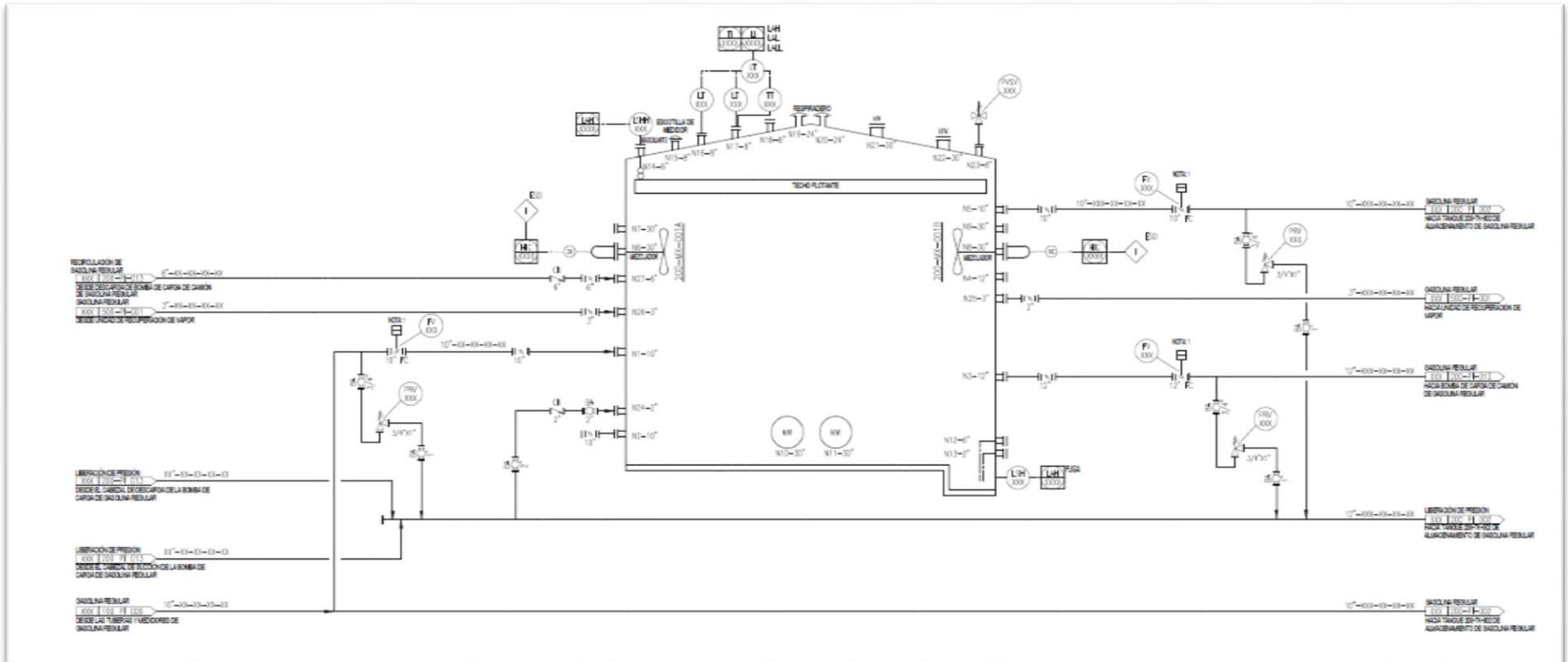


Fig.V.2.5.1.H.. Diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de almacenamiento.

## **D. Carga de Petrolíferos de tanque de almacenamiento a autotanque**

### **a) Carga de gasolina regular**

La etapa final del proceso de la gasolina regular es el bombeo y la carga del autotanque del producto. Durante esta etapa del proceso, la gasolina regular se bombeará desde el tanque de almacenamiento de gasolina regular al área de carga del autotanque donde se podrá mezclar con aditivos según los requisitos del cliente y luego ingresará a un sistema de carga de camiones que permite la carga inferior de un camión. El área de carga de camiones constará de siete estaciones de carga de camiones, cada una capaz de cargar gasolina regular y mezclar gasolina regular/aditivo. Las bombas de carga de camiones se han dimensionado para permitir la carga simultánea de los siete camiones. Savage ha especificado que será necesario cargar un camión de 150 barriles en 15 minutos (15 minutos de acoplamiento para desconectarlo). Esto equivale a una velocidad de flujo de 420 GPM por camión que se ha redondeado a 450 GPM para permitir una pequeña cantidad de capacidad adicional en el sistema. El flujo máximo total en el sistema regular de carga de gasolina es de 3150 GPM. Las bombas de carga de camión incluyen una línea de recirculación hacia el tanque del producto y una válvula de control de presión para controlar las bombas en toda la gama de carga desde un solo camión con capacidad mínima hasta la carga de siete camiones a plena capacidad. El tamaño normal de la tubería para el sistema de carga de camiones de gasolina regular se muestra en la Figura siguiente.

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE CARGA DE GASOLINA REGULAR					
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE LA BOMBA)			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE LA BOMBA		
TASA DE FLUJO	3150	GPM	TASA DE FLUJO	3150	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	12	IN	DIÁMETRO NOMINAL	10	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	12	IN	DIÁMETRO INTERIOR	10	IN
VELOCIDAD	8.9	ft/s	VELOCIDAD	12.9	ft/s
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE RECIRCULACIÓN			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA DE CARGA DE CAMIONES		
TASA DE FLUJO	700	GPM	TASA DE FLUJO	450	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	6	IN	DIÁMETRO NOMINAL	4	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	6.065	IN	DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN
VELOCIDAD	7.8	ft/s	VELOCIDAD	11.4	ft/s

**Fig.V.2.5.1.I.** Tamaño de La tubería de carga de gasolina regular.

El sistema de carga del camión incluye un sistema de medición y mezclado donde los aditivos deseados se mezclan según las especificaciones del cliente. El sistema incluye las válvulas y la medición necesarias para permitir un control preciso de la mezcla. El tamaño de la bomba para el sistema de gasolina regular representa las pérdidas de presión a través de la tubería, los accesorios, las válvulas y los dispositivos de medición. Los requisitos calculados del cabezal de descarga para la bomba de carga de gasolina regular son 87 pies.

### **b) Carga de gasolina premium**

La etapa final del proceso de gasolina premium es el bombeo y la carga de camión del producto. Durante esta etapa del proceso, la gasolina premium se bombea desde el tanque de almacenamiento de gasolina premium al área de carga del camión donde se puede mezclar con aditivos según los requisitos del cliente y luego ingresa a un sistema de carga de camiones que permite la carga inferior de un camión. El área de carga de camiones consta de siete estaciones de carga de camiones, cada una capaz de cargar gasolina premium y mezclar gasolina premium/aditivos. Las bombas de carga de camiones se han dimensionado para permitir la carga simultánea de todos los siete camiones.

Savage ha especificado que será necesario cargar un camión de 150 barriles en 15 minutos (15 minutos de conexión para desconectarlo). Esto equivale a una velocidad de flujo de 420 GPM por camión que se ha redondeado a 450 GPM para permitir una pequeña cantidad de capacidad adicional en el sistema. El flujo máximo total en el sistema de carga de gasolina premium es de 3150 GPM.

Las bombas de carga de camión incluirán una línea de recirculación hacia el tanque del producto y una válvula de control de presión para controlar las bombas en toda la gama de carga desde un solo camión con capacidad mínima hasta la carga de siete camiones a plena capacidad. El tamaño normal de la tubería para el sistema de carga de camiones de gasolina premium se muestra en la siguiente Figura.

TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE CARGA DE GASOLINA PREMIUM					
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE SUCCIÓN DE LA BOMBA (CONEXIÓN DE LA BOMBA)			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE DESCARGA DE LA BOMBA		
TASA DE FLUJO	3150	GPM	TASA DE FLUJO	3150	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	12	IN	DIÁMETRO NOMINAL	10	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	12	IN	DIÁMETRO INTERIOR	10	IN
VELOCIDAD	8.9	ft/s	VELOCIDAD	12.9	ft/s
TAMAÑO DE LA TUBERÍA DE RECIRCULACIÓN			TAMAÑO DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA DE CARGA DE CAMIONES		
TASA DE FLUJO	700	GPM	TASA DE FLUJO	450	GPM
DIÁMETRO NOMINAL	6	IN	DIÁMETRO NOMINAL	4	IN
ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD		ESPECIFICACIÓN DE TUBERÍA	STD	
DIÁMETRO INTERIOR	6.065	IN	DIÁMETRO INTERIOR	4.026	IN
VELOCIDAD	7.8	ft/s	VELOCIDAD	11.4	ft/s

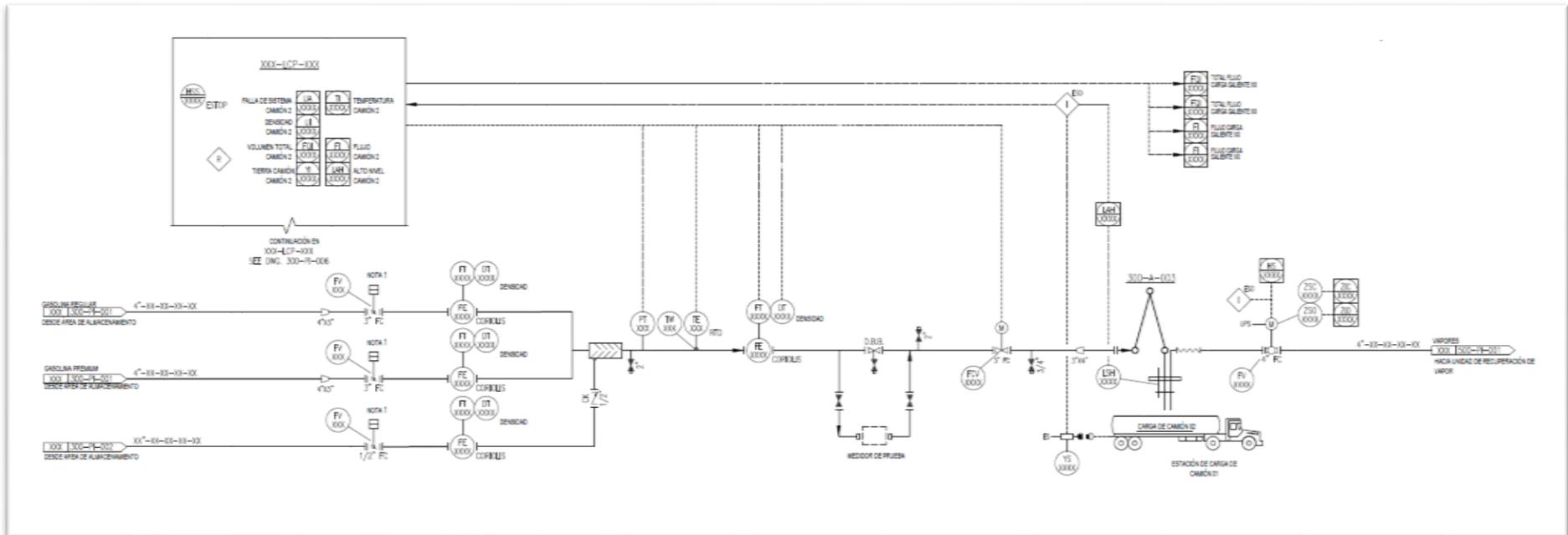
**Fig.V.2.5.1.J.** Tamaño de ña tubería de carga de gasolina regular.

El sistema de carga del camión incluye un sistema de medición y mezclado donde los aditivos deseados se mezclan según las especificaciones del cliente. El sistema incluye las válvulas y la medición necesarias para permitir un control preciso de la mezcla. El tamaño de la bomba para el sistema de gasolina premium representa las pérdidas de presión a través de la tubería, los accesorios, las válvulas y los dispositivos de medición. Los requisitos calculados del cabezal de descarga para la bomba de carga de gasolina premium son 87 pies.



El sistema de carga del camión incluye un sistema de medición donde se monitorea la transferencia de custodia del diésel. El tamaño de la bomba para el sistema diésel representa las pérdidas de presión a través de la tubería, accesorios, válvulas y dispositivos de medición. Los requisitos calculados del cabezal de descarga para la bomba de carga de diésel son de 70 pies.

A continuación se presenta un extracto del Plano 300-PI-005 (Anexo A.5.6) en el cual se puede apreciar el diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de reparto de Petrolíferos de tanque de almacenamiento a autotanque

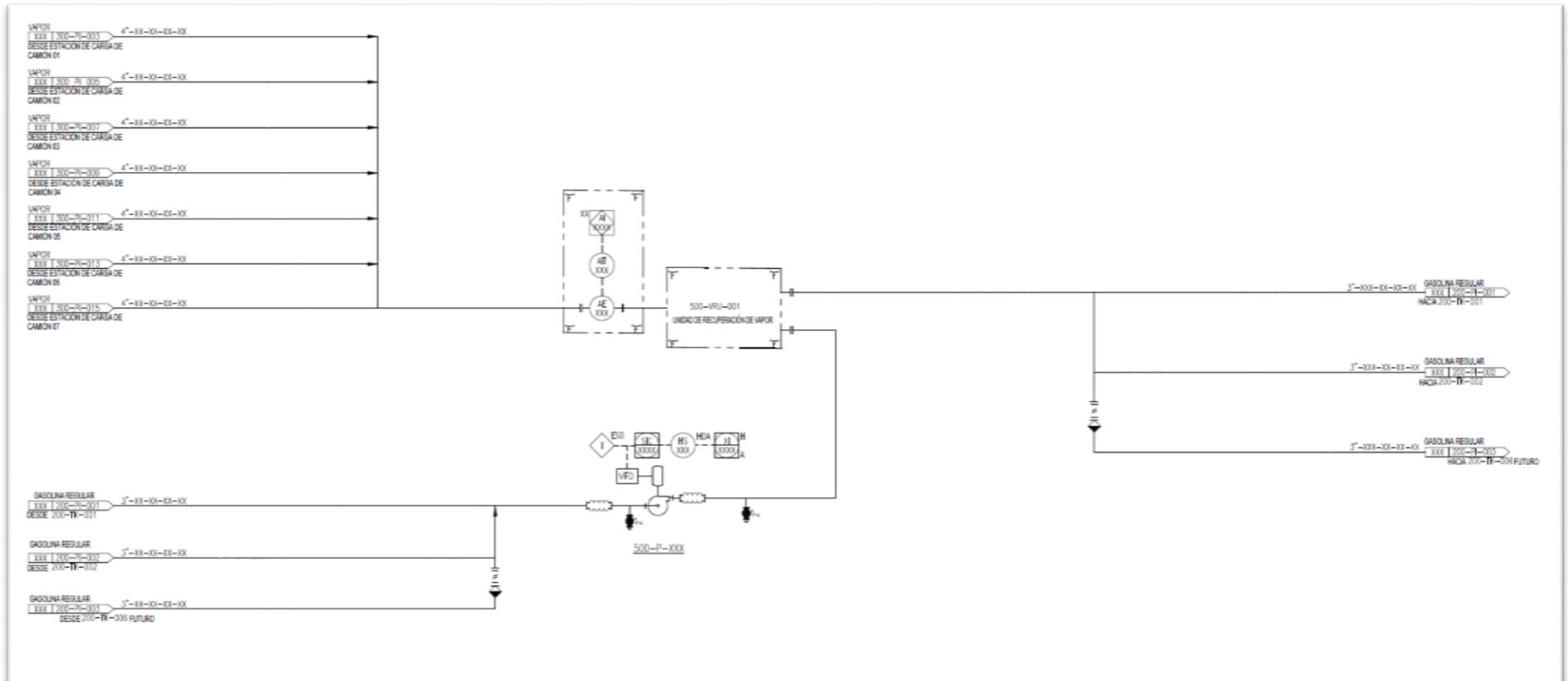


**Fig.V.2.5.1.L.** Diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de carga de Petrolíferos de tanque de almacenamiento a autotank

## **E. Recuperación de vapores**

Se ha incorporado un sistema de recuperación de vapor en el proceso para manejar los vapores desplazados de la operación de carga del camión. El sistema se ha dimensionado para permitir la carga simultánea de siete camiones a una velocidad de flujo individual máxima de 450 GPM (3150 GPM en total). Esto equivale a un índice de flujo de vapor de 422 CFM. El sistema de recuperación de vapor es un paquete suministrado por el proveedor que consiste en dos capas de carbón regenerativas, una bomba de vacío y una torre de absorción. El sistema requerirá un pequeño sistema de recirculación hacia y desde uno de los tanques de gasolina. Este sistema será provisto por el vendedor. El sistema se ha especificado para funcionar en toda la gama de productos que se cargarán en la instalación. Esto permite que se implemente una línea de vapores común.

A continuación se presenta un extracto del Plano 500-PI-001 (Anexo A.6.7) en el cual se puede apreciar el diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de recuperación de vapores



**Fig.V.2.5.1.M.** Diagrama de tuberías e instrumentación para el proceso de recuperación de vapores

### **V.2.5.2. Verificación y Mantenimiento**

Las inspecciones, pruebas y el Mantenimiento periódico de las instalaciones y equipos (bombas, mangueras, tuberías, válvulas, instrumentos de medición, etc.) incluyendo los equipos contra incendio, deberán ser realizadas por personal capacitado y de conformidad con las recomendaciones del fabricante o programas establecidos, cuyos procedimientos deberán estar contenidos en un manual de mantenimiento, en donde se defina el mantenimiento preventivo, el mantenimiento correctivo y el predictivo que se implementará a lo largo de la vida útil del proyecto.

Las actividades de mantenimiento, deberán contar con procedimientos e instructivos, a fin de que al realizar los trabajos de verificación, pruebas y mantenimiento, éstos se hagan de manera segura por personal calificado. Toda actividad de mantenimiento, deberá realizarse bajo los aspectos de seguridad e instrucciones que permitan garantizar la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del proyecto.

Es importante señalar que cualquier actividad de mantenimiento al interior del proyecto, deberá ser realizada por personal calificado, y se deberán registrar en la bitácora de mantenimiento a fin de contar con información al respecto.

#### **Procedimiento de actividades de mantenimiento en áreas peligrosas.-**

1. Antes de realizar cualquier actividad de mantenimiento, el personal deberá contar con el equipo de seguridad y protección necesario, así como con las herramientas y equipos adecuados a las actividades que vaya a realizar.
2. El personal de mantenimiento deberá de suspender el suministro de energía eléctrica del equipo al que vaya a darse mantenimiento, colocando los anuncios de equipo bloqueado y no energizar, con el fin de asegurar que personal vaya a conectarlo por error.
3. El personal de mantenimiento deberá despresurizar y vaciar las mangueras y

líneas que pudieran contener petrolíferos, disponiendo los residuos o materiales peligrosos en recipientes adecuados que cumplan con lo dispuesto en la legislación ambiental aplicable vigente en la materia, para su posterior disposición.

4. El personal de mantenimiento deberá verificar que no existan mezclas explosivas o que no se encuentren presentes en la zona en donde se realizarán las actividades de mantenimiento, concentraciones explosivas de vapores en caso de que sean clasificadas como áreas peligrosas.
5. El personal de mantenimiento deberá de verificar que en el área en donde se llevarán a cabo las actividades de mantenimiento no se generen fugas ni derrames que puedan provocar contaminación al medio ambiente. Deberá en todo momento mantenerse el orden y limpieza del sitio.
6. Todas las herramientas eléctricas portátiles que sean utilizadas para el mantenimiento que se realizará al interior del proyecto, deberán estar aterrizadas y sus conexiones e instalación deberán ser a prueba de explosión.
7. En el área en donde se llevará a cabo el mantenimiento, se designará al personal capacitado para el uso de extintores especificados en esa área.

#### **Procedimiento de mantenimiento para actividades que generen fuentes de ignición.-**

1. Antes de iniciar los trabajos de mantenimiento que puedan generar fuentes de ignición, deberán analizarse que actividades se llevarán a cabo, con la finalidad de identificar los posibles riesgos, para definir las medidas que se deberán implementar a fin de garantizar la seguridad de las personas y de las instalaciones.
2. El personal de mantenimiento deberá despresurizar y vaciar las mangueras y las líneas que pudieran contener petrolíferos.
3. El personal de mantenimiento deberá realizar una inspección de las áreas en donde se realizarán las operaciones de trasvase, a fin de eliminar fugas,

derrames o acumulaciones de petrolíferos que puedan llegar a provocar contaminación en el sitio, así como el convertirse en una situación de riesgo debido a la posible generación de fuentes de ignición.

4. El personal de mantenimiento deberá limpiar el área en donde se realice el mantenimiento, retirando los residuos peligrosos que se hayan generado para ser dispuestos conforme lo determina la legislación ambiental vigente en la materia.
5. El personal de mantenimiento deberá verificar que no existan concentraciones de vapores explosivos, previo a la realización de actividades de mantenimiento que puedan generar fuentes de ignición, éstas actividades deberán registrarse en bitácora anotando fecha, hora de inicio y terminación programada, así como los materiales y equipo utilizados, de igual manera deberán registrarse los datos relevantes que hayan ocurrido durante el mantenimiento realizado.

#### **V.2.6. Etapa de abandono del sitio.**

El proyecto considera una vida útil de 40 años, proyectados a partir de los programas del mantenimiento y cambios necesarios de los equipos, los cuales deberán garantizar una adecuada operación y seguridad al interior del proyecto. En el caso de que llegue a su término la vida útil del proyecto, se procederá a revisar la legislación aplicable para su cierre y abandono del sitio. Se deberá revisar el suelo y subsuelo a fin de garantizar que éste no ha sido contaminado por las actividades realizadas durante la vida útil del proyecto, por lo que, en caso de existir algún grado de contaminación, se procederá a la aplicación de los procedimientos existentes en la legislación aplicable a fin de remediar el sitio en caso necesario.

De igual manera, deberán de cumplirse en todo momento las condicionantes que las autoridades competentes hayan establecido para el proyecto.

### V.3. Listado de materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso.

Las sustancias y las cantidades involucradas en la recepción y trasvase de petrolíferos son las que a continuación se enumeran:

Sustancia	No. CAS	Características de peligrosidad					Estado Físico	Tipo de Almacenamiento	Capacidad máxima a Almacenar
		C	R	E	T	I			
Gasolina Regular	8006-61-9			x		x	Líquido	Tanques de Almacenamiento Techo Flotante (2)	224,000 bbl
Gasolina Premium	8006-61-9			x		x	Líquido	Tanques de Almacenamiento Techo Flotante (1)	112,000 bbl
Diésel	68334-30-5			x		x	Líquido	Tanques de Almacenamiento Techo Flotante (2)	140,000 bbl

El Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas menciona en su Artículo 4°, Fracción IX, que:

**Artículo 4.** Las actividades asociadas con el manejo de sustancias inflamables y explosivas que deben **considerarse altamente riesgosas** sobre la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso y disposición final de las sustancias que a continuación se indican, cuando se manejan cantidades iguales o superiores a las cantidades de reporte siguientes:

**IX.** Cantidad de reporte a partir de 10,000 barriles.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido.

#### **Gasolinas**

#### V.4. Tipo de recipientes y/o envases de almacenamiento.

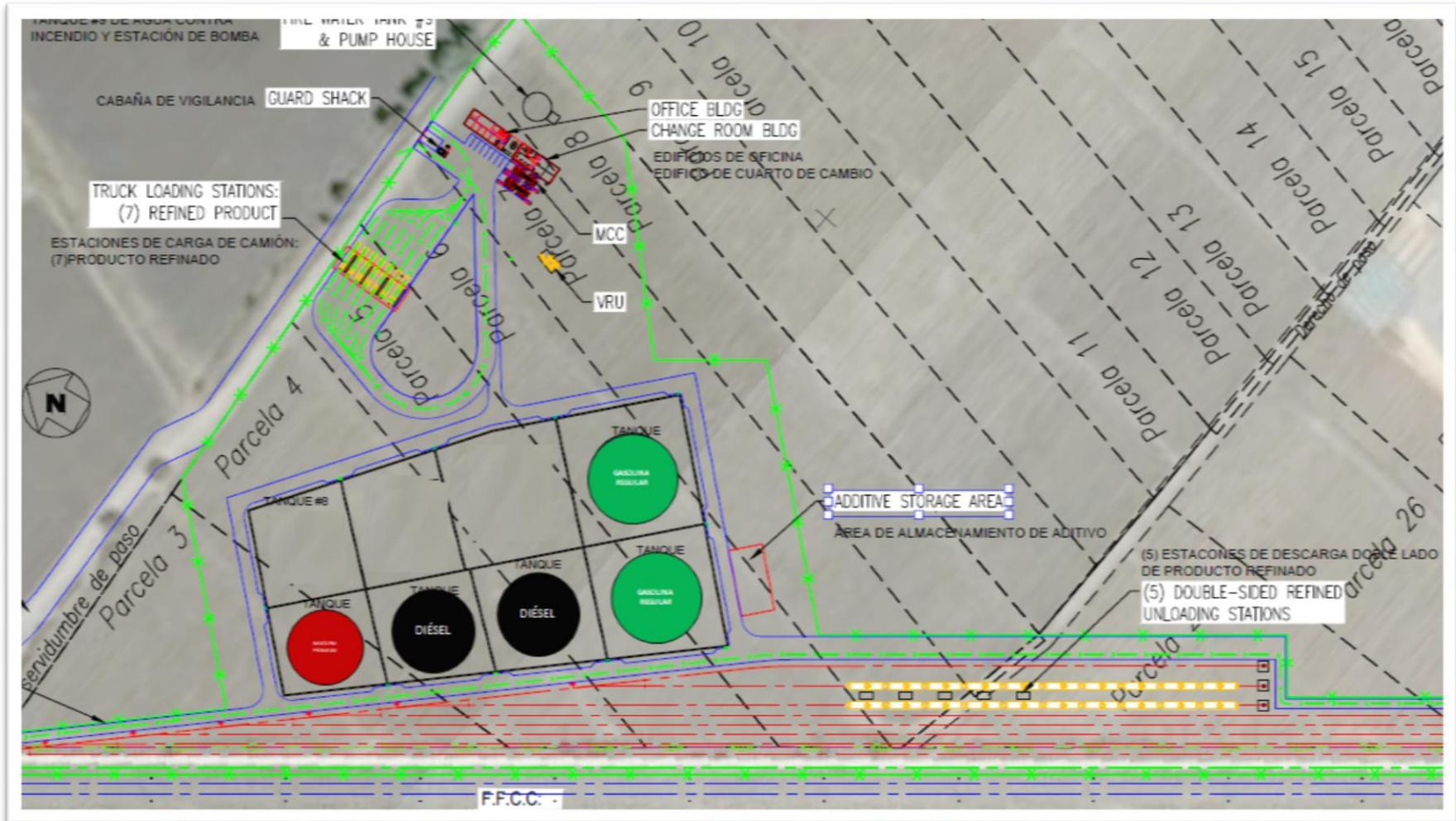
Para el almacenamiento de la Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel se utilizarán tanques verticales API 650, a continuación se enlistan las principales características para los tanques de almacenamiento de los diferentes petrolíferos que se almacenaran en Savage Terminal Petrolera de Querétaro.

<b>HOJA DE DATOS PRELIMINAR PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO GASOLINA REGULAR</b>	
Número de depósitos primera etapa:	2
Tipo de tanque (s):	Api 650 con techo flotante
Capacidad Nominal del tanque (barriles):	112,000 bbl
Diámetro del Tanque:	42.67 m
Altura del Tanque:	14.63 m
Material de construcción del tanque:	Acero de carbón
Temperatura de diseño del tanque:	30 a 200 ° F / menos 1 a 93 C
Presión de diseño del tanque:	Mínimo 1 pulgada columna de agua
Carga uniforme del techo del tanque:	25 psf equivalente a 1.75 kg/cm <sup>2</sup>
Margen de corrosión:	Ninguno
Aislamiento requerido:	No
Tipo de techo:	Cono
Techo flotante interno:	Sí
Tipo de fondo:	Cónico

<b>HOJA DE DATOS PRELIMINAR PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO GASOLINA PREMIUM</b>	
Número de depósitos primera etapa:	1
Tipo de tanque (s):	Api 650 con techo flotante
Capacidad Nominal del tanque (barriles):	56,000 bbl
Diámetro del Tanque:	30.48 m
Altura del Tanque:	14.63 m
Material de construcción del tanque:	Acero de carbón
Temperatura de diseño del tanque:	30 a 200 ° F / menos 1 a 93 C
Presión de diseño del tanque:	Mínimo 1 pulgada columna de agua
Carga uniforme del techo del tanque:	25 psf equivalente a 1.75 kg/cm <sup>2</sup>
Margen de corrosión:	Ninguno
Aislamiento requerido:	No
Tipo de techo:	Cono
Techo flotante interno:	Sí
Tipo de fondo:	Cónico

<b>HOJA DE DATOS PRELIMINAR PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO GASOLINA DIÉSEL</b>	
Número de depósitos primera etapa:	2
Tipo de tanque (s):	Api 650 con techo flotante
Capacidad Nominal del tanque (barriles):	56,000 bbl
Diámetro del Tanque:	33.53 m
Altura del Tanque:	14.63 m
Material de construcción del tanque:	Acero de carbón
Temperatura de diseño del tanque:	30 a 200 ° F / menos 1 a 93 C
Presión de diseño del tanque:	Mínimo 1 pulgada columna de agua
Carga uniforme del techo del tanque:	25 psf equivalente a 1.75 kg/cm <sup>2</sup>
Margen de corrosión:	Ninguno
Aislamiento requerido:	No
Tipo de techo:	Cono
Techo flotante interno:	Sí
Tipo de fondo:	Cónico

En la siguiente figura se muestra la ubicación de los tanques de almacenamiento dentro de las instalaciones del arreglo general de Savage Terminal Petrolera de Querétaro.



**Fig.V.4.A.** Localización de los tanques de almacenamiento dentro del arreglo general de Savage Terminal Petrolera de Querétaro.

Los estándares para la construcción de los tanques de almacenamiento son los que a continuación se enlistan:

- Norma Oficial Mexicana (NOM) NOM-EM-003-ASEA-2016
- American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo) (API):
  - API-RP-500 Práctica recomendada para instalaciones eléctricas en áreas clasificadas como clase 1, división 1 y división 2, en instalaciones de procesamiento.
  - Tanques Soldados para Almacenamiento de Aceite.
  - API 2610 Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de las Instalaciones de Tanques y Terminales.
- American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) (ASME):
  - ASME IX Calificaciones y Técnicas de Soldadura
  - ASMEBPVC Código de Caldera y Recipiente a Presión
- American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales) (ASTM):
  - ASTM A-36 Especificación Estándar para el Acero Estructural de Carbono
  - ASTM A-307 Especificación Estándar para Pernos y Espárragos de Acero al Carbono, Pernos de Resistencia a la Tracción de 60,000 PSI, Acero al Carbono.
  - ASTM A-216 Especificación Estándar para Coladas de Acero, Carbono, Adecuado para Soldadura por Fusión, para Servicio a Alta Temperatura.

## V.5. Equipos de proceso y auxiliares.

Dentro de los equipos de proceso y auxiliares para el proyecto de Savage Terminal Petrolera de Querétaro se encuentran los siguientes:

(Todos los sistemas tendrán una clasificación de presión de ANSI 150#)

- Descarga Ferroviaria

Se instalarán equipos de bombeo con capacidad para un flujo mínimo de 200 GPM y un máximo de 600 GPM, incluidas válvulas de alivio de presión, válvulas de aislamiento y apagado de emergencia.

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad (unid.)</b>
Bombas de descarga ferroviaria (gasolina)	6
Bombas de descarga ferroviaria (diésel)	6

- Tanques de Almacenamiento

Se construirán tanques de almacenamiento con techos flotantes, detección de nivel, protección contra derrames y extinción de incendios.

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad (unid.)</b>
Tanques de almacenamiento (gasolina regular)	2
Tanques de almacenamiento (gasolina premium)	1
Tanques de almacenamiento (diésel)	2
Tanques de almacenamiento (agua contra incendios)	1

- Carga de camiones

Terminal Salvaje Petrolera De Querétaro S.A.P.I. de C.V. instalará equipos de carga de camiones, incluidas las bombas que tienen válvulas para liberar presión, válvulas de aislamiento y apagado de emergencia. Estas bombas estarán clasificadas para un flujo mínimo de 400 GPM y un máximo de 700 GPM.

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad (unid)</b>
Bombas de carga de camiones (gasolinas)	7
Bombas de carga de camiones (diésel)	7

- Unidad de recuperación de vapor

Se capturará y condensará los vapores y los devolverá a los tanques de almacenamiento.

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad (unid)</b>
Unidad de recuperación de vapor	1

## **V.6. Condiciones de operación.**

### **V.6.1 Balance de Materia.**

Dadas las condiciones de operación descritas podemos afirmar que el sistema en mención, es un sistema cerrado por lo que el balance de materia permanece constante, dado que no deben existir fugas en el mismo,

Si a esto sumamos que existe un control de fugas, podemos tener certeza de que el sistema sea cerrado y no existirán pérdidas por fugas.

### **V.6.2. Temperaturas y Presiones de diseño y operación.**

En lo referente a los petrolíferos, se encontrarán a presión atmosférica y a temperatura ambiente.

### **V.6.3. Estado físico de las diversas corrientes del proceso.**

Las sustancias que se manejarán dentro de la terminal serán:

- Gasolina Regular
- Gasolina Premium
- Diésel

Las cuales se encuentran en estado líquido y las operaciones dentro del proceso se llevarán a cabo a temperatura ambiente.

# **CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS**

## **VI.1. Antecedentes de incidentes y accidentes ocurridos.**

Como una primera etapa del análisis y evaluación de riesgos del presente proyecto, se han revisado diversas fuentes para determinar antecedentes de accidentes e incidentes en instalaciones similares, información que nos servirá al momento de realizar la identificación de riesgos para el proyecto.

La investigación se enfocó a determinar accidentes causados en el almacenamiento de combustibles. Los accidentes con mayor representación se presentan a continuación:

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causas	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
2003	Gienpool, Oklahoma	Almacenamiento de combustibles de Conoco Philips	Diésel	Explosión durante el llenado de un tanque de almacenamiento, lo que provocó un incendio que se extendió a más de 21 hrs	La explosión se provocó por una descarga de electricidad provocada por una maniobra incorrecta en la operación.	Daño de tanques que se encontraban contiguos.	El departamento de bomberos controló el incendio (tardó más de 20 hrs) La National Transportation Safety Board realizó una investigación del accidente para determinar la causa del mismo.
2005	Reino Unido	Depósito de combustibles de Buncefield	Gasolina sin plomo	La formación de una nube de vapor que al entrar en contacto con una fuente de ignición ocasionó una gran explosión.	Falla del sistema de control de alto nivel provocó el derrame de más de 250 mil litros de gasolina sin plomo	En edificios cercanos se desprendieron puertas de sus marcos y se quebraron cristales de ventanas. Resultaron heridas 43 personas, la mayoría de estas por las heridas de vidrios y otros objetos que volaban y a dificultades respiratorias por el humo intenso.	Se conformó un grupo interdisciplinario integrado por particulares y entidades de gobierno para realizar una investigación detallada del suceso. Lo que fue un parteaguas en materia de seguridad para la verificación del cumplimiento y la creación de nuevas medidas de seguridad.
2009	Bayamón, Puerto Rico	Depósito de Caribbean Petroleum Corporation	Gasolina	Una gran nube de vapor proveniente de uno de los tanques y extendida sobre la planta petrolera, encontró un	Escape de combustible debido a un sobrellenado de un tanque de almacenamiento, lo que generó	Por el denso humo tóxico hubo gente en las zonas aledañas presentaron problemas respiratorios.	Se realizaron investigaciones por agencias estatales y federales como la Junta de Calidad Ambiental, la Guardia Costera, el Departamento de

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causas	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
				agente detonador provocando la ignición del combustible generándose una gran explosión que generaba más explosiones involucrando cada vez más contenedores.	una gran nube de vapor	Más de 200 viviendas requirieron reparaciones menores y unas 10 requerían ser demolidas parcial o totalmente. Daños a la mayor parte de la granja de almacenamiento de combustibles quedo devastada.	Recursos Naturales y Ambientales (DRNA) y la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).
2009	Jaipur, India	Depósito de la Indian Oil Company	Petróleo, queroseno y diésel	Por la aparición de una gran nube de vapor, que encontró una fuente de ignición, hubo una gran explosión y fuego en 11 tanques	Fuga de combustible ocurrida durante la transferencia de líquido entre un tanque de almacenamiento hacia otro tanque ubicado en una graja cercana	Alrededor de 500 mil personas fueron evacuadas, 300 resultaron heridas y 12 fallecieron por causa del accidente. La explosión generó un movimiento telúrico superficial de magnitud Richter 2.3.	Fueron necesarios 11 días de trabajo, de las entidades competentes, para poder controlar el incendio.

**Información bibliográfica consultada para el llenado de la tabla anterior.**

Tomo 116, Int, de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil Vol.11

Investigación de causas de explosiones en una planta de almacenamiento de combustibles en puerto rico, Jean Batista Abreu y Luis A. Godoy.

Investigación de causas de explosiones en plantas petrolíferas: El Accidente de Buncefiels, Jean Batista Abreu y Luis A. Godoy.

De la investigación realizada en diversas fuentes de información, no se encontraron accidentes en México, relacionados a las condiciones del proyecto (recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos).

Sin embargo, a continuación, se presenta información obtenida del Centro Nacional de Prevención de Desastres en la cual se mencionan diversos accidentes ocurridos con petrolíferos (gasolinas, diésel).

### AGUASCALIENTES

- Derrame. De más de 30,000 litros de Diésel, de un poliducto de PEMEX en las inmediaciones de Aguascalientes y Salinas. La Jornada. 07/26/95

### BAJA CALIFORNIA NORTE

- Derrame. De 200 litros de gasolina a un canal Pluvial. Excélsior. 12/17/91
- Explosión. De un tanque de combustible Diésel. El camión chocó con un tráiler en el kilómetro 34 de la carretera libre a Tijuana. Excélsior 09/21/93
- Derrame. De 15,000 litros de gasolina Magna Sin en el área comercial aledaña a un río. El Universal. 04/20/94
- Derrame. De unos tanques de almacenamiento de una gasolinera desde hace 35 años. Excélsior. 05/18/94
- Derrame. De un volumen determinado de Diésel en el subsuelo por fisuras en un poliducto. Excélsior. 06/12/94

### CHIHUAHUA

- Derrame. De un millón de litros de combustible, llegando éste al Río Bravo. El Excélsior 08/31/93.
- Derrame. De combustible en una estación de servicio ubicada al noroeste de esta ciudad. El Universal 09/02/93.
- Fuga. De 10,000 litros de gasolina de un camión cisterna. Protección Civil. 01/09/95
- Derrame de Diésel de una pipa. SETIQ 02/24/95

- Derrame. De gasolina, en una estación de servicio que contaminó el subsuelo de gran parte de la colonia Américas. El Universal. 11/04/95

### COLIMA

- Derrame. De gasolina Nova de una manguera que abastecía a una gasolinera. Excélsior. 10/13/94
- Explosión. De un camión pipa con 15,000 litros de gasolina en la súper carretera Colima- Guadalajara, al volcarse el vehículo. Excélsior. 02/21/95

### DISTRITO FEDERAL

- Derrame. De 1,500 litros de diésel de una pipa e Pemex, que se volcó por exceso de velocidad frente a la Cd. Deportiva El Universal. 11/20/90.
- Fuga e incendio. De gasolina por saturación en la planta de destilación primaria #1 de la refinería 18 de marzo. El Universal 01/21/91.
- Derrame. De 16,000 litros de gasolina, al volcarse una pipa en la Delegación Milpa Alta. El Financiero 12/16/91.
- Fuga. De gasolina Nova en una estación de servicio ubicada en Bolívar y San Jerónimo, en el centro de la Ciudad de México. Excélsior, UNO MÁS UNO 04/29/92.
- Fuga. De gasolina detectada en el drenaje de delegación Álvaro Obregón. UNO MÁS UNO 05/04/92.
- Fuga. De gasolina en una estación de servicio de la colonia Martín Carrera. Donde se detectó un alto grado de explosividad en el drenaje. La jornada 05/07/92
- Fuga. De gasolina en una estación de servicio. Se detectaron residuos de combustibles en las alcantarillas de la colonia tránsito. UNO MÁS UNO 05/10/92
- Fuga. De gasolina en una estación de servicio. Presentándose un riesgo de 40% de explosividad en la colonia Anáhuac. El Universal 05/13/92.
- Derrame. De 15 litros de diésel de una pipa de Pemex, al impactarse con una unidad de la R-100. Excélsior, UNO MÁS UNO. 05/19/92

- Derrame. De gasolina en la estación de servicio 215, ubicada en la colonia Magdalena De Las Salinas. La Jornada 10/09/92.
- Fuga. De gasolina. Se detectaron niveles de explosividad del 100% a la altura de Churubusco y Canela en Iztacalco. UNO MÁS UNO 11/18/92.
- Explosión. De un tanque cisterna que contenía residuos de gasolina “Magna Sin” que era soldado en la empresa “Transportistas Unidos”. La Jornada 11/23/93.
- Derrame/Explosión. De 50,000 litros de gasolina. Protección Civil. 11/27/93
- Derrame De gasolina en una estación de servicio que invadió el drenaje. Excélsior. 02/17/94
- Incendio. En una gasolinera, amenazando volar 10,000 litros de combustible. Universal. 05/10/95
- Explosión. En el drenaje por la acumulación de 10,000 litros de gasolina en San Ángel. Reforma. 05/19/94
- Incendio. De una gasolinera ardiendo 75,000 litros de combustible por un chispazo producido por una manguera con el cemento. Reforma y El Universal. 08/06/94
- Derrame. De miles de litros de combustible al ser arrastrado un microbús por un tren. Excélsior 08/24/94
- Fuga. De Diesel proveniente de la caldera del hotel “El Patio” a un ducto de PEMEX. La Jornada, UNO MÁS UNO, El Financiero y El Universal. 01/02/95

### GUANAJUATO

- Derrame. De 20,000 litros de diesel en la carretera. Excélsior. 07/29/94
- Explosión/Incendio En la refinería de Salamanca, ardió un tanque de más 125,000 litros de gasolina Magna Sin, se desconocen las causas. El Universal. 03/26/95
- Derrame. De gasolina Nova de una pipa. SETIQ. 09/05/95

## JALISCO

- Derrame. De 4,000 litros de gasolina en una estación de servicio del sector Libertad. El índice de explosividad fue del 100%. El financiero 07/12/92.
- Fuga. De gasolina en la estación de servicio “Solorzano” se presentaron filtraciones hacia el drenaje. Excélsior 09/09/92.
- Derrame. De 10,000 litros de gasolina Magna sin hacia el drenaje, en el tanque #1 de la estación Pemex 422. Excélsior 09/20/92.
- Derrame. De gasolina durante las maniobras de descarga de un carro de almacenamiento. La Jornada 10/14/92.
- Derrame. De 300 litros de gasolina nova, por una pipa de Pemex que abastecía los depósitos del expendio “AMONIZ”. Excélsior 10/29/92.
- Derrame. De 28,000 litros de gasolina Nova por la volcadura de una pipa que transportaba 47,000 litros. Protección Civil 02/16/93.
- Derrame. De gasolina al drenaje. Se presentó explosividad de 100%. Excélsior UNO MÁS UNO. 03/10/93.
- Derrame. De 30,000 litros de gasolina, de los 40,420 que transportaba un carro tanque, al volcarse por exceso de velocidad. Excélsior 04/19/93.
- Fuga. De combustibles. Se detectó su presencia en el subsuelo clausurándose la estación de servicio “La bandera”. Excélsior, UNO MÁS UNO. 05/20/93.
- Fuga. De gasolina Nova. Se detectó su presencia en el drenaje con 90% de explosividad. Protección Civil 04/29/93.
- Derrame. De diésel por parte de la empresa “Ferronales” y de la estación de servicio “La Bandera”. Excélsior. 09/07/93.
- Fuga. De diésel de los tanques de almacenamiento subterráneas de la estación de servicio “El Alamo”. Se recuperaron 1,300 litros de combustible y agua. Excélsior 09/30/93.

- Derrame. De gasolina al volcarse una pipa con capacidad para 40,000 litros en la carretera Guadalajara -Saltillo. La Jornada 11/11/93.
- Derrame. De 15,000 litros de gasolina Nova, quedando 12,000 litros en las alcantarillas. Protección Civil.11/05/93
- Derrame. De gasolina en pozos de agua potable. El Universal. 03/23/94
- Derrame. De 31,000 litros de gasolina de un carro tanque de PEMEX que se volcó en el kilómetro 14 de la carretera a Chápala. Excélsior. 11/26/95

### SAN LUÍS POTOSÍ

- Fuga. De 5,600 litros de gasolina de los tanques de abastecimiento de una estación de servicio que se diseminaron en el drenaje. UNO MÁS UNO, La Jornada. 07/29/92.

### SINALOA

- Fuga. De gasolina Nova a un pozo artesiano localizado a tres metros de la estación de servicio. Excélsior y La Jornada. 02/23/95
- Derrame. De cientos de litros de gasolina de un depósito en el servicio "LERMA" del municipio de Escuinapa. El Universal 12/06/95

## **VI.2. Identificación de riesgos.**

A pesar de que las operaciones de recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos poseen medidas de seguridad extremas para evitar los accidentes que puedan poner en peligro los medios económicos, humanos y medioambientales el peligro potencial de estas instalaciones es importante y el riesgo nunca es nulo.

Por ello a continuación se realizará un análisis para la actividad de recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos desde el punto de vista del riesgo y estimación de consecuencias, el cual no ayuda a entender que existe la posibilidad real de que se produzca un accidente y la dimensión que puede alcanzar el mismo.

Tomando en consideración que el riesgo se puede disminuir reduciendo los daños provocados por un accidente (consecuencias) o reduciendo la probabilidad de que éste ocurra, el primer término se conseguiría por medio de medidas de protección mientras que el segundo por medidas de prevención, justificando con ello la importancia de un diseño que contemple las medidas de seguridad y las medidas preventivas que resulten del análisis en mención.

Cabe mencionar que los eventos accidentales más comunes en las actividades de entrega de combustibles son las fugas y los derrames los cuales, si no son atendidos en tiempo, pueden desenvolver lo que son incendios o explosiones por formación de vapores, lo que a su vez puede ser origen de otras fugas incrementándose así la cadena accidental.

Las fugas pueden tener su origen en equipos y/o tuberías de distribución o en tanques de almacenamiento y se puede deber a rotura de dichos dispositivos por impacto, sobrepresión o deterioro de los materiales por el uso o las condiciones ambientales (corrosión). Las posibilidades de evolución de las fugas dependerán de las condiciones del líquido fugado y las condiciones del entorno hacia el que se produce la fuga.

Los incendios se caracterizan principalmente por los daños que produce el calor generado en la reacción de combustión. Un incendio que tiene lugar por un derrame de líquido puede calentar tuberías u otros equipos cercanos provocando explosiones y nuevas fugas.

Las explosiones tienen lugar por el desarrollo de una presión en sistemas cerrados o de una onda de sobrepresión en sistemas abiertos que dan lugar a daños mecánicos. Pueden estar en el inicio de una fuga o deberse a la evolución de una combustión auto acelerada hacia la detonación. La onda explosiva puede deformar y hasta destruir equipos contenedores a su paso, como tanques y tuberías. Por otro lado, los proyectiles procedentes de una explosión pueden causar efectos similares, además estos pueden arrastrar consigo porciones de líquido que originen nuevos incendios lejos del origen.

En resumen, para el caso las actividades de recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos, las explosiones e incendios son los eventos accidentales más dañinos, sobre todo por la posibilidad de propagación de la cadena accidental, mientras que la fuga se sitúa como la causa más común de inicio de los accidentes. Un factor intermedio que es fundamental entre origen y consecución de accidentes graves es la fuente de ignición de derrames o mezclas explosivas.

Las fuentes de ignición más comunes son: la presencia de alguna chispa o el sobrecalentamiento de dispositivos. En muchas zonas de la recepción y entrega de petrolíferos es imposible evitar la presencia de combustibles líquidos, gaseosos o en estado vapor y de comburente (aire atmosférico) por lo que se hace necesario tomar medidas para evitar los accidentes eléctricos que originen incendios o explosiones.

Otro aspecto a considerar es el denominado “efecto dominó”, considerándolo como un conjunto de sucesos que tienen lugar de forma correlativa y en los que un accidente previo ve incrementadas sus consecuencias, tanto espacial como temporalmente, generando un accidente grave.

El que la cadena accidental pueda extenderse teniendo lugar el denominado efecto dominó va a depender, entre otros factores, de la posibilidad de que un accidente que tiene lugar en una zona determinada afecte a otras zonas, es decir, de la cercanía entre zonas potencialmente peligrosas, por lo que es necesario identificar los riesgos que pueden tener lugar en cada zona de la planta y estudiar el grado de afectación de un accidente sobre zonas anexas.

Para la identificación y evaluación de riesgos se utilizará el modelo de Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF), el cual es una técnica de identificación de problemas potenciales y sus posibles efectos en un sistema para priorizarlos y poder concretar los recursos en planes de prevención, supervisión y respuesta a emergencias.

El tipo de AMEF que se aplicara es el de procesos, en el cual se revisarán los procesos relacionadas con el trasvase y reparto de los petrolíferos (Gasolina) para encontrar posibles fuentes de falla.

A continuación, se presentan los pasos que se seguirán para realizar el AMEF en mención:

1. Identificación de los procesos, componentes y las funciones a analizar.
2. Identificación de los posibles modos de fallo.
3. Determinación del efecto del fallo.
4. Identificación de las causas del fallo.
5. Identificación de los controles actuales.
6. Determinación de la probabilidad de ocurrencia.
7. Determinación de la gravedad del fallo.
8. Determinación de la probabilidad de no detección.
9. Determinación del índice de Prioridad de Riesgo (IPR).

Para realizar la identificación y evaluación de riesgos se ha considerado lo siguiente:

- Dado que la gasolina se encuentra enlistada en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990, la evaluación de riesgo girara entorno a esta sustancia.
- De acuerdo a la información proporcionada por las hojas de datos de seguridad se puede provocar incendio y explosión.
- Se considerará la presencia de una fuente de ignición.
- Se considerará que las áreas de mayor riesgo en la instalación son aquellas en las que se interactúa con el petrolífero a evaluar (Gasolina), siendo éstas
  - Área de Recepción de petrolíferos
  - Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento
  - Área de Almacenamiento
  - Área de Reparto de petrolíferos
- Conforme a la “Guía para Análisis de Riesgo” del Centro de Seguridad para procesos de “The American Institute of Chemical Engineers”, los posibles orígenes de accidentes potenciales en cualquier tipo de proceso relacionado con sustancias químicas, son las siguientes:
  - Fallas de contención en:
    - Tuberías.
    - Conexiones y uniones.
    - Mangueras.
  - Fallas de funcionamiento de equipos:
    - Bombas.
    - Válvulas
  - Errores humanos:
    - Diseño.
    - Construcción.
    - Operación.
    - Mantenimiento.
  - Eventos externos:

- Condiciones climatológicas extremas.
- Temblores.
- Accidentes cercanos.

A continuación, se realizará punto por punto la evaluación de riesgos para las mediante el Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF).

1. Identificación de los procesos, componentes y las funciones a analizar.

De manera general, y para efectos de este Análisis de Riesgos y Consecuencias, tomando en cuenta las condiciones mencionadas anteriormente, así como la investigación realizada de antecedentes de accidentes e incidentes ocurridos en la operación de instalaciones y de procesos similares a los del presente proyecto, se han identificado los procesos, componentes y funciones siguientes:

<b>Procesos</b>	<b>Componentes</b>	<b>Funciones</b>
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren maniestado
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática
	Tuberías	Conducir el petrolífero
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos

Procesos	Componentes	Funciones
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque
	Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia
Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / líquido) a las diferentes partes del proceso
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo
	Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos
	Tuberías	Conducir el petrolífero
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos

## 2. Identificación de los posibles modos de fallo.

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren manifiesto	Dañadas / Malas Condiciones
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas
			Malas condiciones
	Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones
			Falta de empaque
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra
Malas condiciones / dañadas			
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones
	Medidor de nivel		Dañado

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	
	Sensor de sobrellenado	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Lectura incorrecta	
		Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado Lectura incorrecta	
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	
			Deficiente	
			Bloqueado	
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Dañada	
			Bloqueada	
	Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / líquido) a las diferentes partes del proceso	Golpeadas / dañadas
				Malas condiciones
		Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra
Malas condiciones / dañadas				
Tanque de retención		Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones		
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	
			Malas condiciones	
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	
			Falta de empaque	
Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra		

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo
			Malas condiciones / dañadas
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones

3. Listar los efectos de cada potencial modo de falla.

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren manifiesto	Dañadas / Malas Condiciones	Generación de chispa por fricción de partes metálicas
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones	Fuga / derrame del petrolífero
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Derrame
			Malas condiciones (picadas / dañadas)	
Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	
		Falta de empaque		

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra	Fuga / derrame
			Malas condiciones / dañadas	
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Dañado	Sobrellenado Derrame
			Lectura incorrecta	
	Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado	Derrame
			Lectura incorrecta	
Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	Incendio	
		Deficiente		

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Bloqueado	No alertamiento a personal Fuga / derrame Incendio
			Dañada	
			Bloqueada	
Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / liquido) a las diferentes partes del proceso	Golpeadas / dañadas	Fuga
			Malas condiciones (picadas / dañadas)	
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Fuga
			Malas condiciones / dañadas	
	Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	Fuga
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Explosión	
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Fuga / derrame
Malas condiciones (picadas / dañadas)				

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame
			Falta de empaque	
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Derrame
			Malas condiciones / dañadas	
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Incendio Explosión

#### 4. Identificación de las causas del fallo.

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren manifiesto	Dañadas / Malas Condiciones	Generación de chispa por fricción de partes metálicas	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones	Fuga / derrame del petrolífero	Defecto de fabricación Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas Malas condiciones (picadas / dañadas)	Derrame	Error humano Desgaste por operación

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa
					Defectos de fabricación
	Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
			Falta de empaque		
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
Malas condiciones / dañadas					
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Dañado	Sobrellenado Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento
			Lectura incorrecta		
	Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado	Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento
			Lectura incorrecta		
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento
			Deficiente		
			Bloqueado		
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Dañada	No alertamiento a personal Fuga / derrame Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento
			Bloqueada		
	Tuberías		Golpeadas / dañadas	Fuga	Error humano

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa
Recuperación de vapores		Conduce los fluidos (vapor / liquido) a las diferentes partes del proceso	Malas condiciones (picadas / dañadas)		Desgaste por operación Defectos de fabricación
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
			Malas condiciones / dañadas		
	Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	Fuga	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de	
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
			Malas condiciones (picadas / dañadas)		
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
			Falta de empaque		
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación
			Malas condiciones / dañadas		
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento

5. Identificación de los controles actuales.

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren manifiesto	Dañadas / Malas Condiciones	Generación de chispa por fricción de partes metálicas	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	Pruebas de verificación Programa de Mantenimiento
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	Estudio de tierras físicas (anual) Pruebas de verificación Programa de Mantenimiento
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones	Fuga / derrame del petrolífero	Defecto de fabricación Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	Pruebas de verificación Solicitud de pruebas físico mecánicas Lista de verificación
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	Estudio de tierras físicas (anual) Pruebas de verificación

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
			Malas condiciones			Programa de Mantenimiento
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Malas condiciones (picadas / dañadas)			
	Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Falta de empaque			
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Malas condiciones / dañadas			
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
					Falta de mantenimiento	Lista de verificación
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	Pruebas de integridad Listas de verificación Programa de mantenimiento Programa de inspección
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Dañado	Sobrellenado Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	Detección eléctrica Programa de mantenimiento
			Lectura incorrecta			
Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado	Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	Detección eléctrica Programa de mantenimiento Pruebas de verificación	
		Lectura incorrecta				

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	Pruebas de verificación Programa de mantenimiento Detección automática
			Deficiente			
			Bloqueado			
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Dañada	No alertamiento a personal Fuga / derrame Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	Pruebas de verificación Programa de mantenimiento Detección automática
Bloqueada						
Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / liquido) a las diferentes partes del proceso	Golpeadas / dañadas	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Malas condiciones (picadas / dañadas)			
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Malas condiciones / dañadas			

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
	Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	Fuga	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	Pruebas de integridad Listas de verificación Programa de mantenimiento Programa de inspección
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Solicitud de pruebas físico mecánicas Lista de verificación
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas Malas condiciones (picadas / dañadas)	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	Controles Actuales
						Lista de verificación
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Falta de empaque			
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación
			Malas condiciones / dañadas			
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	Pruebas de verificación Pruebas de integridad Programa de mantenimiento Lista de verificación

## 6. Determinación de la probabilidad de ocurrencia (P).

La probabilidad de ocurrencia es un valor entre 1 (mínima probabilidad) y 10 (máxima probabilidad) que indica la probabilidad de que el fallo ocurra. Si bien no existen unas reglas normalizadas para la valoración de la probabilidad de ocurrencia, en la tabla siguiente se indican los valores que servirán de referencia

<b>Criterio</b>	<b>Probabilidad</b>
Casi improbable	1-2
Baja probabilidad	3-4
Probable	5-6
Alta probabilidad	7-8
Casi con certeza	9-10

## 7. Determinación de la gravedad del fallo (G).

La gravedad del fallo es un valor entre 1 y 10, que indica la influencia del fallo en la perturbación que el fallo pueda producir en el proceso productivo.

Los criterios que se incluyen en la tabla servirán de referencia en la valoración de la gravedad

<b>Criterio</b>	<b>Índice</b>
Muy leve	1-2
Leve	3-4
Gravedad moderado	5-6
Gravedad alta	7-8
Muy grave	9-10

### 8. Determinación de la probabilidad de no detección (D).

Indica la probabilidad de no detectar el fallo durante la fabricación. Al igual que en los casos anteriores toma valores comprendidos entre 1 y 10. La tabla siguiente muestra un criterio de clasificación de referencia en la valoración de la probabilidad de no detección:

<b>Criterio</b>	<b>Probabilidad</b>
Casi improbable de que los controles no detecten el fallo	1-2
Baja probabilidad de no detección	3-4
Probabilidad media.	5-6
Alta probabilidad de no detección	7-8
Alta probabilidad de no detectar el fallo	9-10

## 9. Determinación del índice de Prioridad de Riesgo (IPR).

$$\text{IPR} = (P) (G) (D)$$

Donde:

P= probabilidad de ocurrencia

G= gravedad del fallo

D= probabilidad de no detección.

El IPR permite evaluar los diferentes niveles de riesgo y ordenarlos según sus prioridades. Estas prioridades determinan sobre qué modos de fallo es necesario tomar acciones correctoras, con objeto de reducir el correspondiente IPR.

La jerarquización de los riesgos resultantes se dará del valor obtenido por la determinación del índice de prioridad de riesgo y la tabla siguiente:

Valor	Riesgo	Descripción
1 – 15	Deseable	Baja probabilidad de riesgo, diseño y medidas adecuadas
16 - 35	Aceptable	Riesgo controlado, no se requieren medidas de mitigación y abatimiento
36 - 89	Aceptable siguiendo medidas de prevención y control	Se debe revisar que los procedimientos de ingeniería y control se estén llevando a cabo en forma correcta
90 o más	Inaceptable	Se deben revisar tanto procedimientos de ingeniería como administrativos, y en su caso modificar

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren manifiesto	Dañadas / Malas Condiciones	Generación de chispa por fricción de partes metálicas	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	2	4	3	24
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	2	3	3	18
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones	Fuga / derrame del petrolífero	Defecto de fabricación Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	3	6	3	54
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	3	6	3	54

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	7	3	84
			Malas condiciones (picadas / dañadas)						
	Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	5	3	60
			Falta de empaque						
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	3	6	4	72
Malas condiciones / dañadas									
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72	
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo	2	10	4	80

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
					Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación				
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Dañado	Sobrellenado Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	6	3	36
			Lectura incorrecta						
	Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado	Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	7	3	42
			Lectura incorrecta						
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	8	2	32
			Deficiente						
			Bloqueado						

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
	Alarma Sonora	Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Dañada	No alertamiento a personal Fuga / derrame Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	8	2	32
			Bloqueada						
Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / liquido) a las diferentes partes del proceso	Golpeadas / dañadas	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	2	5	3	30
			Malas condiciones (picadas / dañadas)						
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	2	5	3	30
			Malas condiciones / dañadas						
	Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	Fuga	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	1	6	3	18
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Fuga	Error humano Daño físico	2	3	3	18	

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
				Generación de fuente de ignición Explosión	Desgaste por operación Defectos de				
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	2	7	3	42
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	7	3	84
			Malas condiciones (picadas / dañadas)						
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	5	3	60
			Falta de empaque						
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	3	6	4	72
			Malas condiciones / dañadas						

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72

De la evaluación de riesgos realizada en las matrices anteriores se puede apreciar que la mayoría de los valores del Índice de Prioridad de Riesgos son “Aceptables siguiendo las medidas de prevención y control”, no existiendo ningún valor “Inaceptable”. Sin embargo, es importante considerar que, a pesar de que el proyecto cuente con los más altos niveles de seguridad y se cumpla en todo momento con el cumplimiento de Normas y Estándares para su diseño, construcción, y operación, existen factores que no pueden ser totalmente controlados, como lo son factores externos, climáticos y los errores humanos. Es por tal motivo que, para determinar los peores escenarios posibles para el Proyecto, de las matrices anteriores se evaluarán los riesgos identificados con un mayor grado de gravedad y por lo tanto un mayor índice de probabilidad de riesgos.

Dicho lo anterior, se puede apreciar que los procesos en los cuales se presenta un mayor riesgo son los siguientes:

- Descarga (trasvase) de petrolíferos de carrotanques a tanques de almacenamiento,
- Almacenamiento de petrolíferos
- Reparto de petrolíferos

Los riesgos asociados a dichos procesos son las fugas y los derrames provenientes de tuberías y tanques de almacenamiento.

Es importante considerar que la evolución de las fugas / derrames dependerán de las condiciones del material fugado y las condiciones del entorno hacia las que se produce. En las zonas de descarga, almacenamiento y reparto de petrolíferos es imposible evitar la presencia de equipos que pueden acumular carga electrostática y generar una fuente de ignición generando un incendio y/o explosión de los materiales fugados / derramados.

A continuación, tomando como parteaguas la información anterior, se determinarán los eventos considerados como peores escenarios posibles considerando

Para determinar el tipo de evento que se tendría en una fuga / derrame de vapor de gasolina, gasolina y diésel, adicional a la información obtenida de las hojas de datos de seguridad, se contemplará la siguiente información:

Las explosiones e incendios son los eventos accidentales más dañinos, sobre todo por la posibilidad de propagación en cadena, mientras que la fuga se sitúa como la casusa más común de inicio de los accidentes. Un factor intermedio que es fundamental entre el origen y consecución de accidentes graves es la fuente de ignición de derrames o mezclas explosivas.

Las fuentes de ignición más comunes son:

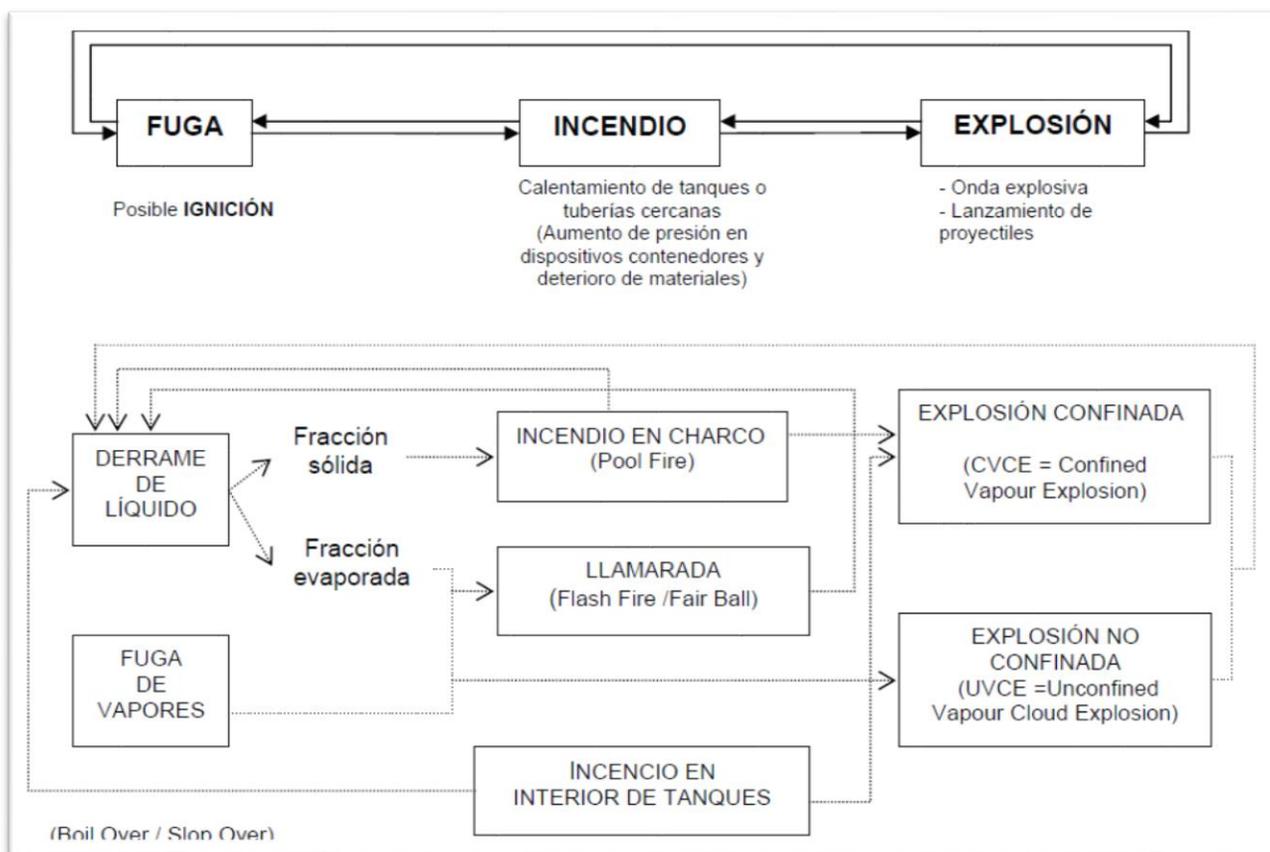
<b>CHISPA (ORIGINADA POR)</b>	<b>SOBRECALENTAMIENTO (ORIGINADA POR)</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Cortocircuitos</li><li>• Apertura y cierre de contactos</li><li>• Descargas de electricidad estática generadas por fricciones</li><li>• Rayos atmosféricos</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sobrecarga eléctrica de conductores y maquinas</li><li>• Rozamientos</li></ul>

Un **INCENDIO**, se caracterizan principalmente por los daños que produce el calor generado en la reacción de combustión. Un incendio que tiene lugar por un derrame de líquido puede calentar tuberías u otros equipos cercanos provocando explosiones y nuevas fugas.

Las **EXPLOSIONES** tienen lugar por el desarrollo de una presión en sistemas cerrados o una onda de sobrepresión en sistemas abiertos. Pueden estar en el inicio de una fuga o deberse a la evolución de una combustión auto acelerada hacia la detonación. La onda explosiva puede deformar y hasta destruir equipos contiguos a su paso. Por otro lado, los proyectiles procedentes de una explosión pueden causar efectos similares, además

estos pueden arrastrar consigo porciones de líquido que originen nuevos incendios lejos del origen.

En la siguiente imagen se muestra la relación entre los distintos eventos que pueden ser considerados como leves, pero pueden alcanzar dimensiones catastróficas por la consecución de otros eventos del denominado efecto dominó:



**Fig.VI.2.A.** Efecto sobre eventos accidentales.

El Incendio en charco (Pool Fire) se produce en una condición abierta, como es el caso de derrames de líquidos combustibles a presión atmosférica. Se caracteriza por la emisión de calor radiante y humo.

El Incendio de gases en Nube abierta (Fair Ball y Flash Fire) es la inflamación inmediata de una nube de gases o vapores que se ha situado rápidamente en un espacio abierto por una fuga (Flash Fire). Como consecuencia se produce una llama voluminosa que evoluciona hacia la forma de hongo (Fair Ball) por la ascensión de gases calientes más ligeros que el aire.

La llamarada provoca una radiación muy intensa de corta duración mientras que la onda de sobrepresión no es significativa.

La Ignición diferida de gases no confinados (UVCE) a diferencia del fenómeno anterior la ignición se produce un tiempo después de la fuga. Una parte de la energía de combustión se manifiesta como energía mecánica provocando una onda de sobrepresión. La sobrepresión máxima alcanzada es del orden de 1 bar en la zona de ignición.

Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición ó “BLEVE”, ocurre cuando en forma repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido sobrecalentado o un gas licuado a presión. La causa inicial de una BLEVE es usualmente un fuego externo impactando sobre las paredes del recipiente sobre el nivel del líquido, esto hace fallar el material y permite la repentina ruptura de las paredes del tanque. Una BLEVE puede ocurrir como resultado de cualquier mecanismo que cause la falla repentina de un recipiente y permita que el líquido sobrecalentado se vaporice incrementando su volumen 200 veces. Esto es suficiente para generar ondas de sobrepresión y fragmentos, y si el material líquido/vapor descargado es inflamable, la ignición de la mezcla puede resultar en una bola de fuego ó “fireball”.

Las explosiones en sistemas cerrados (CVE) son provocadas al superarse la presión máxima correspondiente a la resistencia mecánica de los materiales de los que están compuestos los sistemas contenedores (como tuberías o tanques de almacenamiento si aplicara al proyecto). Esto puede deberse a un sobrecalentamiento de dichos recipientes o a reacciones indebidas como combustiones explosivas en su interior.

Considerando la matriz elaborada para el análisis de riesgo a continuación, se muestra una tabla en la que se presentan los procesos en los que se encontró un mayor índice de riesgo por las actividades o sustancias utilizadas y los riesgos asociados a cada uno de ellos:

<b>Proceso</b>	<b>Componente</b>	<b>Riesgo Asociado</b>
Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame
Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame
Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame

Para determinar los posibles escenarios se considerará que la fuga / derrame no es controlada y que existe la presencia de una fuente de ignición generando así los siguientes eventos:

<b>Clave de Evento</b>	<b>Proceso</b>	<b>Componente</b>	<b>Riesgo Asociado</b>	<b>Evento</b>
ES01	Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Incendio
ES03	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Explosión
ES04	Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio

Considerando la información anterior se ha diseñado un Árbol de Eventos (Fig.I.4.2.B), el cual nos ayudará a determinar las consecuencias, derivadas de los distintos escenarios encontrados.

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)											
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA				
FUGA DE SUSTANCIA (GASOLINAS, DIÉSEL)	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE				
					NO	SI	EXPLOSIÓN				
				NO	SI	FLASH FIRE					
					NO	POOL FIRE					
			NO			SI	NO	UVCE			
			NO				SI	NUBE			
			NO			NO	SI	EMISIÓN			
			NO				NO	EMISIÓN			
		SI	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE		
							NO	SI	EXPLOSIÓN		
						NO	NO	FLASH FIRE			
							SI	POOL FIRE			
						NO			NO	SI	FLASH FIRE
						NO				NO	EMISIÓN

**Fig.VI.2.B.** Árbol de Eventos

Antes de realizar el análisis por árbol de eventos es importante considerar que los escenarios para las gasolinas consideran indistinto optar por si es Gasolina Regular o Premium, de igual manera se van a tomar como uno mismo, así como el de diésel, quedando de la siguiente manera:

### ES01

Se considerar que la ignición no se da de forma inmediata, lo que forma un derrame de la sustancia involucrada (gasolinas).

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)									
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA		
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE		
					NO	SI	EXPLOSIÓN		
				NO		NO	FLASH FIRE		
				NO		SI	POOL FIRE		
				NO		NO	UVCE		
				NO		SI	NUBE		
		NO		NO	EMISIÓN				
		SI	SI	NO	NO	SI	SI		FLASH FIRE
							NO	SI	EXPLOSIÓN
						NO		NO	FLASH FIRE
							NO		SI
						NO		NO	FLASH FIRE
		NO							EMISIÓN

Fig.VI.2.C. Árbol de Eventos ES01

### ES02

Se considera que la ignición no se da de forma inmediata, lo que genera un derrame de la sustancia involucrada (gasolinas) en el área de tanques de almacenamiento.

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)									
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA		
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE		
					NO	SI	EXPLOSIÓN		
				NO		NO	FLASH FIRE		
				NO		SI	POOL FIRE		
			NO		NO	UVCE			
			NO		SI	NUBE			
			NO		NO	EMISIÓN			
			SI	SI	SI		SI		FLASH FIRE
		NO			SI	EXPLOSIÓN			
		NO		NO	FLASH FIRE				
		NO		SI	POOL FIRE				
		NO		NO	FLASH FIRE				
		NO							EMISIÓN

**Fig.VI.2.D. Árbol de Eventos ES02**

**ES03**

Se considera que la ignición no se da de forma inmediata, lo que genera un derrame de la sustancia involucrada (gasolinas) en el área de tanques de almacenamiento.

Al darse la fuga en el área de tanques de almacenamiento se considera que existen llamas sobre recipientes y que no existe una refrigeración suficiente, lo que genera una sobrepresión de la sustancia involucrada.

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO		NO	FLASH FIRE	
				NO		SI	POOL FIRE	
			NO		NO	UVCE		
			NO		SI	NUBE		
			NO		NO	EMISIÓN		
			NO		SI		FLASH FIRE	
		SI	SI	NO	SI	NO		EXPLOSIÓN
						NO		FLASH FIRE
		NO		NO		SI	POOL FIRE	
		NO		NO		NO	FLASH FIRE	
		NO		NO		NO		EMISIÓN

**Fig.VI.2..E. Árbol de Eventos ES03**

**ES04**

Se considerar que la ignición no se da de forma inmediata, lo que forma un derrame de la sustancia involucrada (gasolinas) en el área de reparto de petrolíferos.

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO		NO	FLASH FIRE	
				NO		SI	POOL FIRE	
			NO		NO		NO	UVCE
			NO		NO		SI	NUBE
			NO		NO		NO	EMISIÓN
			NO		SI		SI	
		SI	SI	NO	SI	NO		EXPLOSIÓN
						NO		FLASH FIRE
		NO		NO		SI	POOL FIRE	
		NO		NO		NO	FLASH FIRE	
		NO		NO		NO		EMISIÓN

**Fig.VI.2.F. Árbol de Eventos ES04**

En la siguiente tabla se pueden apreciar las consecuencias asociadas, identificadas mediante árbol de eventos, para cada uno de los eventos previamente identificado:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES01	Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire
ES03	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Explosión	Explosión
ES04	Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire

En el caso de Pool Fire, este se produce en una condición abierta a presión atmosférica caracterizándose por la emisión de calor radiante y humo. Por otra parte, las Explosiones tienen lugar por el desarrollo de una presión en sistemas cerrados o una onda de sobrepresión en sistemas abiertos. Pueden estar en el inicio de una fuga o deberse a la evolución de una combustión auto acelerada hacia la detonación. La onda explosiva puede deformar y hasta destruir equipos contiguos a su paso. Por otro lado, los proyectiles procedentes de una explosión pueden causar efectos similares, además estos pueden arrastrar consigo porciones de líquido que originen nuevos incendios lejos del origen.

### VI.3 Radios potenciales de afectación.

Para conocer los radios potenciales de afectación de los eventos seleccionados en el capítulo anterior, se realizaron modelajes mediante el software ALOHA.

Para realizar las simulaciones se consideró la siguiente información (la cual fue tomada de la Manifestación de Impacto Ambiental), dada para el sitio donde se ubica el proyecto):

<b>Atmosféricos</b>	<b>Elevación<sup>4</sup></b>	1911 msnm
	<b>Velocidad del viento<sup>5</sup></b>	2.1 m/s
	<b>Vientos dominantes<sup>6</sup></b>	SW
	<b>Temperatura media anual<sup>7</sup></b>	18 °C
	<b>Humedad relativa<sup>8</sup></b>	25%

Para definir y justificar las zonas de seguridad al entorno de la instalación se utilizaron los siguientes criterios, tal y como se indica en la guía de elaboración del estudio de riesgo

	<b>TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)</b>	<b>INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)</b>	<b>EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)</b>
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m <sup>2</sup> o 1,500 BTU/Pie <sup>2</sup> h	1.0 lb/plg <sup>2</sup>
Zona de Amortiguamiento	TLV <sub>8</sub> o TLV <sub>15</sub>	1.4 KW/m <sup>2</sup> o 440 BTU/Pie <sup>2</sup> h	0.5 lb/plg <sup>2</sup>

<sup>4</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)

<sup>5</sup> Fuente: Manual de Estadísticas Básicas del Estado de Querétaro, INEGI

<sup>6</sup> Fuente: Manual de Estadísticas Básicas del Estado de Querétaro, INEGI

<sup>7</sup> Fuente: Manual de Estadísticas Básicas del Estado de Querétaro, INEGI

<sup>8</sup> Fuente: Simulador ALOHA.

## ES01

El escenario modelado es el siguiente:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES01.1	Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame Gasolina	Incendio	Pool Fire

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO		FLASH FIRE		
			NO		SI	POOL FIRE		
			NO		NO	UVCE		
			NO		SI	NUBE		
		NO		NO	EMISIÓN			
		SI	SI	SI	SI	SI		FLASH FIRE
						NO	SI	EXPLOSIÓN
					NO		FLASH FIRE	
					NO		SI	POOL FIRE
					NO		NO	FLASH FIRE
		NO		NO	EMISIÓN			

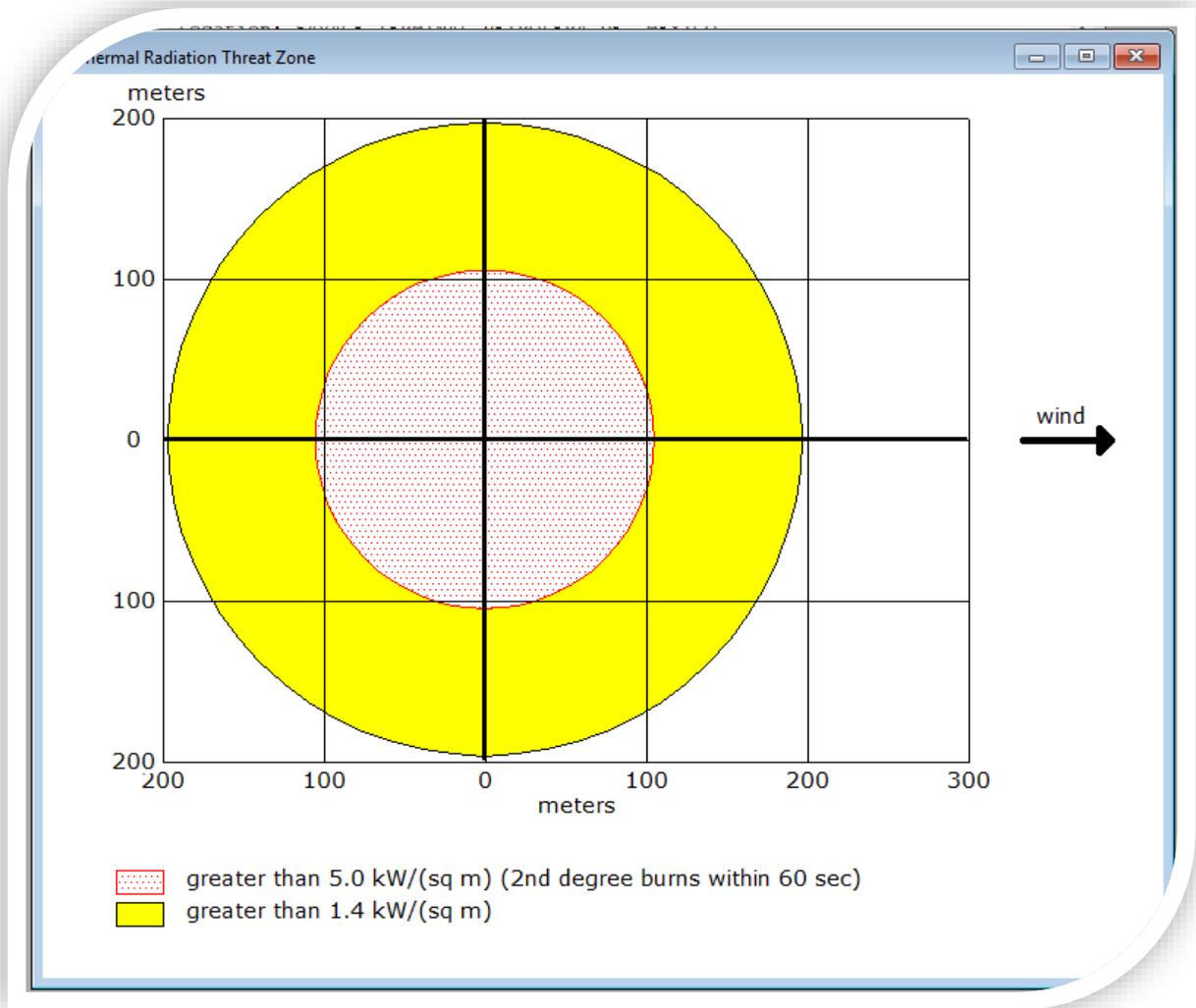
**Fig.VI.3.A.** Árbol de Eventos ES01

El ingreso de datos en el software ALOHA se encuentra en la Memoria de Cálculos en el Anexo A.5.

Para incendio de charco (Pool Fire) la altura máxima de la flama es de 49 metros, los resultados para las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento de la simulación con ALOHA son los siguientes. (Fig. II.1.B):

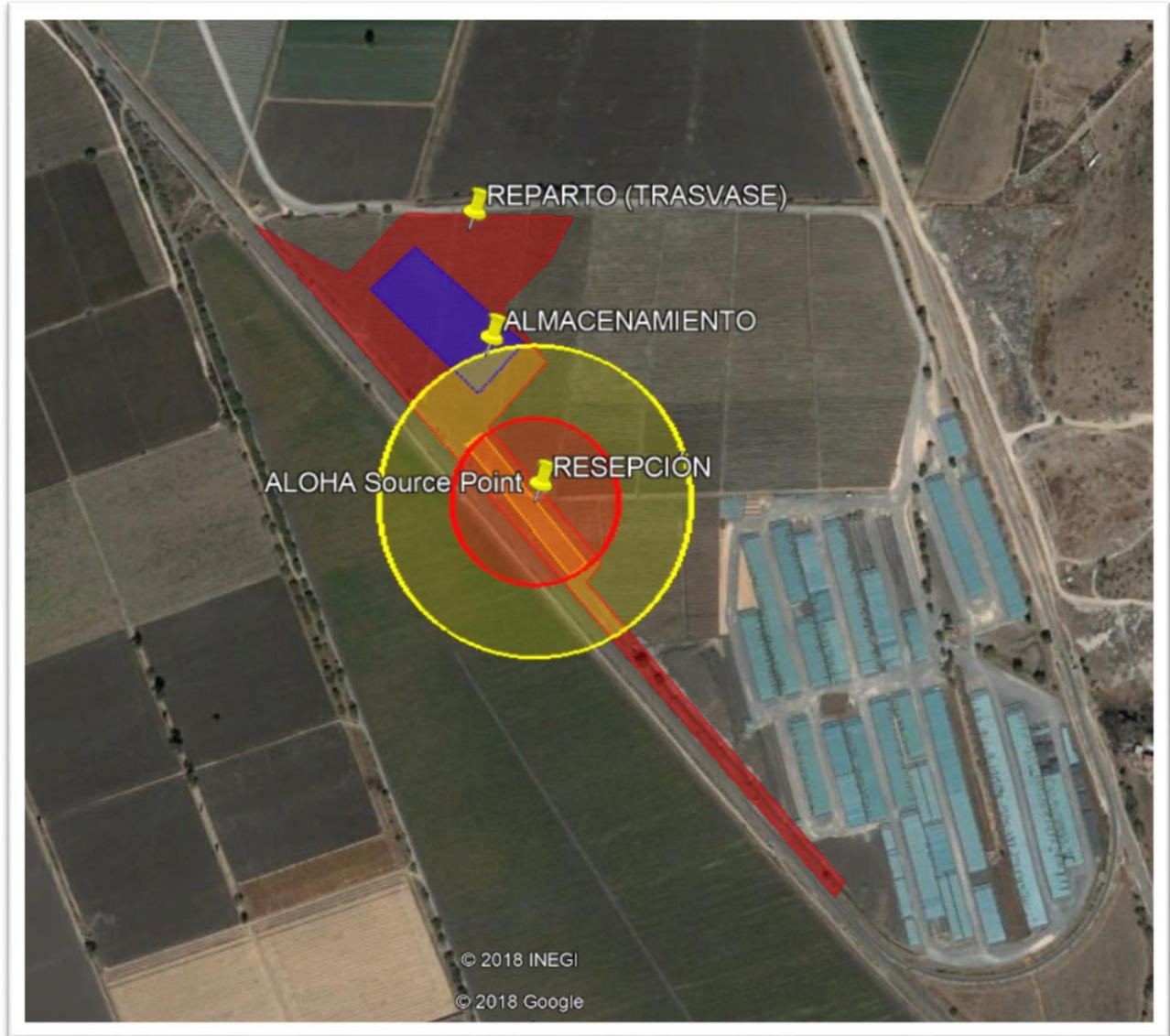
Radio Zona de Alto Riesgo = 105 metros

Radio Zona de Amortiguamiento = 197 metros



**Fig.VI.3.B.** Radios Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento ES01

En la siguiente Imagen se puede apreciar una sobre posición de las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento en la aplicación de Google Earth.



**Fig.VI.3.C.** Sobre posición de Zonas de alto riesgo y amortiguamiento en google Earth.

## ES02

El escenario modelado es el siguiente:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO		FLASH FIRE		
			NO		SI	POOL FIRE		
			NO		NO	UVCE		
			NO		SI	NUBE		
		NO		NO	EMISIÓN			
		SI	SI	NO	SI	SI		FLASH FIRE
						NO	SI	EXPLOSIÓN
					NO		FLASH FIRE	
		NO		SI	POOL FIRE			
		NO		NO	FLASH FIRE			
		NO		NO	EMISIÓN			

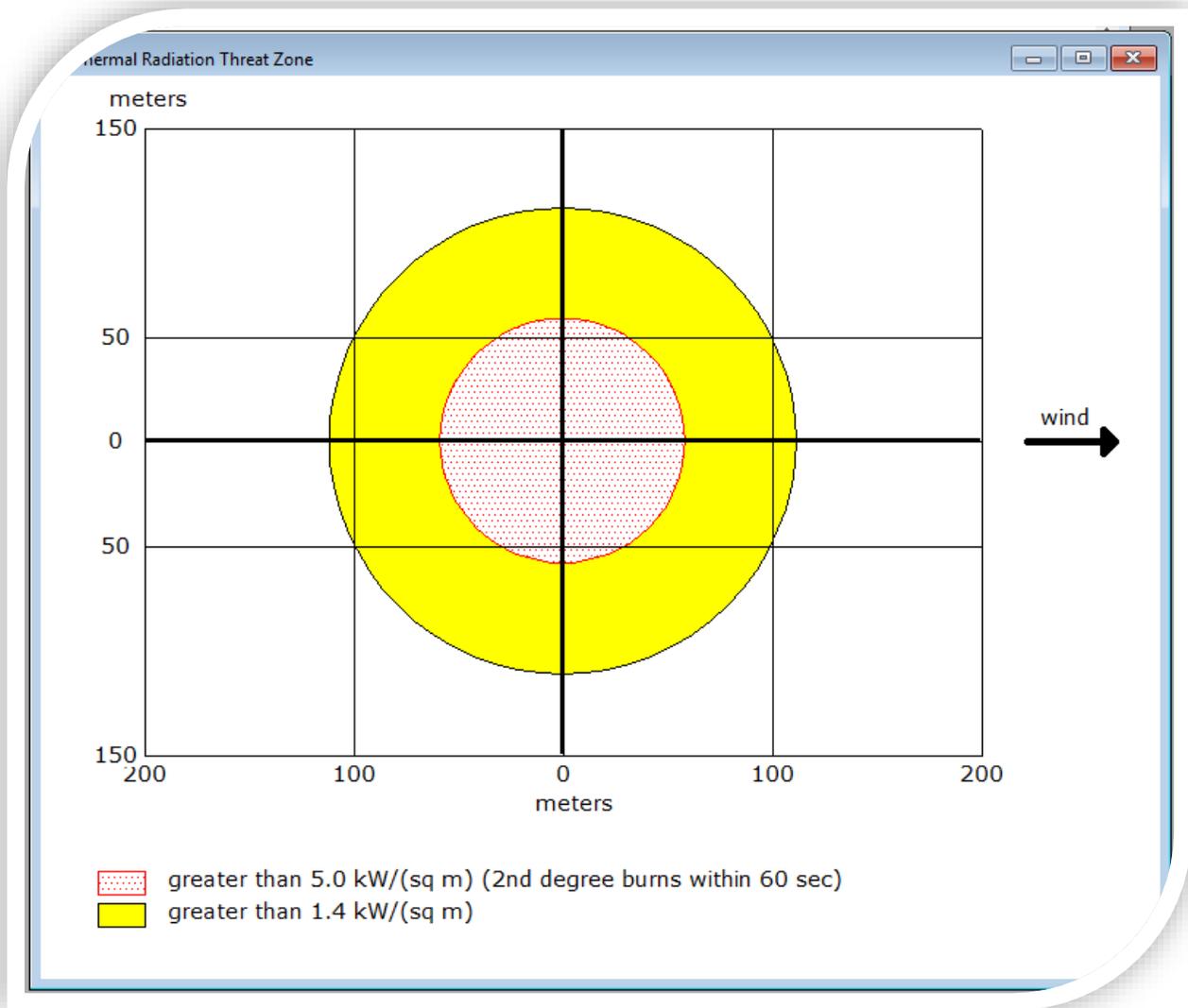
**Fig.VI.3.D.** Árbol de Eventos ES02

El ingreso de datos en el software ALOHA se encuentra en la Memoria de Cálculos en el Anexo A.5.

Para incendio de charco (Pool Fire) la altura máxima de la flama es de 33 metros, los resultados para las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento de la simulación con ALOHA son los siguientes. (Fig. II.1.F):

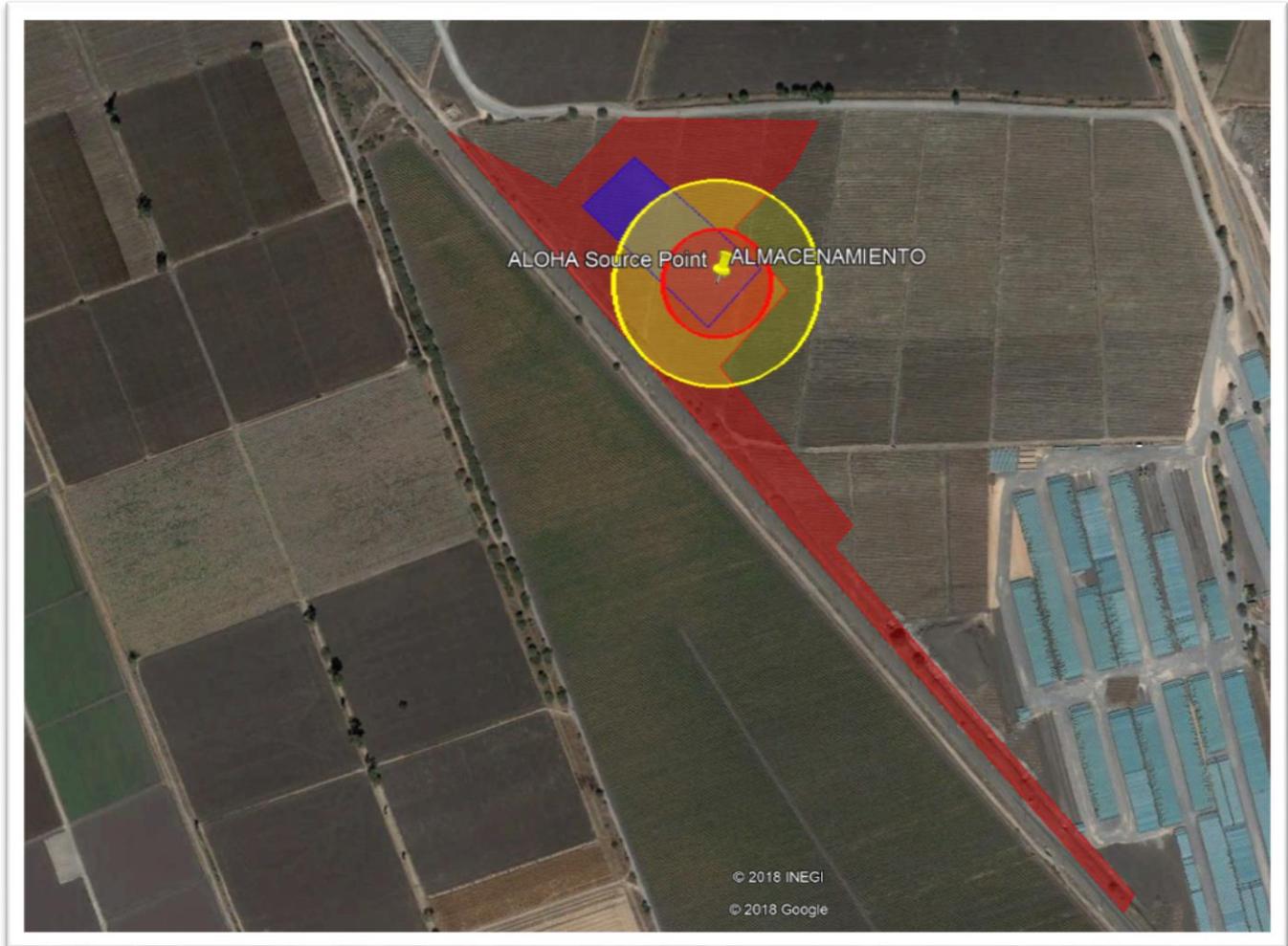
Radio Zona de Alto Riesgo = 59 metros

Radio Zona de Amortiguamiento = 112 metros



**Fig.VI.3.E.** Radios Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento ES02

En la siguiente Imagen se puede apreciar una sobre posición de las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento en la aplicación de Google Earth.



**Fig.VI.3.F.** Sobre posición de Zonas de alto riesgo y amortiguamiento en google Earth.

### ES03

El escenario modelado es el siguiente:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES03	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Explosión	Explosión

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA /DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO	NO	FLASH FIRE		
			NO		SI	POOL FIRE		
			NO		NO	UVCE		
			NO		SI	NUBE		
		SI	SI	NO	NO		NO	EMISIÓN
					SI		SI	FLASH FIRE
					NO		SI	EXPLOSIÓN
					NO		NO	FLASH FIRE
					NO		SI	POOL FIRE
					NO		NO	FLASH FIRE
					NO		NO	EMISIÓN

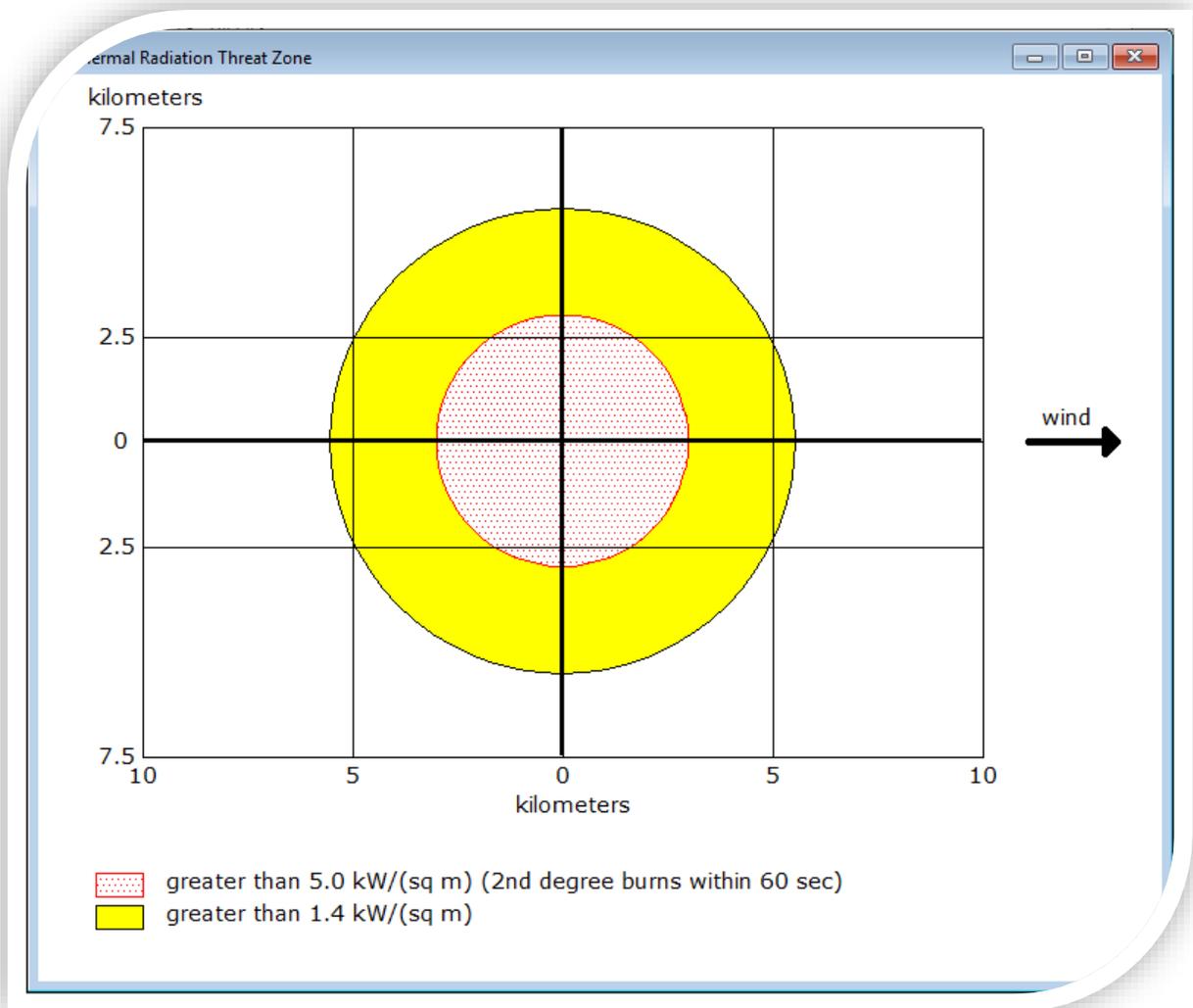
**Fig.VI.3.G.** Árbol de Eventos ES03

El ingreso de datos en el software ALOHA se encuentra en la Memoria de Cálculos en el Anexo A.5

Como resultado de la simulación se obtiene que la explosión genera una bola de fuego con un diámetro de 992 metros y una duración del fuego de 43 segundos, por lo que los resultados para las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento de la simulación con ALOHA son los siguientes (Fig. II.1.I):

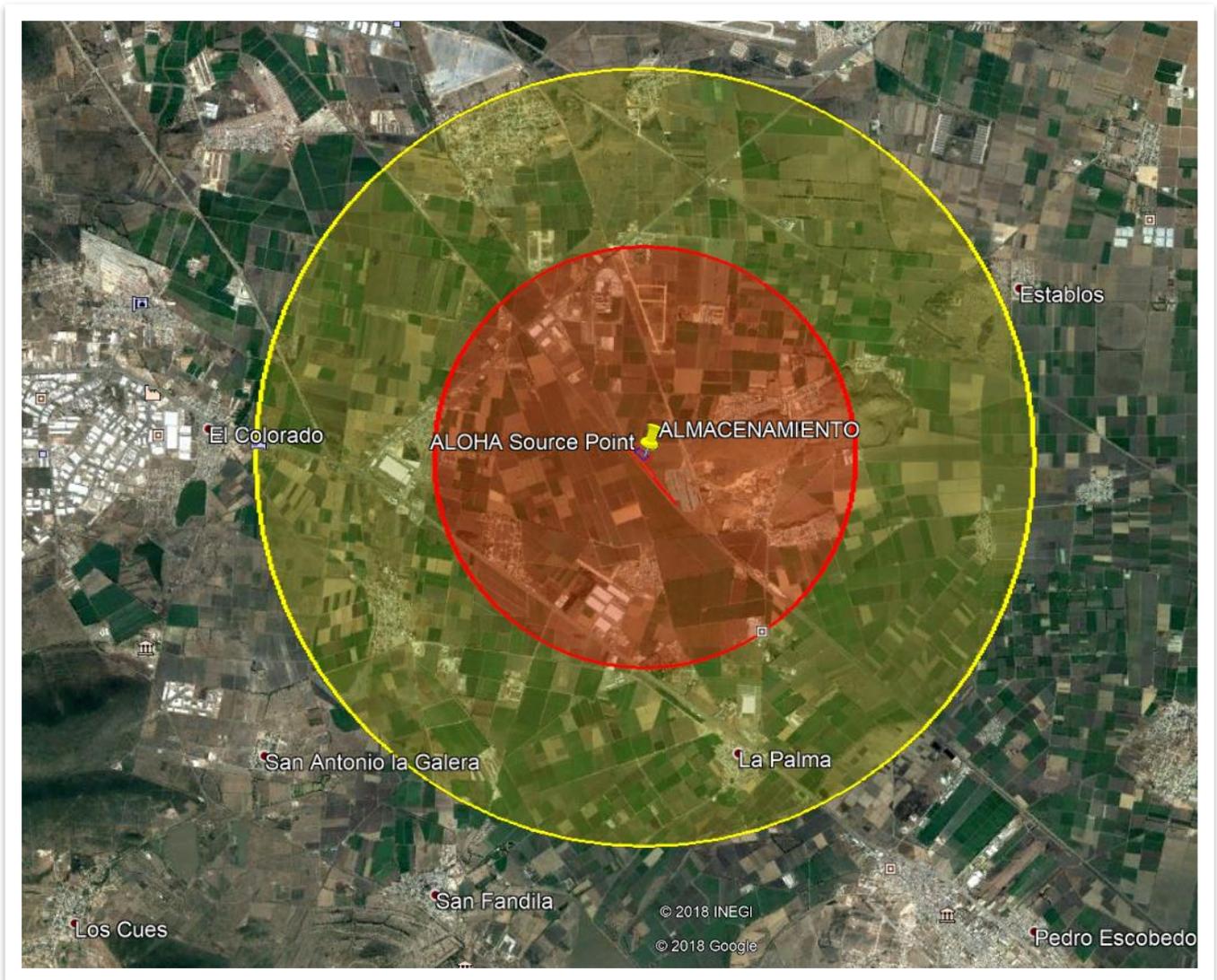
Radio Zona de Alto Riesgo = 3.0 kilómetros

Radio Zona de Amortiguamiento = 15.5 kilómetros



**Fig.VI.3.H.** Radios Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento ES03

En la siguiente Imagen se puede apreciar una sobre posición de las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento en la aplicación de Google Earth.



**Fig.VI.3.I.** Sobre posición de Zonas de alto riesgo y amortiguamiento en google Earth.

## ES04

El escenario modelado es el siguiente:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES04	Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire

ÁRBOL DE EVENTOS (EN BLOQUES)								
SUCESO INICIADOR	FUENTE DE IGNICIÓN	IGNICIÓN INMEDIATA	IGNICIÓN RETARDADA	LLAMAS SOBRE RECIPIENTES	REFRIGERACIÓN SUFICIENTE	FUGA PROLONGADA	CONSECUENCIA	
FUGA / DERRAME DE GASOLINAS	SI	NO	SI	SI	SI		FLASH FIRE	
					NO	SI	EXPLOSIÓN	
				NO		FLASH FIRE		
			NO		SI	POOL FIRE		
			NO		NO	UVCE		
			NO		SI	NUBE		
		NO		NO	EMISIÓN			
		SI	SI	NO	SI	SI		FLASH FIRE
						NO	SI	EXPLOSIÓN
					NO		NO	FLASH FIRE
						NO		SI
					NO		NO	FLASH FIRE
		NO		NO		EMISIÓN		

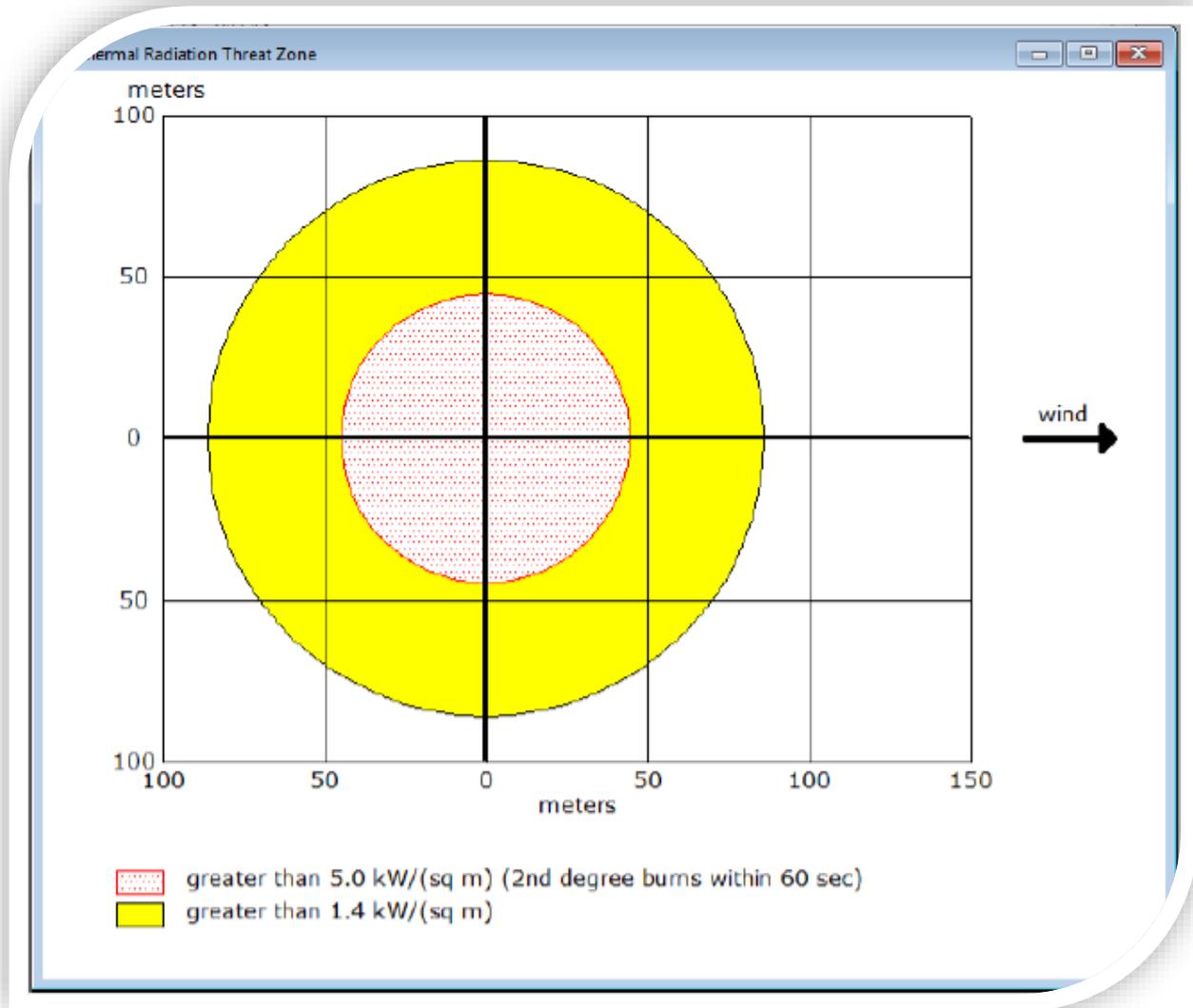
**Fig.VI.3.J.** Árbol de Eventos ES04

El ingreso de datos en el software ALOHA se encuentra en la Memoria de Cálculos en el Anexo A.5.

Para incendio de charco (Pool Fire) la altura máxima de la flama es de 28 metros, los resultados para las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento de la simulación con ALOHA son los siguientes. (Fig. II.1.L):

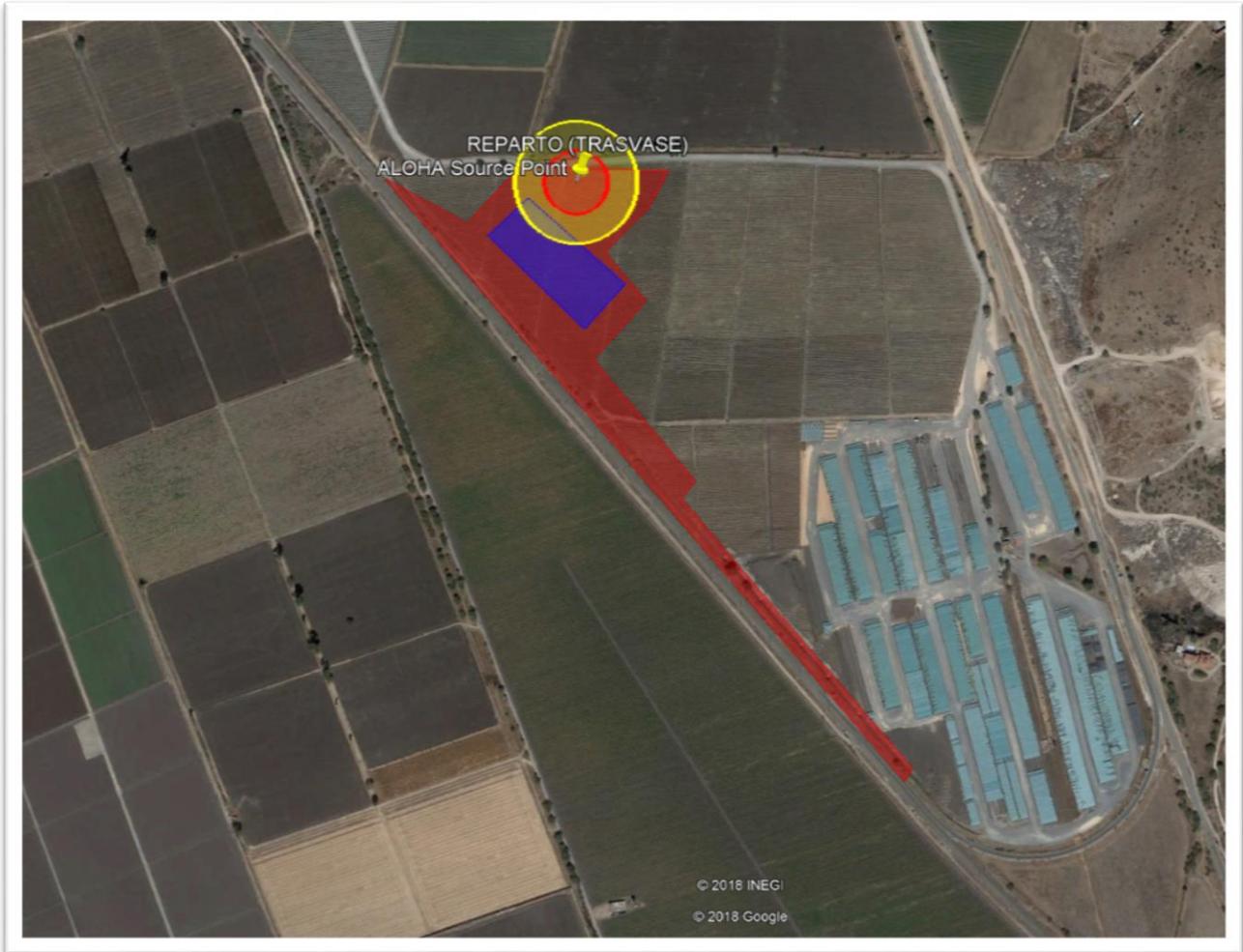
Radio Zona de Alto Riesgo = 45 metros

Radio Zona de Amortiguamiento = 86 metros



**Fig.VI.3.K.** Radios Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento ES04

En la siguiente Imagen se puede apreciar una sobre posición de las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento en la aplicación de Google Earth.



**Fig.VI.3.L.** Sobre posición de Zonas de alto riesgo y amortiguamiento en google Earth.

#### VI.4. Zonas de alto riesgo y amortiguamiento.

Para conocer los radios potenciales de afectación de los eventos identificados como peores escenarios y catastróficos se realizaron modelajes en el software ALOHA en su versión 5.4.6. Dándonos como resultado, para las simulaciones realizadas, los siguientes radios de afectación:

No. de Falla	Clave	Tipo de Liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado Físico	Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		X 10 <sup>-5</sup>	X 10 <sup>-6</sup>
							Distancia (m)	Distancia (m)
1	ES01		x	100,000	Lt	Liquido	105	97
2	ES02		x	112,000	BBL	Liquido	59	112
3	ES03		x	112,000	BBL	Liquido	3000	5500
4	ES04		x	40,000	Lt	Liquido	45	86

Si se observan los radios potenciales de afectación y se considera la ubicación del proyecto se puede afirmar que:

- En el caso de los peores escenarios, las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo se considera que estarán dentro del área que conforma al proyecto.
- Para el caso de los escenarios catastróficos, se contempla que su ocurrencia sea nula o de muy baja probabilidad de ocurrencia ya que el proyecto cuenta con las medidas de seguridad necesarias para detectar y atender una emergencia desde su origen, no permitiendo el desarrollo de una situación fatal.

- De desarrollarse un escenario catastrófico se puede apreciar en un radio de 992 metros todas las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo se considera que estarán dentro del área que conforma el proyecto. Las afectaciones ocasionadas en un radio de 3.0 km, por la onda expansiva de la explosión pueden llegar a provocar vibración del terreno, ocasionar daños en las edificaciones próximas, especialmente por rotura de cristales, desajustes de puertas y ventanas e inclusive puede abrir grietas en las paredes.
- En el caso de los efectos que pudiera tener el desarrollarse, uno de los eventos antes mencionados, sobre el sistema ambiental se ha podido establecer que no se contempla deterioro en flora y fauna, ni algún otro recurso natural, tampoco se consideran afectaciones a ecosistemas naturales dado que, en su mayoría, son propiedades privadas que se encuentran previamente afectadas, y predios agrícolas en desuso.
- En ninguno de los casos simulados, los radios de afectación se encuentran cercanos o dentro de zonas de sistemas excepcionales.

Tomando en cuenta la localización del proyecto y que se cuenta con una adecuada infraestructura y equipos que coadyuvan a la seguridad en los procesos, además de que se respetarán los parámetros de diseño y manuales de operación establecidos se puede decir que el proyecto de reparto de petrolíferos, se considera un proceso seguro tanto para el personal como para las actividades que se realizan aledañas al predio del proyecto.

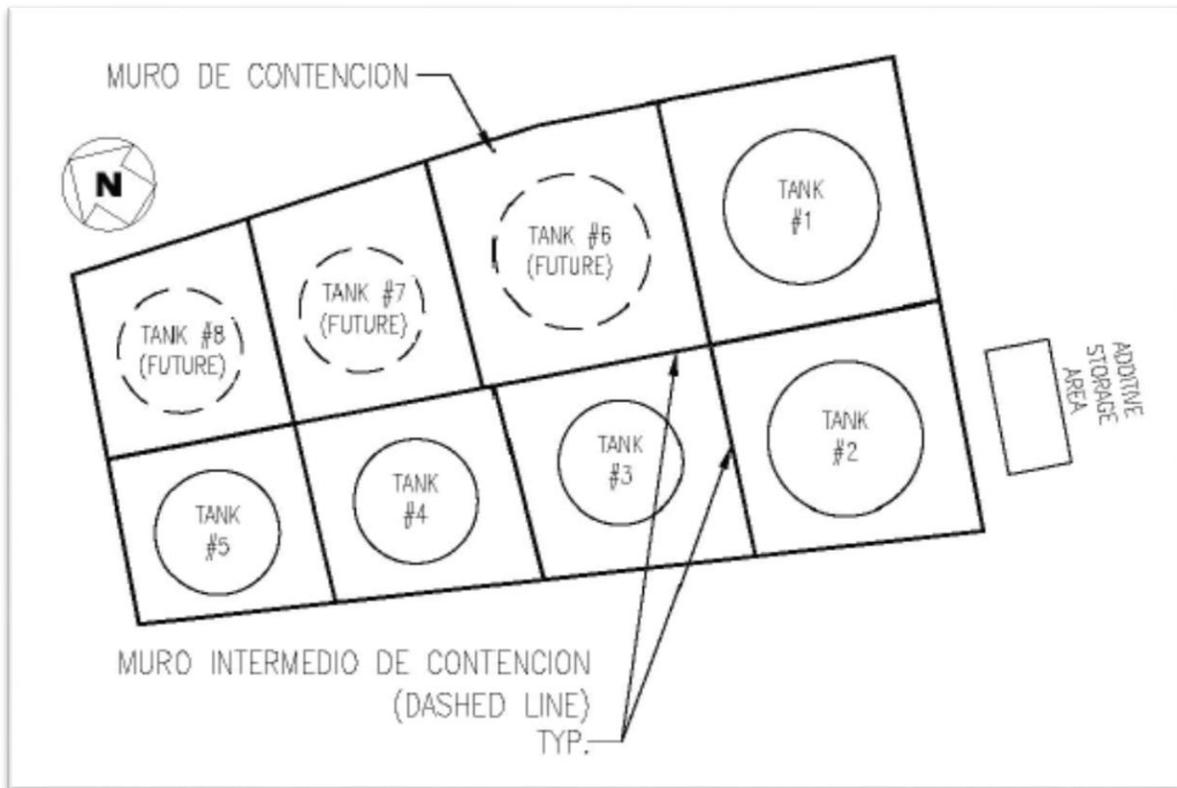
## Sistemas de Aislamiento

El área de contención para los tanques de almacenamiento (VI.4.A.) fue diseñado siguiendo la NOM-EM-003-ASEA-2016, apartado 9.1.4.

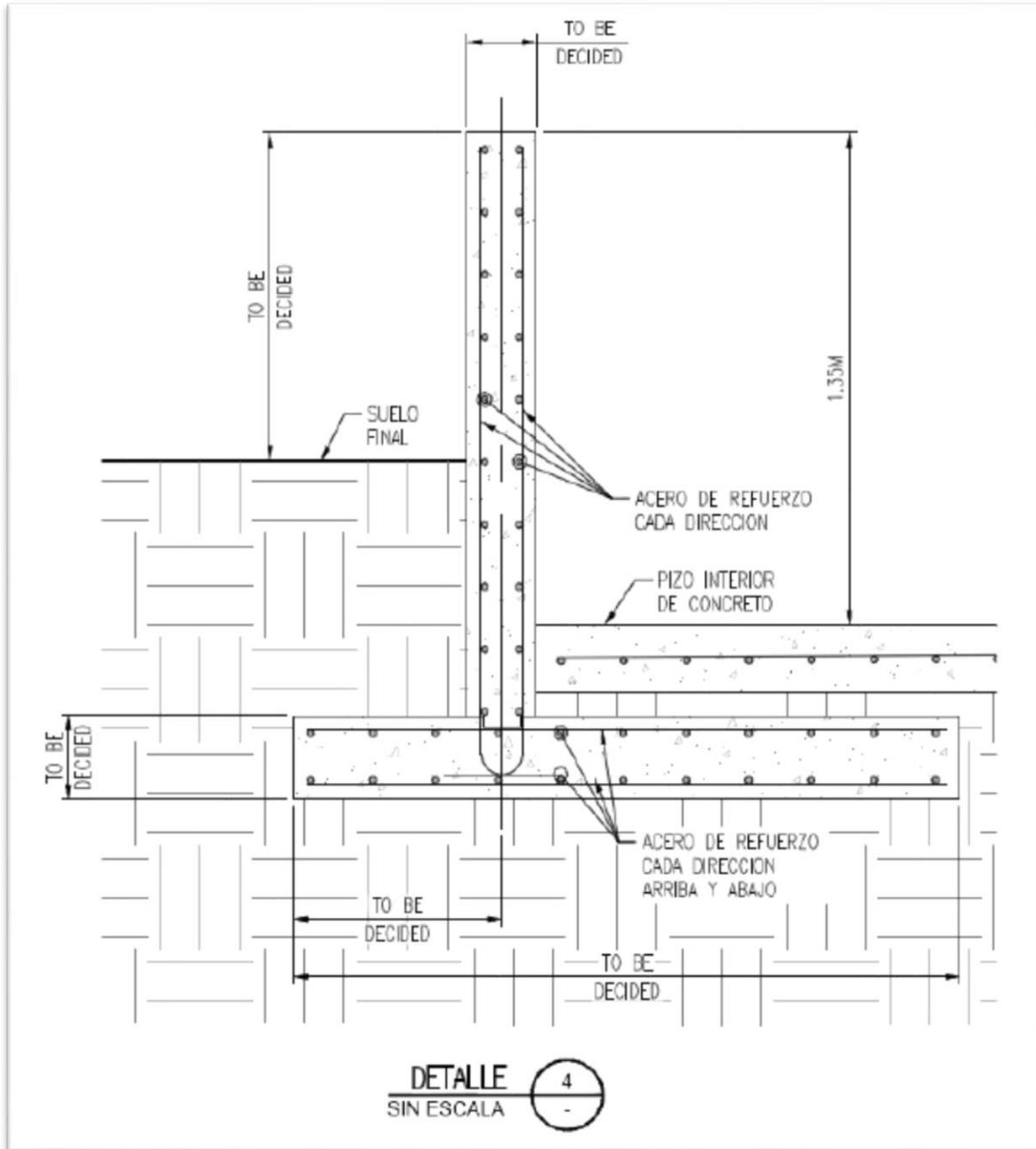
Se construirán muros de concreto impermeables para contener derrames (VI.4.B). El muro de contención del perímetro principal tiene una altura de 1.35 m.

La NOM requiere que la pared de contención contenga el 110% del volumen de un solo tanque con la capacidad de almacenamiento más alta. Los tanques de gasolina regulares tienen la mayor capacidad de almacenamiento con un volumen máximo de 126,771 bbl (20,155 m<sup>3</sup>). El volumen requerido para ser contenido es 171,782 bbl (19,587 m<sup>3</sup>). La pared de contención tiene una capacidad del 109%, como se puede ver en la siguiente tabla:

<b>CAPACIDAD DE PARED DE CONTENCIÓN</b>	
Almacenamiento requerido (110 % tanque más grande)	19,587 m <sup>3</sup>
Área de Berma: Tanque menos área	21,926 m <sup>2</sup> (6,070) m <sup>2</sup>
Área Disponible Altura disponible en Berna	15,857 m <sup>2</sup> 1.35 m <sup>2</sup>
<b>Vol. Contenido</b>	<b>21,407 m<sup>2</sup></b>
<b>Porcentaje Contenido</b>	<b>109%</b>



**VI.4.A.** Muros de contención para tanques de almacenamiento.



**VI.4.B.** Pared de contención en tanques de almacenamiento.

## **VI.5. Análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación.**

A continuación, se indica el entorno que abarca las áreas de riesgo y amortiguamiento de los escenarios resultantes de la simulación realizada en el capítulo anterior.

### 1. Para los peores escenarios (ES01, ES02 y ES04):

Debido a los radios de afectación que fueron determinados, todas las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo por el proyecto se considera que estarán dentro del área que conforma este proyecto,

### 2. Para los escenarios catastróficos (ES03):

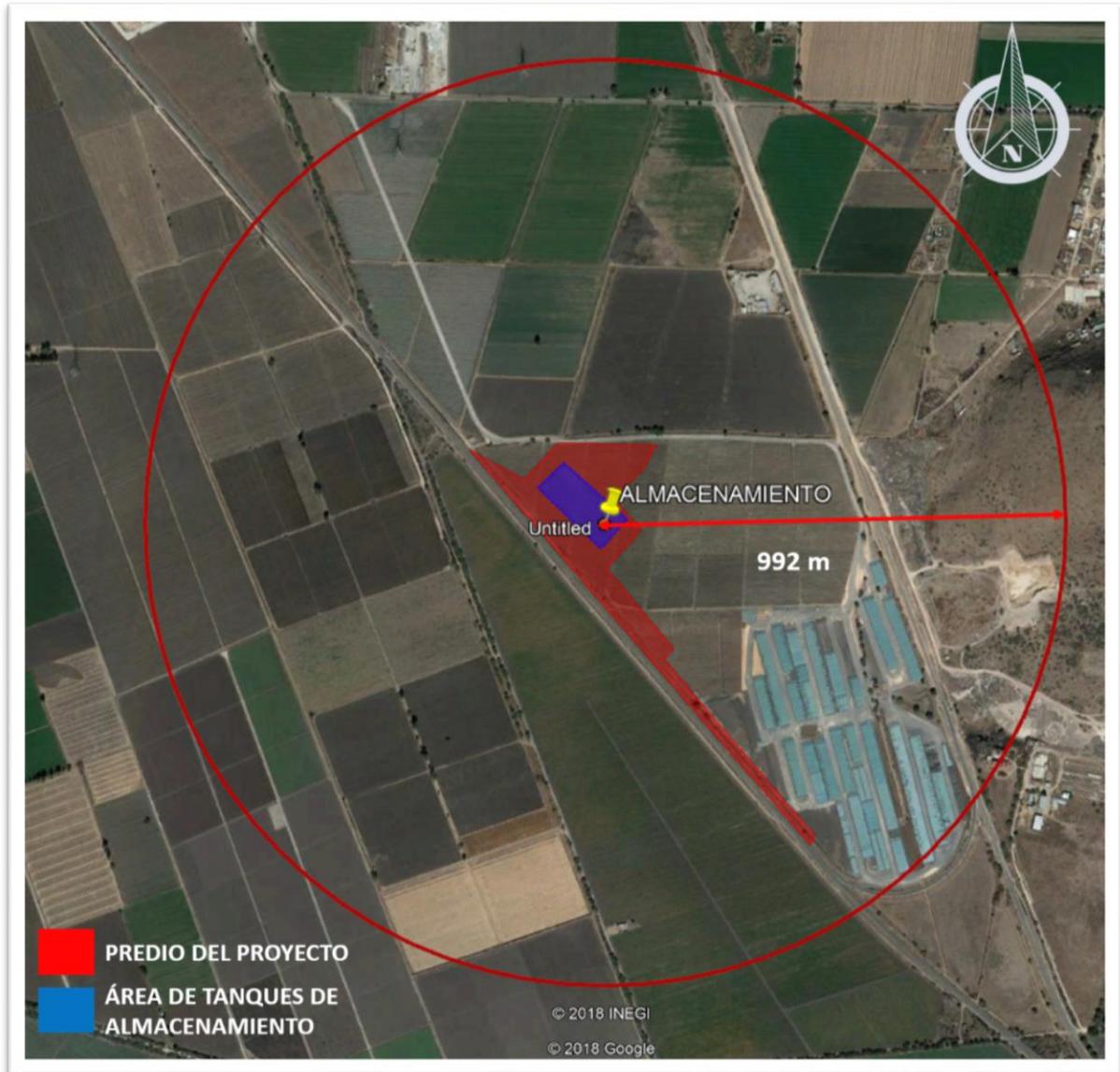
Los radios de afectación que fueron determinados, considera daño a terceros conforme a lo siguiente:

- a) Otros establecimientos con actividades Industriales
- b) Zonas habitacionales
- c) Zonas de servicios habitacionales

De acuerdo a las simulaciones realizadas se ha podido determinar la existencia de un evento catastrófico, el cual contempla la fuga de 112,000 BBL de gasolina, el material fugado tiene contacto con una fuente de ignición y forma lo que se conoce como Pool Fire o charco en llamas, las llamas tienen contacto con el tanque de almacenamiento provocando la evaporación de la gasolina aun contenida, generando una sobrepresión dentro del tanque lo que provoca una explosión con bola de fuego o lo que se conoce como Fire Ball, de 992 metros de diámetro (es importante considerar que en un radio de 992 metros todas las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo se considera que estarán dentro del área que conforma este proyecto, y no existe riesgo de afectación a terceros) Fig.II.2.A.

Las afectaciones ocasionadas en un radio de 3.0 km, por la onda expansiva de la explosión pueden llegar a provocar vibración del terreno, ocasionar daños en las

edificaciones próximas, especialmente por rotura de cristales, desajustes de puertas y ventanas e inclusive puede abrir grietas en las paredes.



**Fig.VI.5.A.** Radio de Afectación por Fire Ball derivada de ES03

## **EFFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.**

Derivado de los escenarios modelados en el capítulo anterior, y de acuerdo a la ubicación del proyecto se puede establecer que:

- De suscitarse alguno de los peores escenarios mencionados no se contempla deterioro en algunos de los predios aledaños, los cuales son agrícolas y carecen en su mayoría de flora y fauna.
- No se contempla afectación a ningún otro recurso natural, tampoco se consideran afectaciones a ecosistemas naturales dado que toda la zona se encuentra previamente afectada por la agricultura y en la actualidad por la existencia cada vez mayor de actividades de servicios para el sector industrial.
- Dada la ubicación estratégica del proyecto, en caso de suscitarse alguno de los escenarios planteados, los radios de afectación no se encuentran cercanos a zonas de sistemas excepcionales.
- En la zona no existen especies animales, vegetales en peligro de extinción.
- Los asentamientos humanos que se encuentran más próximos a los alrededores del Proyecto, son de tipo Industrial.
- En el caso de derrames de combustibles, el proyecto contempla la estructura y equipos de contención necesarios para evitar en todo momento filtración de los combustibles.

## **VI.6. Recomendaciones técnico operativas.**

Derivado del análisis de riesgo, se recomienda tener en cuenta las siguientes recomendaciones operativas:

- Antes del inicio de operaciones se deben realizar todas las pruebas previstas para verificar el correcto funcionamiento de la maquinaria y equipo (trasvasadoras móviles). Verificando que cada componente se encuentre íntegro y cumpla con las especificaciones para las que fue diseñado.
- Antes de iniciar cualquier operación se debe dar capacitación al personal, en los diferentes procesos a seguir, con la intención que toda actividad que se lleve a cabo dentro de las instalaciones se haga de manera segura.
- Asignar a un trabajador que, además de sus labores, funja como supervisor de seguridad y medio ambiente. Cuidando que se cumplan las regulaciones previstas.
- Para derrames menores de materiales, se recomienda contar con material absorbente adecuado para la recuperación del combustible derramado y contar con medios adecuados para la disposición final de dichos residuos.
- Verificar que se incluyan, como actividad crítica para la prevención de fugas, en el programa de mantenimiento, la revisión y mantenimiento periódicos de los empaques y sellos de bridas, válvulas, bombas y juntas móviles de los brazos de carga tanto de las trasvasadoras móviles como de las mangueras de descarga de productos.

## **VI.7. Medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad**

El proyecto SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO contempla la existencia de los siguientes sistemas de seguridad:

- Conexión a tierra física:
- Prueba de cables:
- Centros de Control de Motores (MCC):
- PLCS e instrumentación
- Sistemas de extinción de incendios
- Verificación a carrostanque y autostanque, antes de ingresar a las instalaciones
- Diques de contención en tanques de almacenamiento
- Sistemas automatizados
- Inspecciones estructurales
- Sistemas de alivio de presión
- Apagado de emergencia
- Sistemas de detección de gas
- Indicadores de nivel
- Cierre de sobrellenado
- Instrumentación de nivel, temperatura y flujo
- Señalización
- Sistemas de control que permiten monitorear las variables del proceso.
- Cámaras de circuito cerrado

## **VI.8. Medidas preventivas que se aplicarán durante la operación normal de la instalación.**

Es importante señalar que la integridad de cada capa de protección depende de que se encuentren funcionando una serie de políticas, procedimientos y programas técnico administrativos interrelacionados, es decir un sistema de gestión, que asegure finalmente que cada una de las barreras que evitan incidentes mayores esté en su lugar, se encuentre operativa y sea efectiva.

Es por tal motivo que se deberá establecer y dar seguimiento a un sistema de gestión de seguridad, salud y protección ambiental.

A continuación, se enlistan una serie de medidas preventivas que deberán ser contempladas para todo el desarrollo del proyecto.

- A efecto de disminuir las consecuencias de un evento las distancias de los diversos componentes de la planta deben considerar los resultados del Análisis de Riesgos y Análisis de Consecuencias del presente informe.
- El Plan de Respuesta a Emergencia, debe considerar todos los procedimientos establecidos para la atención de emergencias al interior y al exterior de la instalación, determinados en el Análisis de Riesgos como eventos probables de ocurrencia.
- Aislar convenientemente los conductores y aparatos eléctricos encargados de aportar energía o transmitir señales.
- El equipo contra incendios, deberá cubrir todos los escenarios de riesgo identificados en la presente evaluación de riesgos.
- Implementar un sistema de detección y alarma que considere alertar y suprimir eventos y siniestros causados por fuga de petrolíferos y fuego.
- Calibración preventiva de equipos
- Revisión y calibración de niplerias
- Calibración de válvulas de alivio
- Prueba de hermeticidad en válvulas check

- Revisión de tornillería
- Inspección de dispositivos de seguridad
- Revisión de tuberías
- Inspección preventiva a subestaciones y registros electrónicos
- Simulacros operacionales
- Actividades de seguridad industrial
- Revisión y mantenimiento de equipos contra incendio
- Auditorias
- Realizar evaluación de desempeño en la aplicación de procedimientos de operación en el área de llegada de productos.
- Supervisar el cumplimiento, en tiempo y forma, de la aplicación del programa de mantenimiento
- Cumplir con los programas de mantenimiento a los sistemas de seguridad.
- Supervisar el cumplimiento, en tiempo y forma, de la aplicación del programa de mantenimiento preventivo.
- Realizar evaluación de desempeño en la aplicación de procedimientos de operación para el área de descarga (trasvase)
- Dar seguimiento al programa de revisión y mantenimiento preventivo a bombas y motores.
- Llevar un control de inspección y verificación de la operación y funcionamiento de las bombas.
- Verificar que los sistemas de tierras de cada motor se encuentren funcionando.
- Verificar el cumplimiento, en tiempo y forma, de la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a empaques, válvulas, filtros y bridas.
- Revisión anual del funcionamiento adecuado de los sistemas de tierra.
- Contar con equipo de absorción y recuperación de derrames.
- Capacitación a los operadores externos e internos en los procedimientos operativos y procedimientos de emergencia de la planta.
- Mantener la aplicación de los programas de capacitación al personal.

- Mantener los sistemas de supervisión en el cumplimiento de los procedimientos operativos en el área.

# **CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## VII.1. Resumen Ejecutivo del Estudio de Riesgo.

El resumen ejecutivo del presente estudio de riesgo se presenta en el Anexo A.3.

## VII.2. Resumen de la situación general que presenta la instalación en materia de riesgo ambiental.

El proyecto analizado en este Estudio de Riesgo Ambiental modalidad Análisis de Riesgo y Análisis de Consecuencias, consiste en la construcción y operación de una Terminal Petrolera, el cual contempla la recepción, descarga (trasvase), almacenamiento y reparto de Petrolíferos, para los siguientes productos:

- Gasolina Regular
- Gasolina Premium
- Diésel

*De acuerdo al Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas se considera a la gasolina una sustancia altamente riesgosa en cantidades mayores a 10,000 bbl.*

El sitio donde se llevará a cabo el proyecto cuenta con un uso de suelo industrial y se puede afirmar que cuenta con los recursos necesarios para desarrollarse de una manera segura, con beneficios económicos a favor del desarrollo del Municipio de Pedro de Escobedo, Querétaro.

Al momento de realizar el presente estudio los productos considerados para el reparto son: Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel, las cuales se encontrarán en estado líquido, presión atmosférica y temperatura ambiente.

Para realizar el análisis e evaluación de riesgos, primeramente, se consultó en fuentes bibliográficas de distinto tipo con la finalidad de encontrar antecedentes de accidentes e incidentes en instalaciones similares a las del presente proyecto. Lo que sirvió como parteaguas para identificar posibles fallas y desvíos que se consideraron al momento de la identificación y jerarquización de riesgos.

Para la identificación y jerarquización de riesgos se utilizó la metodología Análisis del Método y Efecto de Falla (AMEF); el cual es una técnica de identificación de problemas potenciales y sus posibles fallos. Los pasos seguidos para realizar el AMEF en mención son los que a continuación se enumeran:

1. Identificación de los procesos, componentes y las funciones a analizar.
2. Identificación de los posibles modos de fallo.
3. Determinación del efecto del fallo.
4. Identificación de las causas del fallo.
5. Identificación de los controles actuales.
6. Determinación de la probabilidad de ocurrencia.
7. Determinación de la gravedad del fallo.
8. Determinación de la probabilidad de no detección.
9. Determinación del índice de Prioridad de Riesgo (IPR).

El seguimiento de los pasos mencionados dio como resultado la siguiente identificación y jerarquización de riesgos:

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
Área de Recepción de petrolíferos	Vías Férreas	Recibir los carrotanque del tren unitario / tren mani fiesto	Dañadas / Malas Condiciones	Generación de chispa por fricción de partes metálicas	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	2	4	3	24
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de chispa por la fricción	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	2	3	3	18
Descarga (trasvase) de petrolíferos a tanques de almacenamiento	Carrotanque	Transportar los petrolíferos	Dañado / Malas Condiciones	Fuga / derrame del petrolífero	Defecto de fabricación Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	3	6	3	54
	Sistema de Puesta a Tierra	Evitar la generación de energía estática	Mala / deficiente conexión al sistema de aterrizado Malas condiciones	Generación de chispa	Deterioro Falta de mantenimiento	3	6	3	54
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Derrame	Error humano	4	7	3	84

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
			Malas condiciones (picadas / dañadas)		Desgaste por operación Defectos de fabricación				
	Conexiones	Acoplar / desacoplar los accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	5	3	60
			Falta de empaque						
	Válvulas	Permitir / Impedir flujo de petrolíferos	No abre / No cierra	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	3	6	4	72
			Malas condiciones / dañadas						
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72
Área de Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Almacenar los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento	2	10	4	80

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
					Defectos de fabricación				
	Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Derrame Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72
	Medidor de nivel	Muestra el nivel del líquido dentro del tanque	Dañado	Sobrellenado Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	6	3	36
			Lectura incorrecta						
	Sensor de sobrellenado	Detecta el volumen de petrolíferos en los tanques de almacenamiento	Dañado	Derrame	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	7	3	42
			Lectura incorrecta						
	Equipo contra incendio	Permitir / bloquear el flujo	Dañado	Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento	2	8	2	32
			Deficiente						
			Bloqueado						
	Alarma Sonora		Dañada			2	8	2	32

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
		Emite una alarma sonora en caso de emergencia	Bloqueada	No alertamiento a personal Fuga / derrame Incendio	Falla en instalación Error humano Falta de mantenimiento				
Recuperación de vapores	Tuberías	Conduce los fluidos (vapor / liquido) a las diferentes partes del proceso	Golpeadas / dañadas	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	2	5	3	30
			Malas condiciones (picadas / dañadas)						
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Fuga	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	2	5	3	30
			Malas condiciones / dañadas						
Tanque de retención	Contener el condensado de los petrolíferos para su recuperación a los tanques de almacenamiento	Daño en estructura	Fuga	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	1	6	3	18	
Sistemas de Bombeo	Aumenta la cantidad de flujo en el transporte de los fluidos	Dañado / Malas condiciones	Fuga	Error humano Daño físico	2	3	3	18	

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
				Generación de fuente de ignición Explosión	Desgaste por operación Defectos de				
Área de Reparto de petrolíferos	Autotanque	Repartir los petrolíferos	Daño en estructura	Fuga / derrame	Deterioro Vandalismo Falta de Mantenimiento Defectos de fabricación	2	7	3	42
	Tuberías	Conducir el petrolífero	Golpeadas / dañadas	Fuga / derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	7	3	84
			Malas condiciones (picadas / dañadas)						
	Conexiones	Acoplar / desacoplar accesorios	Dañado / malas condiciones	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	4	5	3	60
			Falta de empaque						
	Válvulas	Permitir / Impedir el flujo	No abre / No cierra	Derrame	Error humano Desgaste por operación Defectos de fabricación	3	6	4	72
			Malas condiciones / dañadas						

Procesos	Componentes	Funciones	Modos de Fallo	Efectos	Causa	P	G	D	IPR
	Sistema de Bombeo	Aumentar el flujo para transportar los petrolíferos	Dañado / Malas condiciones	Fuga Generación de fuente de ignición Incendio Explosión	Error humano Daño físico Desgaste por operación Defectos de fabricación Falta de mantenimiento	3	8	3	72

De la evaluación de riesgos realizada se puede apreciar que la mayoría de los valores del Índice de Prioridad de Riesgos son “Aceptables siguiendo las medidas de prevención y control”, no existiendo ningún valor “Inaceptable”. Sin embargo, es importante considerar que, a pesar de que el proyecto cuente con los más altos niveles de seguridad y se cumpla en todo momento con el cumplimiento de Normas y Estándares para su diseño, construcción, y operación, existen factores que no pueden ser totalmente controlados, como lo son factores externos, climáticos y los errores humanos. Es por tal motivo que, para determinar los peores escenarios posibles para el Proyecto, de las matrices anteriores se evaluarán los riesgos identificados con un mayor grado de gravedad y por lo tanto un mayor índice de probabilidad de riesgos.

Dicho lo anterior, se puede apreciar que los procesos en los cuales se presenta un mayor riesgo son los siguientes:

- Descarga (trasvase) de petrolíferos de carrotanques a tanques de almacenamiento,
- Almacenamiento de petrolíferos
- Reparto de petrolíferos

Los riesgos asociados a dichos procesos son las fugas y los derrames provenientes de tuberías y tanques de almacenamiento.

Para determinar los posibles escenarios se considerará que la fuga / derrame no es controlada y que existe la presencia de una fuente de ignición generando así los siguientes eventos:

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento
ES01	Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Incendio
ES03	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Explosión
ES04	Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio

Con el uso de Árbol de Eventos se determinaron las consecuencias, derivadas de los distintos eventos previamente identificado

Clave de Evento	Proceso	Componente	Riesgo Asociado	Evento	Consecuencia
ES01	Descarga (trasvase) de petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire (Peor Escenario)
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire (Peor Escenario)
ES02	Almacenamiento de Petrolíferos	Tanques de Almacenamiento	Fuga / Derrame	Explosión	Explosión (Evento Catastrófico)
ES03	Reparto de Petrolíferos	Tuberías	Fuga / Derrame	Incendio	Pool Fire (Peor Escenario)

Para conocer los radios potenciales de afectación de los eventos identificados como peores escenarios y catastróficos se realizaron modelajes en el software ALOHA en su versión 5.4.6. Dándonos como resultado, para las simulaciones realizadas, los siguientes radios de afectación:

Clave	Radiación Térmica		Explosividad	
	Z <sub>R</sub> (m)	Z <sub>A</sub> (m)	Z <sub>R</sub> (m)	Z <sub>A</sub> (m)
ES01	105	197		
ES02	59	112		
ES03			3000	5500
ES04	45	86		

Si se observan los radios potenciales de afectación y se considera la ubicación del proyecto se puede afirmar que:

- En el caso de los peores escenarios, las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo se considera que estarán dentro del área que conforma al proyecto.
- Para el caso de los escenarios catastróficos, se contempla que su ocurrencia sea nula o de muy baja probabilidad de ocurrencia ya que el proyecto cuenta con las medidas de seguridad necesarias para detectar y atender una emergencia desde su origen, no permitiendo el desarrollo de una situación fatal.
- De desarrollarse un escenario catastrófico se puede apreciar en un radio de 992 metros todas las áreas que pudieran ser sometidas a una situación de riesgo se considera que estarán dentro del área que conforma el proyecto. Las afectaciones ocasionadas en un radio de 3.0 km, por la onda expansiva de la explosión pueden llegar a provocar vibración del terreno, ocasionar daños en las edificaciones próximas, especialmente por rotura de cristales,

desajustes de puertas y ventanas e inclusive puede abrir grietas en las paredes.

- En el caso de los efectos que pudiera tener el desarrollarse, uno de los eventos antes mencionados, sobre el sistema ambiental se ha podido establecer que no se contempla deterioro en flora y fauna, ni algún otro recurso natural, tampoco se consideran afectaciones a ecosistemas naturales dado que, en su mayoría, son propiedades privadas que se encuentran previamente afectadas, y predios agrícolas en desuso.
- En ninguno de los casos simulados, los radios de afectación se encuentran cercanos o dentro de zonas de sistemas excepcionales.

Tomando en cuenta la localización del proyecto y que se cuenta con una adecuada infraestructura y equipos que coadyuvan a la seguridad en los procesos, además de que se respetarán los parámetros de diseño y manuales de operación establecidos se puede decir que el proyecto de reparto de petrolíferos, se considera un proceso seguro tanto para el personal como para las actividades que se realizan aledañas al predio del proyecto.

### **VII.2.1. Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado.**

Derivado del análisis de riesgos efectuado, y con el principal objetivo de proteger la integridad y la seguridad de los trabajadores, las instalaciones y la población circunvecina a las instalaciones se emiten las siguientes recomendaciones:

- Considerar en todo momento que, a pesar de que existen las medidas de seguridad, medidas preventivas, equipos con la más nueva tecnología y estándares de calidad, existe un alto riesgo en las instalaciones. Por lo que se recomienda crear actividades (a modo de simulacros), en las que se involucre a todo el personal de la terminal, que simulen las acciones a realizar en caso de presentarse una situación de riesgo derivada de las diferentes fallas identificadas en el presente estudio. Teniendo como principal finalidad la concientización y la prevención de accidentes.
- Se recomienda dar cabal cumplimiento a cada una de las normas nacionales e internacionales aplicadas al diseño, construcción y operación para SAVAGE Terminal Petrolera de Querétaro, con el objeto de prevenir errores en cada una de las áreas y procesos mencionados.
- Se recomienda dar a conocer el presente estudio de riesgo y sus resultados, a los trabajadores de la Terminal, para que estos conozcan los riesgos a los que están expuestos y generar conciencia de prevención.
- En ningún momento comprometer la seguridad y la integridad de las personas que laborarán dentro de las instalaciones.
- En todo momento se debe considerar la calidad del entorno ambiental del predio del proyecto, contemplando la generación de infraestructura y la

aplicación de las más nuevas y mejores metodologías para la prevención de contaminación ambiental

- Elaborar programas de seguimiento a las acciones preventivas y de recomendación que han sido puestas en el presente estudio, estableciendo programas de cumplimiento.
- En caso de haber modificaciones al proyecto se recomienda actualizar el presente Estudio de Riesgo Ambiental, con la finalidad de contemplar las nuevas interacciones que existirán entre el proyecto nuevo y las actividades ya realizadas.

### **VII.3. Conclusiones del estudio.**

Se realizó una revisión de incidentes y accidentes ocurridos en instalaciones similares (terminales de recepción, almacenamiento y reparto de petrolíferos) y se encontró que han ocurrido varios accidentes a nivel mundial involucrando principalmente incendios en los tanques de combustible. Cabe señalar que estos accidentes se han debido a errores humanos en la operación, falta de sistemas de seguridad, diseños fuera de la normatividad aplicable y al incumplimiento de programas de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos y sistemas de seguridad. Por lo cual se espera que, en el presente Proyecto, la ocurrencia de este tipo de fallas se reducirá considerablemente, ya que se contara con el apego a la normatividad vigente y la implementación de un sistema de gestión/administración de la seguridad lo cual asegurara una operación confiable y segura durante toda la vida útil de la instalación.

La técnica para la evaluación de riesgos del presente estudio considero el modelo de Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF), el cual es una técnica de identificación de problemas potenciales y sus posibles efectos en un sistema para priorizarlos y poder concretar los recursos en planes de prevención, supervisión y respuesta.

En los riesgos que se han estimado, algunos pueden tener una probabilidad más alta de existir, debido principalmente a que puede presentarse una mala operación por parte del personal operativo, por lo que es necesario que existan y se realicen los programas de capacitación, entrenamiento y simulacros para el personal operativo. Igualmente se puede observar en el análisis de riesgos que hay riesgos que tienen muy poca probabilidad de ocurrencia, pero un alto grado de afectación, es por eso que es de vital importancia dar la misma prioridad a los pequeños accidentes / incidentes, como a los que puedan representar un riesgo mayor.

Los escenarios de mayor riesgo identificados a través de dicha metodología de identificación de riesgos, incluye la posibilidad de:

- Derrames y fugas
- Incendio / Explosión

Pudiendo ser ocasionados por:

- Daño de componentes
- Mala integridad de materiales y/o componentes
- Deterioro de equipo, materiales, componentes
- Falla en sistemas de tierras

De acuerdo a la información evaluada en el presente estudio, con el correcto cumplimiento de todas las medidas de seguridad establecidas, así como la correcta operación la terminal petrolera, no representa riesgos mayores, teniendo en cuenta la localización del sitio del proyecto y que se contará con medidas de seguridad de punta en la instalación y en la operación a nivel interno, a la vez que estas medidas estarán basadas en el estricto cumplimiento de la legislación aplicable en la materia.

Los eventos relacionados a los errores del personal operativo, que pueden representar un riesgo, serán prevenidos mediante capacitación y supervisión constante.

En base a todo lo anteriormente expuesto se puede concluir que siguiendo todas las especificaciones técnicas de diseño y operacionales, el riesgo ambiental del proyecto es bajo y controlable, por lo que se recomienda ampliamente la implementación del proyecto, dados los beneficios económicos y sociales derivados de la Construcción y Operación de SAVAGE TERMINAL PETROLERA DE QUERÉTARO, a ubicarse en el Municipio de Pedro de Escobedo, Querétaro.

# **ANEXOS**

## **A.1. Documentación Legal.**

### **A.1.1. Acta Constitutiva Savage Terminal Petrolera de Querétaro**

## A.1.2. Cedula de Identificación Fiscal

### **A.1.3. Identificación Oficial Representante Legal**

**A.1.4. Poder Notarial Representante Legal**

**A.1.5. Licencia de Uso de Suelo**

## **A.2. Hojas de Datos de Seguridad.**

## **A.3. Resumen Ejecutivo.**

## **A.4. Programa General de Trabajo.**

## **A.5. Memoria Descriptiva de la Simulación.**

## **A.6. Planos**

**A.6.1. Plano de ubicación.**

**A.6.2. Plano de conjunto**

**A.6.3. Plano sistema contra incendios**

**A.6.4. Diagrama de tuberías e instrumentación descarga (trasvase) de petrolíferos**

**A.6.5. Diagrama de tuberías e instrumentación almacenamiento de petrolíferos**

**A.6.6. Diagrama de tuberías e instrumentación reparto de petrolíferos**

**A.6.7. Diagrama de tuberías e instrumentación sistema de recuperación de vapores**