

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	

DATOS GENERALES		REV. 0
CLIENTE	PEMEX LOGÍSTICA GOTPL SUR	
PROY. No.	F.62997	
NOMBRE DEL PROYECTO:	"Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz"	
IDENTIFICACIÓN	ERA-IF-F.62997 Rev 0	

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL
MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO

ÁREA 400 TUZANDEPETL

REVISIÓN 0

PROYECTO IMP: F.62997

NOTA: ESTE DOCUMENTO CONSTA DE: 643 HOJAS

FECHA:	NOMBRE Y FIRMA DE PERSONAS FÍSICAS ART. 116 PÁRRAFO PRIMERO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		NOVIEMBRE/2020
NOMBRE Y FIRMA			M.I. JORGE ÁLVAREZ MALPICA
		VERIFICÓ (Solo aplica en actividades de Diseño)	VALIDÓ

PS-IN-F-515-1-01-01

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO

“Construcción de Cavernas para el
Almacenamiento de Hidrocarburos en el
Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del
Sureste, Veracruz”.

Capítulo I

CONTENIDO

I	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.....	7
I.1	Bases de diseño.....	7
I.1.1	Proyecto civil.....	64
I.1.2	Proyecto mecánico.....	66
I.1.3	Proyecto sistema contra-incendio.....	68
I.2	Descripción detallada del proceso.	74
I.2.1.	Hojas de seguridad.....	93
I.2.2.	Almacenamiento.....	93
I.2.3.	Equipos de proceso y auxiliares.	93
I.2.4.	Pruebas de verificación.	103
I.3	Condiciones de operación.....	113
I.3.1.	Especificación del cuarto de control.	128
I.3.2.	Sistemas de aislamiento.....	129
I.4	Análisis y evaluación de riesgos.....	130
I.4.1	Antecedentes de accidentes e incidentes.....	130
I.4.2	Metodologías de identificación y jerarquización.....	140

Indice de Figuras

<i>Figura I. 1 Localización general del Centro Estratégico de Almacenamiento Tuzandepetl.</i>	8
<i>Figura I. 2. Croquis de ubicación de las instalaciones del Proyecto dentro del Polígono Área 400.</i>	10
<i>Figura I. 3 Ubicación del proyecto en el municipio de Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	12
<i>Figura I. 4. Plano de Localización General de Equipo Polígono Área 400 e Instalaciones Superficiales.</i>	14
<i>Figura I. 5 Proceso para el suministro de agua tratada a cavernas nuevas.</i>	15
<i>Figura I. 6 Proceso de Lixiviación para el suministro de agua a cavernas.</i>	16
<i>Figura I. 7. Proceso de Explotación de Crudo.</i>	17
<i>Figura I. 8 Plano geológico donde se delimitan las unidades litológicas presentes en el área de estudio</i>	25
<i>Figura I. 9 Columna estratigráfica tipo del área.</i>	28
<i>Figura I. 10 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos del límite del municipio de Ixhuatlán del Sureste hacia los poblados Shalapa, Los Santos, donde se aprecian los relieves de los lomeríos del área. (Google Maps, 2020).</i>	29
<i>Figura I. 11 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos del municipio de Ixhuatlán del Sureste hacia el noroeste, donde se observa los lomeríos entre las carreteras de Minatitlán – Mundo Nuevo y el entronque Ixhuatlán del Sureste - Nanchital. (Google Maps, 2020).</i>	30
<i>Figura I. 12 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos de las zonas bajas y pantanosas entre el entronque carretera Ixhuatlán del Sureste - Nanchital – Río Coatzacoalcos. (Google Maps, 2020).</i>	30
<i>Figura I. 13 Localización del área de estudio, Carta Topográfica Coatzacoalcos Escala 1:50,000.</i>	31
<i>Figura I. 14 Imagen del relieve donde se observa hacia el occidente los relieves bajos y/o plano y hacia el oriente los relieves altos con una morfología amplia y ondulada (Google Maps, 2020).</i>	32
<i>Figura I. 15 Presa A del CAE Tuzandepetl de PEMEX Logística.</i>	36
<i>Figura I. 16 Presas B y C del CAE Tuzandepetl de PEMEX Logística.</i>	37
<i>Figura I. 17 En el mapa se observa la dispersión de sismos de magnitud menores a 4 en escala Richter (puntos verdes) y de un rango de 4 a 5.9 en puntos de color naranja.</i>	41
<i>Figura I. 18 Ejemplo de la distribución de la lluvia provocada por el huracán Ernesto en el año 2012, que impactó el área de estudio, con lluvias de hasta 300 milímetros (colores rojo, púrpura y magenta).</i>	45
<i>Figura I. 19 Características del relieve de la zona volcánica de los Tuxtlas, (Google Maps, 2020).</i>	46

<i>Figura I. 20. Red de Contraincendio en CEA Tuzandepetl.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura I. 21. Sistema de detección de gas y fuego en CEA Tuzandepetl</i>	<i>72</i>
<i>Figura I. 22. Señalización de seguridad en CEA Tuzandepetl.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura I. 23 Diagrama de bloques del proyecto Cavernas de almacenamiento de petrolíferos en el Área 400 de Tuzandepetl.</i>	<i>75</i>
<i>Figura I. 24 Vista satelital de la secuencia de flujo de salmuera hacia el Golfo de México.</i>	<i>79</i>
<i>Figura I. 25 Distribución incidentes o accidentes en instalaciones similares al CEA Tuzandepetl.</i>	<i>130</i>
<i>Figura I. 26. Algoritmo con la técnica ¿que pasa si? (WHAT IF?)</i>	<i>155</i>
<i>Figura I. 27 Matriz de Jerarquización de Riesgos (todos los receptores de riesgo).....</i>	<i>160</i>
<i>Figura I. 28 Porcentaje de Niveles de Riesgo de escenarios identificados</i>	<i>166</i>

Indice de Tablas

<i>Tabla I. 1. Coordenadas del ProyectoÁrea 400.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabla I. 2. Coordenadas de ubicación de los Pozos y Cavernas de Crudo.</i>	<i>10</i>
<i>Tabla I. 3. Coordenadas de ubicación de las Instalaciones superficiales.</i>	<i>10</i>
<i>Tabla I. 4. Coordenadas de ubicación infraestructura de apoyo de Bocatoma existente.</i>	<i>11</i>
<i>Tabla I. 5. Coordenadas de ubicación infraestructura de apoyo del CAE Tuzandepetl existente.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla I. 6 Instalaciones.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla I. 7 Infraestructura de Servicios.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla I. 8 Capacidad de diseño del proceso de lixiviación Área 400 ´s.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla I. 9 Capacidad de diseño del proceso de Explotación de crudo Área 400 ´s.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla I. 10 Propiedades del Crudo Maya e Istmo.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla I. 11. Cuerpo de agua dentro del SA pertenecientes a PEMEX Logística.</i>	<i>37</i>
<i>Tabla I. 12 Lluvias asociadas a ciclones tropicales y huracanes que han impactado en el área de estudio en el periodo 2010-2020 (SMN, 2020).....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla I. 13 Normatividad Aplicable.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla I. 14. Tipo de crudo y oleoducto correspondiente.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla I. 15 Grupo y cavernas.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla I. 16 Capacidad máxima de almacenamiento de sustancias.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla I. 17 Equipos de proceso de suministro de agua cruda y lixiviación.</i>	<i>94</i>
<i>Tabla I. 18 Explotación de Crudo en cavernas TUZ-403 y TUZ-406.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla I. 19 Equipos de servicios auxiliares proceso de suministro de agua y Lixiviación.</i>	<i>99</i>
<i>Tabla I. 20 Condiciones de Operación de los equipos de proceso de suministro de agua cruda y lixiviación.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla I. 21 Condiciones de Operación de los equipos de proceso de Explotación de Crudo en cavernas TUZ-403 y TUZ-406.....</i>	<i>120</i>
<i>Tabla I. 22 Características de los Extintores.....</i>	<i>125</i>
<i>Tabla I. 23 Cantidad de detectors y alarmas en el área de proyecto.....</i>	<i>126</i>
<i>Tabla I. 24. Accidentabilidad 2016-2020 en el CAE Tuzandepetl.....</i>	<i>131</i>
<i>Tabla I. 25 Lista de Verificación.....</i>	<i>143</i>
<i>Tabla I. 26. Categoría de Consecuencia.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla I. 27 Categorías de Frecuencia de Ocurrencia.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla I. 28 Niveles de Riesgo Identificados en Listas de Verificación.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabla I. 29 Formato de Listas de Verificación y Nivel de Riesgo.....</i>	<i>164</i>

Tabla I. 30 Identificación de peligros con Lista de Verificación y Jerarquización de Riesgos en el Proceso de Lixiviación y Explotación..... 165

Tabla I. 31 Resumen de identificación de peligros y Jerarquización de riesgos. 166

I ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1 Bases de diseño.

Descripción general del proyecto.

En virtud de las nuevas estrategias de la Dirección General de Petróleos Mexicanos alineadas al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 que considera la estrategia 5.3 “Incrementar la flexibilidad operativa en el manejo, distribución y acondicionamiento de crudo con la cantidad requerida”, para lo cual la Dirección de Pemex Logística implemento un plan de acción de cavernas en domos salinos con la recuperación de pozos denominados “Área 400” en el CEA Tuzandepetl, localizada en el Municipio de Ixhuatlán del Sureste, Estado de Veracruz, para el manejo, almacenamiento y flexibilidad operativa de hidrocarburos.

El proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, contempla la creación de dos cavernas, para almacenar crudo.

Con la creación de estas cavernas se cubrirán los siguientes objetivos:

- Contar con grandes volúmenes de almacenamiento en una zona de gran importancia petrolera, tanto por su cercanía con los centros productores como con los centros de embarque (Terminales Marítimas), así como con la refinería de Dos Bocas, la cual está en etapa de construcción.
- Optimizar la relación producción - exportación - importación del producto.
- Mejorar la logística de distribución y transporte del producto a nivel nacional.

El área a desarrollar para este proyecto, considera un polígono de 52.3 hectáreas, propiedad de Petróleos Mexicanos, con la finalidad de incrementar en 5.0 MMb de almacenamiento de petróleo crudo, mediante la perforación y lixiviación de 2 cavernas, con lo cual se incrementará la capacidad actual de almacenamiento de crudo del CAE Tuzandepetl y apoyará a la entrega de crudo al sistema Nacional de Refinación y Exportación, bajo las

nuevas condiciones de mercado y producción, otorgando a Petróleos Mexicanos mayor flexibilidad operativa y comercial.

El área 400 se ubica al oeste del CAE Tuzandepetl en el municipio del Ixhuatlán del Sureste, Veracruz. Con un total de 52.30 hectáreas que se ubican dentro de la provincia fisiográfica denominada Llanura Costera del Golfo Sur, Subprovincia Llanura Costera inundable que presenta topoformas características de valles, valles con llanura, lomeríos y sierra. Región Hidrológica Número 29 Coatzacoalcos, cuencas hidrológicas del Bajo Río Uxpanapa y del Río Huazuntlán, como se muestra en la Figura I.1.

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

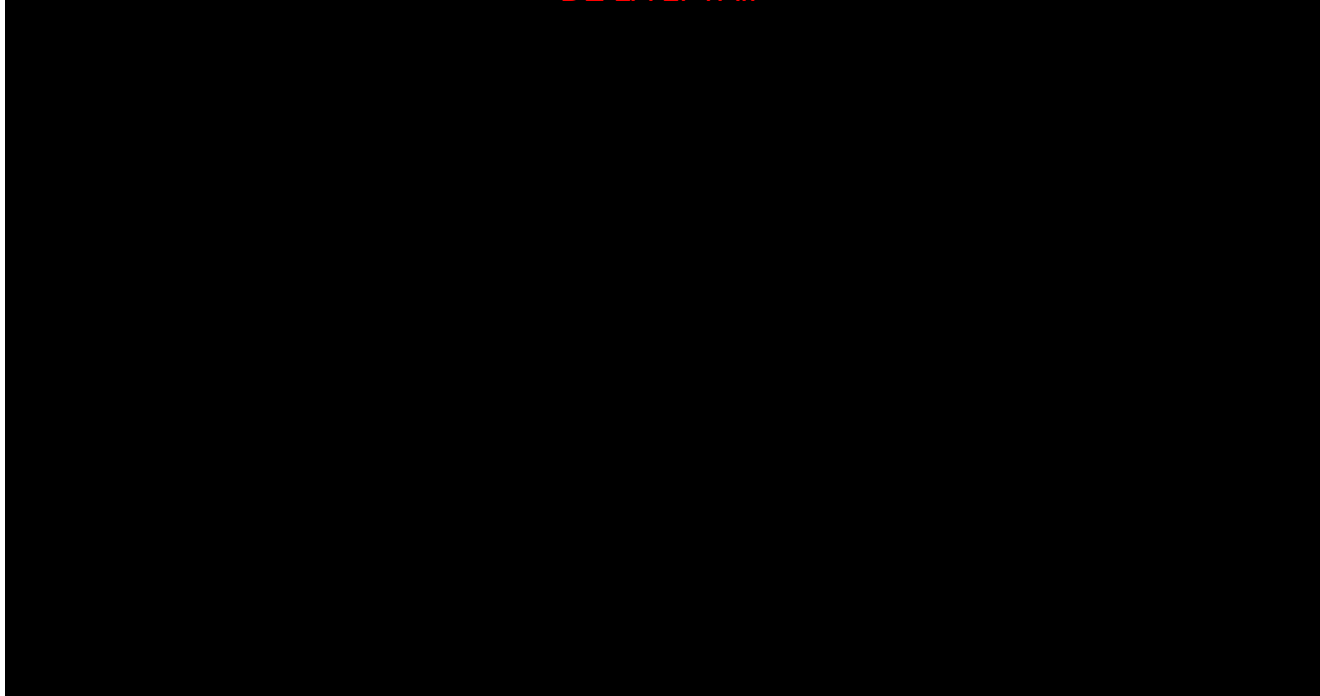


Figura I.1 Localización general del Centro Estratégico de Almacenamiento Tuzandepetl.

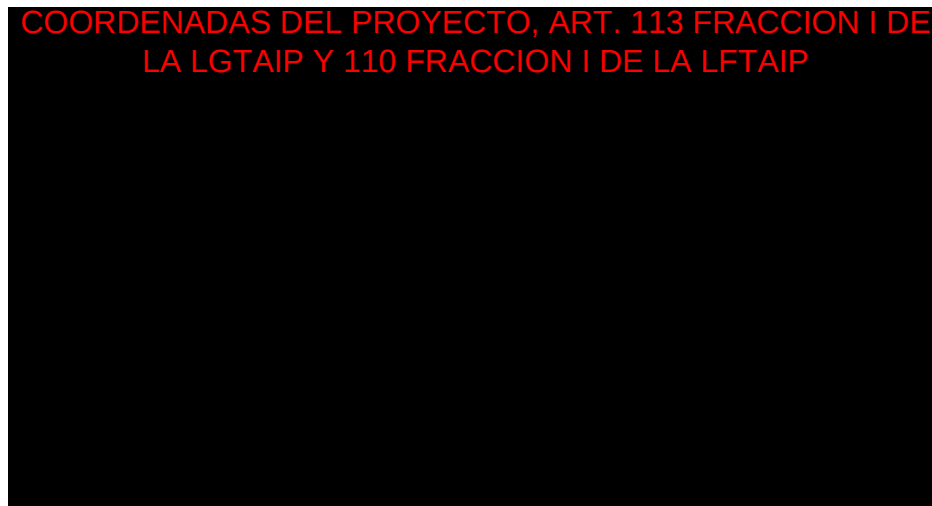
DOMICILIO DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



El polígono se integra principalmente por un predio, con una superficie total de 52.3 hectáreas, siendo su localización geográfica con las siguientes coordenadas.

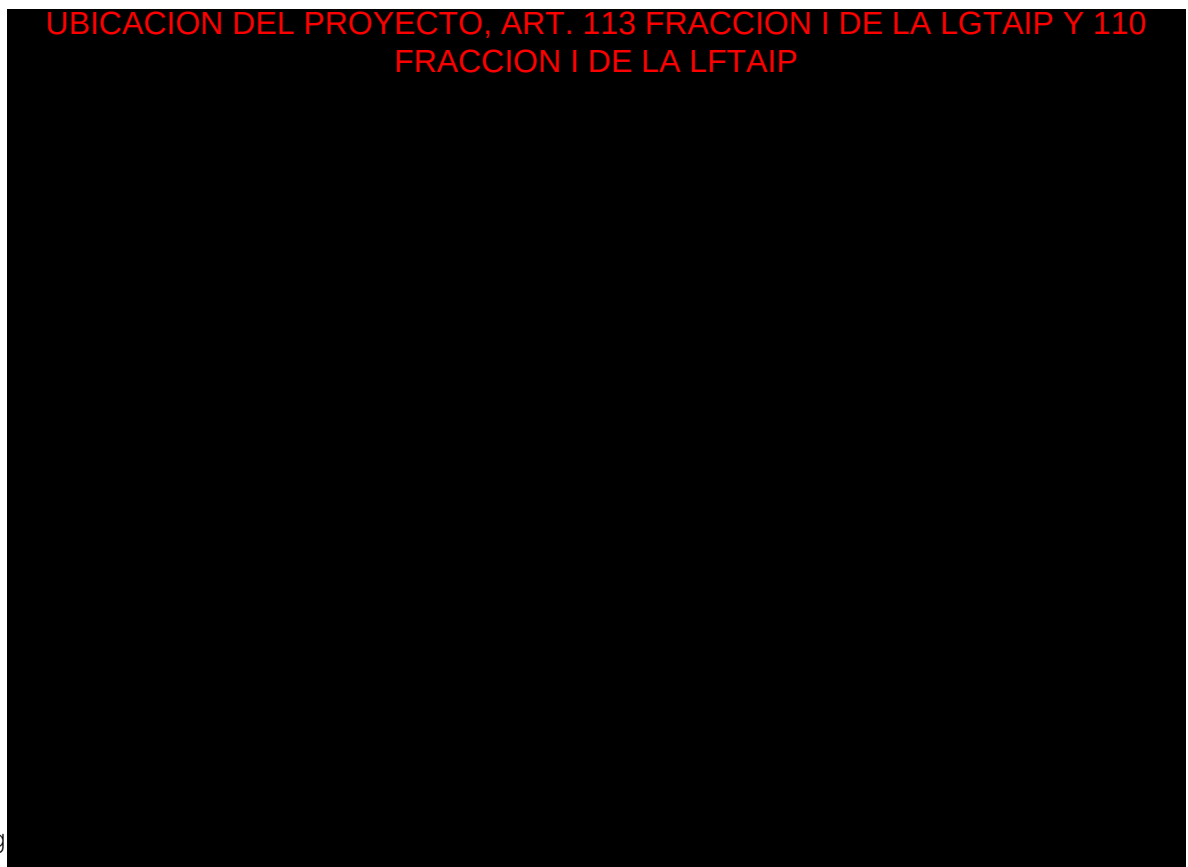
Las coordenadas del proyecto:

Tabla I. 1. Coordenadas del Proyecto Área 400.



Coordenadas de las instalaciones superficiales:

La distribución de las instalaciones que incluyen el proyecto motivo de este Estudio de Riesgo ambiental se muestra en las Figuras I.2 y I.3.



Fig

Se proporcionan las coordenadas puntuales de los pozos donde estarán ubicadas las cavernas de almacenamiento de Crudo. Cabe aclarar que para las instalaciones superficiales a ubicarse dentro de la poligonal, solo se proporciona el punto central como referencia de la ubicación de cada coordenada respectiva:

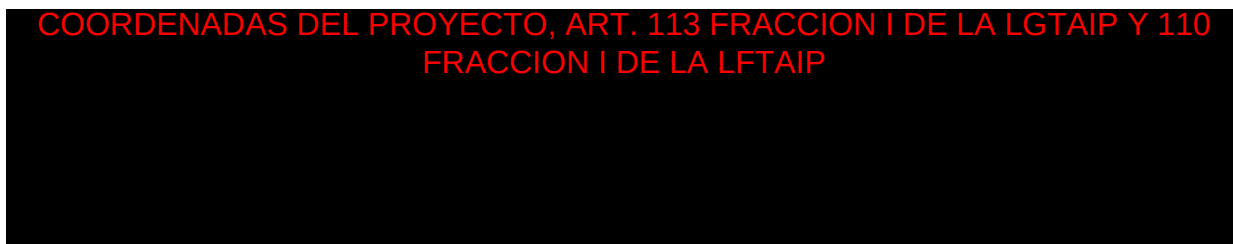


Tabla I. 3. Coordenadas de ubicación de las Instalaciones superficiales.

Instalaciones superficiales	Coordenadas (UTM)		Coordenadas geográficas	
	X	Y	X	Y
Cobertizo de Agua Contraincendio (Sistema de bombeo, Tanque de agua C.I. y	347853.00	1993622.00	18° 1'32.60"N	94°26'14.27"C
Salida de Emergencias	347799.00	1993608.00	18° 1'32.13"N	94°26'16.10"O

La infraestructura de apoyo existente externa al Área 400 que será utilizada es la siguiente y sus coordenadas son:

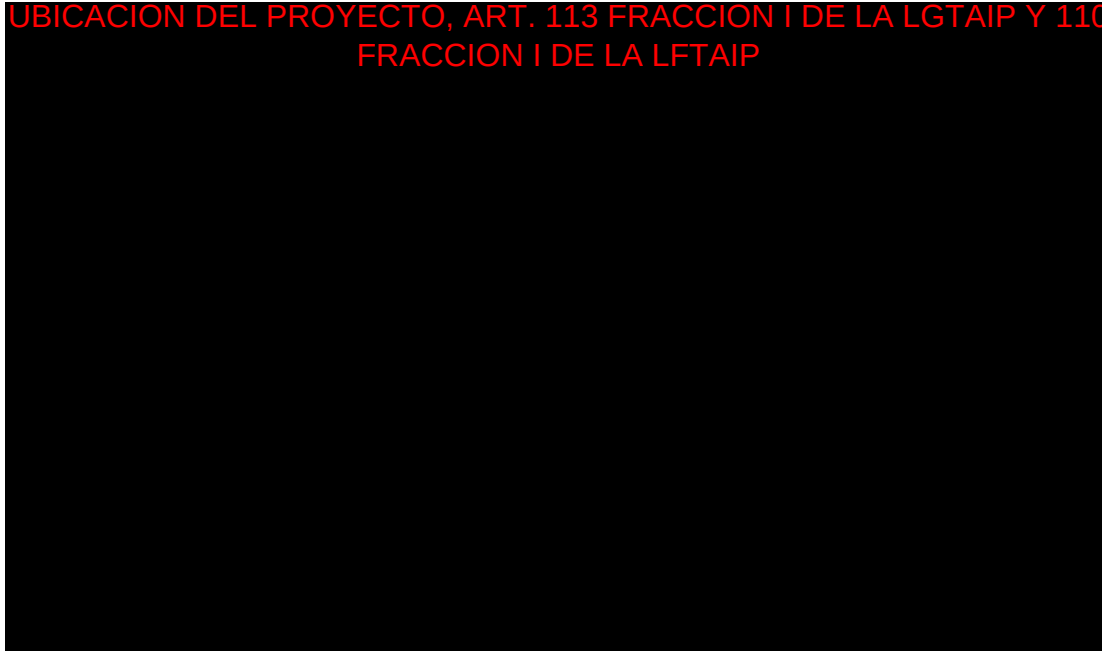
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Tabla I. 5. Coordenadas de ubicación infraestructura de apoyo del CAE Tuzandepetl existente.

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

El PLG del Área del proyecto e instalaciones se localiza en el **Anexo 1:** Plano de Localización General.

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



La construcción de las instalaciones temporales así como el espacio requerido para esta actividad durante la etapa de construcción, se localizará dentro del mismo predio designado para el proyecto, por lo cual no será afectado un terreno adicional.

Se considera que las etapas de preparación del sitio y construcción serán realizadas en un tiempo aproximado de 1.4 años (Tabla II.8 MIA). El tiempo de vida útil del proyecto será de 20 años; sin embargo, éste podrá incrementarse al realizar programas de inspección y mantenimiento adecuados a la instalación, de acuerdo con los programas que se establezcan.

Si por razones de estrategia productiva, económica, ambiental o alguna otra se decide acortar o alargar el tiempo de la vida útil del proyecto, se podrá tomar la decisión de sacar de operación las obras o alguno de sus componentes sin abandono del sitio, para lo cual se realizará una planeación detallada y específica de las actividades a realizar, dando cumplimiento a la normatividad ambiental y de seguridad vigente y se notificará por escrito dicha situación a la autoridad competente, previo a la aplicación de dichos cambios.

El Proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, constará de las siguientes

instalaciones e infraestructura de servicios para desarrollar el proceso de lixiviación de cavernas y explotación de crudo de las mismas, de acuerdo a las Tablas I.6, I.7 y Figura I.4.

Tabla I. 6 Instalaciones.

Num	Instalaciones
1	Área de la Bocatoma.
2	Centro de Almacenamiento Estrategico Tuzandepetl.
3	Polígono del Área 400.

Nota 1. Ver Plano de Localización General de Equipos; Polígono Área CAE Instalaciones explotación; Casa de Bombas de crudo (Existente).

Nota 2. Ver Plano de Localización General de Equipos; Bocatoma

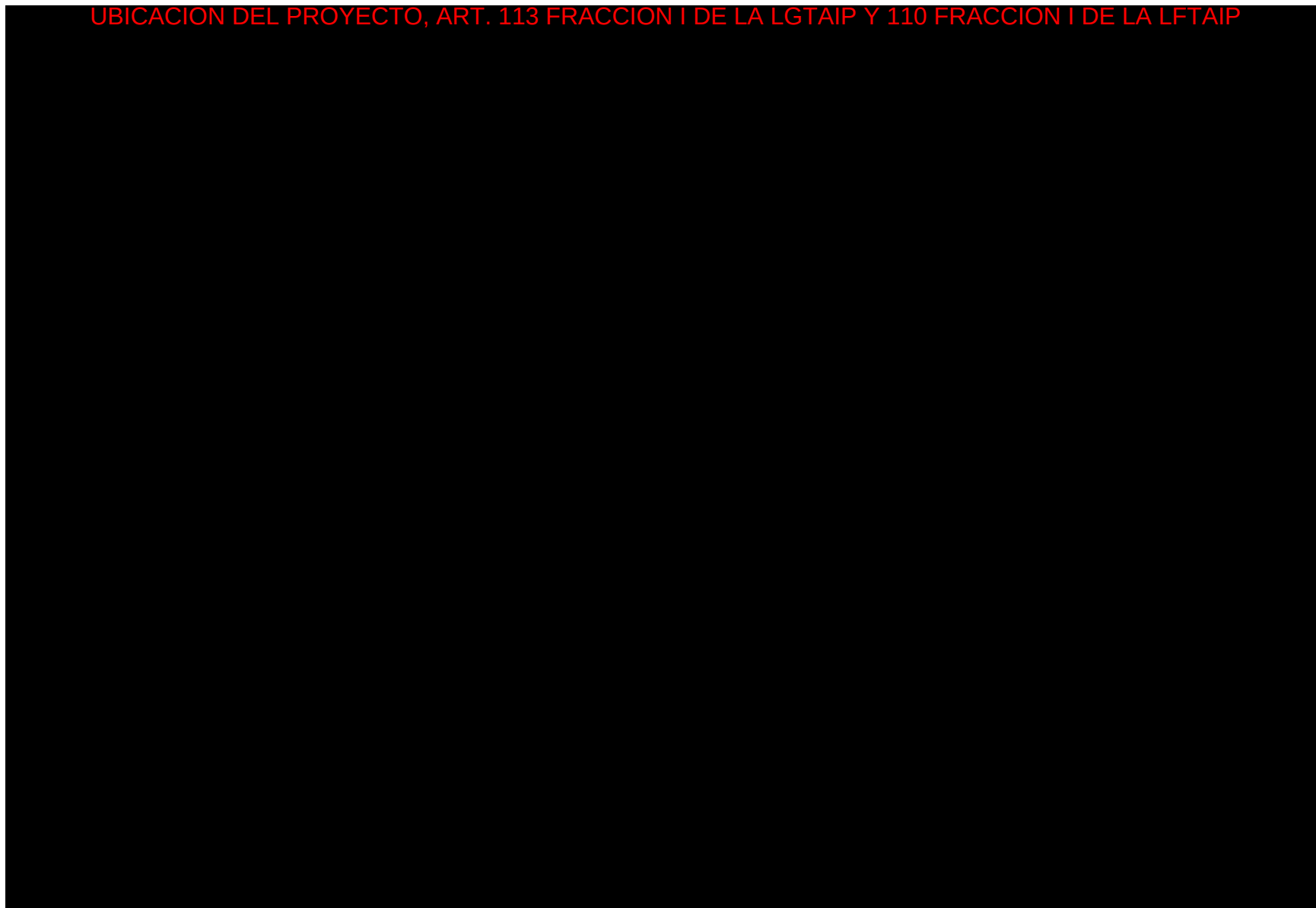
Nota 3. Ver Plano de Localización General de Equipos; Polígono Área CAE Instalaciones; Lixiviación.

Nota 4. Ver Plano de Localización General de Equipos, Polígono Área 400 Pozos e Instalaciones Superficiales.

Tabla I. 7 Infraestructura de Servicios

Num	Infraestructura de Servicios
1	Sistema de aire de instrumentos y aire de plantas.
2	Sistema de agua de servicios y usos sanitarios.
3	Red de agua contraincendio.
4	Suministro y almacenamiento de Combustible Diésel (Por proveedor).
5	Red de suministro de energía eléctrica.

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



En el **Anexo 1** se puede ver el Plano de Localización General de Equipo Polígono Área 400 e instalación superficiales, que apoyara la operación del proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*” y los planos de Localización general en cada área descrita en la Tabla I.6.

El proceso de suministro de agua cruda de cárcamo FE-101 que viene del Río Coatzacoalcos recibe un tratamiento de filtración mediante dos etapas con un grado de filtración en su primera etapa de 500 micras y el filtro de segunda etapa de 200 micras para enviarla a las cavernas nuevas como se indica en la Figura I.5. y podrá consultarse en el **Anexo 6**.

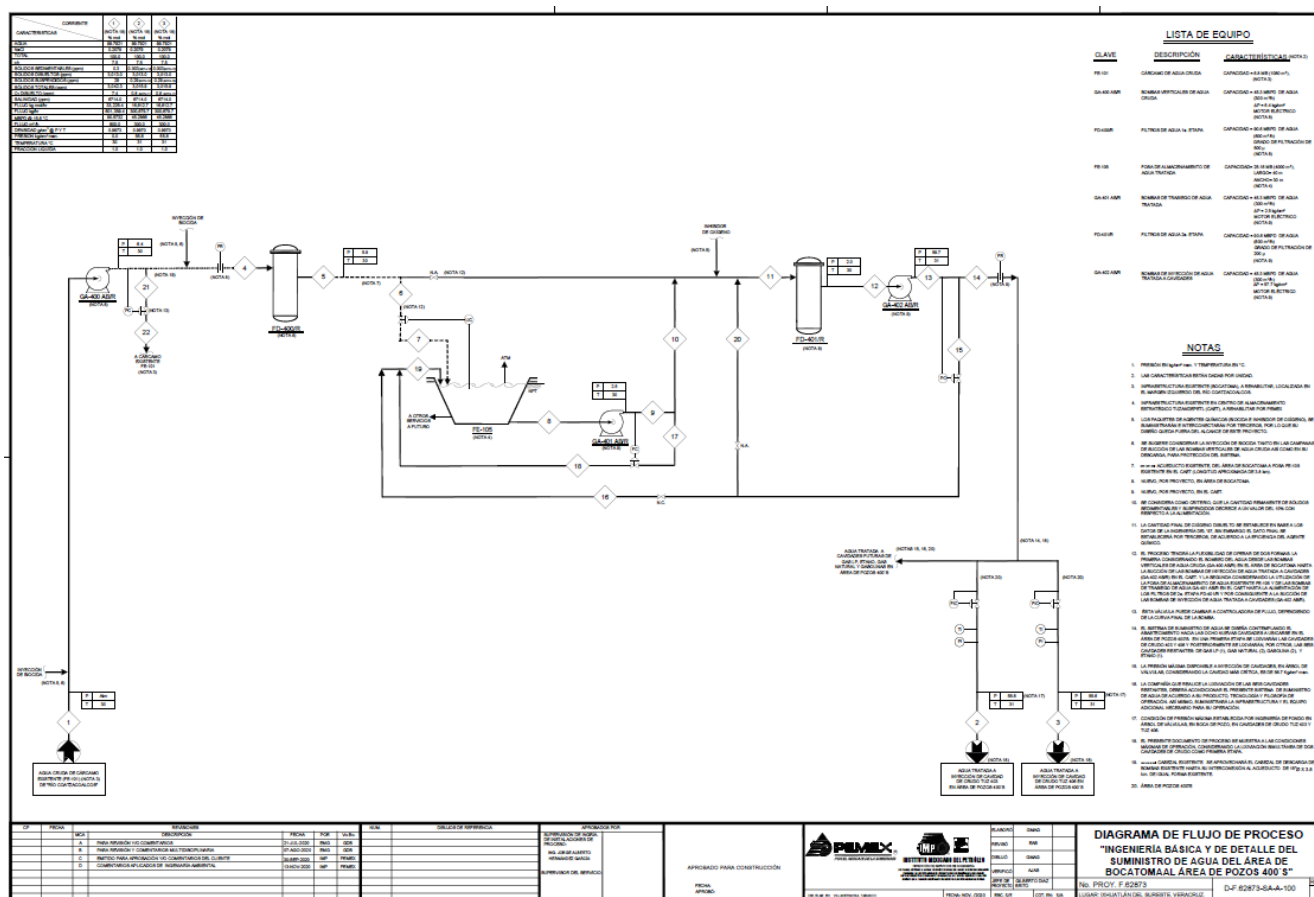


Figura I. 5 Proceso para el suministro de agua tratada a cavernas nuevas.

En el proceso de Lixiviación se suministra agua tratada y diésel para sello en las cavernas nuevas y posteriormente se extrae el diésel con salmuera que se envían a la Presa API, donde el diésel separado se envía a pipas y la salmuera pasa a las presa A,B y se unen los flujo en la presa C para finalmente enviarla la salmuera mediante bombeo al ducto de 20" para su disposición al Golfo de México.

En la Figura I.6. se muestra el Diagrama de Flujo del Proceso de Lixiviación el cual podrá consultarse en el **Anexo 6**.

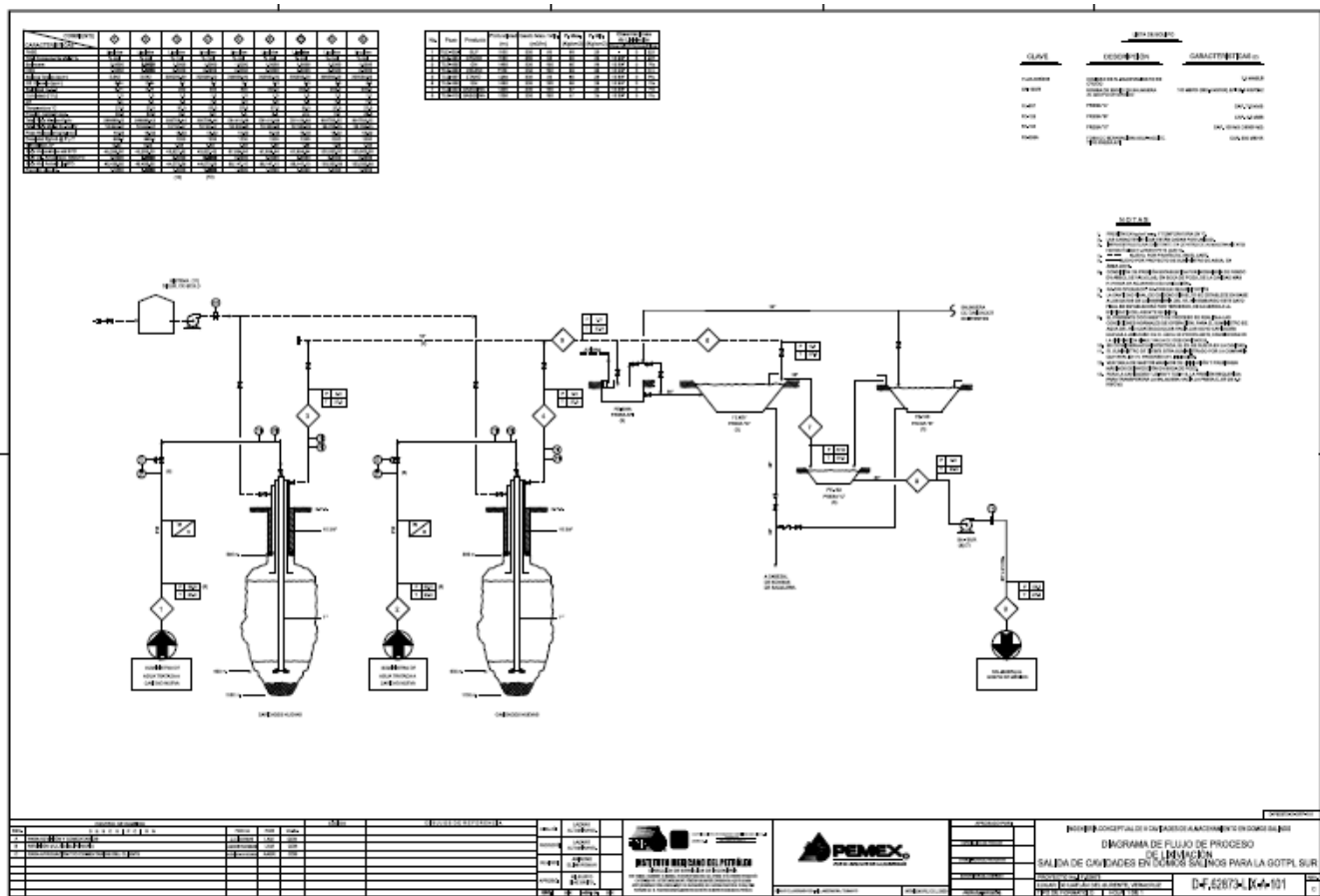


Figura I.6 Proceso de Lixiviación para el suministro de agua a cavernas.

Capacidad de diseño en el proceso de Lixiviación y Explotación de Crudo.

La capacidad de diseño del proceso de lixiviación se muestra en la Tabla I.8.

Tabla I. 8 Capacidad de diseño del proceso de lixiviación Área 400 ´s

Núm	Proceso de Lixiviación	Capacidad de diseño
1	Flujo máximo de agua a Cavernas TUZ-403 y TUZ-406.	90 MBPD/45MBPD una caverna
2	Flujo mínimo de agua a Caverna TUZ-403 ó Caverna TUZ-406 (inicio y terminación de lixiviación).	7.5 MBPD
3	Flujo máximo de salmuera de cavernas TUZ-403 y TUZ-406.	87 MBPD/44 MBPD una caverna
4	Flujo mínimo de salmuera de caverna TUZ ó TUZ-406.	7.3 MBPD

Capacidad de de almacenamiento en el proceso de Lixiviación y Explotación de Crudo.

La capacidad de diseño del proceso de lixiviación y explotación de los productos crudose muestra en la Tabla I.9.

Tabla I. 9 Capacidad de diseño del proceso de Explotación de crudo Área 400 ´s

	Proceso de Explotación	
21	Cavernas TUZ-403 y TUZ-406	3.0 MMBPD

Características de tanques de almacenamiento.

No se cuenta con tanques de almacenamiento.

Productos principales.

De acuerdo con el esquema de explotación de las cavernas TUZ-403, TUZ-406, los principales productos para su almacenamiento, distribución, medición y comercialización son Crudo Maya e Istmo.

Características del crudo maya e Istmo.

Las características y propiedades de los tipos de crudo maya e Istmo son las siguientes de acuerdo a la Tabla I.10.

Tabla I.10 Propiedades del Crudo Maya e Istmo

Componente/Propiedad	Unidades	Maya	Componente/Propiedad	Istmo
Metano	(%) mol	0.0018	Metano	0.0020
Salmuera	(%) mol	0	Salmuera	0
Agua	(%) mol	0	Agua	0
Etano	(%) mol	0.0033	Etano	0.0010
CO2	(%) mol	0.0005	CO2	0.0012
Propano	(%) mol	0.0070	Propano	0.0050
Butano	(%) mol	0.0048	Butano	0.0008
Ibutano	(%) mol	0.0017	Ibutano	0.0003
NBP 40	(%) mol	0.2400	NBP 40	0.3158
NBP 121	(%) mol	0.1732	NBP 121	0.1719
NBP 176	(%) mol	0.1387	NBP 176	0.1416
NBP 232	(%) mol	0.1005	NBP 232	0.0783
NBP 287	(%) mol	0.0750	NBP 287	0.0827
NBP 343	(%) mol	0.0611	NBP 343	0.0640
NBP 398	(%) mol	0.0487	NBP 398	0.0352
NBP 463	(%) mol	0.0462	NBP 463	0.0399
NBP 537	(%) mol	0.0348	NBP 537	0.0267
NBP 611	(%) mol	0.0268	NBP 611	0.0165
NBP 1057	(%) mol	0.0358	NBP 829	0.0170
Temperatura	°C	30	Temperatura	30.0
Presión,	Kg/cm2 man	13	Presión,	13.0
Total Flujo Masico	Kg/hr	612621.47	Total Flujo Masico	573112.45
Total Flujo Molar	Kg-mol/hr	2329.83	Total Flujo Molar	3080.87
Peso Molecular	kg/kg-mol	262.9	Peso Molecular	186.0

Componente/Propiedad	Unidades	Maya	Componente/Propiedad	Istmo
DENSIDAD	Kg/m ³ @ P y T	924.79	DENSIDAD	865.15
VISCOSIDAD,	cP	154.84	VISCOSIDAD,	9.73
Gravedad Especifica	-	0.9248	Gravedad Especifica	0.8651
Grados API	-	21.36	Grados API	31.89
Entalpia	Kcal/Kg	8.94	Entalpia	7.65
Tension Superficial	Newton/m	0.0268	Tension Superficial	0.0257
Viscosidad cinemática líqu.	cStoke	169.05	Viscosidad cinemática líqu.	11.37

Nota: Bases de diseño y diagrama de Flujo de Proceso.

Características del sitio, susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos y áreas vulnerables.

Clima y Temperatura.

La zona climática en que se ubica la región en estudio corresponde, de acuerdo a los datos disponibles de tipo climatológico y a los criterios establecidos por Köppen, modificados por E. García, el clima que impera es de tipo Cálido húmedo, con régimen de lluvias en verano, de tipo semicálido, donde la precipitación media anual es del orden de 2,400 mm.

La zona bajo estudio, se localiza en una región donde los climas tipo A corresponden a las zonas más cálidas del planeta, y dentro de este grupo se diferencian aquellos climas con estaciones secas en invierno (Aw), estaciones secas cortas (Am) y climas sin estación seca (Af).

En la zona climática en que se ubica el proyecto prevalece el clima de tipo Am(f), cálido húmedo con lluvias en verano. Cabe señalar que en el municipio de Minatitlán se presentan cuatro tipos de climas: (A)C(fm), Am, Am(f), A(f); los tres últimos ocupan proporcionalmente casi la misma superficie, y el (A)C(fm), una mínima parte.

Se identifica con las siglas Am (i) g, una amplia zona de la porción noroccidental que incluye las poblaciones de Minatitlán y Coatzacoalcos, donde el por ciento de lluvia invernal está comprendida entre 5% y 10.2% de la anual; la precipitación del mes más seco es menor de 60 mm y la temperatura presenta una oscilación entre 5° y 7° C. La porción oriental se identifica con las siglas Am (f) (i) g, donde varía en cuanto al porcentaje de lluvia invernal que es mayor de 10.2 y la precipitación del mes más seco es de 60 mm.

El clima de la zona pertenece a los cálido-húmedos de los tipos Am(f) y Am(w), que corresponden al patrón climático de la región Golfo de México, el cual está determinado por dos sistemas de vientos predominantes, en el verano y otoño los Alisios, las Ondas del este y los ciclones tropicales; y en el invierno los Nortes (García, 1981). El clima Am(f) cálido-húmedo con lluvia todo el año se distribuye en casi toda el área; la temperatura media anual es de 25° C; el mes más frío es enero, con 22°C, y el mes más caliente es mayo, con 27° C; por ello el régimen térmico se considera tipo Ganges; es decir, la temperatura más alta se presenta antes del solsticio de verano.

El total de precipitación anual está entre los 2,300 y 2,800 mm; el régimen pluvial es intermedio, toda vez que llueve todo el año, aunque las lluvias se concentran de junio a noviembre; el porcentaje de lluvia invernal es de 9 (García, 2004). Una porción situada al suroeste tiene clima cálido-húmedo con lluvias en verano, Am (w), y otra porción muy pequeña, en el extremo suroeste, presenta clima cálido-subhúmedo con lluvias en verano, Aw2 (García, 1973).

Aw2 (91.5%) Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C. Precipitación del mes más seco entre 0 y 60 mm; lluvias de verano con índice P/T (Precipitación torrencial) mayor de 55.3 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

Aw1 (8.5%). Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C. Precipitación del mes más seco menor de 60 mm; lluvias de Verano con índice P/T entre 43.2 y 55.3 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

En mayo se presenta la temporada con clima cálido y poco lluvioso, mientras que de junio a octubre se tiene clima cálido-lluvioso, debido a la influencia del monzón del Golfo, que está relacionado con los Vientos Alisios los cuales dominan durante gran parte del año, las precipitaciones son principalmente nocturnas, al amanecer o en la mañana (Manifiesto de Impacto Ambiental del proyecto).

Dirección y velocidad de vientos.

El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local, rugosidad y de otros factores. Cabe hacer mención que la información analizada fue recopilada por la estación de monitoreo de calidad del aire, ubicada en Minatitlán, Veracruz, el sitio denominado “Tecnológico” pertenece a la red del SINAICA y se encuentra a 9.44 kilómetros del área de bajo estudio en Tuzandépetl. Las lecturas de la intensidad del viento promedio por hora (velocidad y dirección) se obtienen de las estaciones metereologicas que se encuentran a 10 metros sobre el suelo.

De acuerdo a la base de datos weatherspark, la velocidad promedio del viento por hora en la región de Nanchital, Veracruz, tiene variaciones estacionales leves durante el año. La parte más ventosa del año dura alrededor de 7 meses, de septiembre a mayo, con velocidades promedio del viento de más de 14.0 km/h. Las mayores intensidades del viento ocurren en el mes de enero, con una velocidad promedio del viento de 16,0 km/h.

Entre los años de 2016 a 2020, el periodo de mayor calma, abarca 4 meses, de mayo a septiembre, siendo los momentos más intensos en el mes de agosto, con una velocidad promedio del viento de 12.0 km/h. Observación no se menciona la dirección del viento.

Precipitación.

En la región de Tuzandépetl las mayores precipitaciones se presentan en los meses de septiembre y octubre. Y son menores en los meses de marzo, abril y mayo.

De acuerdo a la variación mensual de la precipitación media; siendo los meses de septiembre y octubre los de mayor precipitación, la cual es debido a la influencia de los ciclones tropicales, en un mes se puede dar una precipitación pluvial promedio mensual de 450 mm. La temporada más seca del año en la región abarca de marzo a mayo.

De acuerdo a la base de datos weatherspark, en el periodo de 2016 a 2020, la temporada de mayor precipitación abarca los meses, de agosto a noviembre, con una probabilidad de más del 46 % de que cierto día será mojado. La probabilidad máxima de un día mojado es del 78 % y ocurre en septiembre.

La temporada más seca dura aproximadamente 6.6 meses, de la segunda quincena de noviembre a finales de mayo en la región de Nanchital, Veracruz.

Temperatura

En la región de Tuzandépetl el mes más caluroso es mayo y los meses más fríos son diciembre, enero y febrero. Los meses de marzo, abril y mayo son los meses con temperaturas más elevadas; alcanzando valores de 43° C.

De acuerdo a la base de datos weatherspark, en el periodo de 2016 a 2020 la temporada

calurosa en Nanchital dura de abril a junio, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 32 °C. El día más caluroso del año es el 8 de mayo, con una temperatura máxima promedio de 34 °C y una temperatura mínima promedio de 25 °C.

La temporada fresca abarca los meses de noviembre a febrero, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 27 °C. El día más frío del año ocurre en enero, con una temperatura mínima promedio de 20 °C y máxima promedio de 25 °C.

La temperatura máxima (línea roja) y la temperatura mínima (línea azul) promedio diaria con las bandas de los percentiles 25° a 75°, y 10° a 90°. Las líneas delgadas punteadas son las temperaturas promedio percibidas correspondientes.

Humedad relativa.

El nivel de comodidad de la humedad se basa en el punto de rocío, ya que éste determina si la transpiración se evaporará de la piel enfriando así el cuerpo. Cuando los puntos de rocío son más bajos se siente más seco y cuando son altos se siente más húmedo. A diferencia de la temperatura, que generalmente varía considerablemente entre la noche y el día, el punto de rocío tiende a cambiar más lentamente, así es que aunque la temperatura baje en la noche, en un día húmedo generalmente la noche es húmeda, en Nanchital la humedad percibida varía levemente.

De acuerdo a la base de datos weatherspark, el período más húmedo del año dura 10 meses, de febrero a diciembre, y durante ese tiempo el nivel de comodidad es bochornoso, opresivo o insoportable por lo menos durante el 78 % del tiempo. El día más húmedo del año se da en el mes de agosto, con humedad el 100 % del tiempo.

Ciclones tropicales y huracanes.

El estado de Veracruz es una de las entidades federativas con mayor incidencia de inundaciones en el país; la superficie inundable es de 6,275 km², que representa el 8% de la superficie estatal, dentro de la cual se asientan 2,189 localidades de 118 municipios, en las que habitan 1,252,251 personas (18% de la población estatal).

Los desastres naturales de mayor incidencia tienen su origen en lluvias intensas asociadas a

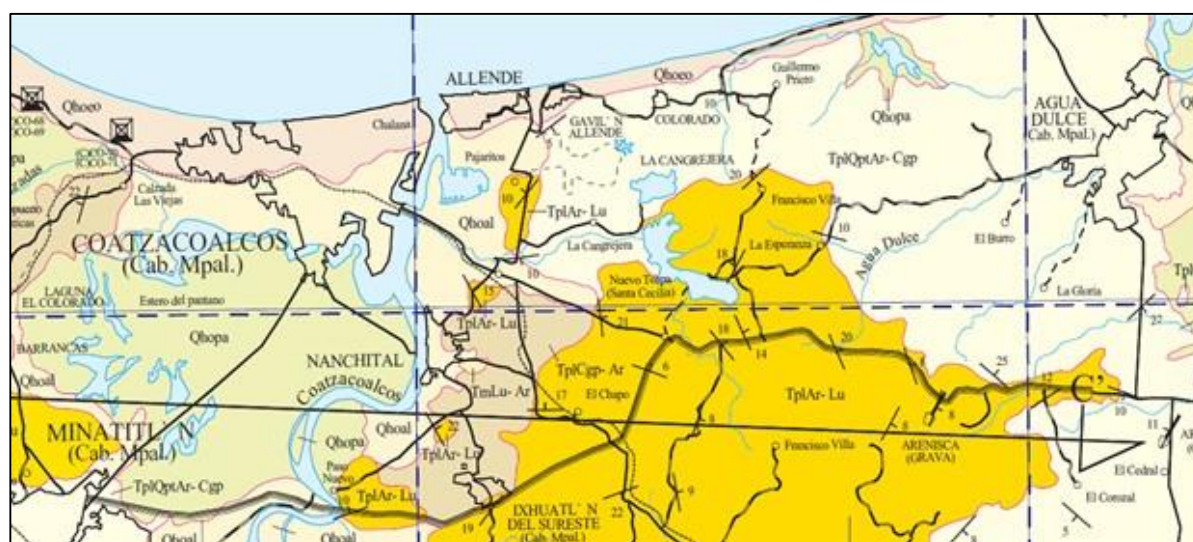
ciclones tropicales, ondas del Este y frentes fríos, que provocan depresiones y tormentas tropicales, huracanes, inundaciones, heladas; pero también existen otros eventos meteorológicos extremos, como sequías y deslizamientos de tierras, entre otros.

El promedio anual en las pasadas décadas ha sido de once tormentas, dos de ellas huracanes de gran intensidad, de niveles 3, 4, y 5 en la escala de Saffir-Simpson, que han ocasionado que exista un nivel importante de vulnerabilidad en diversos Municipios del Estado de Veracruz.

La región es susceptible a eventos meteorológicos importantes, ya que en los últimos 20 años han ocurrido 9 fenómenos meteorológicos (cyclones y huracanes).

Características litológicas

Litológicamente en el área de estudio se caracteriza en términos generales por presentar principalmente 4 unidades litoestratigráficas caracterizadas por depósitos constituidas por gravas y arenas con intercalaciones de arcilla y limos de edad Cuaternario y secuencias de lutitas y areniscas con rango de edad del Mioceno al Plioceno, como se puede observar en el plano geológico (Figura I.8).



Fuente: Servicio Geológico Mexicano, 2004

Figura I. 8 Plano geológico donde se delimitan las unidades litológicas presentes en el área de estudio

En la Figura I.9 podemos observar la posición estratigráficas de las rocas presentes superficialmente en el área de estudio, de edad Plioceno - Pleistoceno al Reciente/Cuaternario y/o Reciente, hacia la parte basal se tienen se caracteriza, por una alternancia de lutitas fosilíferas con areniscas de color gris azulado, las cuales son las más predominantes con algunas interestratificaciones de horizontes de bentonita posteriormente una secuencia de arenas y lutitas y hacia la parte superior se tiene cuerpos lenticulares, y de lutitas, con ocasionales cuerpos de conglomerados, gravillas y arenas. A continuación se describe lo más relevante de cada una de las unidades litológicas presentes en el área de estudio iniciando de la más antigua a la más reciente.

Unidad A

Se caracteriza estas rocas por estar constituida predominantemente por potentes espesores de arenas cuarcíferas de grano fino a grueso de coloraciones café claro a naranja, poco compacta, en ocasiones bien estratificadas, con delgadas intercalaciones de lutitas suaves de color gris azulado, su espesor varía de 200 a 300 metros pudiendo ser aún mayor. A esta unidad litológica se denomina como Formación Filisola (Tm-Ar-Lu) y es muy difundida por producir arena sílica en el área.

Unidad B

Está formada predominantemente de una alternancia variable de arenas y areniscas de color gris verdoso con intercalaciones de lutitas carbonosas con pirita diseminada en ocasiones arenosas de color gris azulado, y delgados horizontes de lignito y hacia su parte basal de han identificado conglomerados cementados.

En la región occidental de la carta ésta formación aflora y, hacia la porción oriental, se tiene espesores que varían de 1,000 hasta 3,000 metros, esta variación tan marcada se debe a que los sedimentos rellenaron fosas tectónicas contemporáneas al depósito, se le conoce como Formación Paraje Solo (Tpl Ar-Lu).

Unidad C

Consiste de cuerpos arenosos en ocasiones lenticulares, de grano medio a grueso de arcillas grises y cafés y conglomerados rojizos, con ocasional estratificación, esta unidad presenta características físicas para ser utilizada en la industria de la construcción, a esta secuencia litológica se le denomina Formación Cedral (Tpl-Qpt- Ar-Cgp).

Unidad D

Son Depósitos Cuaternarios y Continentales con espesores no mayor a los 100 metros, de los que se han identificado 4 tipos:

Deposito Litoral (Qho li)

Estos depósitos lo forman arenas (cuarcíferas), limpias formadas por el oleaje del mar, de grano fino color gris-pardo sueltas con cristales de cuarzo de grano fino a medio y magnetita en abundancia color claro, verde, naranja y oscuro, mezclado en algunos horizontes con limo y arcilla.

Depósitos Palustre (Qho pa).

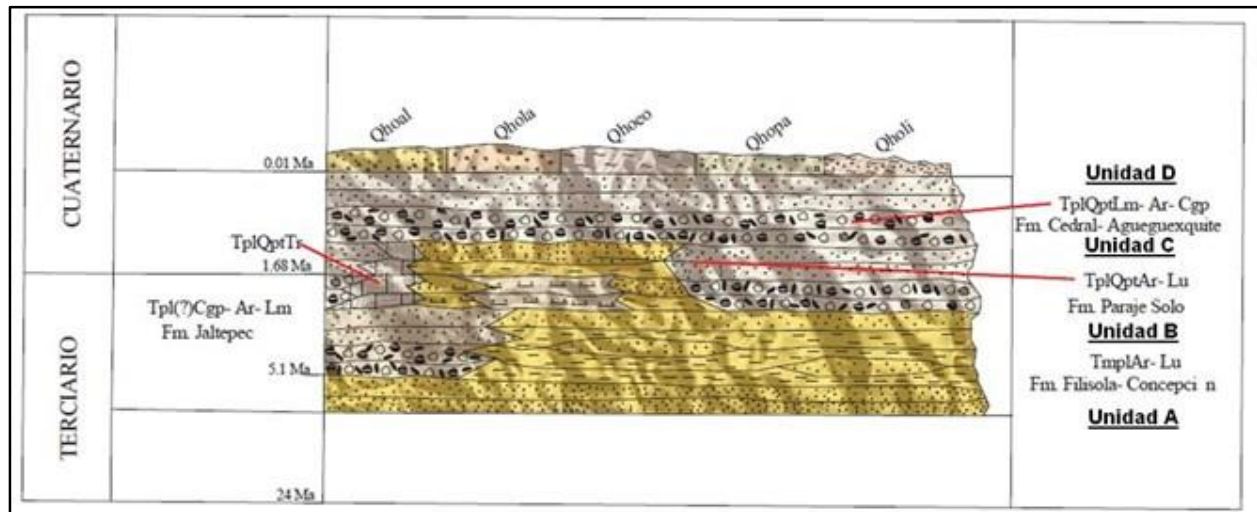
Este depósito se considera como una zona pantanosa debido a que en las zonas bajas se puede apreciar suelo negro, con contenidos de materia orgánica en estado de descomposición, consiste de lodo en estado de descomposición con mezcla de tallos y hojas de plantas, formados en tierras bajas cubiertas por agua estancada. El lodo lo conforma limo y arcilla de color gris oscuro, en algunas partes se observan arena suelta de cuarzo y algunos fragmentos negros finos, que presenta un color pardo al intemperismo.

Depósitos Lacustre (Qho la)

Esta unidad aflora en áreas muy restringidas depositada en zonas marginales del río Coatzacoalcos, están constituidos por arena fina, arcilla y limo rodeada por depósitos aluviales.

En algunas porciones del área se han reportados intercalados en estos depósitos flujos piroclásticos (tobas) como ceniza volcánicas color negro y pardo en espesores que varían de

1 a 5 cm, con horizontes intercalados con escoria y fragmentos líticos provenientes de la zona volcánica de los Tuxtlas.



Fuente: Servicio Geológico Mexicano (2008).

Figura I. 9 Columna estratigráfica tipo del área.

Características geomorfológicas del área.

El área de estudio se caracteriza por la presencia de dos zonas geomorfológicas bien definidas: la primera en la porción occidental se encuentra en las áreas más elevadas, donde los cerros y lomeríos tienen formas redondeadas alcanzando alturas hasta de 100 metros sobre el nivel del mar y formadas por estructuras plegadas con afloramientos constituidos por sedimentos arenosos. (Figuras I.10 y I.11).

La segunda hacia la porción oriental, corresponde a una zona de topografía más baja (de menos de 50 metros sobre el nivel del mar), drenada por el río Coatzacoalcos, donde se tienen áreas pantanosas y por lo tanto inundables se dificulta el drenaje superficial. (Figura I.12).



Figura I. 10 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos del límite del municipio de Ixhuatlán del Sureste hacia los poblados Shalapa, Los Santos, donde se aprecian los relieves de los lomeríos del área. (Google Maps, 2020).



Figura I. 11 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos del municipio de Ixhuatlan del Sureste hacia el noroeste, donde se observa los lomeríos entre las carreteras de Minatitlan – Mundo Nuevo y el entronque Ixhuatlan del Sureste - Nanchital. (Google Maps, 2020).



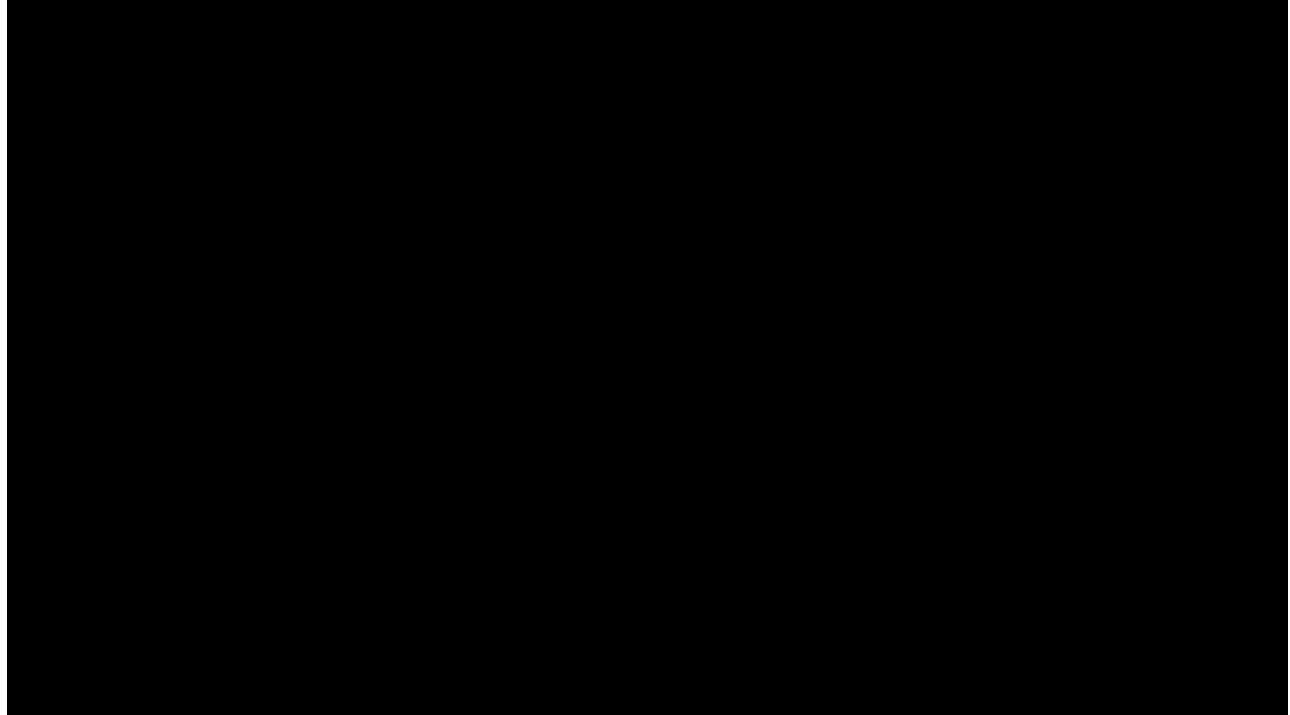
Figura I. 12 Vista de imagen de satélite en 3D donde se observan los rasgos geomorfológicos de las zonas bajas y pantanosas entre el entronque carretera Ixhuatlan del Sureste - Nanchital – Rio Coatzacoalcos. (Google Maps, 2020).

Características del relieve.

Analizando la carta topográfica E15-A85 escala 1:50 000 (con curvas de nivel cada 10 metros (Figura I.13), y la imagen del relieve (Figura I.14), en un trazo de línea recta de 13 kilómetros con una dirección oeste – este, donde se encuentra el área límite de estudio que es el límite del Rio Coatzacoalcos en la zona El Playón hacia los poblados Shalapa - Las Águilas - El Vivero.

En los primeros 5 kilómetros se pasa de un terreno casi horizontal en el que predominan las curvas de nivel de entre 10 y 30 metros sobre nivel del mar, a partir del 6 al 13 kilómetros, se observa un cambio de pendiente donde se identifican curvas de nivel de entre 30 a no más de 70 metros, donde los cerros y lomeríos tienen formas redondeadas, extensas áreas de pendiente suave no se identifican escarpes ni amplias laderas, lo que nos indica que en estas altitudes no se tiene erosión lineal.

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



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

Por lo anterior, dominan en esta región las planicies con pendiente plana (de 0° a 1°) (67% del área de estudio), los terrenos con esta característica se extienden prácticamente por toda el área, aunque la superficie más importante se encuentra hacia el centro-oeste. Le siguen inclinaciones, ligeramente suave (de 1° a 3°) y suave (de 3° a 5°), muestran una correspondencia con superficies inclinadas, la parte inferior de este relieve es la que tiene la pendiente ligeramente suave pues se incrementa la acumulación de sedimentos en la base, debido a la erosión laminar, que se asocia con los lomeríos, colinas y laderas de elevaciones menores. La distribución más amplia de ambos grupos de pendiente se presenta hacia el centro este, del total, las áreas de pendiente ligeramente suave cubren un 17% y las de pendiente suave 6%.

Las áreas de pendiente moderada (de 5° a 15°) abarcan el 10% de la zona de estudio y prácticamente corresponden a las laderas de lomeríos, colinas suaves y elevaciones menores, cuyo escurrimiento superficial se considera de lento a medio. El relieve con estas características se distribuye hacia el sur este.

En general se puede indicar que el análisis de la pendiente en la zona de estudio no es una

variable significativa, debido a como se ha indicado que en general predominan las pendientes planas y suaves, sin embargo la pendiente influye indirectamente sobre la vulnerabilidad de las zonas planas, ya que favorece que el terreno sea susceptible a inundarse.

Edafología

La situación geográfica de la zona hacia la Costa Veracruzana le confiere condiciones climáticas que son importantes para la comprensión de suelo, en su localización en la parte Costera del Golfo de México es común encontrar sedimentos aluviales continentales y marinos.

Es posible encontrar también rocas del Mesozoico, así como cenizas volcánicas más recientes. Los suelos que observamos en la mayor parte del territorio nacional, y por ende de la zona de estudio han sido formados durante el Cuaternario. Según (Papadakis, *in*: INE 2019) pertenecen a la Región llamada Caolinitico Joven.

El suelo es entonces el resultado de procesos de intemperismo físico y químico de las rocas y de procesos de mineralización biológica y bioquímica de residuos orgánicos de plantas y animales. Durante dichos procesos, las partículas minerales y la materia orgánica se mezclan y se agrupan en unidades estructurales determinando un patrón de poros.

Como se ha hecho mención en el Estado de Veracruz las condiciones de temperatura y precipitación provocan un fuerte intemperismo en las suaves rocas sedimentarias, y aun en las duras rocas de origen ígneo, de tal forma que dominan los suelos profundos sobre los limitados por rocas a menos de un metro de profundidad.

La distribución de los suelos en la zona de estudio, es el resultado de una relación directa entre el ambiente geológico y las condiciones climatológicas imperantes para esta zona, las unidades de suelo son producto de los procesos de intemperismo al que son sometidas las rocas que afloran en la superficie terrestre. De manera general de acuerdo a las condiciones que dan origen al suelo podemos distinguir suelos acumulativos por el depósito de fragmentos acarreados desde gran distancia por los agentes erosivos (viento y agua), por otro lado encontramos suelos residuales cuyo origen es la descomposición de los

materiales geológicos en fragmentos finos como arcillas, arenas y gravas.

Con base en la carta de distribución de suelos elaborada por la CONABIO en forma conjunta con la UNAM, se tiene que, la descripción de suelos que existe dentro y en áreas aledañas al predio corresponde a suelos de tipo Cambisol Ferrálico.

el cambisol es un suelo joven, poco desarrollado, que se encuentra en cualquier clima, exceptuando zonas áridas con cualquier tipo de vegetación en el subsuelo tiene una capa de terrones que presentan un cambio con respecto al tipo de roca subyacente, con alguna acumulación de arcilla, calcio, etc. Susceptibilidad de moderada a alta erosión. Cuenta con 9 subunidades: Cálcico (Bc), Crómico (Bc), Dístrico (Bd), Eútrico (Be), Ferrálico (Bf) Férralico (Bx) Gléycio (Bg), Húmico (Bh) y Crómico (Bc).

Hidrología superficial costera.

La Región Hidrológica Número 29 Coatzacoalcos se encuentra delimitada al Norte por el Golfo de México, al Oeste por la Región Hidrológica Papaloapan, al Este por la Subregión Hidrológica Tonalá y por la Región Hidrológica Número 30 Grijalva-Usumacinta y al Sur por la Región Hidrológica Número 22 Tehuantepec. Tiene una extensión de 21,565.90 kilómetros cuadrados, una precipitación anual promedio de 2,266 milímetros y un escurrimiento medio anual de 28,717.36 millones de metros cúbicos. Este sistema hidrográfico es el tercero de importancia en el país por su caudal, después de los sistemas Grijalva-Usumacinta y Papaloapan y se ubica geográficamente entre los 16°38' y 18°21' latitud norte, y los 93°43' y 95°44' longitud oeste (INEGI, 2016).

En la Región Hidrológica se localizan diversas corrientes y ríos que desembocan al Golfo de México. Los ríos más importantes del sistema hidrológico son el Coatzacoalcos y Uxpanapa. El río Coatzacoalcos tiene sus orígenes en los límites de los estados de Oaxaca y Chiapas, en los inicios de la Sierra Madre de Chiapas, a una elevación de 1,900 metros sobre el nivel medio del mar. En su recorrido por el Estado de Oaxaca presenta una dirección predominante al oeste, pero al cruzar el Estado de Veracruz su dirección se torna al noreste hasta su desembocadura al mar. Recibe en su trayecto varios afluentes de escasa importancia, los de cauce mejor definido son los ríos Pinal, Malatengo, Verde, Sarabia y Tolosita, finalmente, confluyen los ríos Jaltepec y Solosuchil a 4 kilómetros aproximadamente de la ubicación de

la estación hidrométrica Las Perlas, la cual tomó esta designación debido a que se encuentra ubicada en las inmediaciones de la localidad con el mismo nombre, perteneciente al municipio de Jesús Carranza, Estado de Veracruz.

Por otro lado, el río Uxpanapa tiene su origen en la misma Sierra Madre de Chiapas, a una elevación de 1700 metros sobre el nivel medio del mar; su recorrido tiene una dirección predominante hacia el Norte. Sus principales afluentes son el río Grande y río Oaxaca en su margen izquierda y el río Verde y Nanchital en su margen derecha. La confluencia del río Uxpanapa con el río Coatzacoalcos tiene presencia aproximadamente a unos 6 kilómetros aguas abajo la ciudad de Minatitlán, Veracruz, ciudad por la cual el río Coatzacoalcos transita al sur de ella. Estos ríos conforman las cuencas hidrológicas Alto Río Coatzacoalcos, Bajo Río Coatzacoalcos, Alto Río Uxpanapa y Bajo Río Uxpanapa (INEGI, 2016).

Por otro lado, al norte de la Subregión Hidrológica, tiene nacimiento el río Huazuntlán en la Sierra de Santa Martha, lo componen diversos ríos y arroyos, los de mejor definición son los ríos Osolupan, Chacalapa y Texizapan. Mantiene una dirección predominante hacia el este, hasta su confluencia con el río Coatzacoalcos, la cual se presenta aproximadamente a 7 kilómetros antes de la desembocadura de este último al Golfo de México. Finalmente, en su desembocadura al mar, el río Coatzacoalcos sirve de división entre las ciudades de Coatzacoalcos y Allende, en el Estado de Veracruz (INEGI, 2016).

La Región Hidrológica comprende 6 cuencas, las cuales son 1) Alto Río Coatzacoalcos, 2) Bajo Río Coatzacoalcos, 3) Alto Río Uxpanapa, 4) Bajo Río Uxpanapa, 5) Río Huazuntlán y 6) Llanuras de Coatzacoalcos

El uso actual del río Coatzacoalcos en las secciones que colindan con el SA básicamente es para la pesca para autoconsumo y para la venta en los restaurantes turísticos de la zona, sin embargo, las 6 cuencas hidrológicas que conforman la Región Hidrológica Número 29 Coatzacoalcos son una zona de reserva parcial para el abastecimiento de agua de uso doméstico y público urbano, con la finalidad de satisfacer la demanda de recursos hídricos de las poblaciones urbanas y que de acuerdo con los censos 1990, 2000 y 2010 publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), así como la tendencia en su crecimiento, se estimó el mismo en 1,654,098 habitantes para el año 2070, por lo que es

necesario contar con volúmenes disponibles para el abastecimiento (DOF: 23/03/2018).

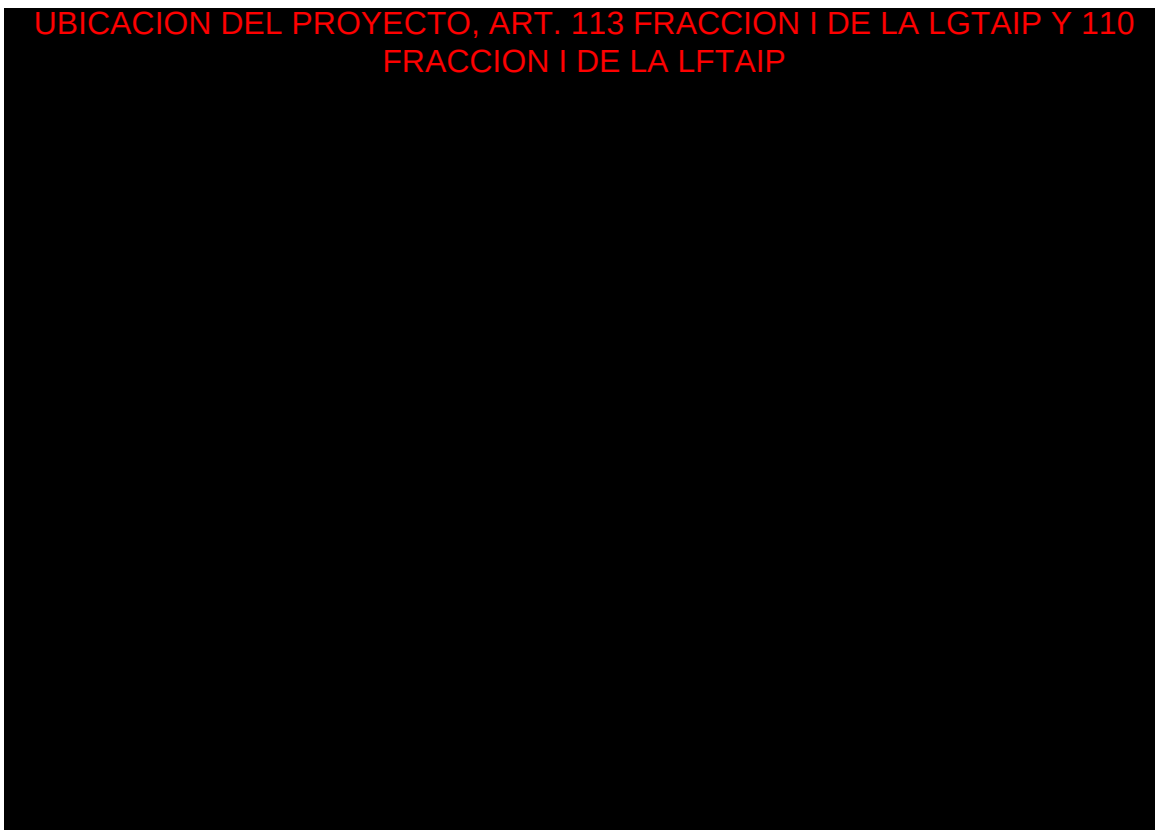
Cuerpos de agua existentes.

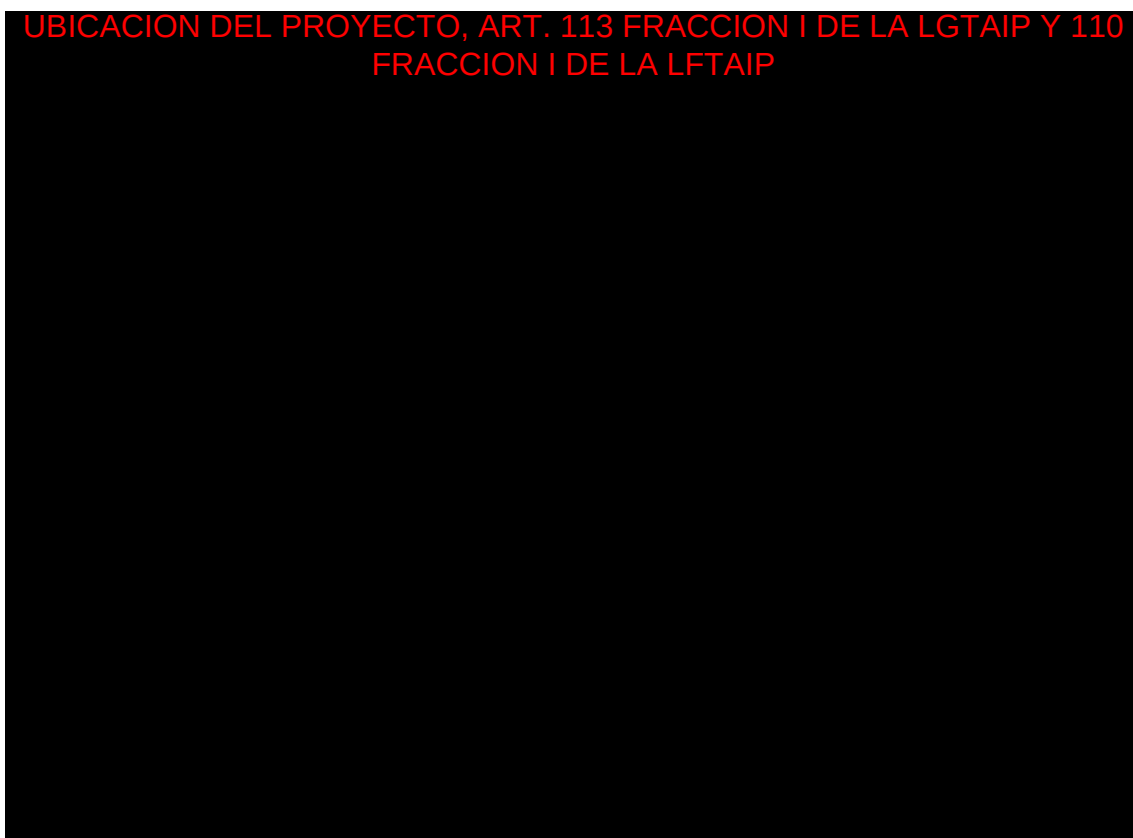
Al interior del Sistema Ambiental no existen numerosos cuerpos de agua, solamente se puede observar la presencia de 8 cuerpos de agua, de los cuales 2 son escurrimientos superficiales y 6 son depósitos de agua naturales y artificiales; además de las presas A, B y C del CAE Tuzandepetl de PEMEX Logística

Presas A, B y C del CAE Tuzandepetl de PEMEX Logística:

Cuerpos de agua A, B y C Son las presas de almacenamiento de salmuera A, B y C del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl de PEMEX Logística, las cuales tienen uso industrial en el proceso de almacenamiento y distribución de hidrocarburos, las cuales fueron diseñadas y construidas para contener grandes volúmenes de agua saturada con altas concentraciones de salinidad (Ver Figuras I.15 y I.16).

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





Las presas A, B y C son cuerpos de agua artificiales, diseñados y contruidos por PEMEX para las operaciones del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl, las cuales son utilizadas para almacenamiento de salmuera saturada. Las concentraciones de salinidad y conductividad eléctrica de cada una de ellas son similares y se presentan en la Tabla I.11.

Tabla I. 11. Cuerpo de agua dentro del SA pertenecientes a PEMEX Logística.

Cuerpo de Agua	Uso	Parámetros fisicoquímicos		
		Salinidad (ppm)	CE μS/cm	T °C
Presa A CAE Tuzandepetl	Industrial	300000	455000	25
Presa B CAE Tuzandepetl	Industrial	300000	455000	25
Presa C CAE Tuzandepetl	Industrial	300000	455000	25

Fuente: PEMEX, 2020

Áreas Naturales Protegidas.

De conformidad con los artículos 130 y 131 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Áreas Naturales Protegidas, el polígono del Área 400 donde se ubicarán las instalaciones, se encuentra en la fase de desincorporación ante la CONANP como Área Natural Protegida que presenta un nivel de certificación intermedia con No. CONANP-251/2011 asignado como Áreas Destinadas Voluntariamente a la Conservación denominado como “Parque Ecológico Tuzandepetl”, debido a esta clasificación, se requerirá de la autorización de cambio de uso de suelo a través del Estudio Técnico Justificativo para las áreas que serán afectadas dentro del Área 400, debido a su estatus de protección, así como por las especies de vegetación que podrían encontrarse en dicha área.

Hidrología subterránea.

El SA del proyecto se encuentra situado en el acuífero Costera de Coatzacoalcos, clave 3012, el cual se localiza en la porción sur del Estado de Veracruz, colindando con los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco y con el Golfo de México. El acuífero abarca una superficie de 12,213.59 kilómetros cuadrados y abarca 21 municipios; comprende totalmente a los municipios de Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Oteapan, Moloacan, Hidalgotitlán, Zaragoza, Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río, Jesús Carranza, Cosoleacaque, Las Choapas, Uxpanapa y Agua Cruda y parcialmente, a los municipios de Jáltipan, Pajapan, Oluta, Coatzacoalcos, Acayucan, Chinameca, Soconusco, Sayula de Alemán y Texistepec. Administrativamente corresponde a la Región Hidrológico-Administrativa Golfo Centro.

Los límites del acuífero están definidos por los vértices de la poligonal simplificada y que corresponden a las incluidas en el "ACUERDO por el que se da a conocer la ubicación geográfica de 371 acuíferos del territorio nacional, se actualiza la disponibilidad media anual de agua subterránea de 282 acuíferos, y se modifica, para su mejor precisión, la descripción geográfica de 202 acuíferos", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2009.

Tipo de acuífero.

De manera general, el acuífero es del tipo libre y se encuentra en los materiales permeables recientes del Terciario y Cuaternario, no obstante, hacia el oeste se compone de sedimentos arenosos que están cubiertos por materiales finos, lo que le confiere semiconfinamiento.

En la porción occidental de la margen izquierda el río Coatzacoalcos, los acuíferos están constituidos en la unidad identificada como sedimentos arenosos cubiertos en la mayor parte del área por formaciones aluviales. En estos sedimentos arcillosos los acuíferos funcionan como confinados y semiconfinados donde el confinamiento superior está constituido por depósitos aluviales y el confinamiento inferior está constituido por las formaciones arcillosas del terciario.

Niveles del agua subterránea.

La profundidad al nivel estático en el acuífero Costera de Coatzacoalcos, clave 3012, en el año 2014, variaba desde algunos centímetros, que se registran en las riberas de los ríos Coatzacoalcos, Tonalá, Coachapa y Uxpanapa, así como en las inmediaciones de las lagunas y en la zona próxima a la costa; hasta 45 metros, aumentando gradualmente de la zona costera y de las inmediaciones de las corrientes superficiales, hacia las estribaciones de las sierras y los lomeríos que lo delimitan, conforme se asciende topográficamente. Los valores más profundos, mayores de 30 metros, se registran en la porción central, hacia el poblado de Moloacán. En la porción sur y oriental del acuífero, comprendida entre Chichapa, Las Choapas y Agua Cruda, se registraron profundidades que variaron entre 2 y 25 metros.

La elevación del nivel estático, en el acuífero Costera de Coatzacoalcos, clave 3012, en el año 2014, variaba entre 0 y 54 metros sobre el nivel del mar, que se incrementan desde las llanuras de inundación de los ríos Coatzacoalcos, Tonalá, Coachapa y Uxpanapa hacia los terrenos más elevados topográficamente, de manera paralela a la dirección de escurrimiento de los ríos, mostrando el reflejo de la topografía, al igual que los valores de profundidad.

La evolución del nivel estático no registra cambios importantes en su posición en la mayor parte de su superficie, sólo presenta cambios estacionales naturales ocasionados por la

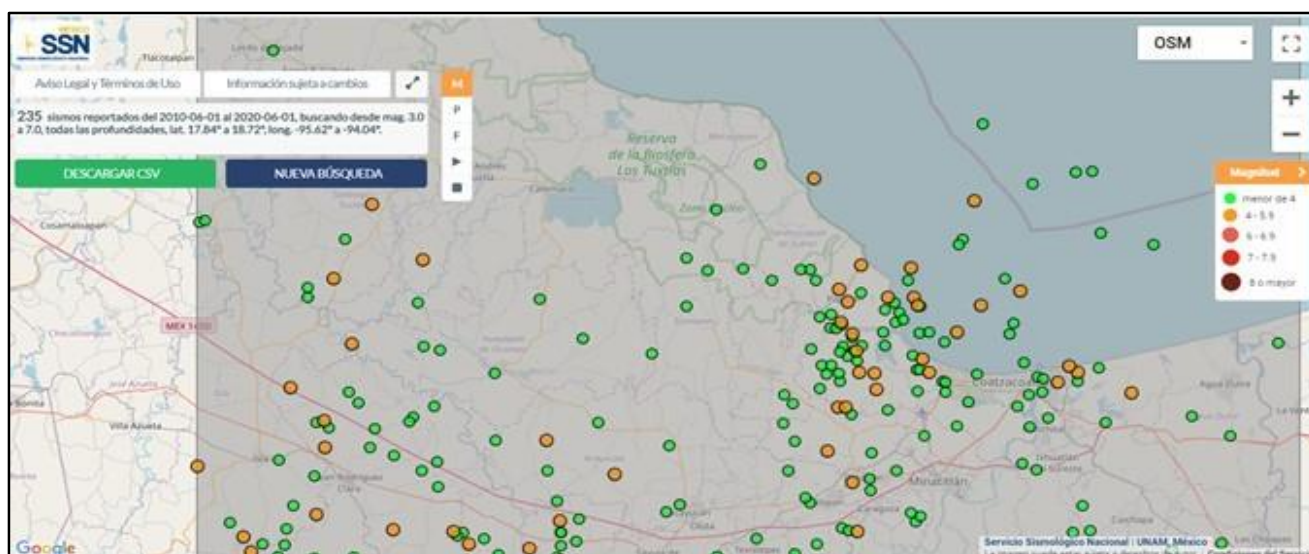
alternancia de las temporadas de estiaje y lluvias. Para el periodo 2011-2014, se observaron abatimientos y recuperaciones puntuales. Se presentaron abatimientos de hasta 1.5 metros al sur de Minatitlán; de 1.2 metros en la porción noreste del acuífero, en el área de Agua Cruda y hasta de 3 metros al oeste de la desembocadura del Río Coatzacoalcos.

Los valores más altos de recuperación, de hasta 3.76 metros, se registraron en la región occidental, hacia Jáltipan. En las inmediaciones de los poblados Ixhuatlán cercano al área de SA y Cuichapa ha habido una recuperación cercana al metro, mientras que en la Localidad de Moloacán, el nivel freático ha sufrido un descenso de 2 metros. La configuración de la elevación del nivel estático no demuestra alteraciones del flujo natural del agua subterránea que indiquen la presencia de conos de abatimiento causados por la concentración de pozos.

Susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos y áreas vulnerables.

Sismicidad

Al realizar una revisión de la sismicidad histórica en la zona de estudio y áreas circundantes en el periodo 2010 - 2020 en un cuadrángulo limitado al oeste por la región volcánica de los Tuxtlas, al este por la división fronteriza de los estados de Veracruz- Tabasco, al sur la sierra de Oaxaca y al norte la línea de costa del Golfo de México, se tienen registrados 235 sismos que van de magnitud de 3 a 4.9 escala Richter es del y reduciendo el registro a poblaciones cercanas como Coatzacoalcos, Allende, Nanchital, Jáltipan, Las Choapas, se tienen 91 sismos (Figura I.17), siendo su promedio de 3.8 escala Richter, que se consideran sismos de poca y media profundidad, ya que el foco va en un rango desde los 10 hasta los 60 kilómetros, el sismo más fuerte es reportado en el año 2012 en Coatzacoalcos con una intensidad de 4.9 escala Richter y el foco localizado a una profundidad de 48 kilómetro, por lo que los niveles sísmico en el área es bajo debido a que las aceleraciones sísmicas en el área van de un rango de 11 y a 34 gals (aceleración de la gravedad terrestre, cm/seg²).



Fuente: Servicio Sismológico Nacional, 2020

Figura I. 17 En el mapa se observa la dispersión de sismos de magnitud menores a 4 en escala Richter (puntos verdes) y de un rango de 4 a 5.9 en puntos de color naranja.

Deslizamientos

Analizando la litología, topografía y relieve, se puede visualizar que el área de estudio se tienen dos zonas bien definidas: al occidente del entronque carretera Paso Nuevo (Barragantitlan) - Nanchital - Ixhuatlán del Sureste la zona baja donde la pendiente predominante en el área es muy baja o relativamente plano con elevaciones de entre 10 a 30 metros y prácticamente se ubica en la zona de inundación, en los depósitos aluviales y palustres, en esta zona se ubican los poblados Paso Nuevo (Barragantitlan), Benito Canales, Tuzandepetl, Nanchital, Mundo Nuevo (La Cangrejera), Nahualapa, Gavilán de Allende; y hacia el oriente la zona alta con relieves de 30 a 70 metros de altura abarcando los Poblados: Ixhuatlán del Sureste, La Verónica, Cinco de Mayo, Benjamín, Chapo, La Potranca, Los Cocos, Las Águilas, El Guayabal, Shalapa, Amatitlan, Rancho Viejo, donde los cerros y lomeríos tienen formas redondeadas, adicionalmente presentando modificaciones antrópicas propias de los asentamientos humanos. Por lo cual no existen reportes de deslizamientos continuos en el área.

Derrumbes

Como se mencionó, el área analizada está constituida un relieve predominantemente plano por muy escasos lomeríos con pendiente suaves, lo cual reduce ampliamente las condiciones para la ocurrencia de procesos de derrumbes (proceso de remoción en masa), por lo que con lo analizado no existen riesgos considerables por derrumbes en la zona de estudio y representa un peligro menor en el área de estudio.

Inundaciones

Desde el punto de vista hidrológico, la zona de estudio está comprendida dentro de la Región Hidrológica No. 29, Coatzacoalcos, en la vertiente del Golfo de México. En la que se ubica la cuenca del Río Coatzacoalcos forma parte de la Región Hidrológica número 29, ubicada en la denominada Llanura Costera del Golfo de México limitada al sur por La Sierra Madre del Sur y al norte por la Cuenca del río Papaloapan.

Los fenómenos naturales hidrometeorológicos (inundaciones), que constantemente se registran en la parte baja de la cuenca se deben principalmente a la continua presencia de

ciclones (ondas tropicales) y huracanes que se ejemplifica en la y a que no existen suficientes obras de control. La cuenca del río Coatzacoalcos es considerada una de las cinco con mayor incidencia de inundaciones, y en lo general todas las subcuencas formadas por las áreas de drenaje de los afluentes del Río Coatzacoalcos, están sujetas a un régimen muy intenso de lluvias, dando lugar a muy altos coeficientes de escurrimiento (hasta 80% y posiblemente mayores). La precipitación promedio en toda el área es del orden de 2,400 mm / año y la temporada de lluvias se extiende de mayo a noviembre inclusive, siendo los meses más lluviosos en septiembre y octubre.

La frecuencia con que se presenta este fenómeno hidrometeorológico, es anual con fuerte impacto en las zonas urbanas e industriales como Coatzacoalcos, Nanchital, Ixhuatlán del Sureste y poblados circundantes, lo que provoca que principalmente hacia el oriente del área de estudio en las zona de bajo relieve al sea considerada de alto riesgo.

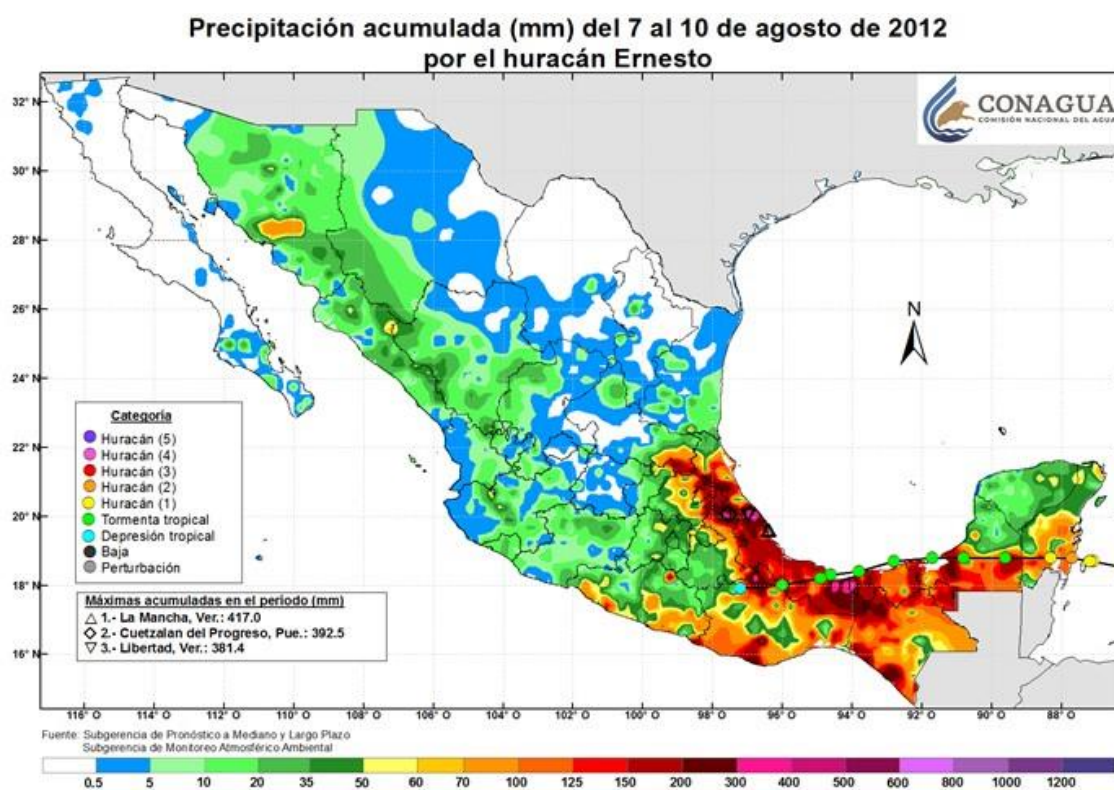
En la Subcuenca del río Coatzacoalcos, sus principales corrientes de agua perennes son: Arroyo Blanco y Arroyo Camalota siendo la zona noreste se concentran la mayor parte de las corrientes intermitentes, las cuales pueden afectar a las localidades aledañas.

De la misma manera, como se observa en la Tabla I.12, de Ixhuatlán del Sureste hacia el oeste, presenta áreas vulnerables de inundación, con un grado de peligro muy alto y medio. Siendo la zona noroeste del área de estudio donde se presenta un grado de peligro muy alto afectando a las localidades de Paraíso, Barragantitlán (Paso Nuevo), Benito Canales, Tuzandepetl, y SW de Nanchital y probablemente al SE de Ixhuatlán del Sureste, se observa un grado de peligro medio con menor superficie de afectación.

Tabla I. 12 Lluvias asociadas a ciclones tropicales y huracanes que han impactado en el área de estudio en el periodo 2010-2020 (SMN, 2020).

AÑO	DESASTRE	TIPO DE CAUSA	OBSERVACIONES DE CAUSA
2010	Inundación	Lluvias	Tormenta Tropical Matthew, Huracán Alex
2011	Inundación	Desbordamiento	Tormenta Tropical Harvey y Tormenta Tropical
2012	Inundación	Desbordamiento	Huracán Ernesto
2013	Inundación	Desbordamiento	Tormenta Tropical Sonia, Huracán Ingrid, Huracan Barbara
2014	Inundación	Desbordamiento	Tormenta Tropical Hanna
2015	Inundación	Lluvias	Huracán Patricia
2016	Inundación	Lluvias	Huracán Earl
2017	Inundación	Lluvias	Huracán Katia
2018	Inundación	Lluvias	Tormenta Tropical Tara, Tormenta Tropical Vicente, Tormenta Tropical Tara, Huracán Willa
2020	Inundación	Lluvias	Tormenta Tropical Amanda y Tormenta Tropical Cristóbal

Con la información analizada se puede deducir que el área de estudio se encuentra expuesta a presentar inundaciones de tipo fluvial debido a la presencia de ríos, arroyos, pantanos y lagunas que generan zonas de alta vulnerabilidad, especialmente en la porción oeste debido al afluente del río Coatzacoalcos y a la cantidad de afluentes que se distribuyen de forma heterogénea. Un ejemplo de los fenómenos naturales hidrometeorológicos que se dan en el área de estudio se presenta en la Figura I.18.



Fuente: CONAGUA, 2020

Figura I.18 Ejemplo de la distribución de la lluvia provocada por el huracán Ernesto en el año 2012, que impactó el área de estudio, con lluvias de hasta 300 milímetros (colores rojo, purpura y magenta).

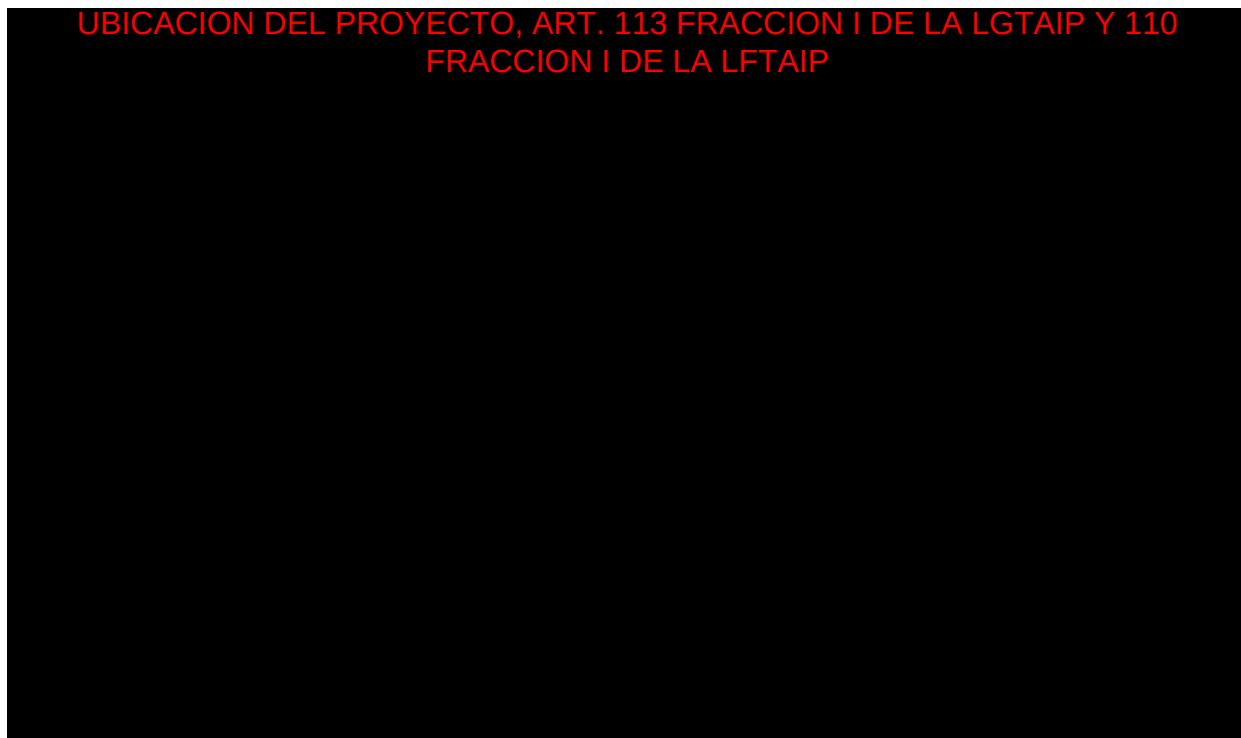
Presencia de Fallas y Fracturamientos

De acuerdo con la diversa información bibliográfica y cartográfica consultada la cual se apoya en interpretación de las imágenes de satélite, modelo digital de elevación y el modelo digital del relieve, así como con la verificación durante los trabajos en campo; se ha reportado en el área de estudio un proceso de deformación compresiva formando principalmente estructuras superficiales tipo pliegues con poca incidencia de generación de fracturas con dirección NW-SE y fallas.

Posible Actividad Volcánica.

Las estructuras volcánicas más cercanas (Los Tuxtlas), al área de estudio está a una distancia promedio en línea recta de 60 kilómetros del área de estudio (ver Figura I.19), la cual ha tenido diferentes fases de actividad a lo largo del tiempo, compone casi solamente de flujos de lava, lo que le da un aspecto de un cono mucho menos empinado, con pendientes más suave, se han reportado las ultimas erupciones hace 6000 años, actualmente presenta reducida actividad geotérmica y sísmica, y la nula actividad de fumarolas por lo que el impacto de una actividad volcánica es muy baja.

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



Normas, códigos y especificaciones

Con base en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en México, para el proyecto de Área 400 Tuzandepetl se utilizará la revisión vigente de documentos nacionales y/o internacionales.

Esta normatividad es enunciativa y no limitativa; durante del desarrollo de la ingeniería deberá hacer uso de todas las herramientas aplicables para el desarrollo de este servicio como se muestra en la Tabla I.13.

Tabla I. 13 Normatividad Aplicable

Leyes y reglamentos.
Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA).
Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (RLGEEPA).
Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR).
Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (RLGPGIR).
Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA).
SCT Ley Federal de Telecomunicaciones y Radiodifusión: 2014 SCT Reglamento de Telecomunicaciones:1990

Norma	Nombre
Especificaciones y disposiciones administrativas	
P.1.0000.06	Estructuración de planos y documentos técnicos de ingeniería.
P.2.0401.01	Simbología de equipo de proceso
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, para el transporte terrestre por medio de ductos de petróleo, petrolífera y petroquímica.
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos de Seguridad Industrial,

Norma	Nombre
	Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural.
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos que se deben cumplir, en el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono, para las Instalaciones y operaciones de Trasvase asociadas a las actividades de Transporte y/o Distribución de Hidrocarburos y/o Petrolíferos, por medios distintos a Ductos.
Normas Mexicanas (NMX).	
NMX-CH-036-SCFI-1994	Instrumentos de medición – Indicadores de carátula.
NMX-B-254-CANACERO-2008	Industria siderurgica-ferroniobio-especificaciones y metodos de prueba
NMX-C-414-ONNCCE-2017	Industria de la construcción-cementantes hidráulicos - especificaciones y métodos de ensayo
NMX-CC-9001-IMNC-2008	Sistemas de gestión de calidad – requisitos.
NMX-GR-001-1998IMNC	Polipastos con accionamiento manua
NMX-GR-005-2015-IMNC	Pruebas – polipastos manuales
NMX-J-010-ANCE -2018	Conductores –conductores con aislamiento termoplástico a base de policloruro de vinilo, para instalaciones hasta 600v.
NMX-J-066-ANCE-2007	Conductores - determinación de diámetro y área de la sección transversal de conductores eléctricos - método de prueba
NMX-J-075/1-1994-ANCE	Norma mexicana para “motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias desde 0.062 a 373 kw – especificaciones”
NMX-CH-058-SCFI-1994	Instrumentos de medición – Manómetros con elemento elástico – Método de calibración con balanza de pesos muertos.
NMX-CH-060-IMNC-2006	Mediciones de presión – Terminología. Vocabulario.
NMX-CH-064-IMNC-2006	Mediciones de temperatura – Definiciones. Vocabulario.

Norma	Nombre
NMX-CH-070-SCFI-1993	Instrumentos de medición - Termómetros bimetálicos de carátula.
NMX-CH-6141-IMNC-007	Materiales de referencia – Análisis de gases – Requisitos de los certificados de gases de calibración y mezclas de gases.
NMX-J-511-ANCE-2011	Soportes para conductores eléctricos – Sistemas de soportes metálicos tipo charola - Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-534-ANCE-2013	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores - Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-554-ANCE-2004	Roscas para tubo conduit y sus accesorios - Especificaciones y método de prueba.
NMX-Z-055-IMNC-2009	Vocabulario internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales asociados (VIM).
Normas Mexicanas (NOM).	
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, con objeto de proteger su calidad y posibilitar.
NOM-001-SEDE-2012	Norma Oficial Mexicana. Instalaciones eléctricas (utilización).
NOM-008-SCFI-2017	Norma Oficial Mexicana. Sistema general de unidades de medida.
NOM-013-SCFI-2004	Instrumentos de medición – Manómetros con elemento elástico. Especificaciones y métodos de prueba.
NOM-001-SEDE-2018	Instalaciones eléctricas (utilización).
NOM-008-SCFI-2014	Sistema general de unidades de medida.
NOM-009-SENER-2014	Eficiencia energética en sistemas de aislamientos térmicos industriales.
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-014-STPS-2000	Exposición laboral a presiones ambientales anormales- condiciones de seguridad e higiene.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-selección, uso y manejo en los

Norma	Nombre
	centros de trabajo.
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias peligrosas en los centros de trabajo
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas – funcionamiento – condiciones de seguridad.
NOM-022-STPS-2008	Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad e higiene.
NOM-024-STPS-2001	Vibraciones-condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías (cancela a la NOM-027-STPS-1993 y a la NOM-028-STPS-1993).
NOM-027-STPS-2008	Soldadura y corte-condiciones de seguridad e higiene.
NOM-063-SCFI-2001	Conductores, requisitos de seguridad
NOM-003-SCFI-2000	Productos eléctricos, especificaciones de seguridad.
NOM 001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad e higiene
NOM-001-ECOL-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización)
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo. (con la entrada en vigor de la presente norma se cancelan LAS SIGUIENTES NORMAS OFICIALES MEXICANAS: NOM-107-STPS-1994,NOM-108-STPS-1994, NOM-109-STPS-1994, NOM-110-STPS-1994, NOM-111-STPS-1994, NOM-112-STPS-1994
NOM-009-ENER-1995	Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriale

Norma	Nombre
NOM-014-ENER-2004	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kw a 1 500 kw. Límites, marcado. Método de prueba y marcado.
NOM-016-ENER-2016	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 kw a 373 kw. Límites, métodos de prueba y marcado.
Normatividad PEMEX	
ET-009-PEMEX-2019	Especificación técnica: “identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento”.
ET-010-PEMEX-2019	Especificación técnica: “espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales”
ET-032-PEMEX-2019	Especificación técnica “sistemas de tubería en plantas industriales – diseño y especificaciones de materiales”
ET-050-PEMEX-2019	Especificación técnica “bombas centrifugas”
ET-053-PEMEX-2019	Especificación técnica “sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”
ET-048-PEMEX-2019	Especificación técnica “diseño de instalaciones eléctricas”
ET-095-PEMEX-2019	Especificación técnica “motores eléctricos”
ET-009-PEMEX-2019	Especificación técnica: “identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento”.
ET-010-PEMEX-2019	Especificación técnica: “espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales”
ET-032-PEMEX-2019	Especificación técnica “sistemas de tubería en plantas industriales – diseño y especificaciones de materiales”
ET-050-PEMEX-2019	Especificación técnica “bombas centrifugas”
Normas y Estándares Extranjeros.	

Norma	Nombre
ANSI/FCI 70-2-2013	Control Valve Seat Leakage Classifications.
ANSI/FCI 99-2-2015	Pressure Reducing Regulator Capacity.
ANSI/FCI 99-3-2012	Back Pressure Regulator Capacity Fluid Controls Institute.
ANSI/ISA 5.06.01-2007	Functional Requirements Documentation For Control Software Applications.
ANSI/ISA 5.1-2009	Instrumentation Symbols And Identification.
ANSI/ISA 12.00.02-2009 (R2014)	Certificate Standard For Aex Equipment For Hazardous (Classified) Locations.
ANSI/ISA 12.02.02-2014	Recommendations For The Preparation, Content And Organization Of Intrinsic Safety Control Drawings.
ANSI/ISA 12.04-04-2012	Pressurized Enclosures.
ANSI/ISA 12.12.01-2015	Nonincendive Electrical Equipment For Use In Class I And II, Division 2 And Class III, Divisions 1 And 2 Hazardous (Classified) Locations.
ANSI/ISA 18.2-2016	Management Of Alarm Systems For The Process Industries.
ANSI/ISA 50.00.01-1975 (R2012)	Compatibility Of Analog Signals For Electronic Industrial Process Instruments.
ANSI/ISA 71.04-2013	Environmental Conditions For Process Measurement And Control Systems: Airborne Contaminants.
ANSI/ISA 75.01.01-2012 (IEC-60534-2-1 MOD)	Industrial – Process Control Valves – Part 2-1: Flow Capacity – Sizing Equations For Fluid Flow Under Installed Conditions.
ANSI/ISA 75.05.01-2016	Control Valve Terminology.
ANSI/ISA 75.08.01-2016	Face- To-Face Dimensions For Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (Classes 125, 150, 250, 300 And 600).
ANSI/ISA 75.08.05-2016	Face-To-Face Dimensions For Butt weld-End Globe-Style Control Valve Bodies (Class 150, 300, 600, 900, 1500 And 2500).
ANSI/ISA 75.08.08-2015	Face-To-Centerline Dimensions For Flanged Globe-Style Angle Control Valve Bodies (Class 150, 300 And 600).
ANSI/ISA 92.00.07-2017	Enterprise – Control System Integration – Part 7: Alias Service

Norma	Nombre
	Model.
ANSI/ISA 96.02.01-2016	Guidelines For The Specification Of Electric Valve Actuators.
ANSI/ISA 96.03.02-2015	Guidelines For The Specification Of Pneumatic Rack And Pinion Valve Actuators.
ANSI/ISA 96.03.03-2013	Guidelines For The Specification Of Pneumatic Vane Type Valve Actuators.
ANSI/ISA 96.06.01-2014	Guidelines For The Specification Of Self Contained Electro-Hydraulic Valve Actuators.
ANSI/ISA 96.08.01-2017	Guidelines For The Specification Of Linear And Rotary Gas Over Oil Valve Actuator.
ANSI/ISA 101.01-2015	Human Machine Interfaces For Process Automation Systems.
ANSI/ISA 60079-10-1 (12.24.01)-2014	Explosive Atmospheres – Part 10-1: Classification Of Areas – Explosive Gas Atmospheres.
ANSI/ISA 61010-1-2012	Safety Requirements For Electrical Equipment For Measurement, Control, And Laboratory Use – Part 1: General Requirements.
ANSI/ISA 62443-2-4-2018 / IEC 62443-2-4:2015+AMD1:2017	Security For Industrial Automation And Control Systems, Part 2-4: Security Program Requirements For IACS Service Providers.
ANSI/ISA 62769-109-1-2016	Field Device Integration (FDI) – Part 109-1: Profiles – Hart And Wirelesshart.
ANSI/ISA TR77.30.01-2015	Power Plant Control System Dynamic Performance Test Methods And Procedures.
ANSI/ISA TR99.00.01-2007	Security Technologies For Industrial Automation And Control Systems.
ANSI/ISA TR62443-2-3-2005	Security For Industrial Automation And Control Systems Part 2-3: Patch Management In The IACS Environment.
GERENCIA DE NORMATIVIDA TECNICAS	
GNT-SSNP-C001-2005	Estructuras y cimentaciones de concreto
GNT-SSNP-C002-2004	Estructuras de acero
GNT-SSNP-C003-2005	Concreto

Norma	Nombre
GNT-SSNP-C005-2004	Pavimentos de concreto
GNT-SSNP-C010-2005	Acero de refuerzo en estructura de concretos
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS NACIONALES Y LOCALES:	
A-EACB	Estándares de ingeniería del instituto mexicano del petróleo
IMP A-201	Especificación general
MDOC-DS-CFE-2015	Manual de diseño de obras civiles. Diseño por sismo. Comisión federal de electricidad
MDOC-DV -CFE -2008	Manual de diseño de obras civiles. Diseño por viento. Comisión federal de electricidad
NTC-CDMX-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de estructuras de concreto
NTC-CDMX-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de cimentaciones
IMCA 5ta ed.	Perfiles, especificaciones y código de prácticas generales del manual de construcción en acero.
RCDF-2019	Reglamento de construcciones del distrito federal-2019
RCEV-2019	Reglamento de construcciones del estado de veracruz-2019
ESPECIFICACIONES EXTRANJERAS	
ACI 315-17	Details and detailing of concrete reinforcement. American concrete institute
ACI 318-19 Y ACI 318R-19	Building code requirements for reinforced concrete and commentary. American concrete institute
AFMBA B3.15	Ball bearings
AFMBA B3.16	Roller bearings
ESTANDARES API	
API-2C	Specification for offshore cranes.
API 6D	Specification for pipeline valves
API- SPEC 7F	Especificación para cadenas y sprockets de transmisión
API-SPEC-12J	Specification for oil & gas separators
API-618	Reciprocating compresors for petroleum chemical and gas

Norma	Nombre
	industry services
API-674	Positive displacement pumps-reciprocating
API-1104	Welded of pipeline and related facilities.
API-RP-14C	Recommended practice for analysis, design, installation, and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms.
API-RP-14E	Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping system.
API-RP-521	Guide for pressure-relieving and depressuring systems
API STANDARD 670	Machinery Protection Systems Fifth Edition November 2014.
API MPMS 1-1994	Manual Of Petroleum Measurement Standards Chapter 1 – Vocabulary.
API MPMS 5.1-2016	Manual Of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 – Metering Section 1 – General Considerations For Measurement By Meters.
API MPMS 5.4-2005	Manual Of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 – Metering Section 4 – Accessory Equipment For Liquid Meters.
API MPMS 6.1-2017	Manual Of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 – Metering Assemblies Section 1 – Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems.
API MPMS 6.6-2017	Manual Of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 – Metering Assemblies – Pipeline Metering Systems.
API MPMS 6.7-2012	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 – Metering assemblies Section 7– Metering viscous hydrocarbons.
API MPMS 7-2018	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7 – Temperature determination.
API MPMS 7.4-2018	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 7.1 – Temperature determination – Dynamic temperature measurement.
API MPMS 11.4.1-2018	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 – Physical properties data Section 4 – Properties of reference material Part 1 – Density of water and water volumetric

Norma	Nombre
	correction factors for water calibration of volumetric provers.
API MPMS 11.5-2009	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 – Physical properties data Section 5 – Density / weight / volume intraconversion Part 1 – Conversions of API Gravity at 60 °F.
API MPMS 12.2.1-2014	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 – Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factor Part 1 – Introduction.
API MPMS 12.2.2-2016	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 – Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factor Part 2 – Measurement tickets.
API MPMS 12.2.3-2014	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 – Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factor Part 3 – Proving reports.
API MPMS 14.1-2016	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 – Natural gas fluid measurement Section 1 – Collecting and handling of natural gas samples for custody transfer.
API MPMS 14.3.1-2017	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 Section 3 – Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids – Concentric, square – edged orifice meter Part 1: General equations and uncertainty guidelines.
API MPMS 14.3.2-2017	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 Section 3 – Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids – Concentric, square – edged orifice meter Part 2: Specification and installation requirements.
API MPMS 14.3.3-2013	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 Section 3 – Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids – Concentric, square – edged orifice meter Part 3: Natural gas applications.
API MPMS 14.3.4-2011	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 – Natural gas fluids measurement Section 3 - Concentric, square – edged orifice meter Part 4: Background, development, implementation procedures and subroutine

Norma	Nombre
	documentation.
API MPMS 14.7-2018	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 – Natural gas fluids measurement Section 7 – Mass measurement of natural gas liquids and other hydrocarbons.
API MPMS 14.8-2011	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 – Natural gas fluids measurement Section 8 – Liquefied petroleum gas measurement.
API MPMS 15-2015	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 15 – Guidelines for the use of the international system of units (SI) in the petroleum and allied industries.
API MPMS 21.1-2013	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21 – flow measurement using electronic metering systems Section 1: Electronic gas measurement.
API MPMS 22.1-2015	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 22.1 – General guidelines for developing testing protocols for devices used in the measurement of hydrocarbon fluid.
API MPMS 22.2-2017	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 22 – Testing protocol Section 2 – Differential pressure flow measurement devices.
API MPMS TR2570 / EI HM 56-2010	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter TR2570 / EI HM 56 – Continuous on-line measurement of water content in petroleum (crude oil and condensate).
API RP 551-2016	Process Measurement.
API RP 552-2015	Transmission System.
API RP 553-2012	Refinery Valves And Accessories For Control And Safety Instrument Systems.
API RP 554-1-2016	Process Control System. Part 1 – Process Control System Functions And Functional Specification Development.
API-SPECIFICATION 5L-2015	Specification For Line Pipe.
API RP 1102	Steel Pipelines Crossing Railroads And Highways.
API STANDARD 541	Form - Wound Squirrel - Cage Induction Motors - 500

Norma	Nombre
	Horsepower And Larger. Fifth Edition, December 2014.
API STANDARD 610	Centrifugal Pumps For General Refinery Services, Eleventh Edition. September 2010 Errata, July 2011.
API STANDARD 614	Lubrication, Shaft-Sealing And Control-Oil Systems And Auxiliaries. Fifth Edition 2008. Part 1 – General Requirements. Part 2 – Special-Purpose Oil Systems. Part 3 – General-Purpose Oil Systems.
API STANDARD 619	Part 2: Packaged Air Compressors (Oil-Free). Fifth Edition 2010.
API STANDARD 650	Welded Steel Tanks Storage For Oil Storage 12th Edition 2013. With Addendum 3: 2018.
API STANDARD 670	Machinery Protection Systems Fifth Edition November 2014.
API STANDARD 671	Special-Purpose Couplings For Petroleum, Chemical, And Gas Industry Services - Fourth Edition, 2007 (R 2010).
API STANDARD 682	Pumps—Shaft Sealing Systems For Centrifugal And Rotary Pumps, Fourth Edition 2014.
API RP 686	Recommended Practice For Machinery Installation And Installation Design. Second Edition 2009.
IEC	
IEC 60534-2-1:2011	Industrial - Process Control Valves - Part 2-1: Flow Capacity - Sizing Equations For Fluid Flow Under Installed Conditions.
IEC 61511-1:2016	Functional Safety - Safety Instrumented Systems For The Process Industry Sector - Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware And Application Programming Requirements.
IEC 61511-2:2016	Functional Safety - Safety Instrumented Systems For The Process Industry Sector - Part 2: Guidelines For The Application Of IEC 61511-1:2016.
IEC 61511-3:2016	Functional Safety - Safety Instrumented Systems For The Process Industry Sector - Part 3: Guidance For The Determination Of The Required Safety Integrity Levels.
IEC 61831:2011	On-Line Analyzer System – Guide To Design And Installation..
IEC 62382:2012	Control Systems In The Process Industry - Electrical And Instrumentation Loop Check.

Norma	Nombre
IEC TR 61131-4:2004	Programmable Controllers - Part 4: User Guidelines.
IEC TR 61131-8:2017	Programmable Controllers / Part 8: Guidelines For The Application And Implementation Of Programming Languages.
ISA	
ISA S 5.1	SIMBOLOGÍA E IDENTIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS.
ISA 5.2-1992	Binary Logic Diagrams For Process Operations.
ISA 5.3-1983	Graphics Symbols For Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic And Computer Systems.
ISA 5.4-1991	Instrument Loop Diagrams.
ISA 20-1981	Specification Forms For Process Measurement And Control Instruments, Primary Elements, And Control Valves.
ISA 51.1-1979 (R1993)	Process Instrumentation Terminology.
ISA RP12.06.01-2003	Recommended Practice For Wiring Methods For Hazardous (Classified) Locations Instrumentation Part 1: Intrinsic Safety.
ISA RP42.00.01-2001	Nomenclature For Instrument Tube Fittings.
ISA RP60.2 1995	Control Center Design Guide And Terminology.
ISA-92.0.01, PART I	Performance requirements for toxic gas-detection instruments: hydrogen sulfide
ISA-RP92.0.02, PART II-1998	Installation operation, and maintenance of toxic gas-detection instruments: hydrogen sulfide
ISA RP55.1	Hardware Testing Of Digital Process Computers.
ISA RP60.1-1995	Control Center Facilities.
ISA RP60.3-1985	Human Engineering For Control Centers.
ISA RP105.00.01-2017	Management Of Calibration Program For Industrial Automation And Control Systems.
ISA TR18.2.1-2018	Alarm Philosophy.
ISA TR18.2.2-2016	Alarm Identification And Rationalization.

Norma	Nombre
ISA TR18.2.7-2017	Alarm Management When Utilizing Packaged Systems.
ISA TR20.00.01-2007	Specification Forms For Process Measurement And Control Instruments. Part 1: General Considerations.
ISA TR20.00.03-2001	Specification Forms For Process Measurement And Control Instruments. Part 3: Form Requirements And Development Guidelines.
ISA TR84.00.02-2015	Safety Integrity Level (SIL) Verification Of Safety Instrumented Functions.
ISA TR84.00.08-2017	Guidance For Application Of Wireless Sensor Technology To Non-SIS Independent Protection Layers.
ISA TR84.00.09-2017	Cybersecurity Related To The Functional Safety Lifecycle.
ISA TR96.05.01-2017	Partial Stroke Testing Of Automated Clock Valves.
ISA TR100.00.03-2011	Wireless User Requirements For Factory Automation.
ISA TR100.20.01-2017	Common Network Management: Concept And Terminology.
ISA TR106.00.02-2017	Procedure Automation For Continuous Process Operations – Work Processes.
ISA TR108.1-2015	Intelligent Device Management Part 1: Concepts And Terminology.
ISO	
ISO 9001: 2015	Quality Management Systems – Requirements.
ISO 3744: 2010	Acoustics -- Determination Of Sound Power Levels And Sound Energy Levels Of Noise Sources Using Sound Pressure -- Engineering Methods For An Essentially Free Field Over A Reflecting Plane.
ISO 7183-1: 2007	Compressed Air Dryers- Specifications And Testing (Secadoras De Aire Comprimido-Especificaciones Y Pruebas).
ISO 7183-2: 2007	Compressed Air Dryers-Part 2: Contaminants And Purity Classes (Secadoras De Aire Comprimido-Rangos De Funcionamiento).

Norma	Nombre
ISO 8573-1: 2005	Compressed Air Dryers-Part 1: Performance Rating (Secadoras De Aire Comprimido-Contaminantes Y Clase De Pureza).
ISO 10440-2: 2007	Part 2: Packaged Air Compressed (Oil-Free).
ISO 13709: 2009	Centrifugal Pumps For Petroleum, Petrochemical And Natural Gas Industries Second Edition.
ISO 21049: 2004	Pumps Shaft Sealing Systems For Centrifugal And Rotary Pumps.
ISO 10438: 2008	Petroleum, Petrochemical And Natural Gas Industries - Lubrication, Shaft-Sealing And Control-Oil Systems And Auxiliaries. Part 1: General Requirements. Part 2: Special-Purpose Oil Systems. Part 3: General-Purpose Oil Systems.
ISO 3183	Petroleum And Natural Gas Industries. Steel Pipe For Pipeline Transportation Systems.
ISO 15156-2	Petroleum And Natural Gas Industries - Materials For Use In H ₂ S-Containing Environments In Oil And Gas Production - Part 2: Cracking-Resistant Carbon And Low-Alloy Steels, And The Use Of Cast Irons.
ISO 21809	Petroleum And Natural Gas Industries —External Coatings For Buried Or Submerged Pipelines Used In Pipeline Transportation Systems.
ISO 15589-1: 2015	Petroleum, Petrochemical And Natural Gas Industries - Cathodic Protection Of Pipeline Systems - Part 1: On-Land Pipelines
CODIGO ASME	
ASME B16.5: 2017	Pipe Flanges And Flanged Fittings.
ASME B16.9	Accesorios para soldadura a tope fabricado de acero forjado, con y sin costura
ASME B16.11	Forged fittings, socket-welding and threaded
ASME B31.3	Sistema de tubería para el transporte de productos químicos o petroquímicos.
ASME B31.8	Sistemas de tubería para el transporte y distribución de gas.
ASME B73.1-2001	Specification for horizontal end suction centrifugal pumps for chemical process

Norma	Nombre
ASME PTC 17	Performance test codes for reciprocating internal combustion engines
ASME SECC. VIII DIV. 1	Rules for construction of pressure vessels
ASME SECCION II PART. D	Materials
ASME B73.1: 2012	Specification For Horizontal End Suction Centrifugal Pumps For Chemical Process.
ASME SECCIÓN IX	Qualification standard for welding and brazing procedures, welders, brazers and welding and brazing operators.
ASME SECCIÓN V	Nondestructive examination
ASME-B16.20	Ring-joint gaskets and grooves for steel pipe flanges
ASME-B16.47	Large diameter steel flanges
ASME B73.2: 2016	Specification For Vertical In-Line Centrifugal Pumps For Chemical Process.
ASME 16.5: 2017	Pipe Flanges And Flanged Fittings.
ASTM A 193M/A	Alloy-steel and stainless bolting materials for high-temperature service
ASTM A 194M/A	Carbon and alloy steel nuts for bolts for high-presure and high-temperature service
ASTM A 615	Standard specification for deformed and plain billet steel bars for concrete reinforcement. American society for testing and materials
ASTM A53	Especificaciones estándar para tubos de acero soldado.
ASTM G57	Standard Test Method For Field Measurement Of Soil Resistivity Using The Wenner Four-Electrode Method.
NACE	
NACE MR-0175: 2017	Petroleum And Natural Gas Industries — Materials For Use In H ₂ s Containing Environments In Oil And Gas Production.
NACE MR0103: 2015	"Petroleum, Petrochemical And Natural Gas Industries — Metallic Materials Resistant To Sulfide Stress Cracking In Corrosive Petroleum Refining Environments". ISO 17945:2015.

Norma	Nombre
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
MG 1: 2016	Motors And Generators
MG 2: 2016	Safety Standars And Guide For Selection, Installation And Use For Electrical Motor And Generators.
IEEE	Institute Of Electrical And Electronics Engineers
IEEE STD 841: 2009	Ieee Standard For Petroleum And Chemical Industry-- Premium-Efficiency, Severe-Duty, Totally Enclosed Fan-Cooled (Tefc) Squirrel Cage Induction Motors--Up To And Including 370 Kw (500 Hp).
NFPA	
NFPA	National Fire Protection Association
NFPA-20: 2016	Standard For The Installation Of Stationary Pumps For Fire Protection, 2016 Edition.
NFPA 72	National fire alarm code
ASCE	
ASCE-2001,	American Society Of Civil Engineers - Guidelines For The Design Of Buried Pipelines
SSPC SP-6	Commercial Blast Cleaning.
AWS D.1.1	Structural welding code steel.
AWS-D14.3	Specification for welding earthmoving and construction equipment
CMAA 70	Asociación americana de fabricantes de grúas
MSS-SP-44	STEEL PIPELINE FLANGES
MSS-SP-75	SPECIFICATION FOR HIGH TEST WROUGHT BUTT WELDING FITTINGS

I.1.1 Proyecto civil.

El objetivo principal de las bases de Diseño Civil-Estructural para el proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, es la definición de las bases y lineamientos de diseño del proyecto civil.

El diseño estructural es aplicable para el diseño de todas las estructuras de concreto y acero de edificios de proceso. Se divide, para fines de cálculo, las estructuras que integran a la Ingeniería de Detalle del área de Bocatoma y el área del CAE Tuzandepetl.

Área de Bocatoma.

En esta área se va a realizar diseño estructural de cimentaciones (equipos, bombas, transformador, filtro y antena de telecom), edificaciones de servicios (cuarto de operadores y caseta vigilancia, caseta de bomberos, caseta de medición de instrumentos, caseta de telecom, caseta de UTR, caseta de control y cobertizo de bombas I), Pavimentos, Cercado Perimetral, Soportes para tuberías, Mochetas, Demoliciones, Fosa séptica y Registros pluviales y eléctricos entre otros que conforman las instalaciones e infraestructura de servicios del Área 400 Tuzandepetl.

Área del CAE Tuzandepetl.

En esta área se va a realizar diseño estructural de cimentaciones (equipos, bombas booster y para lixiviados, filtros y del paquete de aire de instrumentos), edificaciones de servicios (ampliación del cuarto de control eléctrico, cuarto de operadores y cobertizo de bombas), Pavimentos, Soportes para tuberías, Mochetas, Demoliciones y Registros pluviales y eléctricos.

El documento no reemplaza o sobrepone los criterios de las NOM, NMX, ETs u otros códigos de referencia y estándares, ya que su objetivo es puntualizar las especificaciones aplicables y proveer una interpretación uniforme de estos documentos, por lo que se indican los requisitos mínimos necesarios, enunciativos y no limitativos, sobre los cuales deben apoyarse los criterios de diseño para el análisis y dimensionamiento de las estructuras y cimentaciones.

En el **Anexo 2** se encuentran los documentos propuestos de Bases de Diseño Civil-Estructural

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	

para el proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”.

I.1.2 Proyecto mecánico.

Para el proyecto mecánico se desarrolla una *bases de diseño mecánico* en la que se definen los requerimientos mínimos de los equipos dinámicos que se utilizarán en la recuperación del **Área de Pozos 400**, que incluyen los sistemas de lixiviación y explotación, almacenamiento, distribución de crudo, así como la ingeniería de detalle del sistema de suministro de agua desde la bocatoma a las nuevas cavernas en el Área 400 Tuzandepetl.

Estas *bases de diseño* no intentan hacer una descripción completa del diseño y construcción de los equipos dinámicos, ya que esos detalles se deberán incluir en las hojas de datos en cada equipo del proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”.

Los equipos nuevos que se anexaran en la bocatoma son: bomba para manejo de agua cruda GA-400 AB/R y en el Área de Lixiviación contarán con dos equipo nuevos que son la Bomba de Trasiego de agua tratada GA-401 AB/R y la bomba de inyección de agua tratada a cavernas GA-402 AB/R.

Dichas bombas nuevas y las que se rehabilitarán serán de tipo centrífugo. Los motores eléctricos para accionamiento de bombas de proceso, bombas para manejo de agua, bombas para servicios auxiliares, motores para servicio en bombas de contra incendio y motores eléctricos para accionamiento de compresores del paquete de aire de instrumentos deben ser de inducción contarán con un motor eléctrico de Inducción.

En el caso de las Las bombas principales del sistema de contra incendio serán bombas centrífugas en cumplimiento con NFPA-20 edición 2016. Estas bombas serán accionadas: Con motor eléctrico y con motor horizontal de combustión interna. La bomba para mantener presurizado el sistema (bomba jockey); será una bomba centrífuga accionada por un motor eléctrico.

La memoria descriptiva de los grupos de equipos, explica la constitución física de los mismos en forma detallada, define los requisitos de ingeniería mínimos necesarios, los códigos que amparan el diseño y fabricación, el material de construcción genérico, inspecciones, pruebas, certificación y demás requisitos que deben cumplir los equipos de proceso del proyecto.

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	

En el **Anexo 3** se encuentran los documentos propuestos del proyecto mecánico para el Área 400 Tuzandepetl.

I.1.3 Proyecto sistema contra-incendio.

El CEA Tuzandepetl contará con sistemas de seguridad con tecnología de punta para salvaguardar la integridad de las personas, del medio ambiente y de las instalaciones (Cumpliendo con NFPA-20:2016). Incluye las áreas de la bocatoma del río Coatzacoalcos, de las nuevas instalaciones en el CAE Tuzandepetl y del área de las nuevas cavernas (área de pozos 400 ´s). El sistema de contra incendio tiene como función principal la extinción y control de incendios, así como la protección de los equipos y el personal operativo por la exposición a la radiación térmica generada durante un incendio. El sistema debe estar compuesto en términos generales por medio pasivos y por medios activos, dentro de los primeros se tiene la protección ignífuga de estructuras (soportes de equipos y tuberías).

Losl sistema de seguridad en CAE Tuzandepetl son:

- Sistemas Activos
- Sistemas Pasivos
- Seguridad y Orientación al Personal
- Instalaciones

Los sistemas de seguridad deben estar fundamentados en la identificación de los escenarios de incendio y explosión, en su evaluación y en el análisis de su magnitud para poder minimizar los daños potenciales.

SISTEMAS ACTIVOS.

Los sistemas activos de protección contra incendio son aquellos que implican una acción directa en la utilización de instalaciones y medios para la protección y lucha contra incendios. El cual esta formado por los sistemas activos siguientes:

- Sistema de Detección de Gas y Fuego (G&F).
- Sistema de Agua Contra Incendio (ACI).
- Sistema de Espuma Contra Incendio (ECI).
- Equipo portátil.-Extintores.
- Sistemas de diluvio y/o aspersión.

Sistema de gas y fuego. El sistema de detección y alarma o sistema de gas y fuego estará compuesto por un controlador electrónico programable (CEP de F&G), detectores de fuego,

detectores de mezclas explosivas, detectores de gases tóxicos, alarmas manuales por fuego, alarmas de abandono de instalación, alarmas audibles y alarmas visibles.

Sistema de agua contra incendio. El sistema activo consiste principalmente de una red de agua contra incendio, la cual cuenta con: hidrantes-monitor, tomas para camión, válvulas de seccionamiento y sistemas de aspersión. Los sistemas de aspersión deben de ser de tipo tubería seca, los cuales están integrados con un cabezal principal y ramales controlados, uno por válvula de diluvio de apertura automática y otro por apertura manual que suministra agua a los sistemas de aspersión, para protección a los equipos de proceso expuestos a escenarios de incendio principalmente.

El sistema de agua contra incendio estará compuesto por una fuente de suministro de agua, tanque de almacenamiento de agua contra incendio, bombas de agua contra incendio, red de agua contra incendio, la que estará compuesta por tuberías y accesorios.

Sistema de espuma contra incendio. El sistema de espuma contra incendio estará compuesto por un paquete de espuma contra incendio, mangueras, tubería y accesorios para espuma contra incendio.

Equipo portátil. El sistema activo también consta de extintores portátiles con el fin de sofocar conatos de incendio e incendios incipientes, los extintores portátiles de 9 Kg (20 lb) se ubicarán distribuidos estratégicamente en las áreas riesgosas de las instalaciones, así como de extintores montados en carretillas 56 kg (125 lb), localizados en las áreas y en cobertizos adecuados para su protección del sol y del ambiente.

1. SEGURIDAD Y ORIENTACIÓN AL PERSONAL

En las instalaciones del proyecto se contará con equipos y dispositivos de seguridad y orientación al personal siguientes:

- Señalizaciones de Seguridad.
- Rutas de evacuación.
- Equipo de protección al personal.

Las señalizaciones de seguridad. son los letreros que indican al personal una obligación, una prohibición, una precaución o una información. También incluye la identificación de las tuberías y equipos para marcar un riesgo o la identificación de los productos que fluyen en las tuberías, así como los conos indicadores de dirección de vientos, que sirven para apoyar al personal de contraincendio y al personal en caso de una evacuación de emergencia.

Ruta de Evacuación. En todas las áreas del proyecto se tendrá claramente identificada la ruta de evacuación y puntos de reunión.

Equipo de Protección Personal: En donde se requiera se instalará equipo de respiración autónomo, regadera

En el **Anexo 4** “Descripción a Detalle de los Equipos, Dispositivos y Sistemas de Seguridad” y “Memoria Descriptiva del Sistema Contra Incendio”, se encuentran los documentos del proyecto del Sistema Contraincendio para el CEA Tuzandepetl .

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



**Estudio de Riesgo Ambiental,
Modalidad Análisis de Riesgo**

*Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl,
Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.*



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

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

I.2 Descripción detallada del proceso.

El proceso motivo del proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”; se muestra en el diagrama de bloques en la Figura I.23.

Como puede observarse en el diagrama de bloques, el proyecto considera 3 áreas, sitios en los que se instalarán equipos nuevos y rehabilitados que el proceso requiere para operar, se utilizará infraestructura existente en estas áreas: a) área de suministro de agua cruda superficial (Bocatoma), b) área del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl (existente) y c) el área del Polígono 400 Tuzandepetl (nueva).

Proceso de suministro de agua cruda y proceso de Lixiviación.

El proceso consiste en construir 2 cavernas del almacenamiento de crudo, para ello ya se tiene un pozo perforado el pozo TUZ-403 con los aparejos (tuberías de revestimiento) requeridos y se requerirá perforar el pozo TUZ-406. Una vez que sea perforado el pozo TUZ-406 y cuente con los aparejos requeridos, se iniciará el proceso de lixiviación (disolución del domo salino) hasta alcanzar las capacidades de almacenamiento requerida

Como fase inicial se utilizarán en una primera etapa las cavernas TUZ-403 y TUZ-406 para el almacenamiento de crudo; cada caverna tendrá un volumen de 1.5 MMB (238,480 m³) y un total con las tres dos cavernas de 3.0 MMB (476,960 m³).

El lixiviado o formación de las cavernas se llevará a cabo inyectando agua cruda (conteniendo aproximadamente 1% volumen de sólidos disueltos) obteniendo salmuera casi saturada a la salida de las cavernas, disolviendo así la sal del domo salino.

El agua para la lixiviación será captada del río Coatzacoalcos por medio de la bocatoma y será enviada a la fosa para almacenamiento existente de agua tratada (FE-105) en CAE Tuzandepetl con un flujo de 640 m³/h (96.6 Mbpd) a una presión promedio de 8 kg/cm² man, que será proporcionada por las bombas nuevas. El transporte se llevará a cabo por medio de una línea existente de 16" Ø x. 4.5 km aproximadamente.

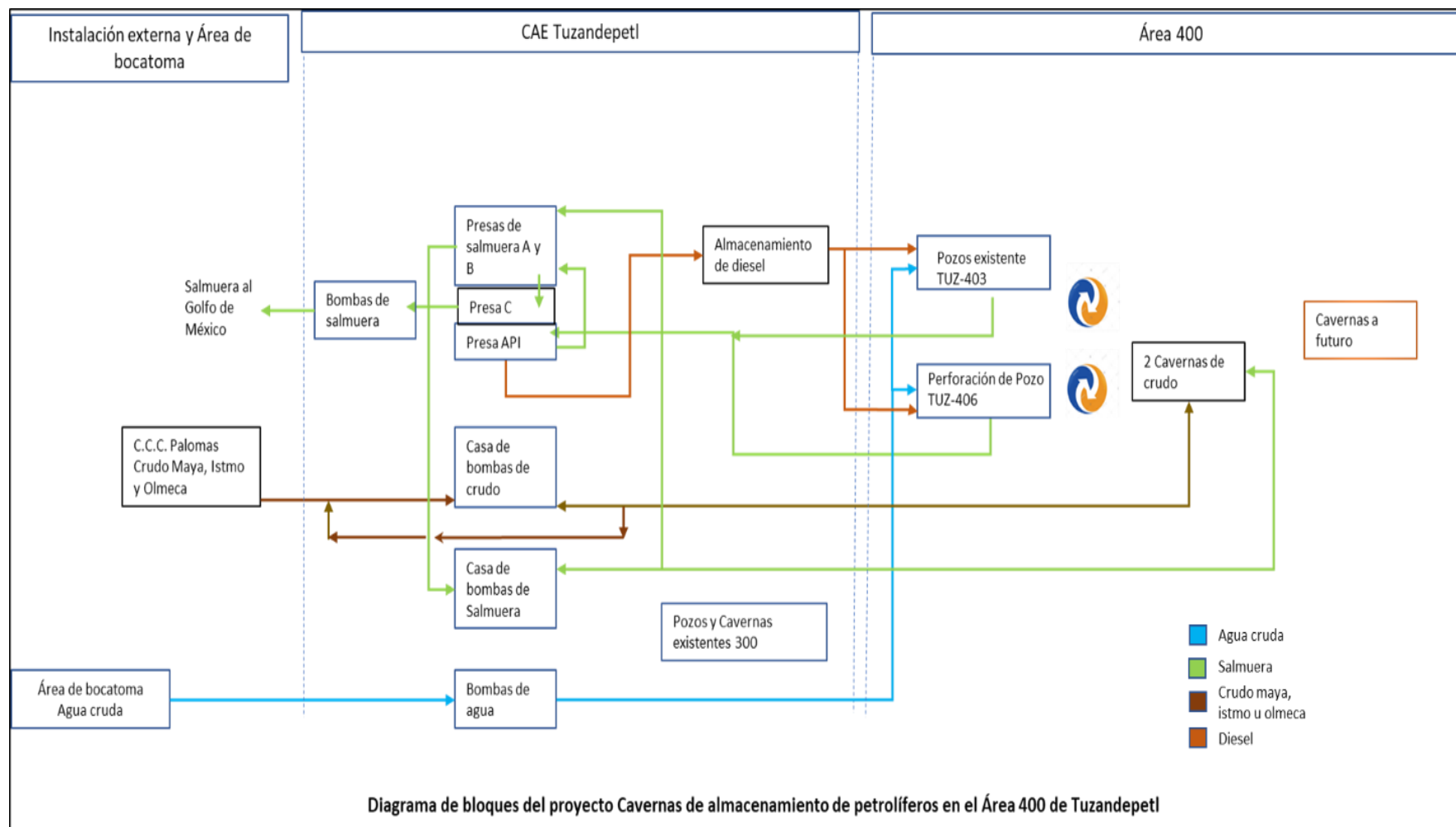


Figura I. 23 Diagrama de bloques del proyecto Cavernas de almacenamiento de petrolíferos en el Área 400 de Tuzandepetl.

El agua cruda procedente de la Bocatoma se bombeará hasta el Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl instalación existente (CAE Tuzandepetl) donde con bombas (nuevas) se incrementará la presión de alimentación a los pozos TUZ-403 y TUZ-406 para lixiviar las paredes de los domos salinos, el agua que se alimenta, en su mayor parte al disolver el domo salino saldrá de los pozos como salmuera.

A la descarga de la bomba, corriente abajo del registrador de flujo, se aplicará un tratamiento primario inyectando al agua un biocida para evitar la proliferación de materia orgánica en la tubería que une la bocatoma del río Coatzacoalcos con la CAE Tuzandepetl y el aparejo de tuberías del domo.

El filtro de agua cruda tipo canasta, por el que pasará el agua fresca de la bocatoma, tiene la finalidad de atrapar los sólidos cuyo tamaño sea mayor de 500 micras y de esta forma proteger a la tubería de los depósitos e incrustaciones.

A la llegada al CAE Tuzandepetl, el agua de la tubería de 16" Ø se descarga a control de nivel en la fosa existente para almacenamiento de agua tratada (FE-105), cuya capacidad permitirá usarla como tanque de balance, en caso de que fallara el suministro de agua.

Entre la bomba booster y los filtros se inyectará secuestrante de oxígeno, para mantener la condición de contenido de oxígeno en el agua para inyección a las cavernas, la dosificación del reactivo estará en función de las pruebas que se realizaran a muestras de agua.

Entre la bomba booster y las bombas de inyección de agua a cavernas, la corriente de agua pasará por unos filtros para atrapar los sólidos cuyo tamaño sea mayor de 200 micras y proteger a las bombas de posibles obstrucciones por sólidos suspendidos.

Las bombas de inyección de agua a cavernas, proporcionarán la presión suficiente para que el agua penetre al fondo de las cavernas en lixiviación, venciendo las pérdidas por fricción y desplazando la salmuera existente.

El movimiento de fluidos del exterior a la caverna y viceversa, se efectuará por medio de un aparejo de tuberías.

La disolución de la sal para la formación de la bolsa de insolubles, el cuerpo de la caverna y el

techo de la misma, se llevará a cabo mediante una lixiviación directa al inicio del proceso y en algunas etapas posteriores mediante lixiviación inversa.

Para llevar a cabo la lixiviación directa, se introduce el agua fresca por la tubería concéntrica, obteniéndose salmuera por el anular.

Con el fin de controlar el crecimiento y la forma de la caverna, es necesario inyectar diésel como agente de sello, el cual será introducido al inicio de la lixiviación a través de la tubería anular. Con la finalidad de proteger las tuberías de revestimiento en el proceso de lixiviación se formará un sello de protección de diesel que evitará su deterioro.

Cada caverna requiere un volumen de diésel antes de empezar la lixiviación. La salmuera que se obtendrá durante la lixiviación tendrá una concentración aproximada de 300,000 ppm y una densidad de 1.20 g/cm³. En caso de que fuese suspendida la lixiviación, la salmuera tendrá más tiempo de contacto con el domo y podrá salir con 317,000 ppm de sal y una densidad de 1.20 g/cm³.

Dado que es muy importante controlar la inyección de diésel de sello, esto se hará por medio del registro de resistividad el cual indicará la interface real de diésel con la salmuera.

La salmuera será enviada hacia la presa API existente (FE-206A) para efectuar la separación del diésel de sello que pudiera haberse arrastrado. El diésel recuperado será bombeado hacia el tanque de almacenamiento existente.

La salmuera libre de diésel será enviada hacia la presa "C" para su almacenamiento temporal, posteriormente mediante la bomba existente GA-100A se enviará a través del salmueroducto hacia al Golfo de México, a una presión promedio de 28 kg/cm² man.

El desecho de la salmuera se efectúa por medio del salmueroducto existente de 20" Ø x 21 km que sigue la trayectoria Tuzandepetl - Los Cocos - Cangrejera - Pajaritos.

Ya en la costa, la salmuera es conducida por una tubería hacia un difusor cercano a la monoboya de Rabón Grande en donde se efectuará el desecho del fluido, con mínimos riesgos para la flora y fauna marinas.

Para prevenir la corrosión en las líneas de salmuera se inyectará inhibidor de corrosión en la succión de la bomba.

En el caso de que por algún motivo se suspendiera el envío de salmuera al mar, será posible utilizar las presas como almacenamiento por un periodo de tiempo corto.

El salmueroducto cuenta con trampas de envío y recibo de equipo de limpieza para limpieza e inspección.

Cuando se alcance la capacidad de almacenamiento 1.5 MMB requerida el proceso de lixiviación concluirá y se dará paso a la etapa de explotación previo acondicionamiento de las ahora cavernas de almacenamiento con los aparejos adecuados para la fase de explotación de crudo, ver los Diagramas de Flujo de Proceso en el **Anexo 6**.

En la Figura I.24 se muestra una vista satelital de la trayectoria de los ductos nuevos y la ubicación de la infraestructura involucrada en la disposición de la salmuera al Golfo.

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

Descripción del proceso de explotación y almacenamiento de crudo.

El Centro de Almacenamiento de Estratégico Tuzandepetl (C.A.E. Tuzandepetl) realiza las siguientes operaciones:

- Recepción e inyección de crudo para su almacenamiento.
- Extracción de crudo de cavernas y su envío al C.C.C. Palomas.
- Transferencia de crudo entre cavernas.

El recibo de crudo de Tuzandepetl, se realiza con los siguientes ductos:

Tabla I. 14. Tipo de crudo y oleoducto correspondiente.

Tipo de crudo	Oleoducto
Maya	36" Ø
Istmo	30" Ø

El C.A.E. Tuzandepetl actualmente opera con 11 cavernas para almacenar crudo maya, istmo y olmeca.

Cada caverna tiene una capacidad de almacenamiento de 710 mil barriles aproximadamente, por lo que la instalación actualmente tiene una capacidad máxima de 7.4 millones de barriles de almacenamiento de crudo.

Tabla I. 15 Grupo y cavernas

Grupo	Cavernas
1	TUZ-334, TUZ-338, TUZ-340
2	TUZ-306, TUZ-316, TUZ-318
3	TUZ-312, TUZ-314, TUZ-332
4	TUZ-331, TUZ-302

Durante el almacenamiento, la diferencia de densidades evita que ambos productos se mezclen, permaneciendo el aceite crudo en la parte superior de la caverna y la salmuera en la parte inferior de la misma.

La utilización de las cavernas como instalación estratégica se origina por las siguientes situaciones:

- Cierre de terminales de exportación por condiciones climatológicas.
- Retraso en el arribo de buque tanques.
- Apoyo en la distribución de crudo al interior y exportación.
- En apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso.
- En caso de accidente en instalaciones superficiales en el sistema producción, distribución y/o proceso.
- Deshidratación del crudo con parámetros de calidad fuera de especificación, mediante la decantación del agua en la caverna.

Actualmente el C.A.E. Tuzandepetl cuenta con los sistemas de proceso y de servicios auxiliares para su correcta operación, así mismo se dispone de dos presas que tienen las siguientes capacidades.

- Presa “A” con una capacidad 7.5 MMB
- Presa “B” con una capacidad 4.5 MMB
- Presa “C” con una capacidad de 0.1 MMB de donde succionan las bombas de salmuera.

Almacenamiento de crudo en las cavernas nuevas TUZ-403 Y 406.

En el proceso de explotación las cavernas TUZ-403 y TUZ-406 se recibirá crudo maya o crudo istmo procedente del Centro Comercializador de Crudo Palomas, el cual bombeara hacia el ducto bidireccional de crudo con la presión requerida de almacenamiento en las cavernas TUZ-403 o TUZ-406, la presión de entrada del crudo en la caverna desplaza la salmuera que esta contenida en la caverna hacia la presa de almacenamiento de salmuera A o B a través del ducto bidireccional (también la salmuera fluye en ambas direcciones).

En el área denominada como 400's, las cavernas nuevas TUZ-403 y TUZ-406 se destinarán para el almacenamiento de crudo, por lo cual se desarrollará la infraestructura necesaria (ductos e interconexiones) para integrarse a la operación del CAET.

El crudo Maya e Istmo proveniente del Centro Comercializador de Crudo Palomas se recibirá a una presión de 12-15 kg/cm² en el CAET, previo a los cabezales de succión de bombas el crudo Maya pasará por los filtros FD-201/R y el crudo Istmo por el filtro FD-204. Posteriormente a través de las motobombas centrífugas de crudo GA-201G/H (existentes y a rehabilitar) se incrementará la presión a 54 kg/cm² máximo para inyectarse a las cavernas nuevas con un flujo mínimo de 70 MBPD y máximo de 140 MBPD para cada caverna.

En el caso de que se almacene en las dos cavernas simultáneamente, el flujo máximo será de 280 MBPD.

El envío del crudo se realizará mediante una línea nueva de 24"Ø x 2.1 km aproximadamente, interconectándose desde los cabezales de descarga de crudo Istmo y Maya de las bombas GA-201 G/H hasta el área de las cavernas nuevas, de esta forma quedaría formado un nuevo grupo "V" de cavernas.

Al llegar al área de los 400's de la línea de 24" Ø saldrán dos acometidas de 16" Ø para alimentar a cada caverna. Cada acometida contará con un patín de medición de flujo (bidireccional), presión y temperatura así como una válvula para control de flujo. Posterior al patín de medición, se interconectará a las dos ramas del árbol de válvulas con líneas de 12" Ø para inyectar el crudo a la caverna por la tubería anular.

A su vez la salmuera desplazada de las cavernas se enviará para su almacenamiento a las presas “A” o “B” existentes, esto mediante una línea nueva de 24” Ø x 2.2 km aproximadamente, que inicia desde el área de las cavernas hasta el cabezal de 36” Ø existente ubicado a un costado de la casa de bombas de salmuera del CAET.

La salmuera saldrá de la caverna por la tubería de producción mediante las dos ramas del árbol de válvulas, posteriormente ambas líneas de descarga de 12” Ø se conectarán a un cabezal de recolección de salmuera de 16” Ø, este cabezal a su vez se conectará con la línea nueva de salmuera de 24” Ø x 2.2 km aproximadamente.

Al llegar al área de casa de bombas, la salmuera será derivada mediante interconexión nueva de 20”Ø hacia un cabezal colector existente de 36”Ø con lo cual se tiene la opción de almacenar la salmuera en la presa “B” o en la presa “A”.

Extracción de crudo en las cavernas nuevas TUZ-403 Y 406.

Para extraer el crudo de las cavernas TUZ-403 y TUZ-406 se succiona salmuera de las presas A ó B con las bombas que proporcionan energía de presión a la misma para fluir hacia las cavernas que almacenan el crudo empujándolo hacia el ducto bidireccional de salida de crudo para salir hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

La extracción del crudo de la caverna consiste en el desplazamiento del mismo por inyección con salmuera.

Esta operación iniciará succionando la salmuera (por gravedad) desde la presa existente “A” o “B” las cuales están comunicadas mediante una línea de 48” Ø, posteriormente, la salmuera pasará a través de dos filtros existentes tipo canasta (FD-203/R) y luego alimentará al cabezal de succión de 48” Ø de las bombas de salmuera existentes. En este cabezal se interconectarán las bombas centrífugas nuevas GA-202 G/H, que tendrán una capacidad de flujo mínimo de 70 MBPD y máximo de 140 MBPD y una presión de descarga de 14-18 kg/cm².

La descarga de las bombas GA-202 G/H se conectarán a un cabezal nuevo (24” Ø) e independiente de los dos cabezales existentes (cabezal superior e inferior) para independizar la operación en un nuevo grupo “V” de cavernas.

El cabezal nuevo, contará con un paquete de regulación que al alcanzar la presión máxima de operación permitida actuará derivando la salmuera hacia el cabezal existente de 36" Ø y almacenando en la presa "B" o presa "A", aliviando la sobrepresión.

La salmuera será enviada al área de los 400´s por una línea nueva de 24" Ø x 2.2 km aproximadamente, la cual llegará al área de las cavernas TUZ-403 y TUZ-406.

De la línea de 24" Ø, saldrá una línea de 16" Ø a cada caverna (en el punto más cercano), esta línea de 16" Ø cumple la función de cabezal de distribución por medio de la cual saldrán dos líneas de 12" Ø que se conectarán a las ramas del árbol de válvulas de la tubería de producción para la inyección de salmuera a la caverna.

Por desplazamiento, el crudo saldrá de la caverna por la tubería anular y mediante dos líneas de 12" Ø descargará al cabezal de medición de 16" Ø. Después de medir la corriente de crudo (patín bidireccional), esta se enviará por medio de la línea nueva de 24" Ø x 2.1 km aproximadamente, la cual estará interconectada con los cabezales de crudo Istmo y Maya en el CAET. En esta área se cuenta con las interconexiones necesarias para derivar el crudo hacia la trampa correspondiente y enviarlo al Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.) Palomas para su medición y distribución.

Agua para descristalización.

Debido a que las líneas de transporte de salmuera permanecerán empacadas durante los periodos cuando las cavernas permanezcan en reposo, la solución salina tenderá a cristalizar reduciendo el área transversal de la línea y disminuyendo la capacidad de transporte, manifestándose en mayor demanda en la presión de descarga de las bombas de salmuera.

Cuando esto ocurra, se deberá hacer circular agua tratada (agua cruda) en las líneas de salmuera para disolver los cristales de sal.

La infraestructura requerida para esta operación son las siguientes interconexiones y líneas requeridas:

- a) En el extremo inicial del cabezal nuevo de descarga de bombas de salmuera, se deberá interconectar una línea de 4" Ø la cual se alimentará de la línea

existente de agua para descrystalización que alimenta al cabezal inferior de salmuera.

- b) Se deberá construir una línea nueva de 4" Ø x 1.0 km aproximadamente desde el área de la caverna TUZ-306 al área de cavernas TUZ-403 y TUZ-406. Esta línea se alimentará de la línea existente de agua para descrystalización que alimenta la caverna TUZ-306 y se interconectará a cada caverna en las ramas de las líneas de salmuera (Ver los Diagrama de Flujo de Proceso en el Anexo 6).

Infraestructura de Servicios.

Sistema de suministro de Agua .

Los equipos e infraestructura que conforman el sistema de suministro de agua estarán ubicados en tres áreas relevantes: el Área de bocatoma, donde se tomará el líquido de la fuente natural del suministro y se ubicarán las bombas verticales de succión del agua de río así como su primera etapa de filtración y acondicionamiento; el CAET, donde se localizarán los equipos de bombeo al igual que la segunda etapa de filtración y finalmente el Área de pozos 400´s, donde se ubicarán y lixiviarán las dos nuevas cavernas Tuzandepetl TUZ-403 y TUZ-406 (crudo).

Sistema de suministro de agua de bombas verticales de agua cruda a bombas de inyección de agua a cavernas

Área De Bocatoma

La corriente de alimentación de nuestro sistema es la corriente de agua del río Coatzacoalcos, la cual se recibe en el cárcamo del área de bocatoma, FE-101, existente, a rehabilitar por proyecto. El agua se encuentra a una temperatura máxima de 30 °C y presión atmosférica.

Las características de diseño del cárcamo existente FE-101, nos refieren que tiene un volumen aproximado de 6.8 MB. (1080 m³), consistente en una tubería de 1.37 metros (54") de diámetro y 82.5 metros de longitud, la cual se encuentra a 12 metros de altura con respecto al fondo del río y una inclinación de 0.5%.

Del cárcamo existente FE-101, succionarán el agua continuamente las bombas verticales de agua cruda GA-400 AB/R (nuevas, por proyecto), cuya capacidad será de 45.3 MBPD (300 m³/h) cada una, operando de manera normal 2 equipos y teniendo 1 de relevo, de tal forma que manejen un flujo total de 90.6 MBPD (600 m³/h), descargando a una presión y temperatura máximas de 6.4 kg/cm² man. y 30°C respectivamente.

Como parte del tratamiento con agentes químicos se considera que tanto en las campanas de succión de las bombas verticales, así como en la descarga de las mismas, deberá

inyectarse por terceros, agente Biocida, a fin de eliminar los microorganismos vivos que pudieran ocasionar problemas de depósitos, biopelículas de los mismos y activar la corrosión.

A la descarga de las bombas verticales GA-400 AB/R y posterior al tratamiento del agua con biocida, se instalará un dispositivo de medición de flujo (nuevo, por proyecto) de tipo placa de orificio, con objeto de tener bajo vigilancia y reporte, los caudales bombeados a partir de la fuente natural de suministro.

Consecutivamente a la medición e igualmente en el área de bocatoma, se colocarán los filtros de agua 1ª. Etapa, tipo canasta, FD-400/R (nuevos, por proyecto), a efecto de retener las partículas sólidas que pudiera traer consigo el agua. El grado de filtración de los mismos será de 500 μ . Se empleará un filtro en operación normal y uno de relevo, su capacidad nominal será de 90.6 MBPD (600 m³/h) de agua, cada uno. El filtro en operación deberá sustituirse y limpiarse cuando la caída de presión máxima sea de 0.5 kg/cm² (7 PSI). La presión de descarga de la etapa de filtración será de aproximadamente 5.9 kg/cm² man. y su temperatura de 30 °C, a condiciones máximas. A continuación de la filtración, el agua se transportará a través de un acueducto existente de 16"Ø x 3.8 km.

Centro de almacenamiento estratégico Tuzandepetl (CAET)

El acueducto de 16"Ø x 3.8 km existente, tiene como destino final la fosa de almacenamiento de agua tratada existente FE-105, ubicada en el CAET, sin embargo, antes de llegar al destino mencionado, se sacará un disparo hacia un área nueva, libre y disponible donde se ubicarán los equipos nuevos, por proyecto ver PLC **Anexo 1**.

En el área nueva, se continuará el proceso de tratamiento del agua con agentes químicos y se inyectará por terceros, un agente inhibidor de oxígeno (bisulfito de amonio), con el objeto de reducir los daños por corrosión y proteger las tuberías superficiales y principalmente las tuberías de fondo a pozos, del oxígeno disuelto presente en el agua.

Después del tratamiento, se colocarán los filtros de agua 2ª. Etapa, tipo canasta, FD-401/R (nuevos, por proyecto), para retener las partículas sólidas con grado de filtración de 200 μ y proteger los equipos y tuberías de obstrucciones por incrustación o asentamiento de sólidos. Se dispondrá de un filtro en operación normal y uno de relevo, su capacidad nominal será de

90.6 MBPD (600 m³/h) de agua, cada uno. El valor de presión máximo a la salida de los mismos será de aproximadamente 2.0 kg/cm² man. y temperatura máxima de 30 °C.

Seguido de los filtros de agua 2ª. Etapa FD-401/R, el agua irá a la succión de las bombas de inyección de agua tratada a cavernas GA-402 AB/R (nuevas, por proyecto), considerando paralelamente dos equipos en operación y uno de relevo, con el objeto de que el agua eleve su presión de tal forma que pueda penetrar al fondo de las cavernas, en el área de pozos 400's. El líquido se bombeará a una presión máxima de 56.0 kg/cm² man., condición establecida para la caverna más crítica. La capacidad nominal de las bombas será de 45.3 MBPD (300 m³/h) de agua, cada una. El agua descargada por las bombas pasará por un medidor de tipo placa de orificio, para conocer el flujo total enviado a cavernas. El flujo de agua total 90.6 MBPD (600 m³/h) se transportará a través de un acueducto nuevo, por proyecto, hacia el área de los pozos 400's.

Sistema de suministro de agua a partir de fosa FE-105 existente y utilizando bombas de trasiego

Esta segunda flexibilidad es exactamente igual a la primera en lo que respecta al área de bocatoma.

Centro de almacenamiento estratégico Tuzandepetl (CAET)

El agua proveniente del acueducto de 16" Ø x 3.8 km. se recibe mediante control de nivel, en la fosa de almacenamiento de agua tratada FE-105, con capacidad volumétrica de ~25.16 MB. (4000 m³), la cual se encuentra a condiciones atmosféricas. El volumen de agua se desalojará a través de las bombas de trasiego de agua tratada GA-401 AB/R, dos en operación y una de relevo, con capacidad para manejar 45.3 MBPD (300 m³/h) de agua, cada una, a una presión máxima de descarga de 2.5 kg/cm² man.

Posteriormente, el agua se dirigirá hacia la entrada de los filtros de agua 2da. Etapa (Grado de filtración 200 µ) FD-401/R previo tratamiento con un agente inhibidor de oxígeno (bisulfito de amonio), y finalmente a la succión de las bombas de inyección de agua tratada a cavernas GA-402 AB/R. El agua descargada por las bombas pasará por un medidor de tipo placa de orificio, para conocer el flujo total enviado a cavernas. El líquido se bombeará

a una presión máxima de 56.0 kg/cm² man., condición establecida para la caverna más crítica y será dirigido al área de pozos 400´s mediante un acueducto nuevo, por proyecto, a una temperatura máxima de 31 °C.

Las variaciones que pudieran existir en las condiciones de operación (presión) y en la demanda de los flujos de lixiviación se absorberán mediante el uso de recirculaciones. Una de ellas se situará a la descarga de las bombas verticales de agua cruda GA-400 AB/R, en el área de bocatoma, desviando el flujo mediante un control de presión hacia el cárcamo existente FE-101. Este control de presión puede cambiar a control de flujo según la curva final estimada para dichas bombas. Otra recirculación se tendrá a la descarga de las bombas de inyección a cavernas GA-402 AB/R, dirigiendo el flujo excedente a control de presión instantáneamente hacia a la succión de los filtros de agua 2a. Etapa FD-401/R o bien temporalmente hacia la fosa de almacenamiento de agua existente FE-105. De igual forma, a la descarga de bombas de trasiego de agua tratada GA-401 AB/R, se dispondrá de una línea de recirculación a control de flujo, que asegurará el manejo del flujo requerido hacia las bombas de inyección a cavernas GA-402 AB/R, regresando el excedente a la fosa existente FE-105.

Con respecto al control de nivel en la fosa FE-105 existente en CAET, éste abrirá cuando se detecte un desfase del nivel normal ajustado y tenderá a cerrar cuando se acerque a su máximo nivel.

Área de pozos 400´s.

Del acueducto nuevo que irá de la descarga de las bombas de inyección al área de pozos 400's se sacará un disparo con ramales hacia el área donde se ubicarán las nuevas cavernas. Las cavernas consideradas en esta primera fase serán las cavernas de crudo TUZ 403 y TUZ 406 y después de terminar la lixiviación de los pozos TUZ 403 y TUZ 40, se desconectarán los disparos de estos pozos, quedando disponibles las válvulas interconectadas al cabezal de 16" Ø, para interconectar a futuro los ramales hacia las seis cavernas restantes a lixiviar por otros.

El agua se bombeará y distribuirá, hacia las dos cavernas TUZ 403 y TUZ 406 simultáneamente en lixiviación, previa medición de presión y temperatura, así como medición y control de flujo. La frontera límite del sistema de suministro de agua es considerada hasta el árbol de válvulas del pozo, en cada una de las 8 cavernas, en superficie.

La disolución de la sal para la formación de la bolsa de insolubles, el cuerpo de la caverna y el techo de la misma, se llevará a cabo mediante una lixiviación directa, introduciendo el agua por una tubería de 7" de DN inmersa en el pozo, la salmuera disuelta se desplaza a la superficie por la tubería anular de la tubería 7"-10 $\frac{3}{4}$ " o 7"-11 $\frac{3}{4}$ ", según la caverna que se trate (en el caso de las cavernas de crudo aplica la tubería de 10 $\frac{3}{4}$ "). Para controlar la disolución de la sal en la parte superior de cada caverna, se inyecta por la tubería de revestimiento de 18" diésel, llenado el espacio anular 10 $\frac{3}{4}$ " u 11 $\frac{3}{4}$ ", 18".

El sistema contará con la facilidad de lixiviar las cavernas una por una como mínimo, o bien, dos cavernas a la vez como máximo. El abastecimiento seguro, oportuno y eficiente del servicio otorgará la satisfacción de proveer un crecimiento controlado de la caverna y contar con un servicio continuo de lixiviación.

El caudal de agua por caverna, empezará a inyectarse con un flujo mínimo de aproximadamente 7.5 MBPD (50 m³/h) sin embargo irá en aumento hasta que alcance un flujo inyectado máximo y normal por caverna, para obtener la máxima eficiencia de disolución de sal por volumen de agua inyectado. La presión máxima de inyección en el árbol de válvulas, de la caverna más crítica se considera de 56.7 kg/cm² man.

Tanques de Almacenamiento.

El diesel será suministrado por la Compañía que realice el proceso de Lixiviación.

Contra incendio.

El sistema de protección contra incendio propuesto para el proyecto consiste del empleo de diversos sistemas tales como sistema de almacenamiento y bombeo y su correspondiente red de distribución de agua contra incendio por toda el área de del proyecto para garantizar el suministro de agua para cada sistema, planta o instalación que lo requiera, cubriendo los

requerimientos que demande el riesgo mayor de toda el área , mediante el uso de hidrantes monitores, extintores, sistemas de aspersión, sistemas de supresión, sistemas de espuma, así como sistemas de detección y alarmas distribuidos por todas las áreas de proceso, casas de bombas y edificios. El diseño detallado de la red de contra incendio se realizará durante la ingeniería básica.

Aire de instrumentos y plantas.

Dentro de las necesidades de servicios auxiliares que requieren las instalaciones y los sistemas de servicios auxiliares en el CEA Tuzandepetl, está la necesidad de contar con un suministro confiable de aire comprimido, que cumpla con una temperatura de rocío que le de las características de aire seco adecuado para usarse principalmente en los posicionadores de las válvulas de control. Adicionalmente el CEA Tuzandepetl requerirá el servicio de aire de planta que servirá principalmente para mover herramienta neumática y llevar a cabo operaciones de mantenimiento en las instalaciones.

Las instalaciones tienen por objeto comprimir, almacenar, separar humedad, secar, filtrar y distribuir los servicios de aire de instrumentos y aire de plantas hacia los equipos que integran el proceso del Área 400 Tuzandepetl.

El alcance incluye los requerimientos siguientes para tener un suministro de aire con la calidad requerida:

- Asegurar los límites máximos del contenido de humedad en el aire de instrumentos y de planta.
- Asegurar los límites máximos del tamaño de las partículas sólidas que puedan arrastrarse y el contenido de aceite.
- Cumplir los niveles de presión de suministro, operación y los rangos aceptables de operación para las válvulas y dispositivos neumáticos.
- Cumplir los requerimientos de aire de instrumentos y de planta.

Infraestructura Adicional.

Sistema de distribución de servicios de telecomunicaciones.

- Durante la etapa de lixiviación se deberán de considerar, implementar y poner en operación los siguientes sistemas:
- Sistema de comunicación por radio enlace (punto-multipunto) desde cavernas hasta el cuarto de control de lixiviación.
- Sistema de comunicación por radio enlace (punto-punto) desde cuarto de control de lixiviación hasta el CAET.
- Sistema de voz y datos cuarto de control de lixiviación
- Sistema de comunicación trunking digital en cuarto de control lixiviación.

Integración en áreas existentes.

Suministro de Energía Eléctica.

Para la integración del CEA Tuzandepetl con servicios que le permitan su operación de forma adecuada, se consideran las siguientes obras de integración:

- Suministro de energía eléctrica de 34.5KV desde CFE (Minatitlán II) y una segunda alimentación de 115 KV (considerando como opción: línea de Nanchital o línea de Teapa) la cual servirá como respaldo.
- Suministro de energía eléctrica de emergencia con un motogenerador de combustión interna diesel.
- Integración con vías de comunicación (carreteras, vías de ferrocarril, servicios, derechos de vía, puentes vehiculares, descargas de aguas residuales).

Las volúmenes estimados de las sustancias almacenadas y volumen máximo de almacenamiento en las cavernas TUZ-403 y TUZ-406, se muestran en la tabla I.16.

Tabla I. 16 Capacidad máxima de almacenamiento de sustancias

Sustancias Almacenadas	Volumen máximo de almacenamiento
Crudo	3 MMBLS

I.2.1. Hojas de seguridad.

Las sustancias y/o productos manejados en el proceso propuesto para el proyecto de almacenamiento de :

1. Crudo Maya.
2. Crudo Istmo.
3. Diesel

En el **Anexo 5** se localizan las Hojas de Seguridad disponibles de las sustancias y productos peligrosos.

I.2.2. Almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento propuestos para el proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, se utilizarán en la etapa de lixiviación para almacenar diesel y serán proporcionados por una contratista (paquete).

I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.

A continuación, se describen los equipos de proceso e infraestructura de servicios para las diferentes instalaciones del proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, considerando que deberán ser diseñados para alcanzar un tiempo de vida útil mínimo de 20 años, guardando un equilibrio entre los costos y beneficios obtenidos.

El listado de equipo de proceso e instalaciones auxiliares propuestos para el proceso de Suministro de Agua Cruda, lixiviación y explotación de crudo se citan a continuación de acuerdo a las siguientes Tablas.

Equipos de Proceso.

Tabla I.17 Equipos de proceso de suministro de agua cruda y lixiviación.

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operacion					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión kg/cm ²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm ²	Temp Descarga °C	Material	Código	
Bombas de envío de salmuera al Golfo de México	GA-100 A/B	-	-	-	662.4	0	27	28	27	-	-	20 años
Bombas verticales de agua cruda	GA-400 A/B/R	-	-	-	300	ATM	30	6.4	30	-	-	20 años
Bombas de trasiego de agua tratada	GA-401 A/B/R	-	-	-	300	ATM	30	2.5	30	-	-	20 años
Bombas de inyección de agua tratada a cavernas	GA-402 A/B/R	-	-	-	300 ΔP =57.7	2	30	59.7	31	-	-	20 años
Bomba de descalcificación	BA-105 A/B	-	-	-	33122 ΔP 22.79	-	-	-	-	-	-	20 años-

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operacion					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión kg/cm ²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm ²	Temp Descarga °C	Material	Código	
Carcamo de agua cruda	FE-101	-	-	-	1080	atm	30	--	30	-	-	20 años
Presa "C" (existente)	FE-102	16000	-	-	-	ATM	30	ATM	27	-	-	-
Fosa de almacenam iento de agua tratada	FE-105	-	40X30	-	4000	ATM	30	ATM	30	-	-	20 años
Fosa de separación de agua- aceite tipo presa API (existente)	FE-206A	-	-	-	330	-	-	-	-	-	-	20 años
Patín de medición	PA-101	-	-	-	640	-	-	-	-	-	-	20 años
Paquete de biocida	PA-102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20 años
Filtros de agua 1a. Etap	FD-400/R	-	-	-	600 Grado de	6.4	30	5.9	30	-	-	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operacion					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión kg/cm ²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm ²	Temp Descarga °C	Material	Código	
					filtració n 500 μ							
Filtros de agua 2a. Etapa	FD-401/R	-	-	-	600 Grado de filtració n 200 μ	5.9	30	2	30	-	-	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería.

Tabla I. 18 Explotación de Crudo en cavernas TUZ-403 y TUZ-406.

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operación					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión/ entrada	Temp °C	Presión Descarga/ salida	Temp °C	Material	Código	
Bombas de crudo (existente a rehabilitar)	GA-201 G/H	140 MBD	-	-	-	13.0	30	54.0	31	Nota 1	API STD 610, API STD 614, API STD 682 y ET-050- PEMEX-2019.	10 años mínimo
Bombas de salmuera	GA-202 G/H	150 MBD	-	-	-	1.0	30	14.0	29	Nota 1	API STD 610, API STD 614, API STD 682 y ET-050- PEMEX-2019.	20 años
Filtro de crudo pesado	FD-201/R	-	-	-	3975	13	30	-	-	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de salmuera	FD-203/R	-	-	-	3975	1.0	30	-	-	Nota 1	Nota 1	20 años
Caverna de almacenam iento de crudo (llenado)	TUZ-403/406	1.5MMBLS	-	-	-	52.0	31	3.0	31	Nota 1	Nota 1	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operacion					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión/ entrada	Temp °C	Presión Descarga/ salida	Temp °C	Material	Código	
Caverna de almacenamiento de crudo (extracción)	TUZ-403/406	1.5MMBLS	-	-	-	12.0	29	3.0	31	Nota 1	API-RP-1114 API-RP-1115	20 años
Presa "A" (existente)	FE-207	7.5 MMB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presa "B" (Existente)	FE-103	4.5 MMB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipos de Servicios Auxiliares.

Tabla I. 19 Equipos de servicios auxiliares proceso de suministro de agua y Lixiviación.

Descripción	Identificación	Capacidad m ³	Dimensiones		Condiciones de operación					Construcción		Tiempo de vida útil
			Largo/Ancho m	Altura m	Flujo m ³ /hr	Presión succión kg/cm ²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm ²	Temp Descarga °C	Material	Código	
Acumulador de aire de instrumentos	FA-401	-	1.0	3.0	662.4	0	27	28	27	-	-	20 años
Compresor de aire de plantas	FA-402	-	1.0	3.0	300	ATM	30	6.4	30	-	-	20 años
Acumulador de aire de instrumentos	FA-403		0.91	2.63								20 años
Compresor de aire de instrumentos	GB-401				255	ATM		8.8				20 años
Compresor de aire de plantas	GB-402				255	ATM		8.8				20 años
Secadora de aire de instrumentos	PA-401				255							20 años

Edificaciones.

Para la Caseta de control, Equipo de seguridad y Patín de medición a construirse a un costado de los Pozos TUZ-403 y 406 dentro del límite de propiedad del Área 400, se edificará la infraestructura requerida para la correcta operación de los procesos de lixiviación de las cavernas.

Estas edificaciones serán construidas para apoyo de los procesos de operación durante el almacenamiento en las cavernas, las cuales se mencionan en el apartado correspondiente a dimensiones del Proyecto.

Cobertizo de Contraincendio.

Se desplantará a partir de una cimentación superficial de concreto reforzado a base de zapatas corridas. La superestructura se constituirá de muros de mampostería confinada a base de bloques hueco de (12 x 20 x 40) cm, mediante castillos y cerramientos. Adicionalmente, trabes, columnas y losa de concreto reforzado. El acero de refuerzo para habilitarlos será de $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para acero mayor del No. 3 y $f_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$ para acero del No. 2. La resistencia de diseño a compresión del concreto a los 28 días se considera $f'_c = 200 \text{ kg/cm}^2$.

El diseño estructural se realizará con base en las disposiciones y procedimientos establecidos en las Normas Técnicas Complementarias de la CDMX 2017. La determinación de la aceleración y del espectro de diseño se realizará con base en las disposiciones del Manual de Diseño de Obras Civiles de 2015 de Sismo de la Comisión Federal de Electricidad (CDS-MDOC15).

En cuanto al Tanque de almacenamiento de agua Contraincendio, este debe ser construido conforme a los códigos y estándares con capacidad de almacenamiento como se establece en el NFPA-20/22/24/25 para Instalación de Bombas estacionarias contra incendio, tanques de almacenamiento de agua, Instalación de redes contra incendios e Inspección, Prueba y Mantenimiento de Sistemas Contra Incendio a Base de Agua o NOM-002-STPS-2010 para lo cual debe cumplir con:

Válvulas de seccionamiento, disponer de un suministro de agua exclusivo para el servicio contra incendios, independiente al que se utilice para servicios generales; Prever un abastecimiento de agua de al menos dos horas, a un flujo de 946 litros por minuto, o definirse de acuerdo con los riesgos por proteger. El sistema de bombeo debe tener la capacidad de impulsar el agua por la red de tuberías hasta donde se requiera y este mismo sistema de bombeo debe contar con dos fuentes de suministro de energía (eléctrica y de combustión interna) para mantener la presión suficiente a través a de un sistema de bomba jockey a una presión mínima de 7 kg/cm² en toda la red.

Caseta de Control, Caseta de Telecomunicaciones y Unidad Terminal Remota (UTR).

Se diseñará una caseta de control en las cavernas 403 y 406, se desplantará a partir de una cimentación superficial de concreto reforzado a base de zapatas corridas. La superestructura se constituirá de muros de mampostería confinada a base de bloques hueco de (12 x 20 x 40) cm, mediante castillos y cerramientos. Adicionalmente, trabes, columnas y losa de concreto reforzado. El acero de refuerzo para habilitarlos será de $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para acero mayor del No. 3 y $f_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$ para acero del No. 2. La resistencia de diseño a compresión del concreto a los 28 días se considera $f'_c = 200 \text{ kg/cm}^2$.

El diseño estructural se realizará con base en las disposiciones y procedimientos establecidos en las Normas Técnicas Complementarias de la CDMX 2017. La determinación de las aceleraciones y del espectro de diseño se realizará con base en las disposiciones del Manual de Diseño de Obras Civiles de 2015 de Sismo de la Comisión Federal de Electricidad (CDS-MDOC15).

Con la finalidad de evitar daños que pudieran presentarse en las cimentaciones y edificaciones por deformaciones y agrietamiento debido a vibraciones (sismos) y velocidad de viento, se aplicarán los criterios técnicos indicados en los códigos de diseño de construcción; así como los criterios de diseño de los Manuales de Obras Civiles por Sismo, Viento y Cimentaciones de la Comisión Federal de Electricidad en su última edición.

Telecomunicaciones.

Se diseñará una caseta de telecom en las áreas de las cavernas 403 y 406, se desplantará a partir de una cimentación superficial de concreto reforzado a base de zapatas corridas. La superestructura se constituirá de muros de mampostería confinada a base de bloques hueco de (12 x 20 x 40) cm, mediante castillos y cerramientos. Adicionalmente, trabes, columnas y losa de concreto reforzado. El acero de refuerzo para habilitarlos será de $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para acero mayor del No. 3 y $f_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$ para acero del No. 2. La resistencia de diseño a compresión del concreto a los 28 días se considera $f'_c = 200 \text{ kg/cm}^2$.

El diseño estructural se realizará con base en las disposiciones y procedimientos establecidos en las Normas Técnicas Complementarias de la CDMX 2017. La determinación de las aceleraciones y del espectro de diseño se realizará con base en las disposiciones del Manual de Diseño de Obras Civiles de 2015 de Sismo de la Comisión Federal de Electricidad (CDS-MDOC15).

Unidad Terminal Remota (UTR).

Se diseñará una caseta de UTR en las cavernas 403 y 406, se desplantará a partir de una cimentación superficial de concreto reforzado a base de zapatas corridas. La superestructura se constituirá de muros de mampostería confinada a base de bloques hueco de (12 x 20 x 40) cm, mediante castillos y cerramientos. Adicionalmente, trabes, columnas y losa de concreto reforzado. El acero de refuerzo para habilitarlos será de $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para acero mayor del No. 3 y $f_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$ para acero del No. 2. La resistencia de diseño a compresión del concreto a los 28 días se considera $f'_c = 200 \text{ kg/cm}^2$.

El diseño estructural se realizará con base en las disposiciones y procedimientos establecidos en las Normas Técnicas Complementarias de la CDMX 2017. La determinación de las aceleraciones y del espectro de diseño se realizará con base en las disposiciones del Manual de Diseño de Obras Civiles de 2015 de Sismo de la Comisión Federal de Electricidad (CDS-MDOC15).

I.2.4. Pruebas de verificación.

Las pruebas de verificación a equipos de proceso, auxiliares y cavernas de almacenamiento de crudo serán normativas y obligatorias en las instalaciones con motivo del proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, se diseñen, construyan y operen, con objeto de garantizar que los equipos se fabriquen y cumplan con las condiciones de seguridad y una vez instalados por medio de diversas pruebas, tales como pruebas hidrostáticas, radiografiado, medición de espesores, protecciones mecánicas, sand blast, protección o mantenimiento anticorrosivo, inspección por líquidos penetrantes; entre otros.

Pruebas hidrostáticas.

La prueba hidrostática se realiza a los equipos contruidos para operar a una presión superior a la atmosférica o que son sometidos a vacío, líneas de conducción o tanques de almacenamiento sujetos a presión. La presión puede ejercerse sobre la superficie interior, la exterior y/o a los componentes del equipo.

Las pruebas hidrostáticas deberán cumplir con una revisión periódica por personal calificado sin exceder 5 años entre pruebas, éstas pruebas podrán ser efectuadas con apego a los requisitos de las normas nacionales o internacionales (NOM-020-STPS-2011, o la que le aplique dependiendo de la instalación).

Las pruebas hidrostáticas se clasifican como Ensayos No destructivos dentro de la sección de ensayos de hermeticidad o fuga y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5 Artículo 10 “Leak Testing” y consisten en llenar un equipo o componente con un líquido normalmente agua y elevar su presión interna durante un tiempo especificado sin que esto provoque algún tipo de fuga.

El peligro de una prueba hidrostática se ve reflejado en los daños que puede generar la liberación instantánea del fluido de prueba por efecto de la presión.

Condiciones requeridas para realizar pruebas hidrostáticas

Requisitos documentales:

- Procedimientos de prueba autorizados.
- Procedimientos de seguridad.
- Programa de prueba autorizado.
- Protocolo de prueba.
- Memoria de cálculo de prueba autorizada.
- Documentos del diseño del equipo donde se indique la presión de prueba.
- Certificados de calibración de los equipos de medición.
- Reporte de mantenimiento de la bomba para levantar presión.
- Certificación del personal de prueba.
- Permiso de trabajo.
- Requisitos físicos
- Equipo fuera de operación y aislado.
- Equipo limpio sin residuos sólidos.
- Establecer área de seguridad.
- Manómetros y mano grafos calibrados e instalados de acuerdo con el procedimiento de prueba.
- Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
- Acceso total al equipo durante la prueba.

Radiografiado.

La Radiografía Industrial se clasifica como un Ensayo No destructivo dentro de la sección de ensayos volumétricos y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5, Artículo 2, "Radiographic Examination".

El método utiliza la radiación ionizante de alta energía que al pasar a través de un material sólido, parte de su energía es atenuada debido a diferencias de espesores, densidad o la presencia de discontinuidades., durante la exposición radiográfica la energía de los rayos X o

Gamma es absorbida o atenuada al atravesar el material de estudio, esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado, dejando un registro sobre la configuración interna del material.

Las variaciones de atenuación o absorción son detectadas y registradas en una película radiográfica o pantalla fluorescente obteniéndose una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, siendo el principio básico de la inspección radiográfica en la propiedad que poseen los materiales de atenuar o absorber parte de la energía de radiación cuando son expuestos a ésta, por lo que la atenuación de la radiación ionizante es directamente proporcional al espesor y densidad del material e Inversamente proporcional a la energía del haz de radiación.

El resultado de un área oscura (alta densidad) en una radiografía, puede deberse a un menor espesor o a la presencia de un material de menor densidad como escoria en una soldadura o una caverna por gas atrapado en una pieza de fundición, mientras que un área más clara (menor densidad) puede deberse a secciones de mayor espesor o un material de mayor densidad como una inclusión de tungsteno en una soldadura de arco eléctrico con electrodo de tungsteno y gas de protección.

Para la detección, interpretación y evaluación de discontinuidades internas como grietas, porosidades, inclusiones metálicas o no metálicas, faltas de fusión etc., en uniones con soldadura, piezas de fundición y piezas forjadas se utiliza la radiografía de pruebas no destructivas.

Éstas pruebas son empleadas en soldaduras que están expuestas a tensión, vibración y que son sometidas a presión como son equipos de proceso y servicios auxiliares.

La aplicación del proceso radiográfico implica observar todas las medidas de seguridad obligatorias que eviten dosis de radiación innecesarias al operario; ya que si bien es indudable el valor que como método de Inspección representa, también es innegable el riesgo al que está expuesto todo ser humano debido a la utilización de radiaciones ionizantes, motivo por el cual ningún tipo de protección ni medida de seguridad serán excesivos.

Mantenerse a una distancia prudente de la fuente es el mejor camino para evitar la

exposición. La segunda medida es usar una protección (plomo, acero, concreto) entre el individuo y la fuente. El tiempo es también un factor importante.

Cuanto menos tiempo se encuentre expuesto a la radiación, menor será la dosis de ésta que reciba

Condiciones requeridas para realizar pruebas Radiografía Industrial.

Requisitos documentales:

- Procedimientos de prueba autorizados.
- Procedimientos de seguridad.
- Programa de prueba autorizado.
- Protocolo de prueba.
- Memoria de cálculo de prueba autorizada.
- Certificados de calibración de los equipos de medición.
- Certificación del personal de prueba.
- Permiso de trabajo.

Requisitos físicos:

- Equipo fuera de operación y aislado.
- Equipo limpio sin residuos.
- Establecer área de seguridad.
- Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
- Acceso total al equipo durante la prueba.

Medición de espesores.

La medición de espesores por ultrasonido Industrial se clasifica como un Ensayo No destructivo dentro de la sección de ensayos volumétricos y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5, Artículo 5, ASTM Specification SE-797 "STANDARD PRACTICE FOR MEASURING THICKNESS BY MANUAL ULTRASONIC PULSE-ECHO CONTACT METHOD".

La medición de espesores por Ultrasonido Industrial (UT) se define como un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material.

El funcionamiento de los medidores de espesor por ultrasonido se basan en determinar con gran precisión el tiempo que tarda un pulso de sonido generado por un transductor ultrasónico, en atravesar una pieza y regresar al dispositivo, lo que se denomina tiempo de vuelo. El transductor contiene un elemento piezoeléctrico el cual es excitado por corriente eléctrica, la cual está ajustada a una frecuencia determinada, generando ondas ultrasónicas. Estas son transmitidas al material de prueba, atravesándolo hasta que encuentran la pared posterior u otro limite. Luego, las reflexiones vuelven hacia el transductor, haciendo el proceso de inverso de convertir la energía acústica en energía eléctrica de nuevo.

La medición de espesores, ya sea en la envolvente, cúpula, fondo de un tanque o en tuberías, se realizan tomando varias lecturas en diferentes puntos de la placa a inspeccionar para detectar variaciones en los espesores del área inspeccionada y su corrección, evitando deficiencias que puedan poner en riesgo el servicio del equipo.

La medición de espesores en la industria petrolera se aplica principalmente en los siguientes aspectos:

- Medición de espesores a placas de acero.
- Medición de espesores a tubería de proceso.
- Detección de fallas en soldadura con líquidos penetrantes.
- Pruebas hidrostáticas.

Como resultado de la medición de espesores de manera continua y programada, se puede obtener la siguiente información del equipo o ducto analizado:

- Espesor actual en el equipo inspeccionado.
- Espesor mínimo encontrado.
- Espesor de retiro del equipo o ducto.
- Vida útil estimada del equipo o ducto.

- Velocidad de desgaste en un periodo anual.

Condiciones requeridas para realizar pruebas de medición de espesores

Requisitos documentales:

- Procedimientos de prueba (incluyendo plan de muestreo).
- Procedimientos de seguridad.
- Certificados de calibración de los equipos de medición.
- Certificación del personal de prueba.
- Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- Acceso total al equipo durante la prueba.

Protección mecánica.

La protección mecánica de los equipos deberán estar alineados con las recomendaciones de cada fabricante para su correcto funcionamiento, considerando adicionalmente las prácticas recomendadas por la industria del petróleo.

Condiciones requeridas para realizar protección mecánica:

Requisitos documentales:

- Procedimientos de trabajo autorizados.
- Procedimientos de seguridad.
- Programa de trabajo autorizado.
- Protocolo de prueba.
- Certificados de materiales.
- Especificación del sistema autorizada.
- Certificados de calibración de los equipos de medición.
- Reporte de mantenimiento de los compresores.
- Calificación del personal .
- Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- Equipo fuera de operación .
- Establecer área de seguridad.
- Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
- Acceso total al equipo durante los trabajos.

Sand blast.

Es un sistema de limpieza que se realiza con material abrasivo lanzado a presión sobre superficies normalmente metálicas, este método de limpieza ayuda a eliminar impurezas sobre la superficie como óxidos, grasa, pintura etc., logrando una mejor adherencia de los recubrimientos anticorrosivos a utilizar y obteniendo una superficie con perfil de anclaje (rugosidad) permitiendo dar adherencia al recubrimiento primario a utilizar.

La limpieza por medio del “Sanblasteo”, garantiza en extremo la calidad de la misma para una vez realizada se pueda recubrir o realizar algún otro proceso en la o las piezas que se requiera.

Se realizan trabajos de sandblast a las estructuras metálicas de acero de sección abierta, tubular, láminas, placas de tanques y equipos para posteriormente aplicar protección anticorrosiva especializada.

Estos trabajos se realizan cuando el equipo es nuevo o se encuentra fuera de operación, por los controles que deben crearse para evitar algún impacto significativo debido a las condiciones que podría generar en las áreas de trabajo en contacto directo con los trabajadores de cada área.

Protección o mantenimiento anticorrosivo.

Los sistemas de protección anticorrosiva y mecánica son una serie de elementos principalmente barreras físicas las cuales impiden que el medio ambiente corrosivo de la atmósfera (externa o interna) reaccione con las superficies principalmente metálicas de los elementos o equipos.

Las fases de la aplicación de un sistema de protección anticorrosiva abarca desde la selección de los recubrimientos hasta las pruebas finales de aceptación las principales etapas de la aplicación del sistema son:

- Selección de sistema.
- Calidad de los componentes.
- Personal.
- Limpieza de la superficie y perfil de anclaje.
- Condiciones ambientales de limpieza y aplicación.
- Aplicación.
- Pruebas finales.

El proceso de protección es largo y se considera como una fase constructiva, en la cual se debe tener control de las variables de aplicación para evitar la exposición innecesaria a la atmósfera de elementos contaminantes como solventes, polvos, etc.

Es indispensable conocer las restricciones gubernamentales al respecto así como seguir las recomendaciones de los fabricantes de recubrimientos y los documentos involucrados.

Se establecerán programas de mantenimiento anticorrosivo para toda la parte estructural de equipos, tanques de almacenamiento y equipos auxiliares. Este mantenimiento se aplicará sobre la superficie para protegerlo de la acción de corrosión, dicho material se considera una dispersión relativamente estable de un pigmento finamente dividido, en una solución de resina y aditivos.

Su composición o formulación debe ser tal forma que, al ser aplicada una capa delgada sobre un sustrato metálico, sea capaz de formar una película seca uniforme que actúe como una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión.

La durabilidad de la película depende de su resistencia al medio corrosivo y de la facultad de permanecer adherida al sustrato metálico; la eficiencia de protección contra la corrosión también depende de la habilidad de la película de recubrimiento para impedir el acceso de los agentes corrosivos al sustrato metálico.

Condiciones requeridas para realizar protección anticorrosiva:

Requisitos documentales:

- Procedimientos de trabajo autorizados.
- Procedimientos de seguridad.
- Programa de trabajo autorizado.
- Protocolo de prueba.
- Certificados de materiales.
- Especificación del sistema autorizada.
- Certificados de calibración de los equipos de medición.
- Reporte de mantenimiento de los compresores.
- Calificación del personal .
- Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- Equipo fuera de operación .
- Establecer área de seguridad.
- Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
- Acceso total al equipo durante los trabajos.

Inspección por Líquidos penetrantes.

Es un tipo de ensayo no destructivo que se basa en el principio de capilaridad y se aplica en la detección de discontinuidades abiertas a la superficie, tales como fisuras, poros etc. en la superficie de los materiales examinados como aleaciones no ferrosas y materiales ferrosos.

El procedimiento consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie en estudio, el cual penetra en cualquier discontinuidad que pudiera existir debido al fenómeno de capilaridad. Después de un determinado tiempo se elimina el exceso de líquido y se aplica un revelador, el cual absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de estas.

Las principales etapas de la aplicación son las siguientes:

- Preparación de la superficie.
- Aplicación del penetrante.
- Remoción del exceso de penetrante.
- Aplicación del revelador.
- Inspección.
- Limpieza final.

Prueba de integridad, hermeticidad y toma de información.

Esta fase dará inicio con estudios técnicos previos para conocer la integridad mecánica del pozo existente TUZ-403/406 previo a la lixiviación, una vez que las condiciones del pozo lo permitan, dará inicio el proceso de lixiviación correspondiente a cada caverna como se indica a continuación.

Específicamente en esta prueba de hermeticidad se lleva a cabo con la finalidad de verificar posibles filtraciones o pérdida de fluido. La cual se determina al inyectar fluido (agua) al pozo a través del sistema de tuberías provistas con un juego de válvulas que soportan altas presiones conocidas como BOPs (Preventores de reventones) para llevar a cabo las presiones de pruebas controlando dichas presiones a través de estas válvulas durante un tiempo determinado en el diseño del pozo y así comprobar el cierre hermético del pozo y sus accesorios. Es decir, se inyecta en fluido al pozo en forma continua hasta alcanzar la presión de cierre de los preventores BOPs (Blout Out Preventer), sí se alcanza la presión final entonces el pozo esta hermético, si no llega a la presión final entonces hay perdidas en el pozo que se corroboran con otros medios.

La toma de información se realiza en forma continua una vez iniciada la inyección de agua al pozo y se continúa hasta alcanzar la presión de cierre final prevista en el diseño del pozo. Estas pruebas se realizarán a ambos pozos TUZ-403 existente y TUZ-406 una vez perforado.

I.3 Condiciones de operación.

PEMEX Logística, a través de la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria (STLP) y de la Gerencia de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Sur (GOTLP Sur), con la finalidad de ampliar la infraestructura de almacenamiento en cavernas subterráneas tiene contemplado el proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, el cual contempla la creación de dos cavernas para almacenar crudo. Las condiciones de operación del proceso de Lixiviación y Explotación de Crudo, así como la de almacenar y extraer crudo (Ver Tabla I.20).

Proceso de Lixiviación y Explotación de Crudo.

El almacenamiento de los diferentes crudos se contempla mediante la lixiviación de dos cavernas TUZ-403, TUZ-406 con una capacidad de 1.5 MMB y un Volumen total de 3.0 MMB.

El lixiviado o formación de las cavernas se llevará a cabo inyectando agua tratada obteniendo salmuera casi saturada a la salida de las cavernas, disolviendo así la sal del domo salino.

Las bombas de inyección de agua a cavernas, proporcionarán la presión suficiente para que el agua penetre al fondo de las cavernas en lixiviación, venciendo las pérdidas por fricción y desplazando la salmuera existente. El envío del agua tratada del CAET al área de los 400's será mediante una línea nueva de 16" con sus respectivas interconexiones hacia el área de cada caverna, donde se contará con medición de flujo, presión, y temperatura así como de una válvula de control de flujo. El movimiento de fluidos del exterior a la caverna y viceversa debido a la diferencia de las densidades de los fluidos.

La salmuera de lixiviación saldrá a una presión promedio de 3 kg/cm² de las cavernas y tendrá dos opciones para su manejo:

1. Será enviada normalmente, mediante un ducto de 16"Ø x 0.8 km aproximadamente, hacia el vertedero de la presa “A” y continuará (fluyendo por gravedad) hacia la presa “C”.

2. Cuando se detecte que contiene arrastre de diésel de sello, esta será desplazada hacia la presa API existente, por medio de una línea de interconexión de 16" $\varnothing$ x 0.2 km aproximadamente, posteriormente la salmuera libre de diésel fluirá hacia la Presa "A" de la cual derramará por su vertedero hacia la presa "C".

En la presa "C", la salmuera será succionada por la bomba existente GA-100A y bombeada con un flujo promedio de 100 MBPD y 8.8 kg/cm² para su disposición controlada hacia el Golfo, esto mediante un salmueroducto existente de 20" x 21 km.

El diésel separado en la presa API, este será recolectado mediante Unidades de presión-Vacío (pipas) y dispuesto en el CAET para su integración al proceso de almacenamiento de crudo.

En el caso de que por algún motivo se suspendiera el envío de salmuera al mar, será posible utilizar las presas "A" y "C" para almacenamiento temporal.

Tabla I. 20 Condiciones de Operación de los equipos de proceso de suministro de agua cruda y lixiviación.

Descripción	Identificación	Estado Físico	Condiciones de operacion				
			Flujo m ³ /hr	Presión succión kg/cm ²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm ²	Temp Descarga °C
Bombas de envío de salmuera al Golfo de México	GA-100 A/B	Líquido	662.4	0	27	28	27
Bombas verticales de agua cruda	GA-400 A/B/R	Líquido	300	ATM	30	6.4	30
Bombas de trasiego de agua tratada	GA-401 A/B/R	Líquido	300	ATM	30	2.5	30
Bombas de inyección de agua tratada a cavernas	GA-402 A/B/R	Líquido	300 $\Delta P = 57.7$	2	30	59.7	31
Bomba de des cristalización	BA-105 A/B	Líquido	33122 $\Delta P 22.79$	-	-	-	-
Carcamo de agua cruda	FE-101	Líquido	1080	ATM	30	--	30
Presa "C" (existente)	FE-102	Líquido	-	ATM	30	ATM	27

Descripción	Identificación	Estado Físico	Condiciones de operacion				
			Flujo m³/hr	Presión succión kg/cm²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm²	Temp Descarga °C
Fosa de almacenamiento de agua tratada	FE-105	Líquido	4000	ATM	30	ATM	30
Fosa de separación de agua-aceite tipo presa API (existente)	FE-206A		330	-	-	-	-
Patín de medición	PA-101		640	-	-	-	-
Filtros de agua 1a. Etapa	FD-400/R		600 Grado de filtración 500 µ	6.4	30	5.9	30
Filtros de agua 2a. Etapa	FD-401/R		600 Grado de filtración 200 µ	5.9	30	2	30

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.

Almacenamiento de crudo en las cavernas nuevas TUZ-403 Y 406.

En el área denominada como 400's, las cavernas nuevas TUZ-403 y TUZ-406 se destinarán para el almacenamiento de crudo. El crudo Maya e Istmo proveniente del Centro Comercializador de Crudo Palomas se recibirá a una presión de 12-15 kg/cm² en el CAET, previo a los cabezales de succión de bombas el crudo Maya pasará por los filtros FD-201/R y el crudo Istmo por el filtro FD-204. Posteriormente a través de las motobombas centrífugas de crudo GA-201G/H (existentes y a rehabilitar) se incrementará la presión a 56 kg/cm² máximo para inyectarse a las cavernas nuevas con un flujo mínimo de 70 MBPD y máximo de 140 MBPD para cada caverna. En el caso de que se almacene en las dos cavernas simultáneamente, el flujo máximo será de 280 MBPD.

El envío del crudo se realizará mediante una línea nueva de 24"Ø x 2.1 km aproximadamente, interconectándose desde los cabezales de descarga de crudo Istmo y Maya de las bombas GA-201 G/H hasta el área de las cavernas nuevas, de esta forma quedaría formado un nuevo grupo "V" de cavernas.

Al llegar al área de los 400's de la línea de 24" Ø saldrán dos acometidas de 16" Ø para alimentar a cada caverna. Cada acometida contará con un patín de medición de flujo (bidireccional), presión y temperatura así como una válvula para control de flujo. Posterior al patín de medición, se interconectará a las dos ramas del árbol de válvulas con líneas de 12" Ø para inyectar el crudo a la caverna por la tubería anular.

A su vez la salmuera desplazada de las cavernas se enviará para su almacenamiento a las presas "A" o "B" existentes, esto mediante una línea nueva de 24" Ø x 2.2 km aproximadamente, que inicia desde el área de las cavernas hasta el cabezal de 36" Ø existente ubicado a un costado de la casa de bombas de salmuera del CAET.

La salmuera saldrá de la caverna por la tubería de producción mediante las dos ramas del árbol de válvulas, posteriormente ambas líneas de descarga de 12" Ø se conectarán a un cabezal de recolección de salmuera de 16" Ø, este cabezal a su vez se conectará con la línea nueva de salmuera de 24" Ø x 2.2 km aproximadamente. Al llegar al área de casa de bombas, la salmuera será derivada mediante interconexión nueva de 20"Ø hacia

un cabezal colector existente de 36"Ø con lo cual se tiene la opción de almacenar la salmuera en la presa "B" o en la presa "A".

Extracción de crudo en las cavernas nuevas TUZ-403 Y 406.

La extracción del crudo de la caverna consiste en el desplazamiento del mismo por inyección con salmuera. Esta operación iniciará succionando la salmuera (por gravedad) desde la presa existente "A" o "B" las cuales están comunicadas mediante una línea de 48" Ø, posteriormente, la salmuera pasará a través de dos filtros existentes tipo canasta (FD-203/R) y luego alimentará al cabezal de succión de 48" Ø de las bombas de salmuera existentes. En este cabezal se interconectarán las bombas centrífugas nuevas GA-202 G/H, que tendrán una capacidad de flujo mínimo de 70 MBPD y máximo de 140 MBPD y una presión de descarga de 14-18 kg/cm² (Ver Tabla I.21).

La descarga de las bombas GA-202 G/H se conectarán a un cabezal nuevo (24" Ø) e independiente de los dos cabezales existentes (cabezal superior e inferior) para independizar la operación en un nuevo grupo "V" de cavernas.

El cabezal nuevo, contará con un paquete de regulación que al alcanzar la presión máxima de operación permitida actuará derivando la salmuera hacia el cabezal existente de 36" Ø y almacenando en la presa "B" o presa "A", aliviando la sobrepresión.

La salmuera será enviada al área de los 400´s por una línea nueva de 24" Ø x 2.2 km aproximadamente, la cual llegará al área de las cavernas TUZ-403 y TUZ-406.

De la línea de 24" Ø, saldrá una línea de 16" Ø a cada caverna (en el punto más cercano), esta línea de 16" Ø cumple la función de cabezal de distribución por medio de la cual saldrán dos líneas de 12" Ø que se conectarán a las ramas del árbol de válvulas de la tubería de producción para la inyección de salmuera a la caverna.

Por desplazamiento, el crudo saldrá de la caverna por la tubería anular y mediante dos líneas de 12" Ø descargará al cabezal de medición de 16" Ø. Después de medir la

corriente de crudo (patín bidireccional), esta se enviará por medio de la línea nueva de 24" Ø x 2.1 km aproximadamente, la cual estará interconectada con los cabezales de crudo Istmo y Maya en el CAET. Posteriormente se deriva el crudo hacia la trampa correspondiente y enviarlo al Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.) Palomas para su medición y distribución.

Tabla I. 21 Condiciones de Operación de los equipos de proceso de Explotación de Crudo en cavernas TUZ-403 y TUZ-406.

Descripción	Identificación	Estado Físico	Condiciones de operacion				
			Flujo m³/hr	Presión succión kg/cm²	Temp succión °C	Presión Descarga kg/cm²	Temp Descarga °C
Bombas de crudo (existente a rehabilitar)	GA-201 G/H	Líquido	-	13.0	30	54.0	31
Bombas de salmuera	GA-202 G/H	Líquido	-	1.0	30	14.0	29
Filtro de crudo pesado	FD-201/R	Líquido	3975	13	30	-	-
Filtro de salmuera	FD-203/R	Líquido	3975	1.0	30	-	-
Caverna de almacenamiento de crudo (llenado)	TUZ-403/406	Líquido	-	52.0	31	3.0	31
Caverna de almacenamiento de crudo (extracción)	TUZ-403/406	Líquido	-	12.0	29	3.0	31
Presa "A" (existente)	FE-207	Líquido	-	-	-	-	-
Presa "B" (Existente)	FE-103	Líquido	-	-	-	-	-

Agua para descristalización.

Debido a que las líneas de transporte de salmuera permanecerán empacadas durante los periodos cuando las cavernas permanezcan en reposo, la solución salina tenderá a cristalizar reduciendo el área transversal de la línea y disminuyendo la capacidad de transporte, manifestándose en mayor demanda en la presión de descarga de las bombas de salmuera.

Cuando esto ocurra, se deberá hacer circular agua tratada (agua cruda) en las líneas de salmuera para disolver los cristales de sal.

La infraestructura requerida para esta operación son las siguientes interconexiones y líneas requeridas:

- a. En el extremo inicial del cabezal nuevo de descarga de bombas de salmuera, se deberá interconectar una línea de 4" Ø la cual se alimentará de la línea existente de agua para descristalización que alimenta al cabezal inferior de salmuera.
- b. Se deberá construir una línea nueva de 4" Ø x 1.0 km aproximadamente del área de la caverna TUZ-306 al área de cavernas TUZ-403 y TUZ-406. Esta línea se alimentará de la línea existente de agua para descristalización que alimenta la caverna TUZ-306 y se interconectará a cada caverna en las ramas de las líneas de salmuera.

Sistema contraincendio.

El sistema contraincendio comprende desde el abastecimiento y almacenamiento de agua contraincendio, el sistema de bombeo y su distribución mediante una red de agua contraincendio, hasta la aplicación en los hidrantes-monitor y sistemas de aspersión.

El abastecimiento de agua para uso contraincendio en el área de los 400 ´s provendrá del pozo de agua y de aquí se tomará el agua para llenar el tanque de almacenamiento de agua contraincendio.

El Almacenamiento de agua contraincendio será vertical, atmosférico, de techo fijo con venteo y debe cumplir con los requerimientos de seguridad establecidos en API 650 y NFPA-22.

El diseño del tanque de almacenamiento de agua contraincendio incluirá un sistema de medición de nivel por alto y bajo nivel con señales al CEP de Gas y fuego, las boquillas para el indicador de nivel y alarmas por alto y bajo nivel, se deben diseñar para ser accesibles al personal y en caso necesario se deben incluir plataformas y escaleras para su acceso. El tanque de almacenamiento de agua contraincendio deben tener la dualidad en las conexiones para ser reabastecido a través del pozo de agua y a través de pipas de agua. El tanque de almacenamiento de agua contraincendio tendrá la capacidad para combatir el riesgo mayor por un periodo de 2 horas mínimo con un tiempo de reposición máximo de 8 horas.

Sistema de bombeo de agua contraincendio.

El tamaño de cada una de las bombas debe ser tal que facilite la operación y mantenimiento de los equipos, estos no deben ser mayores a 2500 gpm. El cobertizo de bombas contraincendio consistirá de:

- Bomba principal, centrifuga horizontal fija accionada por motor diésel con capacidad de 500 gpm,
- Bomba auxiliar o de relevo, horizontal fija accionada por motor de combustión interna con capacidad de 500 gpm
- Bomba Jockey centrifuga accionada por motor eléctrico de 50 gpm.

Bomba Principal y Auxiliar

La capacidad de las bombas principales será corroborada en el desarrollo de la ingeniería en función de la demanda de agua del riesgo mayor. Los equipos de bombeo, deben dar cumplimiento de la NFPA-20 última edición.

El sistema de bombeo principal y redundante (relevo) para servicio contraincendio, debe proporcionar el gasto de agua que demanda la protección al riesgo mayor de la instalación con una presión residual mínima que proporcione 7 kg/cm² (100 lb/pulg²), en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable, considerando esta medición de presión en el punto de salida.

El diámetro del cabezal de succión de cada bomba en particular, debe permitir el manejo del 150 por ciento de la capacidad nominal de dicha bomba a una velocidad que no exceda de 4.57 m/s (15 pies/s).

El diámetro de la tubería de descarga de las bombas de agua contraincendio, se debe diseñar para conducir el 150 por ciento del gasto nominal de la bomba, a una velocidad máxima de flujo de 6.2 m/s (20 pies/s) para agua cruda.

Bomba de mantenimiento de presión “Jockey”.

La bomba reforzadora de presión (jockey) tendrá una capacidad de 50 gpm, con una presión de descarga igual a la presión a gasto cero de las bombas contraincendio principales y de relevo; estar instrumentadas con un paro automático, que actúe cuando en la red contraincendio se registre una presión igual a la presión de gasto nulo más la presión estática; así como un arranque automático que se accione cuando dicha red registre una presión al menos de 10 lb/pulg² debajo de la presión de paro de la bomba de mantenimiento de presión.

Red de agua contraincendio

La red de agua contraincendio debe cumplir condiciones de máximo flujo hacia el riesgo

mayor, se garantice una presión mínima disponible de 7 kg/cm² (100 lb/pulg²) en el monitor hidráulicamente más desfavorable.

La velocidad de flujo en las tuberías de agua contraincendio para agua cruda debe ser como máximo de 6.1 m/s (20 pies/s) de acuerdo a la norma ESP-016-PEMEX-2010, numeral 8.13.10.

El diseño no debe considerar el uso de válvulas de globo en la red de agua contraincendio.

En el diseño se debe considerar que la red se pruebe hidrostáticamente, como mínimo a 14 kg/cm² (200 lb/pulg²) o 3.52 kg/cm² (50 lb/pulg²) más de la máxima presión de trabajo, lo que resulta mayor y mantener esta presión por 2 horas.

Hidrantes-monitores de agua contraincendio

En un anillo de agua contraincendio se deben instalar como máximo 12 hidrantes-monitores. La tubería de los hidrantes monitor debe ser de 152.4 mm (6 "Ø). La separación entre los hidrantes-monitores debe ser máxima de 30 m, de modo que la distancia entre ellos no debe dejar superficies sin proteger. Las tomas de los hidrantes-monitores deben ser de 63.5 mm (2 ½" Ø), válvulas macho con tapón cachucha y cadena.

Sistema de aspersión de agua contraincendio (diluvio)

Los anillos de aspersión deben tener dos alimentaciones conectadas opuestamente y de tomas diferentes de la red de agua contraincendio, activados con válvulas de accionamiento rápido, una en forma automática y otra de forma manual. Deben tener juegos de bridas que permitan desmantelarlo cuando se realicen trabajos de mantenimiento. Los patines de medición deben enfriarse con una densidad mínima de agua de 10.2 lpm/m² (0.25 gpm/pie²) y una presión de descarga mínima de 4.22 kg/cm² (60 lb/pulg²).

Las boquillas deben estar localizadas a 1 m de la superficie de la tubería del patín de medición, no deben quedar accesorios o instrumentos donde pueden presentarse fugas por encima de la cobertura de las boquillas de aspersión.

La tubería del sistema de aspersión no deben obstruir el paso del personal por lo que deben estar a una altura mínima de 2.3 m sobre el nivel de piso terminado y tener juegos de bridas

que permitan desmontarlos para trabajos de mantenimiento del patín.

El espaciamiento máximo entre boquillas no debe exceder de 3.6 m (12 pies), con una presión mínima de 4.08 kg/cm² (60 lb/pulg²) en la boquilla más lejana.

Extintores

El equipo de protección portátil más común es el extintor, que considerando su disponibilidad, capacidad y fácil manejo, permite su empleo inmediato en el combate de un conato de incendio, esto puede resultar de vital importancia, ya que un incendio es fácilmente controlable en sus inicios.

Existen extintores a base de agua, espuma, polvos químicos, bióxido de carbono y de agente limpio. Los más empleados en la industria del petróleo y que se emplearán en el área de los 400 ´s son los de polvo químico y los de CO₂ (Ver Tabla I.22).

Tabla I. 22 Características de los Extintores

Agente extinguidor	Método de operación	Capacidad	Alcance horizontal del chorro	Tiempo aprox. de descarga	Clasificación UL o ULC
Bióxido de carbono (CO ₂)	Auto Expulsante	2.5 a 5 lb	3 a 8 ft	8 a 30 s	1 a 5-B:C
	Auto Expulsante	10 a 15 lb	3 a 8 ft	8 a 30 s	2 a 10-B:C
	Auto Expulsante	20 lb	3 a 8 ft	10 a 30 s	10-B:C
	Auto Expulsante	50 a 100 lb (sobre ruedas)	3 a 10 ft	10 a 30 s	10 a 20-B:C
Polvo Químico Seco	Presión Contenida	1 a 5 lb	5 a 12 ft	8 a 10 s	1 a 3-A 2 a 10-B:C
	Presión Contenida o cartucho	2.5 a 9 lb	5 a 12 ft	8 a 15 s	1 a 4-A 10 a 40-B:C
	Presión Contenida o cartucho	9 a 17 lb	5 a 20 ft	10 a 25 s	2 a 20-A 10 a 80-B:C
	Presión Contenida o cartucho	17 a 30 lb	5 a 20 ft	10 a 25 s	3 a 20-A 30 a 120-B:C

Agente extinguidor	Método de operación	Capacidad	Alcance horizontal del chorro	Tiempo aprox. de descarga	Clasificación UL o ULC
	Presión Contenida o cartucho	45 a 50 lb (sobre ruedas)	20 ft	25 a 35 s	20 a 30-A 80 a 160-B:C
	Cilindro de nitrógeno o Presión Contenida	110 a 315 lb (sobre ruedas)	15 a 45 ft	30 a 60 s	20 a 40-A 60 a 320-B:C

Las alarmas manuales por fuego y por abandono de instalación se ubicaran en el mismo lugar que las alarmas audibles y visibles. La Tabla I.23 se indican la cantidad de elementos del sistema de gas y fuego en el área de los 400 ´s.

Tabla I. 23 Cantidad de detectors y alarmas en el área de proyecto

Área considerada	CEP	Detectores de gas tóxico	Detectores de fuego	Alarmas en exteriores		
				audibles	visibles	manuales
TUZ-403	1	1	2	1	1	1
TUZ-406	-	1	2	1	1	1
Patín de medición TUZ-403	-	1	2	-	-	-
Patín de medición TUZ-406	-	1	2	-	-	-

Aire de instrumentos y de plantas.

Dentro de las necesidades de servicios auxiliares que requieren las instalaciones y los sistemas de servicios auxiliares en el CEA Tuzandepetl, está la necesidad de contar con un suministro confiable de aire comprimido, que cumpla con una temperatura de rocío que le

de las características de aire seco adecuado para usarse principalmente en los posicionadores de las válvulas de control. Adicionalmente el CEA Tuzandepetl requerirá el servicio de aire de planta que servirá principalmente para mover herramienta neumática y llevar a cabo operaciones de mantenimiento en las instalaciones.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.

I.3.1. Especificación del cuarto de control.

El Cuarto de Control del sistema de Lixiviación y Explotación de Crudo.

El cuarto de control existente que alojará el equipo del Sistema Digital de Monitoreo y Control (SDMC) del sistema de Lixiviación y Explotación de Crudo, debe considerar las áreas necesarias y la distribución más conveniente de los equipos para satisfacer los requerimientos de seguridad y espacio suficiente para una operación eficiente y estancia cómoda del personal operativo. Se debe considerar que el banco de baterías del sistema de fuerza ininterrumpible del SDMC debe estar en un cuarto exclusivo e independiente de otros sistemas.

Este cuarto de control en el CAET Tuzandepetl contiene un Sistema Digital de Monitoreo y Control (SDMC), que controla el proceso de Explotación de Crudo de las cavernas existentes 300s, al que deben integrarse los sistemas digitales de monitoreo y control SDMC de Lixiviación y Explotación de Crudo en el Área 400 Tuzandepetl por lo que no se considera necesario construir un cuarto de control adicional en el proyecto.

I.3.2. Sistemas de aislamiento.

De manera general los dispositivos de contención a los cuales deberá integrarse el equipo instalado en el área de la Bocatoma, en el CAET Tuzandepetl y en el Área 400 Tuzandepetl, son los siguientes:

- Sistemas de drenaje pluvial y aceitoso.

Válvulas operadas por motor MOV.

El diseño de Ingeniería del Área 400 Tuzandepetl para minimizar las consecuencia de una fuga de crudo o salmuera cuenta con válvulas MOVs las cuales funcionan como medio de aislamiento y pueden ser accionadas de manera remota/local y manualmente por los operadores.

Sistemas de drenaje.

Todas las áreas de proceso en el área de bombas de crudo se integrarán de contarán con el drenaje aceitoso y pluvial existentes de manera que cualquier derrame de hidrocarburo podría ser aislado y direccionado a un área segura.

I.4 Análisis y evaluación de riesgos.

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

Algunos de los antecedentes de accidentes e incidentes registrados del año 2016 al 2020 en el CEA Tuzandepetl se registraron un total de 45 eventos durante este período, de los cuales se dividen en 17 eventos industriales (emanaciones de salmuera y crudo) resultando 13 fugas de salmuera y 4 fugas de crudo, 28 eventos de seguridad física (corresponden a 15 actos vandálicos, 11 de destrucción de propiedad/robo y dos eventos personal), como se puede observar su distribución porcentual en la Figura I.25 y Tabla I.24.

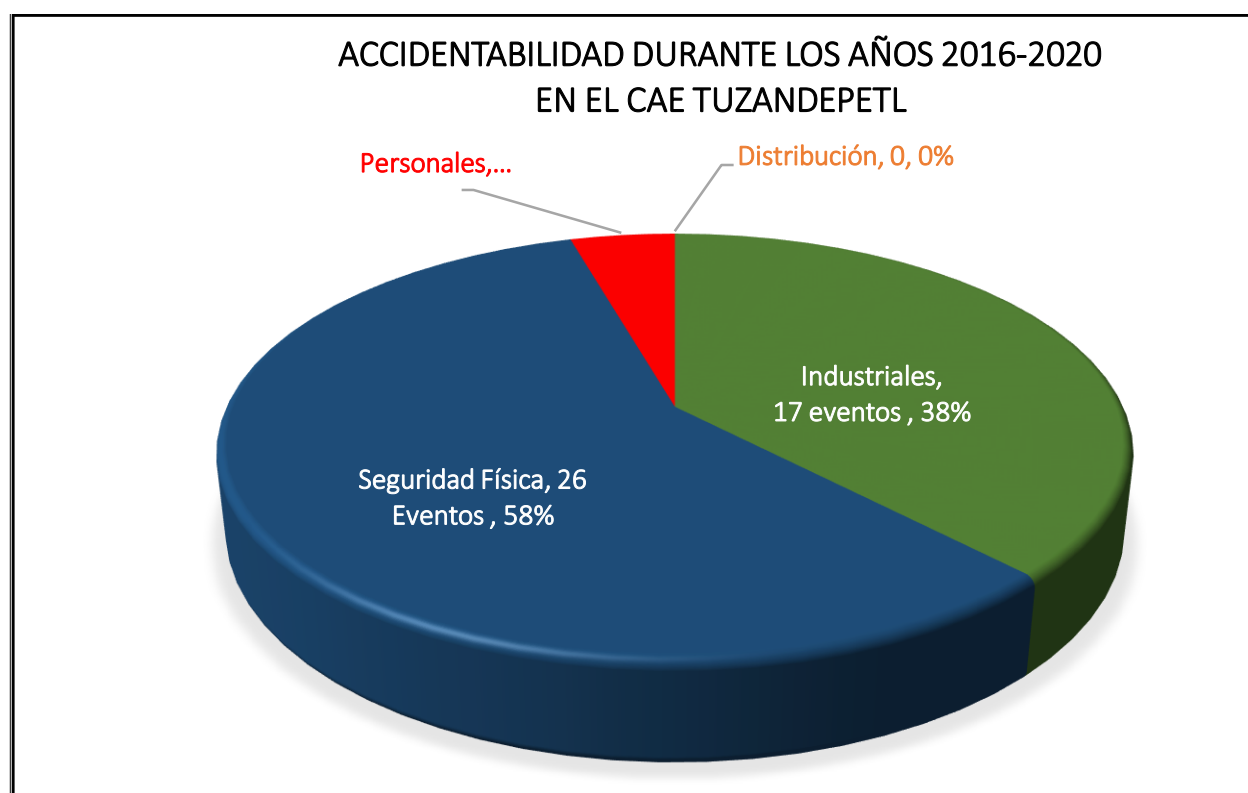


Figura I. 25 Distribución porcentual de incidentes o accidentes en instalaciones similares al CEA Tuzandepetl.

Tabla I. 24. Accidentabilidad 2016-2020 en el CAE Tuzandepetl.

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
2016					
18/03/2016	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	FUGA EN VALVULA FCV.-706
29/05/2016	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Pérdida de contención en grapa hechiza DE 3" Ø, línea de desfogue del tanque de 5000.
24/08/2016	CAE Tuzandepetl	Industrial	Derrame	C-Menor	Derrame de salmuera en el cabezal de grupo I que se encontraba operando con extracción de crudo maya en TUZ-338.
2017					
03/01/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	Robo de material se encontró tres cortes en el acceso hacia la cavidad TUZ-331, se cuantificó un volumen de 150 m por los tres cortes.
11/01/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Acto vandálico corte de cable y pérdida de señal.
05/03/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Acto vandálico en cuarto eléctrico de bombas de demasias en la presa A.
03/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	No operaban eléctricamente las MOVs se verificó y se encontraron cortes de cable
05/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	En cavidad TUZ-340 las válvulas MOV no operaban correctamente se verificó y se encontró un corte.
07/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	El ayudante "D" de producción se dirigió al carcamo de la presa A para realizar el bombeo

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
					se percata que el portón estaba abierto y no había para operar la bomba.
14/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	B-Moderado	A motobomba eléctrica y transformador del carcamo de la presa "A".
20/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Fuga	C-Menor	Fuga de salmuera en línea de 24"Ø hacia el Grupo I de cavidades el cual se encontraba operando en extracción de crudo con cavidad TUZ-338, se efectuó cambio de cavidades entrando a operar la TUZ-332 y aislando la línea para su reparación por personal de mantenimiento
28/04/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	Robo de material, corte y sustracción de cable de energía eléctrica en área de la cavidad TUZ-306.
12/05/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	B-Moderado	Robo de cable en cavidades TUZ-331 Y TUZ-311
17/05/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	B-Moderado	Robo de material en carcamo de la presa A.
26/05/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	Robo de cable en área de helipuerto.
30/05/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Vigilancia detecta y reporte corte de cable en área de trampas, se realiza prueba a la MOV-103 de la trampa DE 30" Ø que maneja crudo istmo.

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
04/07/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	10:40 am el portero informa que el vigilante del turno 2 detecta cable faltante en charola ubicada entre las cavidades TUZ-312 y TUZ-314ROBO.
09/07/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	Personal de la Gerencia de Seguridad Física informa de la presencia de un corte en el cable de alimentación que se ubica entre las cavidades TUZ-340 y TUZ-306. Se verifica y se encuentra un faltante de aproximadamente 150 m de cable tipo armanel 5x6 en el circuito donde ocurrió otra sustracción
12/07/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Notificación de un corte de cable entre el cobertizo de bombas de crudo y la cavidad TUZ-334.
12/08/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo de material	C-Menor	Robo de material de la cavidad TUZ-316 hasta el área de talleres cuantificando faltante de cable multiconductor 6x24 y uno de tierra de 200 m aproximadamente cada uno. Se encontró otro corte de cable de la cavidad T-340 a la cavidad T-306 de cable tipo armanel 4x8 y otro de tierra siendo la cuantificación de 200 m cada uno.

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
13/08/2017	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo Robo de material	C-Menor	Robo de maerial corte y sustracción de cable de energía eléctrica en área de la cavidad T-306.
2018					
15/01/2018	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Fuga de salmuera en línea de 48",
01/03/2018	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo Robo de material	C-Menor	Cable sustraído para alimentación eléctrica de la cavidad TUZ-306.
01/03/2018	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Robo Robo de material	C-Menor	TUZ-306 se encontraba sin luz informando al personal de vigilancia, se solicito al personal de mantenimiento y personal eléctrico detectando robo de cable faltando 60 m de cable de uso rudo 3x8.
07/03/2018	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Emanación de salmuera de ducto de 48" Ø.
08/03/2018	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Emanación de salmuera de ducto de 48" Ø.
18/05/2018	CAE Tuzandepetl	Personal	Personal	C-Menor	GEORGINA DEL CARMEN MIRANDA PALACIOS FICHA: 784567 trabajadora se accidente al romperse la silla donde estaba sentada realizando trabajo en su computadora cayendo sentada al suelo. Se presenta en servicio médico sin causar incapacidad.

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
23/05/2018	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga de salmuera	C-Menor	Emanación de salmuera en el área ubicada frente al estacionamiento del CAE Tuzandepetl, por lo que procedio a realizar excavación con maquinaria para localizar el origen, localizándose grieta en soldadura ubicada en el Km 3+129 de la línea de 48 Ø que va de la presa "A" al dique de bombas de salmuera.
2019					
20/03/2019	Salmueroducto 48"Ø de descarga a la Presa "A" a succión de motobombas de Salmuera en el CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Emanación de salmura en el derecho de vía del salmueroducto de 48"Ø de descarga de la presa "A" a succión de motobombas de salmuera del CAE Tuzandepetl en el km 1+200.00.
08/04/2019	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Escurreimiento de crudo en la abrazadera colocada en la succión de la bomba de 16" Ø Crudo GA-201 E al estar operando en extracción de Crudo Istmo, por lo que se procedió a suspender y realizar movimientos operativos para aliviar la presión y poder realizar el ajuste y apriete de dicha pieza
26/07/2019	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Personal operativo en recorrido de campo observó una fuga de salmuera en la L-24"Ø al grupo II de cavidades. Personal de

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
					mantenimiento a instalaciones del CAE Tuzandepetl atiende la emanación de salmuera.
20/08/2019	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Perdida de contencion de crudo en la acometida del Oleoducto de 24"Ø Nuevo Teapa - CAE Tuzandépetl en el área de trampas del CAE Tuzandepetl.
10/10/2019	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Corte de cables de alimentación electrica del alumbrado de la cavidad TUZ-318 en el CAE Tuzandépetl.
20/09/2019	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Perdida de contencion de crudo Maya en Línea de 24" del Grupo I de Cavidades en el CAE Tuzandépetl.
04/12/2019	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Perdida de contención de salmuera por escurrimiento en cruce de camino de la Cavidad TUZ-331 en el CAE Tuzandépetl.
2020					
15 de enero de 2020	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Reportan emanación de salmuera por poro enel km 0+130 de la Línea de 48"Ø de Presa A a Casa de Bombas del CAE Tuzandepetl.
19 de enero de 2020	CAE Tuzandepetl	Industrial	Derrame	C-Menor	Siendo las 10:33 de la mañana en al área de la cavidad TUZ-311, el equipo PM-9110 de la Gerencia de Perforación y Reparación de

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
					Pozos Terrestres, al estar efectuando la operación de lavado de “boca de pez” con zapata lavadora y bombeo de agua dulce a una profundidad de 722 M, produjo manifestación de una columna de agua-aceite al exterior, dicha columna rebaso la capacidad de sus presas metálicas provocando un derrame en la localización, escurriendo hacia la presa “B” de salmuera.
24 de enero de 2020	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Reportan emanación de salmuera en el km 001+852 de la Línea de 48"Ø de Presa A a Casa de Bombas del CAE Tuzandepetl.
24 de enero de 2020	CAE Tuzandepetl	Industrial	Fuga	C-Menor	Perdida de contención de salmuera en Línea de 6"Ø a Cavidad TUZ-306 en el CAE Tuzandepetl.
24 de enero de 2020	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	El día de hoy viernes 24 de enero/2020, a las 02:35 hrs, el encargado de operación en turno, detecta la falta de señales de las variables operativas en el SIMATIC del SCD del cuarto de control del CAE Tuzandepetl en diferentes cavidades, posterior a la revisión por personal de mantenimiento se confirmó el corte y falta de cable de alimentación eléctrica al

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
					alumbrado de la cavidad 318, se procederá a reponer cable.
21 de mayo de 2020	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Acto vandalico consistente en robo en el taller de soldadura del CAE Tuzandépetl, pendiente cuantificación de daños.
27 de mayo de 2020	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Robo de 160 metros de cables multicolor de 3 hilos calibre #6 de la alimentación de la protección de la subestación electrica de 115 KVA hasta la charola en la casa de bombas de crudo en el CAE Tuzandepetl.
11 de julio de 2020	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Robo de 150 m de cable multicondutor calibre 6 el cual da alimentación eléctrica al motor y bomba del cárcamo, notándose además que se encontraba abierta una de las fases del circuito que suministra el potencial hacia dicha área y que provoco falla en el suministro de energía eléctrica al edificio donde se aloja el personal de la SEDENA que presta el servicio de seguridad en el CAE Tuzandepetl.
14 de julio de 2020	CAE Tuzandepetl	Seguridad física	Acto vandálico	C-Menor	Robo de conductores eléctricos de la alimentación de las señales hacia el Sistema de Control Distribuido SCD de las Cavidades

FECHA	INSTALACION/DUCTO	CLASIFICACION DEL EVENTO	TIPO DE EVENTO	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN, OBSERVACIONES Y ACCIONES
					TUZ-312, TUZ-314, TUZ-316 y TUZ-318 en el CAE Tuzandepetl.
2 de septiembre de 2020	CAE Tuzandepetl	Persona	Personal	C-Menor	Durante actividades de orden y limpieza el trabajador al estar fumigando tropezó y cayó a nivel de piso sufriendo esguince y torcedura en rodilla. Se traslada al trabajador al servicio médico para su valoración con el especialista cita 04/09/2020

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.

Actualmente las disposiciones gubernamentales en temas importantes como la seguridad, salud y protección ambiental, indican dar cumplimiento para aquellas instalaciones nuevas que manejen sustancias altamente riesgosas deberán contar con su Estudio de Riesgo Ambiental durante el diseño de las instalaciones, previo a la construcción, así como en la etapa de operación de las mismas, para lo cual es indispensable primero la identificación de posibles peligros que se pueden presentar.

Existen una serie de técnicas para la identificación de peligros que permiten una adecuada detección de los mismos, dependiendo del tipo de información técnica disponible y la etapa de la vida útil del proyecto, para su posterior valoración cualitativa y cuantitativa de los posibles riesgos presentes en cualquier proceso, a fin de minimizarlo o controlarlo.

Estas técnicas se basan en el trabajo multidisciplinario de expertos del proceso desde diferentes perspectivas, analizando por partes dicho proceso, de tal manera que se detecten y analicen la mayor cantidad de las condiciones que puedan conducir a situaciones de peligro con diversos niveles de riesgo.

Como consecuencia del análisis, se realiza la estimación del riesgo para cada escenario propuesto y se proponen y jerarquizan recomendaciones de mejora, realizando un seguimiento del cumplimiento de las mismas.

Para la identificación de los riesgos asociados a los procesos y actividades en estudio, se siguieron las diferentes metodologías que se indican a continuación:

- Listas de verificación (Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. American Institute of Chemical Engineers. 1989).
- What if ('Que pasa sí)
- Jerarquización de Riesgos.

Listas de Verificación.

Dentro de las técnicas de identificación de peligros en la fase de ingeniería conceptual del proyecto del Área 400 Tuzandepetl, se cuenta con la Metodología Listas de Verificación, la cual es una herramienta muy sencilla, cuyo objetivo principal es protocolizar actuaciones y evitar posibles olvidos, de esta manera, la organización puede protocolizar cuales son las acciones que hay que llevar a cabo en determinadas circunstancias e incluirlas en la Lista de Verificación.

Para las listas de verificación se tomaron como referencia los eventos los presentados en el SNR, ya que son la base histórica de incidentes y accidentes que se tienen que evaluar para mitigar o eliminar su incidencia.

Dentro de los eventos evaluados en las listas de verificación se tiene como base de estudio eventos de fugas e incendio.

En muchos casos se requiere no solo “hacer las cosas” sino también poder evidenciar que “se han hecho” o incluso que “se han hecho de la manera correcta, pudiendo convertirse también en un registro que sirva para evidenciar las actividades que se han realizado, y quien las ha realizado.

Una Lista de Verificación para que sea eficaz deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Debe estar clara la finalidad para la que se crea.
- Debe ser lo más sencilla posible.
- Las preguntas deben estar claras de manera que se evite que haya interpretaciones distintas.

La Lista de Verificación para las instalaciones de proceso del Área 400 Tuzandepet se basó en el desarrollo de un listado de preguntas específicas enfocadas en las características riesgosas generales del proceso, desde el punto de vista ambiental, diseño, construcción, condiciones de operación normal, condiciones de operación extremas, seguridad, eventos externos, imperfecciones de equipos y mantenimiento.

La Lista de Verificación incluye un “Si” o “No” como respuestas a las preguntas y los resultados cualitativos pueden variar con la situación específica del cumplimiento con los procedimientos estandares y dependiendo de la respuesta se podrán emitir comentarios.

Considerando la información técnica de la ingeniería conceptual disponible el objetivo es la identificación de las posibles causas y situaciones peligrosas que se puedan presentar durante la operación de instalaciones riesgosas, se emitirán observaciones y recomendaciones que ayuden a la eliminación, prevención, control o minimización de los riesgos, que pudieran desencadenar algún evento catastrófico con daños a la instalación, al personal, la población y medio ambiente.

Tomando como soporte de información el **Anexo 7** “Causas de pérdida de contención en la Industria Química” de Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. American Institute of Chemical Engineers. 1989, se desarrolló la Lista de Verificación para su aplicación en las diversas instalaciones del Área 400 Tuzandepetl.

La Lista de Verificación cuenta con un listado de 58 preguntas desarrolladas en la siguiente Tabla I.25.

Tabla I. 25 Lista de Verificación

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
Perdida de contención por trayectoria directa al ambiente	
Situaciones operativas (externas, de emergencia o disturbios en el proceso)	4
1 En caso de que los materiales procesados o manejados en el proceso bajo análisis tengan que liberarse al ambiente por razones operativas provenientes de situaciones externas, de emergencia o disturbios propios del proceso, ¿se conocen bien las características de peligrosidad de estos materiales liberados tal como toxicidad, inflamabilidad entre otras?.	
2 En caso de que se presente alguna condición operativa extraordinaria por eventos externos, de emergencia o disturbios en el proceso que origine un derrame masivo o liberación del material procesado directamente al ambiente ¿se cuenta con procedimientos o medios de comunicación que permitan alertar y avisar al personal de emergencias o de atención y control de derrames del centro de trabajo sobre el desarrollo de este evento de derrame masivo en el área?.	
3 En caso de que se presente alguna condición operativa extraordinaria por eventos externos, de emergencia o disturbios en el proceso que originen un derrame masivo o liberación de material procesado directamente al ambiente ¿se cuentan con medios suficientes y apropiados en la planta para contener este tipo de derrames como diques, fosas o de algún otro medio de contención para evitar el crecimiento del área afectada por el derrame?.	
4 En el diseño del o los sistemas de drenaje pluvial de la planta, ¿Se ha contemplado que este drenaje tiene capacidad suficiente para desalojar los volúmenes de agua contraincendio utilizados en las operaciones de combate al fuego demandados por los sistemas de aspersión para el control y atención de emergencias mayores asociadas con la mitigación y control de eventos de incendios o de liberación accidental de materiales tóxicos, inflamables o combustibles al ambiente?	
Acciones humanas	3
5 ¿Se tienen bien identificados o ubicados aquellos trabajos o actividades operativas que se clasifiquen como críticas para el funcionamiento u operación de un equipo o del proceso en general? (un trabajo o actividad crítica es aquella que si es ejecutada o desempeñada incorrectamente o no se aplica conforme a lo establecido en un procedimiento, tiene el potencial de desencadenar disturbios severos al proceso aguas arriba o aguas abajo; o bien, una condición de peligro con consecuencias catastróficas potenciales).	
6 En las actividades o trabajos identificados o clasificados como críticos, se aplican listas de verificación que permitan verificar y revisar paso a paso la secuencia correcta a seguir de las actividades antes de ser ejecutadas?. Si es así ¿en dichas listas de verificación o en los procedimientos de estos trabajos o actividades clasificadas como críticas, se tienen reconocidos puntos para no continuar con la secuencia de pasos a seguir en caso de que pasos previos hayan sido omitidos o no ejecutados correctamente por el operador?.	

Lista de Verificación			
Concepto		No. Preguntas	
7 ¿Los operadores reconocen fácilmente los canales de comunicación que deben seguirse para dar aviso sobre una situación de emergencia mayor en su planta a efecto de notificar de manera rápida y oportuna a los servicios de emergencia del centro de trabajo tal que se evite un escalamiento de la situación o propagación de la misma a otras plantas aguas arriba o aguas abajo?			
Disparos en falso por fallas en instrumentos, sistemas de control			2
8 ¿Es factible que en el proceso se presenten liberaciones accidentales de los materiales procesados o manejados directamente al ambiente debido a fallas o condiciones de disparos en falso (spurious trip) en accesorios, sistemas de control o instrumentos como por ejemplo válvulas de alivio o discos de ruptura?. Sí es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con estos eventos?.			
9 Por las características de los materiales procesados o manejados en el proceso y por las condiciones de operación del mismo, en caso de que se presenten disturbios o anomalías en la operación del mismo o se presente una situación de emergencia en la Planta, ¿se justifica el empleo de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) para asegurar de manera eficiente que el proceso pueda llevarse a condiciones seguras sin necesidad de depender de acciones operativas o de intervención humana para lograr dicho objetivo?.			
Venteos, alivios o drenes al ambiente requeridos por el proceso			2
10 Por las características o naturaleza del proceso para su operación ¿se requiere de ventear o aliviar materiales inflamables y/o tóxicos directamente al ambiente?, Si es así ¿los puntos de venteo se localizan en sitios elevados libres de obstáculos o estructuras de mayor altura tal que se facilite la dispersión de estos materiales en el ambiente sin que puedan acumularse en algún otro punto con potencial de formar una nube de vapor ya sea inflamable y/o tóxica que impacte al personal de la planta o de otra instalación vecina o a una comunidad civil cercana?.			
11 En el caso de contarse con venteos o alivio de materiales inflamables o tóxicos directamente al ambiente, en el diseño y/o especificación de estos venteos ¿se ha contemplado el efecto de la densidad o peso de los gases liberados para su dispersión en el ambiente? Si es así ¿las medidas de control o mitigación permiten que, para aquellos gases más pesados que el aire o muy densos se puedan dispersarse fácilmente al ambiente y no crear estancamientos cercanos al sitio del venteo y/o caer al suelo?			
Pérdida de contención en condiciones de operación por imperfecciones en tubería y equipo de proceso.			
Imperfecciones o defectos no detectados antes o durante la construcción, la instalación, pruebas y arranque.		4	
12 ¿La especificación de materiales de tubería y equipos de proceso para cada una de las secciones del proceso es adecuada y compatible con las características y propiedades de los materiales y sustancias procesadas o manejadas, así como con los contaminantes o materiales extraños potenciales que se espera puedan presentarse durante las etapas de arranque, operación y paro del proceso?.		9	
13 ¿La especificación y selección de materiales para cada una de las secciones del proceso es adecuada y compatible con las condiciones mínimas, normales y máximas de operación que puede manejar el proceso en temperatura, presión y flujo?.			

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
14 ¿Se cuenta con medios o mecanismos de inspección de tubería y equipos de proceso que permitan detectar, atender y corregir imperfecciones o defectos en soldadura o en los materiales de tubería y equipos de proceso durante su construcción transporte, recibo, almacenamiento e instalación en la planta?.	3
15 ¿Se cuenta con controles y procedimientos de calidad e inspección hacia proveedores de materiales, piezas, equipos, accesorios, fabricantes de equipo y demás suministros requeridos para la operación y mantenimiento del proceso?. (defectos e imperfecciones en equipos y tubería de proceso pueden surgir durante su manufactura por empleo de materiales incorrectos, de baja calidad, pobre mano de obra (no calificada), pobres controles de calidad que verifiquen la construcción o fabricación del equipo o tubería). Si es así, ¿se cuenta con controles o procedimientos que verifiquen que se siguen manteniendo las condiciones o características de integridad mecánica de las piezas, equipos, accesorios y demás suministros requeridos, desde su construcción o fabricación, transporte, almacenamiento, instalación, pruebas y puesta en operación?.	
Deterioro en o durante servicio no detectado antes de que resulte en evento más significativo.	
16 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar erosión o un adelgazamiento significativo de las paredes internas en tubería y equipos de proceso cuando lleguen a operar bajo condiciones drásticas de flujo (altas velocidades), de concentración de algún material (alto o bajo contenido de algún componente, contaminante o material extraño), por temperatura (muy alta o muy baja temperatura), por presión (muy alta o muy baja presión) u otra variable operativa que pueda favorecer o acentuar un proceso de erosión o adelgazamientos de paredes internas de tubería o equipo de proceso?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias de la erosión y el adelgazamiento en la infraestructura?	
17 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar fatiga de materiales en tubería o equipos de proceso por vibración o algún otro tipo de esfuerzo mecánico inducido?. Estas vibraciones o esfuerzos mecánicos inducidos en tubería y equipo de proceso pueden llegar a fracturar o mover de su posición inicial válvulas u otros accesorios de tubería?. Si es así, ¿se pueden implementar medidas de mitigación o control de estos efectos sobre las válvulas o tuberías?	2
18 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar el desarrollo de mecanismos de fatiga en paredes internas de tubería y equipo de proceso por corrosión de hidrógeno, sulfuros u otro componente que favorezca o acentue un proceso de corrosión interna?. Si es así, ¿se pueden implementar medidas de mitigación o control de los efectos de la corrosión sobre las válvulas, tuberías o equipo?	
Actividades de mantenimiento acrecentan o acentúan imperfecciones o defectos.	
19 ¿Se asegura que las pruebas e inspecciones mecánicas que se realicen a tuberías y equipos de proceso para verificar su hermeticidad, se hagan conforme a las recomendaciones o lineamientos establecidos por códigos, normas o regulaciones internas de la organización,	

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
nacionales y/o internacionales?. Si es así ¿Existe documentación y/o procedimientos que avalen que estas pruebas se ejecutan conforme a estas prácticas o recomendaciones internas, nacionales y/o internacionales?	
20 Es práctica de la organización, ¿Contar con procedimientos escritos para realizar las pruebas de hermeticidad a tubería y equipos de proceso y llevar los registros correspondientes de los resultados obtenidos en dichas pruebas para cada tramo tubería y equipos de proceso probado?. Si es así se cuenta con elementos o medios para asegurar que los equipos están aptos para seguir funcionando u operando en el momento en el que se requieran después de realizar estas pruebas?	
Pérdida de contención debido a desviaciones del proceso en condiciones de operación que van más allá de los límites de operación establecidos (mínimos, normales y máximos)	26
Sobrepresión (comunicación de circuitos de alta presión con circuito de baja presión.	
21 En alguna sección o etapa del proceso, ¿Existe la posibilidad de conexión, envío o comunicación entre tuberías y equipos de proceso que operan a alta presión con tubería y equipo de proceso que opere a baja presión?. Si es así, ¿se tienen identificadas las potenciales causas que puedan originar esta posible conexión o comunicación entre zonas de alta presión con zonas de baja presión? (ejemplo de causas pueden ser fallas en instrumentación como controladores de nivel, de presión, apertura incorrecta de válvulas de aislamiento, entre otras), además, ¿se tienen evaluadas las consecuencias de la operación de la infraestructura con estas condiciones?	
22 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de presentarse flujo inverso en tuberías y equipos de proceso que operen a baja presión y puedan tener comunicación con tubería o equipo de proceso que opere a alta presión y que se ubiquen corriente abajo?. Si es así, ¿se tienen identificadas las potenciales causas que puedan originar este posible flujo inverso?. (ejemplo de causas pueden ser fallas en instrumentación como controladores de nivel, de presión, equipos de compresión, apertura y/o cierre incorrecto de válvulas de aislamiento, entre otras).	
23 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de enviar líquido a tubería y equipos de proceso que deban manejar o procesar gas o vapor y con ello exista la posibilidad de bloquear tubería de gas o vapor formando bolsas de líquido (presencia de fases extrañas o diferentes a la que debe existir en tubería o equipo)?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento? (otro ejemplo puede ser envío de líquido en succión de compresor y con ello generar o propiciar su falla con potencial de escalar efecto de consecuencias asociadas).	
24 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de enviar gas a tubería y equipos de proceso que deban manejar o procesar líquido (presencia de fases extrañas o diferentes a la que debe existir en tubería o equipo)?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento?	

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
25 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de presentarse evento de golpe de ariete (water hammer) como por ejemplo, el cierre súbito de alguna válvula de control, válvula operada manualmente o bloqueo en alguna tubería o equipo que procesen o manejen fluidos en fase líquida? (eventos de golpe de ariete pueden presentarse en cierres súbitos de válvulas de control, de seccionamiento sobre tramos de tubería largas). Si es así, ¿Se tienen evaluadas las consecuencias en el equipo de proceso y tuberías si se llegará a presentarse un evento de estas características?.	26
26 Si el proceso bajo análisis cuenta con compresores centrifugos o reciprocantes, ¿se conocen las anomalías o disturbios operativos que pueden presentarse en estos equipos de compresión por cambios súbitos o graduales en las condiciones de operación normales, máximas o mínimas en las que deben operar? (estos cambios en las condiciones de operación pueden corresponder a flujo, temperatura, presión, concentración, composición, entre otros). Si es así ¿se conocen las consecuencias hacia otros equipos o secciones de proceso aguas arriba o aguas abajo del compresor que pueden desencadenarse por cambios o modificaciones en las condiciones de operación en las que deben trabajar estos equipos?.	
Sobrepresión (incremento de temperatura).	
27 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que se presente pérdida de un medio o fluido de enfriamiento en alguna línea o equipo de proceso que así lo requiera, como por ejemplo, reactores, columnas de destilación, cambiadores de calor, condensador, entre otros? Si es así ¿se cuentan con medidas preventivas y mitigantes para este evento?	
28 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que se presente condición de una muy alta temperatura de un medio o fluido de enfriamiento en alguna línea o equipo de proceso que así lo requiera, como por ejemplo, reactores, columnas de destilación, cambiadores de calor, condensador, entre otros?. Si es así, ¿existe peligro de que se desarrollen condiciones de sobrepresión en tubería o equipos de proceso y se tienen evaluadas las consecuencias por este evento? (Pérdida de capacidad de absorción de calor por parte del fluido o medio de enfriamiento. Algunas causas asociadas con esta pérdida de capacidad de absorción de calor pueden ser que fallen por ejemplo ventiladores de torres de enfriamiento, entre otros).	
29 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones en cadena (runaway reaction) debido a la pérdida de algún elemento diluyente o por una baja o alta concentración en algún componente que sea necesario para evitar esta condición (por ejemplo algún componente que regule el pH) o en su caso, que la proporción de reactivos sea inadecuada o se tenga una pérdida del medio o fluido de enfriamiento de la reacción?. De lo contrario ¿se tienen identificados todas las posibles reacciones en el proceso?	
30 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones con alta exotermicidad provenientes de la presencia de impurezas o contaminantes en la reacción como por ejemplo, catalizador(es), mezclado de sustancias incompatibles (como ácidos con bases) o por el desarrollo de condiciones de flujo inverso?. Las reacciones con alta exotermicidad ¿pueden presentarse con una alta generación de calor	

Lista de Verificación		
Concepto	No. Preguntas	
tal que las capacidades del medio o fluido de enfriamiento para remover calor resulten ser sobrepasadas?. Si es así ¿se han evaluado las consecuencias asociadas a este evento		
31 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones con alta exotermicidad tal que se tenga alta generación de calor que provoque algún tipo de descomposición térmica en alguna sustancia que la haga térmicamente inestable o la convierta en un material muy reactivo o explosivo? (por ejemplo, pueden formarse peróxidos por incremento de temperatura en ciertas reacciones o pueden formarse depósitos de impurezas o materiales extraños en o sobre superficies calientes que pueden convertirse en puntos calientes que favorezcan otras reacciones más exotérmicas o explosivas). Si es así, ¿se han evaluado las consecuencias asociadas a este evento?		
Sobrepresión (explosión interna por formación e ignición de mezclas inflamables de gas, polvo o neblina)		
32 En el proceso ¿existe la posibilidad de entrada o ingreso de aire a una tubería o equipo de proceso debido a inadecuados procedimientos de purga o venteos en equipos de proceso, pérdida de nitrógeno o gas combustible en purga de cabezales a quemadores, en tanques de almacenamiento, centrífugas, secadores u otros equipos de proceso que requieran para su operación de atmósferas inertes, carentes de aire u oxígeno?. Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con la entrada de aire u oxígeno en tubería y equipos de proceso?.		
33 ¿Las características del proceso requieren de que se cuente con algún mecanismo o dispositivo de supresión de explosiones?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias que pueden presentarse si alguno de estos mecanismos o dispositivos llega a fallar?.		
Sobrepresión (esfuerzos mecánicos o físicamente inducidos)	3	
34 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que el fluido que se quede entrampado dentro de alguna tubería o equipo de proceso, sufra de fenómeno de expansión por cambio de fase o estado? (por ejemplo, congelamiento de agua o vaporización de algún líquido que tenga alta presión de vapor). Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	26	
35 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que el fluido en fase líquida que se quede entrampado dentro de alguna tubería o equipo de proceso sufra de expansión térmica (siempre y cuando la tubería o equipo de proceso donde ocurra la expansión térmica se encuentre bloqueada?. (por ejemplo, cambiadores de calor y tuberías con trayectorias o longitudes largas son susceptibles a presentar condiciones de expansión térmica. Eventos de expansión térmica del líquido tienen el potencial de separar bridas entre tubería dañando empaques o sellos, entre otros). Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?		
36 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que por labores de mantenimiento en tuberías y equipos de proceso puedan generarse condiciones de sobrepresión en las líneas o equipos de proceso intervenidos para mantenimiento o en otras líneas o equipos de proceso vecinos o con los que interaccionen?. Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?		
Depresurización.		
	5	

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
37 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de conexión, envío o comunicación entre tuberías y/o equipos de proceso que operen normalmente a vacío y que dichos equipos induzcan vacío en tubería o equipos de proceso adyacentes con los que interaccionan aguas arriba o aguas abajo?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento ?	
38 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de que algún movimiento o transferencia de líquido de un equipo a otro mediante bombeo o por gravedad para desalojo, vaciado, drenado o envío de un material o sustancia a otro equipo o sección de proceso, genere condición de vacío en el equipo donde se encuentra inicialmente el líquido? (por ejemplo vaciado o drenado de un líquido en recipiente con venteos bloqueados o cerrados). Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
39 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de inducir condiciones de vacío en un equipo de proceso por enfriamiento de gases o vapores como por ejemplo condensación rápida de vapores condensables por bloqueo súbito de la corriente de gas o vapor a la entrada del recipiente o equipo de proceso?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
40 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de inducir condiciones de vacío en algun equipo de proceso por enfriamiento de gases o vapores no condensables? (por ejemplo, en tanques de almacenamiento de gran volumen, pueden inducirse condiciones de vacío cuando coinciden lluvia abundante bajo día soleado). Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
41 En alguna sección o etapa de proceso ¿existe la posibilidad de inducir vacío en algun equipo de proceso por solubilidad de ciertos gases o vapores en un líquido determinado?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
Reacciones químicas adversas.	3
42 ¿Existe la posibilidad de que se formen o generen subproductos, tal que su presencia en tuberías o equipos de proceso de algún área o sección del proceso, resulte en un ataque químico hacia sellos, empaques o a los materiales de tubería y equipo?. Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este ataque químico?. Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	
43 ¿Existe la posibilidad de entrada de impurezas, contaminantes o materiales extraños hacia tubería y equipos de proceso a través de venteos, drenes, conexiones de servicio o por fugas en tuberías o equipos de proceso durante la operación tal que al estar en contacto con los productos y/o subproductos procesados o manejados, pueda resultar en la generación de reacciones químicas adversas que originen y desencadenen una situación mayor de pérdida de contención? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento ?.	
44 ¿Existe la posibilidad de que si hay una pérdida o disminución en la cantidad de materia prima requerida y usada por el proceso o se presenta una disminución simultánea de dos o mas fuentes de alimentación al proceso, pueda originarse en alguna sección o área del proceso un evento de pérdida de contención mayor? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?.	
Presencia de materiales extraños.	2

Lista de Verificación		
Concepto	No. Preguntas	
45 ¿Existe la posibilidad de que en las corrientes de las materias primas usadas por el proceso, se tenga presencia de impurezas, contaminantes o materiales extraños, tal que su presencia en tuberías o equipos de proceso de algún área o sección del proceso resulte en un ataque químico hacia sellos, empaques o materiales de tubería y equipo?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este ataque químico?. Si es así ¿Se cuentan con las medidas de control para este evento?.	26	
46 ¿Existe la posibilidad de que se envíen productos o subproductos procesados o manejados en la planta hacia líneas o circuitos de fluidos de servicio como por ejemplo los de enfriamiento o calentamiento tal que pueda presentarse el desarrollo de un evento de mayor pérdida de contención en alguna otra sección del proceso, aguas arriba o aguas abajo? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?.		
Pérdida de contención en condiciones de operación debidas a eventos externos.		
Golpes externos por acciones o maniobras operativas y/o de mantenimiento.	1	
47 El paso de vehículos pesados (como grúas, excavadoras, carros-tanque, autotanques u otro tipo de maquinaria) así como las maniobras asociadas a estos vehículos y que sean requeridas para la operación normal del proceso o por mantenimiento, como levantamiento (izaje) de cargas, ¿pueden ser causa de impactos y/o golpes externos potenciales en tubería y equipos de proceso de la planta?. Sí es así, ¿se tienen medidas de control para este evento?	12	
Explosiones o incendios.		4
48 ¿Existe la posibilidad de que se presenten fugas pequeñas en tubería o equipo de proceso de material inflamable o tóxico tal que el material liberado pueda acumularse en áreas o sitios confinados de la planta y origine un problema potencialmente mayor como un flama, explosión de nube de vapor, incendio o dispersión de nube tóxica? (áreas típicas de acumulación de gases puede ser por ejemplo casa de analizadores de gas, drenes en áreas cerradas, entre otros) Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?		
49 ¿Existe la posibilidad de acumulación de cargas electrostáticas en la superficie externa de tuberías y equipo de proceso?. Si es así ¿se conocen y se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con un evento explosivo donde esta acumulación de cargas electrostáticas sea la fuente ignitiva?. De igual forma ¿se cuenta con medios o mecanismos para proteger tubería y equipos de proceso que eviten o reduzcan la acumulación de cargas electrostáticas?.		
50 En el caso del desarrollo de Incendios o Eventos Explosivos externos provenientes de instalaciones vecinas o cercanas, la instalación bajo análisis es susceptible a presentar daños o impactos por las consecuencias provenientes de estos eventos externos?. Si es así, ¿se conoce y tienen bien evaluadas las consecuencias de estos eventos externos hacia la instalación bajo análisis?		
51 ¿Se tienen identificados aquellos equipos de proceso mayores que por sus dimensiones, capacidades, condiciones de operación a las que operan e inventarios de sustancias manejadas o procesadas, sean susceptibles a escalar las consecuencias de algún evento de incendio o		

Lista de Verificación		
Concepto	No. Preguntas	
explosión externo que se presente en la instalación bajo análisis?. Si es así ¿estos equipos de proceso mayores, requieren de medidas de protección adicionales y especiales?. Para evitar el colapso de estos equipos por efecto del incendio y el posterior escalamiento de las consecuencias, ¿estos equipos requieren en sus elementos estructurales en los que se apoyan o soportan, de protección pasiva contra el fuego?.		
Eventos externos y/o paso de vehículos independientes a la instalación.		
52 ¿El proceso requiere de insumos o materiales peligrosos que sean transportados por auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil? o ¿en áreas cercanas o vecinas a la planta existen insumos o materiales peligrosos que sean transportados por auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil? o ¿dónde se ubica la planta es paso regular o común de auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil?. Si algunas o todas las preguntas anteriores son afirmativas, ¿se tienen ya identificados y evaluados los efectos de las consecuencias hacia las instalaciones o a su personal en caso de volcadura u otro tipo de accidente en alguno de estos vehículos en el que se libere material peligroso al ambiente?.		
53 ¿Las instalaciones se ubican cercanas o vecinas a otras plantas o instalaciones que procesen o manejen sustancias inflamables con potencial a liberarse al ambiente y formar nubes inflamables y explosivas o dicha instalación vecina cuenta con equipos de proceso que operen a alta presión y sean susceptibles a estallar (explosión física)?. Si es así, ¿se tienen identificados y evaluados los efectos de las consecuencias por eventos explosivos hacia las instalaciones o a su personal?. (Efectos por eventos explosivos como ondas de sobrepresión, caída de fragmentos provenientes de una instalación vecina, pueden impactar y dañar equipos de proceso o elementos estructurales que pueden originar un escalamiento del área afectada y/o desencadenar un efecto domino).		
54 Para la instalación bajo análisis, ¿se reconoce que puede ser blanco u objeto de ataques externos provenientes de grupos o movimientos sociales con algún interés en específico tal que dicha instalación resulte vulnerable a actos de sabotaje de estos grupos? (actos con intención premeditada de provocar algún daño y y generar presión ante autoridades o llamar la atención pública para lograr sus objetivos particulares). Si es así ¿se tienen contempladas medidas de protección en el diseño de los equipos y/o tubería de proceso y de la instalación en sí misma tal que puedan resistir las consecuencias de este tipo de eventos externos?	12	
Eventos naturales.		
55. Se tienen identificados los eventos naturales que pueden tener un mayor impacto o daño hacia alguna tubería o equipo de proceso, sección de proceso o hacia todo el proceso en su conjunto?. (Eventos naturales pueden ser: sismos, huracanes, tormentas, inundaciones, corrimientos de tierra, caída de rayos, granizadas, nevadas, ventiscas, entre otros).		
56 En caso de presentarse algún evento natural que se reconozca con potencial de causar daños a tubería o equipo de proceso, a alguna sección de proceso o a todo el proceso en su conjunto, ¿existe la posibilidad de que a partir de dicho evento natural se desencadenen otros		

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
eventos mayores de pérdida de contención en otras secciones de proceso y que originen el desencadenamiento de un efecto domino? Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento?.	
57 Durante el desarrollo de eventos naturales tales como intemperismos por ejemplo: lluvias, tormentas, huracanes, granizadas, nevadas, ventiscas entre otros, ¿existe la posibilidad de que alguno de los insumos o materiales procesados o manejados en las instalaciones, resulten contaminados modificando sus propiedades fisicoquímicas tal que puedan ser causa en alguna parte del proceso, de originar un evento catastrófico o una situación de mayor pérdida de contención?	
58 El sitio donde se ubica la instalación o proceso ¿es susceptible a desarrollar tormentas eléctricas recurrentes en las que se tenga alta probabilidad de caída o golpe de rayos a equipos de proceso o elementos estructurales de gran altura?. Sí es así, ¿se conoce el nivel isocenáurico del sitio y se tienen debidamente evaluadas las potenciales consecuencias asociadas con estos eventos que pueden desencadenarse posteriormente?.	
TOTAL	58

What if ('Que pasa si)

El WHAT IF? (¿que pasa si?) es una técnica que forma parte del proceso de un análisis de riesgo el cual requiere de un grupo multidisciplinario de especialistas para identificar sistemáticamente desviaciones en la operación e intención del diseño, examinando las consecuencias posibles de cada ¿QUE PASA SI? y sus salvaguardas. Con ello se logra identificar los peligros potenciales inherentes al proceso y sugerir acciones que permitan la reducción del riesgo.

En el presente volumen se utilizó la metodología What If? para identificar los peligros potenciales inherentes al proceso en el Área 400 Tuzandepetl, así como la Magnitud del Riesgo en función de la frecuencia (F) y las consecuencias (C) referentes a lesiones de personas y/o daños a propiedades al ocurrir un evento no deseado.

El análisis What if? (identificación de peligros) es una metodología que forma parte del proceso de un análisis de riesgo el cual requiere de un grupo multidisciplinario de especialistas para identificar los peligros en la operación e intención del diseño, examinando las causas posibles de cada desviación y sus consecuencias. Con ello se logra identificar los peligros potenciales inherentes al proceso y sugerir acciones que permitan la reducción del riesgo.

Cabe señalar que el grupo multidisciplinario de especialistas que lleve a cabo el estudio WHAT IF? debe estar conformado por personal experimentado en diferentes disciplinas.

- Un líder del grupo.
- Un secretario.
- Ingeniero de operación.
- Ingeniero de proceso.
- Ingeniero instrumentista.
- Ingeniero de seguridad.
- Miembros de apoyo.

El líder de grupo organiza y dirige sistemáticamente la reunión utilizando una lluvia de ideas (preguntas que pasa si) las cuales son aplicadas, a puntos específicos llamados “secciones de

estudio". Así por ejemplo, resulta la desviación ¿QUE PASA SI? conjuntamente con el grupo multidisciplinario se postulan las posibles consecuencias.

El propósito de esta técnica es identificar eventos de peligro y generar recomendaciones o acciones tendientes a reducir el impacto de los mismos, mitigando sus efectos o reduciendo la frecuencia de ocurrencia de los mismos. Estas recomendaciones o acciones toman en cuenta, las consecuencias originadas a partir de estos peligros y la efectividad de las salvaguardas instaladas. El desarrollo de un estudio WHAT IF? , requiere de entender la intención de diseño de proceso y/o sección bajo estudio, con el fin de encontrar desviaciones posibles a esta intención de diseño y que puedan originar un accidente o algún evento con consecuencias no deseadas.

La técnica parte de desarrollar preguntas del tipo: "¿Qué pasa sí?, sin un orden específico, aunque toman en cuenta en su aplicación aspectos tales como:

- Falla de equipo mayores.
- Presencia de condiciones de proceso diferentes a las de diseño u operación.
- Falla en la instrumentación.
- Falla en el suministro de servicios (agua de enfriamiento, vapor, gas combustible, etc.).
- Procedimientos de arranque, paro, mantenimiento, operación normal.
- Accidentes y/o incidentes previos.
- Impactos externos (huracanes, eventos en instalaciones adyacentes, etc.).

El proceso tiende a ser subjetivo en ciertas condiciones de análisis, pues parte de algunas consideraciones que se hacen del proceso, pueden ser imaginarias sobre: ¿qué pudiera pasar sí?. Los resultados obtenidos son cualitativos en función al nivel de detalle que se considere alcanzar.

Por último, se emiten las recomendaciones respectivas para minimizar el riesgo, y al peligro identificado (escenario) se le determina la magnitud del riesgo (MR), considerando valores numéricos asignados a diferentes rangos de frecuencia y severidad de las consecuencias.

El algoritmo de desarrollo de un análisis con ¿qué pasa si? (WHAT IF?) se resume en la Figura I.26.



Figura I. 26. Algoritmo con la técnica ¿que pasa si? (WHAT IF?)

Jerarquización de riesgos.

El análisis simplificado de riesgos de las instalaciones (FRR, del inglés Facility Risk Review) consiste en la combinación de los aspectos cualitativos del análisis de riesgos - identificación y evaluación de peligros, con los aspectos cuantitativos – evaluación de consecuencias y estimación de frecuencias.

La técnica FRR es una técnica – semicuantitativa – simplificada de análisis de riesgos en los procesos, que utiliza los escenarios de accidentes potenciales ya identificados y evaluados para luego clasificarlos y jerarquizarlos. Se ha comprobado que esta técnica es una herramienta efectiva para el análisis cuantitativo de riesgos en muchas instalaciones de la industria del petróleo y del gas; además, el uso apropiado de ésta permitirá disponer de sus recursos de manera efectiva en la prevención de los riesgos más importantes (v.gr., riesgos no tolerables o indeseables), que amenazan la seguridad del personal, la población, el medio ambiente, la producción y la instalación.

La herramienta FRR se debe utilizar para enfocar la atención en aquellos accidentes potenciales que deben ser tratados con prioridad durante las actividades de prevención de accidentes e identificar aquellos accidentes potenciales para los cuales es necesario conducir un análisis detallado de riesgo.

Un análisis detallado de riesgos puede ser un proceso largo y costoso si se aplica a todos los procesos/sistemas de una instalación; sin embargo, con el empleo de la técnica FRR el análisis se vuelve mucho menos costoso, ya que se emplea una estructura definida para revisión y jerarquización de los riesgos en áreas o procesos, y que se determinan de acuerdo a su riesgo relativo, permitiéndole al analista concentrar su atención en los escenarios de mayor riesgo.

La caracterización del riesgo mediante la técnica FRR, a veces llamada semicuantitativa, se logra con sólo estimar el orden de magnitud de la consecuencia y de la frecuencia de los eventos seleccionados (Ver Tabla I.26 y Tabla I.27).

En la mayoría de las ocasiones no hace falta obtener una estimación puntual de la frecuencia y de la consecuencia, por esta razón la técnica FRR es más eficiente, y permite concentrar los

recursos en los escenarios más peligrosos que necesiten una caracterización más precisa (es decir, un análisis cuantitativo de frecuencia y/o consecuencia). Las categorías de órdenes de magnitud, de las frecuencias y consecuencias utilizadas para el presente análisis de riesgo, han sido desarrolladas por PEMEX Exploración y Producción.

Basándose en los resultados del análisis de riesgo cualitativo, el equipo debe seleccionar casos de accidentes (escenarios), que representen el mayor riesgo, para llevar el FRR.

La selección de estos escenarios se hace con base en las consecuencias de interés de la desviación “Fuga o Ruptura” de cada una de las secciones del proceso en cuestión.

En la Tabla I.26 de categorías de consecuencias, se consideran cuatro tipos de consecuencias: daños al personal, efectos en la población, impacto ambiental, pérdida de producción/daños a la instalación. El personal de la instalación es imprescindible a la hora de asignar categorías de consecuencia, ya que poseen el conocimiento del proceso y la experiencia necesarias; por ejemplo, el personal puede proporcionar información valiosa sobre las variables principales acerca de los efectos en la vida y la salud del personal, el impacto ambiental y la evaluación económica, como pueden ser los costos de reparación o reemplazo de equipos, el tiempo muerto que se necesita para restaurar los sistemas después de paros, el tiempo de paralización necesario para volver a arrancar unidades de proceso y los costos asociados con interrupciones en la producción.

Para la evaluación de frecuencia, se deben utilizar bases de datos sobre fallas en sus instalaciones, información de confiabilidad para la industria de proceso de hidrocarburos y otras fuentes de información o bases de datos de la industria en general. El objetivo en este caso, es evaluar la frecuencia de los accidentes con la precisión suficiente como para determinar la categoría de frecuencias que se debe asignar a cada escenario de accidente, sin tratar de encontrar un valor de frecuencia puntual de categorías de frecuencia se puede utilizar para clasificar los escenarios de accidente (Ver Tabla I.27).

Por lo tanto, una vez culminada la fase cualitativa del análisis de riesgos, es decir, la fase de identificación/evaluación de los peligros y las consecuencias de interés asociadas con estos peligros, el equipo de análisis de riesgo debe utilizar las Tablas antes mencionadas para

asignar las categorías de consecuencia y frecuencia a los escenarios (consecuencias o accidentes de interés), seleccionados para ser analizados en el FRR.

Tabla I. 26. Categoría de Consecuencia.

Categoría de Consecuencia (Impacto)	Daños al Personal	Efecto en la Población	Impacto Ambiental	Pérdida o diferimiento de Producción/ Daños a la Instalación (USD)
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	>500 ´ 000,000
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	>50 ´ 000,000 a 500 ´ 000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención medica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 hrs.	>5 ´ 000,000 a 50 ´ 000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5 ´ 000,000

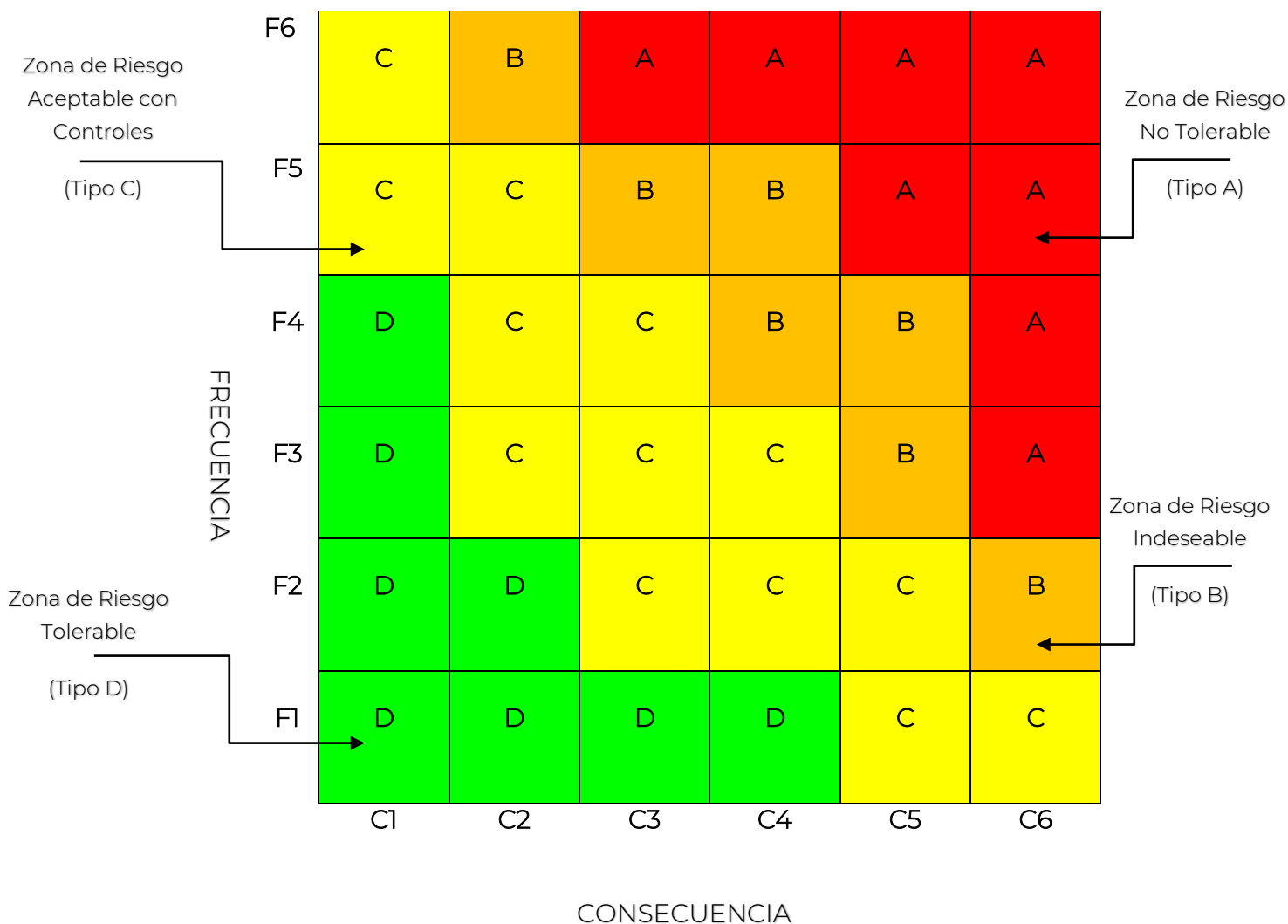
Categoría de Consecuencia (Impacto)	Daños al Personal	Efecto en la Población	Impacto Ambiental	Pérdida o diferimiento de Producción/ Daños a la Instalación (USD)
		lesiones o daños físicos.		
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren atención primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	>50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000

Tabla I. 27 Categorías de Frecuencia de Ocurrencia

Clasificación	Categoría	Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia/año
F6	Muy frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a 1×10^0)
F4	Poco frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a 2×10^{-1})
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años.	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a 1×10^{-1})
F2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a 1×10^{-2})
F1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Matriz de Riesgo.

La Matriz de Riesgo es una gráfica en dos dimensiones presentando la Frecuencia de ocurrencia y la categoría de Severidad de las Consecuencias hacia el personal, la población, el medio ambiente y los daños a la instalación, dividiéndola en regiones que representan los riesgos no tolerables, indeseables, aceptables con controles, tolerables o que no se presentan posibles riesgos.. La Matriz de de Jerarquización de Riesgo que es considerada para el personal, la población, el impacto ambiental y los daños a la instalación se muestra en la Figura I.27.



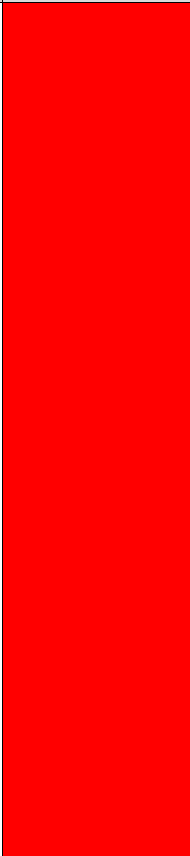
Fuente: Guía Operativa para realizar ARP GO-SS-TC-0002-2015

Figura I. 27 Matriz de Jerarquización de Riesgos (todos los receptores de riesgo).

Características de los diferentes niveles de riesgo en las Listas de Verificación.

Adicionalmente a la Lista de Verificación y con el objeto de definir y jerarquizar una escala de valores de riesgo de acuerdo a las “Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso, clave 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2 de la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos, se ha integrado dentro de la misma Lista de Verificación la Matriz de Riesgos como una medida de comparación entre los diversos niveles de riesgo posibles, siendo la primera etapa de jerarquización del nivel de riesgo para el análisis cualitativo, como se muestra en la Tabla I.28.

Tabla I. 28 Niveles de Riesgo Identificados en Listas de Verificación

Nivel de Riesgo	Características	Identificación
Riesgo No Tolerable (Tipo A)	El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C". En caso de identificar un Riesgo Tipo "A", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 7 días naturales, para lo cual la Máxima Autoridad del Centro de Trabajo (MACT) debe presentar al área de Auditoria de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (ASIPA) correspondiente su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas temporales y permanentes para la reducción de riesgos a tipo "C" para ser sancionado. La conclusión de las acciones correctivas y preventivas "Temporales" no deben ser mayores a 30 días naturales y la de las acciones correctivas y preventivas "Permanentes" no deben ser mayores a 90 días naturales después de entregar sus Programas de Acciones. El plazo de 90 días puede incrementarse siempre y cuando la atención del programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" lo justifique y este autorizado por la MACT responsable de la instalación.	

Nivel de Riesgo	Características	Identificación
Riesgo Indeseable (Tipo B)	El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D". En caso de identificar un Riesgo Tipo "B", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 15 días naturales para que la MACT debe presentar al área de ASIPA su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" para la reducción de los riesgos a tipo "C" o "D" para ser sancionado. La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no deben ser mayores a 180 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas Permanentes. Si la solución requiere de un plazo mayor, se deben establecer Controles Temporales Inmediatos, las cuales deben atenderse en un plazo no mayor a 30 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas y Preventivas permanentes. La atención de estos riesgos no se determina en función de un Análisis Costo Beneficio.	
Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C)	El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.	
Riesgo Tolerable (Tipo D)	El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.	

Nivel de Riesgo	Características	Identificación
*No se identifican Riesgos	No se requieren de acciones correctivas , sin embargo se muestra como referencia para indicar que se evaluaron con las técnicas mencionadas y no se llevo a un evento representativo para este caso de estudio de riesgo ambiental. Para identificar de una manera rápida en las listas de verificación la inexistencia de algún nivel de riesgo se marca en color azul la celda de NIVEL DE RIESGO (RR) en la pregunta correspondiente.	

*Solo de referencia

Por lo tanto, para cada pregunta de la Lista de Verificación se realizan las siguientes actividades para la estimación cualitativa del riesgo donde aplique:

1. Aplicación de pregunta a la instalación.
2. Respuesta “Si” o “No” a la situación específica del cumplimiento con los procedimientos.
3. Con base en la respuesta “Si” o “No”, se adicionan observaciones que apliquen para la instalación.
4. Evaluación de la categoría de frecuencia.
5. Evaluación de la categoría de consecuencia por daños al personal.
6. Evaluación de la categoría de consecuencia por efectos a la población.
7. Evaluación de la categoria de consecuencia por impacto ambiental.
8. Evaluación de la categoría de consecuencia por daños a la instalación.
9. Definición de nivel de riesgo (Tipo A, B, C, D) aplicando el caso más severo.
10. Propuesta de recomendaciones para la eliminación, prevención, control o minimización de los riesgos hacia el personal, la población, el medio ambiente y daños a la instalación.

De esta forma, la identificación de peligros está realizada por medio de las Listas de Verificación y adicionalmente queda soportada con la aplicación de la metodología de la Guía Técnica para realizar Análisis de Riesgos de Procesos para cumplir con la primera etapa de calificación del nivel de riesgo en el análisis cuantitativo.

El formato del encabezado para la Lista de Verificación incluyendo el resultado del nivel de riesgo para cada instalación, se muestra como ejemplo en la Tabla I.29.

Tabla I. 29 Formato de Listas de Verificación y Nivel de Riesgo

Proyecto: Instalación Diagramas: Fecha:											
No.	Concepto	Sí	No	Observaciones	F	PE	PO	MA	PI	RR	Recomendaciones

Donde el significado de las abreviaturas indicadas en el formato anterior son las siguientes:

F: Frecuencia

PE: Daños al personal

PO: Efecto en la población

MA: Impacto ambiental

PI: Daños a la instalación

RR: Nivel de Riesgo

Para el Proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, en las Listas de Verificación se identificaron los peligros y se realizó la jerarquizaron de los escenarios identificados como se menciona en las Tablas I.30, I.31 y Figura I.28 donde se indican los resultados de las instalaciones con niveles de riesgo Tipo A, B, C y D.

Tabla I. 30 Identificación de peligros con Lista de Verificación y Jerarquización de Riesgos en el Proceso de Lixiviación y Explotación.

Área 400 Tuzandepetl	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Perforación de pozos TUZ-406	Derrame de lodos de perforación/salmuera en el área de temblorinas.	D	1
Proceso de Lixiviación	Cabezal de salmuera 16" SL-410-T-D11T1-1.	D	2
	12" SL 402 TD11T1 ó 12" SL 404 TD11T1 líneas de salida de salmuera de cavernas.	D	
Proceso de Explotación de Crudo	Interconexión 24" P401C-D02T1 del cabezal de 24" P-134-TD01T1 y el cabezal de 24" P410 C-D02T1-1 en la descarga de la bomba GA-201 G/H.	D	7
	Interconexión 24" P402C-D02T1 del cabezal de 30" P-238-600 y el cabezal de 24" P410 C-D02T1-1 en la descarga de la bomba GA-201 G/H.	D	
	Línea 16" P 412 CD02T1 de alimentación/extracción de crudo a/en TUZ-403.	D	
	Línea 16" P 415 CD02T1 de alimentación/extracción de crudo a/en TUZ-406.	D	
	Cabezal de salmuera de 24" SE-410-T-B11T1.	D	
	SE-410-1 -T-B11T1; 12" SE-410-1 -T-D11T1; 12" SE-410-2 -T-D11T1 recirculación de bombas de salmuera GA-202 G/H a presa B.	D	
	20" SE-410-3-T-B11T1; 20" SE-410-3 -T-D11T1 retorno de salmuera a presa B.	D	
Total de eventos			10

Para la instalación del Área 400 Tuzandepetl en el proceso de Lixiviación y Explotación de crudo no se identificaron escenarios de riesgo, por lo que no presentan ningún nivel de riesgo debido principalmente al tipo de proceso y sustancias químicas que se manejan (salmuera y crudo).

Tabla I. 31 Resumen de identificación de peligros y Jerarquización de riesgos.

Instalación	Niveles de riesgo				
Área 400 Tuzandepetl	Riesgo No Tolerable (Tipo A)	Riesgo Indeseable (Tipo B)	Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C)	Riesgo Tolerable (Tipo D)	TOTAL
	0	0	0	10	10
	0.0%	0.0 %	0%	100 %	100%

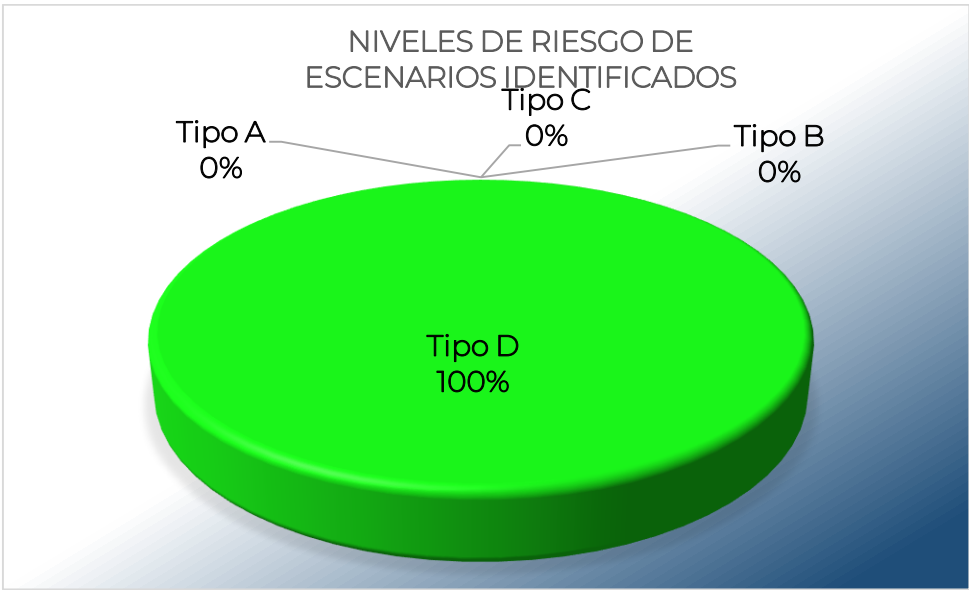


Figura I. 28 Porcentaje de Niveles de Riesgo de escenarios identificados

En el **Anexo 7** se localizan las siguientes Listas de Verificación y What if de la Identificación de Peligros para el Área 400 Tuzandepetl.

Capítulo II

CONTENIDO

II.	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.	3
II.1	Radio potenciales de afectación.	3
II.2	Interacciones de riesgo.	50
II.3	Efectos sobre el sistema ambiental.	62

Índice de Figuras

Figura II. 1	Diferentes fuentes de emisión.	5
Figura II. 2	Efectos de condiciones superficiales en función de gradientes verticales del viento.	7
Figura II. 3	Comportamiento de la pluma de acuerdo a la altura de la emisión.	8
Figura II. 4	Modelos utilizados en el análisis cuantitativo.	18

Índice de Tablas

Tabla II. 1.	Estabilidades atmosféricas de Pasquill-Gifford.	7
Tabla II. 2	Efectos por radiación térmica.	12
Tabla II. 3	Efectos esperados u observados por sobrepresión.	14
Tabla II. 4	Efectos por Radiación Térmica.	15
Tabla II. 5	Efectos por Sobrepresión para diferentes valores de sobrepresión.	15
Tabla II. 6	Condiciones ambientales promedio.	19
Tabla II. 7	Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.	21
Tabla II. 8	Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.	23
Tabla II. 9.	Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB.	24
Tabla II. 10.	Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB.	25

Tabla II. 11. Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB.....	26
Tabla II. 12 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB.....	27
Tabla II. 13 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB.....	28
Tabla II. 14 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC.....	29
Tabla II. 15 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC.....	30
Tabla II. 16 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC.....	31
Tabla II. 17 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC.....	32
Tabla II. 18 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-DB.....	33
Tabla II. 19 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC.....	34
Tabla II. 20 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST (Radios de Afectación. 1.5/F).....	43
Tabla II. 21 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	57
Tabla II. 22 Efectos sobre el Sistema Ambiental.....	64

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

II.1 Radios potenciales de afectación.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, las consecuencias de la pérdida de la hermeticidad con la consecuente liberación de sustancias peligrosas, se evaluaron los efectos adversos de éstas para estimar la magnitud hacia el personal, población, medio ambiente, a la instalación o pérdidas económicas, generadas por el escalamiento del evento en el que se producen eventos de riesgo como incendios, explosiones o nubes tóxicas.

A continuación, se describe la metodología empleada para la simulación de los escenarios de riesgos más críticos llevados a cabo con el software PHAST Ver. 8.0.

Generalidades de la estimación de consecuencias con el software PHAST.

La evaluación cuantitativa de riesgos (Estimación de las consecuencias de los escenarios) tiene como finalidad determinar las posibles consecuencias de un accidente o grupo de accidentes durante la operación de una instalación. Un accidente en la operación de una instalación generalmente implica la emisión o liberación del material de proceso al medio ambiente. Esta pérdida de contención puede generar pérdidas económicas relacionadas con daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte. Por lo tanto, para determinar la magnitud de las consecuencias, es de vital importancia simular y cuantificar el material liberado.

Algunas de las causas principales que originan un accidente son:

- a) Errores humanos.
- b) Falla de los sistemas de control.
- c) Corrosión y desgaste de las líneas y equipos de proceso.

La duración del accidente depende en gran parte de las medidas disponibles para detectar, actuar, mitigar el evento y de la capacitación del personal de operación y el de seguridad que en esos momentos se encuentre disponible para atender la emergencia.

Modelos de Emisión.

Los Modelos de Emisión son utilizados para determinar el flujo de descarga del material liberado, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo. La modelación por un evento de fuga o derrame accidental de un material peligroso es frecuentemente el paso más crítico en la estimación exacta del volumen de sustancia corriente abajo, como resultado del accidente.

Las emisiones accidentales de materiales peligrosos pueden ser instantáneas o continuas, incluyendo flujo en una o dos fases; siendo estas de tanques de almacenamiento o tuberías, los cuales pueden ser refrigerados o a presión, sobre tierra o agua y confinados o no confinados. Es conveniente mencionar que existe una gran diferencia en el comportamiento de la sustancia liberada con respecto al tiempo para una falla catastrófica (emisión instantánea) en un tanque de almacenamiento, en comparación con una pequeña falla puntual (emisión continua) en el mismo tanque.

Así, el material tiene la posibilidad de fugarse por orificios o grietas en los tanques, líneas, juntas de bridas, bombas, válvulas e incluso por la apertura de una válvula de seguridad que descargue a la atmósfera, como se muestra en la Figura II.1.

Esta información es importante en la determinación de las consecuencias de un accidente y nos permite evaluar nuevos diseños del proceso, mejoras del proceso y la seguridad existente del proceso.

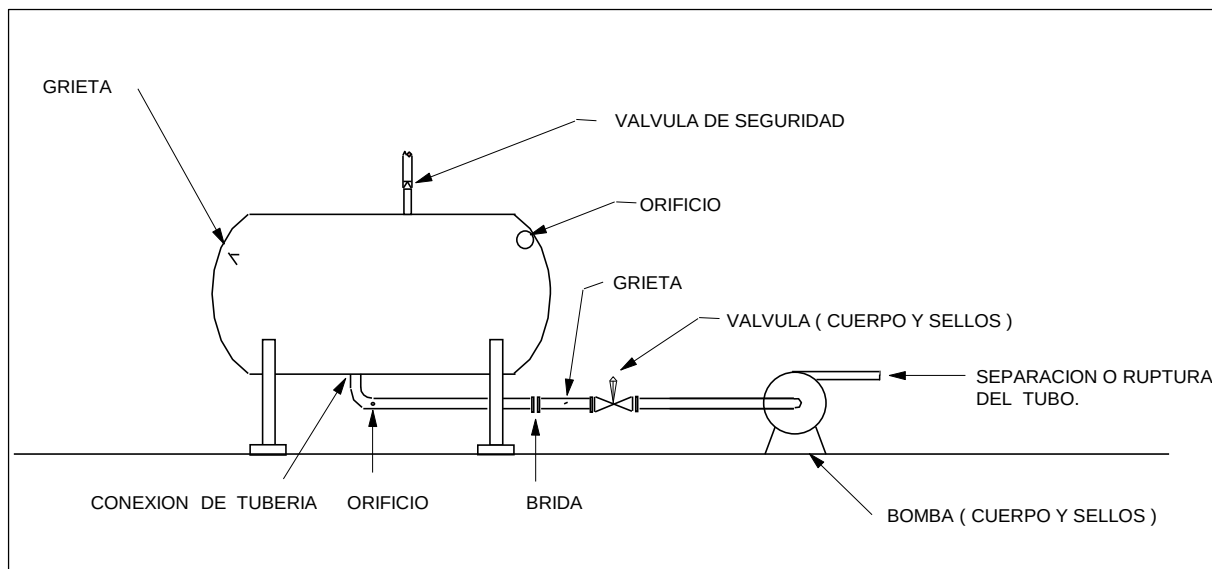


Figura II.1 Diferentes fuentes de emisión

Modelos de Dispersión.

Los modelos de dispersión se utilizan para predecir el área afectada en función del tamaño y forma de la nube, la distancia a la cual se alcanza una concentración de interés, como puede ser el límite inferior de inflamabilidad (LFL, por sus siglas en inglés) de los vapores corriente abajo del punto de emisión y en todas direcciones, para evaluar efectos por explosión y fuego o también para estimar datos de concentración en función del tiempo a distancias predeterminadas evaluando efectos tóxicos en trabajadores y al público en general.

Los modelos de dispersión describen el transporte en la atmósfera de los materiales tóxicos o inflamables desde el sitio de la fuga o del accidente hacia otros puntos de las instalaciones o zonas conurbadas con posibilidad de asentamientos humanos, evaluando y determinando en qué puntos éstas emisiones son nocivas para la salud humana. Estos modelos están basados en la ecuación de difusión gaussiana de un gas y para su aplicación es necesario establecer una concentración máxima permisible de exposición, lo cual permite estimar el área de evacuación en caso de una contingencia. Se tiene una amplia variedad de parámetros que afectan la dispersión atmosférica, siendo los principales los siguientes:

- Velocidad del viento. La velocidad del viento hace referencia a la dirección horizontal.

Conforme la velocidad del viento se incrementa, la pluma se vuelve más larga y puntiaguda incrementándose al mismo tiempo la dilución de la misma y las sustancias se transportan más rápido corriente abajo.

- Estabilidad atmosférica. La estabilidad atmosférica hace referencia a condiciones meteorológicas relevantes respecto al nivel de mezclado vertical entre las capas de aire, provocada en gran medida por los efectos de gradientes de temperatura. El modelo relaciona el mezclado vertical del aire al considerar la temperatura, la humedad relativa y la radiación solar en el medio. En la Tabla II.1 se muestran las estabildades atmosféricas de acuerdo a Pasquill-Gifford.

Tabla II. 1. Estabilidades atmosféricas de Pasquill-Gifford

Velocidad del viento (m/seg)	Radiación solar durante el día			Condiciones en la noche		A cualquier hora
	Fuerte	Moderada	Ligera	Ligeramente nublado o >4/8 de nubosidad	≥3/8 despejado	Fuertemente nublado
< 2	A	A - B	B	F	F	D
2 – 3	A - B	B	C	E	F	D
3 – 4	B	B - C	C	D	E	D
4 – 6	C	C - D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D

*Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. CCPS.AICHe. Second edition.

A: Condiciones extremadamente inestables

B: Condiciones moderadamente inestables

C: Condiciones ligeramente inestables

D: Condiciones neutras

E: Condiciones ligeramente estables

F: Condiciones moderadamente estables

- Condiciones del terreno. Las condiciones del terreno afectan el mezclado mecánico en la superficie y el perfil de la velocidad del viento con la altura. Los árboles y las construcciones incrementan el mezclado, mientras que los lagos y áreas abiertas lo disminuyen, como se puede apreciar en la Figura II.2.

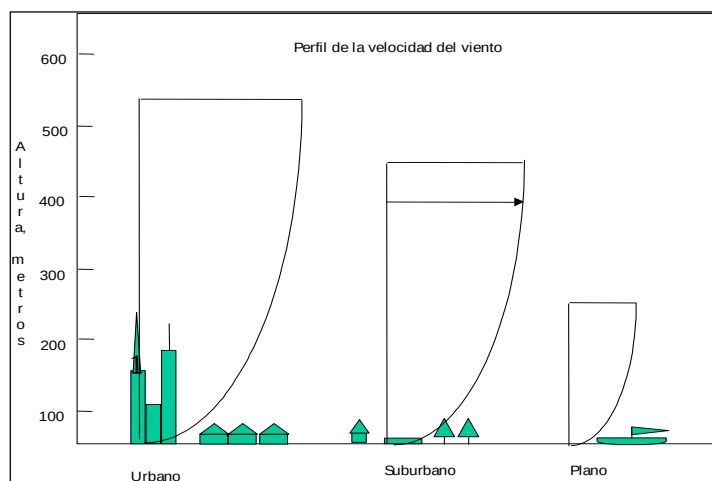


Figura II. 2 Efectos de condiciones superficiales en función de gradientes verticales del viento

- Altura de la emisión. La altura de la emisión afecta significativamente la

concentración al nivel de piso. Conforme la altura se incrementa, las concentraciones al nivel del piso se reducen ya que la pluma debe de dispersarse a una distancia mayor sobre la vertical, como se puede apreciar en la Figura II.3.

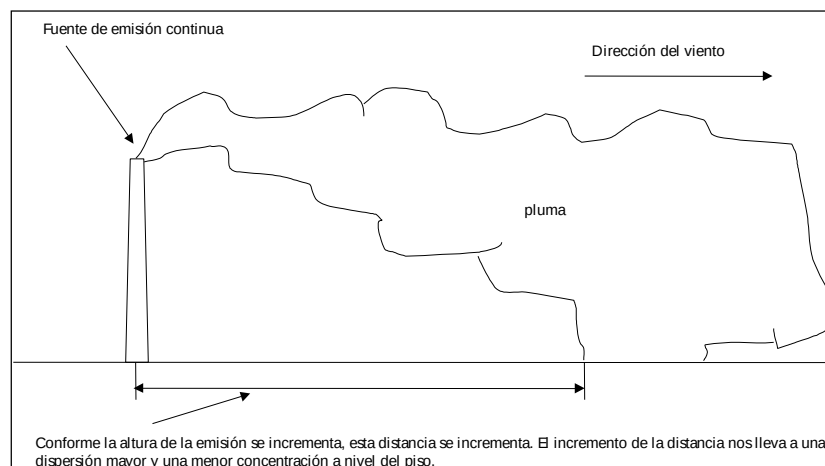


Figura II. 3 Comportamiento de la pluma de acuerdo a la altura de la emisión.

- Momentum y flotación del material liberado. El momentum y la flotación inicial del material liberado cambian la altura efectiva de la emisión. Después de que el momentum y la flotación inicial se han disipado, el mezclado turbulento de la atmósfera será el efecto dominante.

Los resultados de la estimación de los modelos de dispersión también se pueden utilizar para:

- a) Desarrollar planes de emergencia a nivel externo de manera conjunta con las autoridades y la comunidad.
- b) Desarrollar modificaciones a la ingeniería para eliminar fuentes de emisión.
- c) Aislar emisiones potenciales e instalar venteos apropiados u otros equipos de remoción de vapores.
- d) Reducir el inventario de materiales peligrosos.

Modelos de Fuego.

El objetivo de los modelos de fuego es determinar la magnitud de los diámetros asociados a la intensidad de radiación térmica. Es conveniente mencionar que existe una energía mínima requerida para iniciar la combustión, la cual se conoce como Energía Mínima de Ignición (EMI). La EMI depende de la especie química o de la mezcla que se trate, la concentración, la presión y la temperatura. Se ha comprobado experimentalmente que conforme la presión se incrementa la EMI decrece.

Los modelos de fuego son correlaciones empíricas que nos permiten:

- Estimar los niveles de radiación térmica para una distancia dada y determinar zonas de afectación de amortiguamiento y alto riesgo.
- Proponer medidas de mitigación.
- Disminución del inventario.
- Reducción del volumen en los recipientes.
- Modificación de la distribución y localización de la planta.
- Protección de los recipientes y otros equipos de la planta; y
- Reforzamiento de los cuartos de control.

Tipos de fuego.

- Chorro de fuego (Jet Fire).
- Bola de fuego. (Fire Ball).
- Alberca de fuego. (Pool Fire).
- Blevé (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion cuya traducción sería "Expansión explosiva del vapor de un líquido en ebullición").

Modelos de Explosión.

Los accidentes por explosión involucran la pérdida de contención de líquidos inflamables y/o gases combustibles. La probabilidad de ocurrencia de estos accidentes dentro de una instalación puede reducirse por medio de un diseño adecuado del proceso y de la ingeniería de confiabilidad al considerar las normas y códigos de referencia. En términos generales necesitan presentarse diferentes características para que pueda ocurrir la explosión de la nube de vapor que se genera:

- Primero: El material emitido debe ser inflamable y en condiciones tales de presión y temperatura (fase de emisión).
- Segundo: Una nube de vapor de suficiente tamaño debe formarse antes de que se presente la ignición (fase de dispersión). Si la ignición ocurre inmediatamente puede presentarse una bola de fuego, flama a chorro o un fuego grande con una pequeña probabilidad de sobrepresión. Si se permite la formación de la nube y la ignición ocurre posteriormente, el efecto de sobrepresión puede ser muy grande con consecuencias muy severas. Igniciones retardadas con un tiempo de 1 a 5 minutos son las más probables de ocurrir, aunque también se han presentado igniciones con un tiempo de retardo de 30 minutos.
- Tercero: Una suficiente cantidad de la nube debe estar entre el rango inflamable del material para que cause la explosión. La nube de vapor generalmente presenta tres regiones: una región rica, cercana al punto de emisión; la región pobre, al final de la nube y una región que se encuentra entre estos rangos de inflamabilidad. La porción de la nube de vapor en cada región depende de muchos factores que incluyen el tipo y cantidad del material emitido, tamaño del orificio, grado de confinamiento de la nube y las condiciones ambientales.
- Cuarto: La onda de choque generada por la explosión de la nube puede variar grandemente y está determinada por la velocidad de propagación de la flama. En la mayoría de los casos el modo de propagación de la flama es la deflagración. Esta puede describirse como la combustión del material emitido, en la cual la

velocidad de propagación es dominada por los fenómenos de transporte molecular y turbulento. En la ausencia del efecto de la turbulencia (esto es, en condiciones de flujo laminar o cercanas al laminar), la velocidad normal de la flama para hidrocarburos es del orden de 5-30 m/s. Esta velocidad es muy lenta para producir efectos de sobrepresión significantes, por lo que la nube de vapor únicamente se quemará en forma rápida (Flash Fire). Bajo condiciones extraordinarias, la detonación puede presentarse, debido al efecto de la turbulencia.

Las explosiones de gas son caracterizadas por rápida combustión, en la cual la alta temperatura de los productos de combustión se expande y afectan a sus alrededores. De este modo el calor de combustión de una mezcla aire-combustible (energía química) es parcialmente convertido en una expansión (energía mecánica). La energía mecánica es transferida a los alrededores en la forma de una onda de choque. En la atmósfera, una onda de choque es experimentada como un cambio dinámico de los parámetros de presión, densidad y velocidad de las partículas de un gas.

Los modelos de explosión se usan para determinar radios y/o zonas de afectación para ciertos niveles de sobrepresión y determinar zonas de afectación de amortiguamiento y alto riesgo. Los modelos típicos de explosión son:

- Modelo TNT.
- Modelo multienergía.
- Explosión física.

Evaluación de Efecto.

Para el propósito de evaluar los efectos en humanos, las consecuencias pueden ser expresadas en muertes o daños a la salud. Si se trata de estructuras y edificios, las consecuencias pueden ser pérdidas económicas.

Dependiendo de las características de los materiales liberados a la atmósfera tenemos diferentes efectos.

- Efectos por fuego.
- Efectos por explosión.
- Efectos por toxicidad.

Efectos por fuego.

Los efectos por fuego son evaluados en función de la radiación térmica a la que puede estar expuesto un individuo o equipo durante un tiempo dado.

El efecto de la radiación térmica en un individuo se manifiesta en quemaduras de 1er, 2do y 3er grado. Por otra parte, la radiación térmica en equipos provocara daños estructurales, ya que estructuras de acero, por ejemplo, fallarán cuando sean expuestos a temperaturas entre 500 a 600 °C. Los efectos esperados u observados por radiación térmica se muestran en la Tabla II.2.

Tabla II. 2 Efectos por radiación térmica

Intensidad de radiación térmica KW/m2	Efectos esperados u observados
37.5	Suficiente para causar daño en equipos de proceso (Banco Mundial).
25	Intensidad de energía mínima requerida para provocar la ignición de la madera en exposiciones prolongadas, no requiriéndose fuente de ignición alterna (Banco Mundial)
15.77	Intensidad en áreas con estructuras en donde no es deseable tener personal y en donde se cuenta con blindaje a la radiación térmica.
12.5	Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico (Banco Mundial)
9.5	El umbral del dolor se alcanza con 8 seg. de exposición; las quemaduras de segundo grado se presentan con períodos de exposición de 20 seg. (Banco Mundial).
9.46	La exposición debe ser limitada a pocos segundos, suficientes para escapar. (API 521).
6.31	Intensidad en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de un minuto, pueden ser realizadas con equipo apropiado (API 521).

Intensidad de radiación térmica KW/m2	Efectos esperados u observados
5.0	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
4.73	Intensidad de calor en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de varios minutos, se pueden realizar por parte de personal sin blindaje, pero con ropa apropiada (API 521).
4	Suficiente para causar dolor al personal, en caso de que éste no se resguarde en 20 seg.; Sin embargo es probable la formación de ampollas en la piel (Banco Mundial)
1.58	Valor empleado para localidades donde el personal es expuesto continuamente (API 521).
1.4	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Documento 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2

Efectos por explosión.

Los efectos por explosión predicen los impactos de la onda expansiva y los proyectiles en personas y objetos.

Para producir fatalidades (debido a hemorragias internas) se requieren sobrepresiones ≥ 15 psi, pero se ha observado que los mayores daños son los producidos por proyectiles.

En la Tabla II.3 se muestra los efectos esperados u observados por sobrepresión:

Tabla II. 3 Efectos esperados u observados por sobrepresión

Ondas de sobrepresión psi	Efectos esperados u observados
0.02	Ruido fuerte (equivalente a 137 dB a bajas frecuencias, 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de vidrio en ventanas grandes y bajo tensión.
0.04	Ruido muy fuerte (143 dB), rotura de vidrios por onda sonora.
0.1	Rotura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para rotura de vidrio.
0.3	Probabilidad de 0.95 de no sufrir daño serio debajo de este valor de presión; 10% de vidrios rotos.
0.4	Daño estructural menor.
0.5	Daño a ventanas pequeñas y grandes.
0.7	Daño menor a estructuras de casa.
1.0	Demolición parcial de casas (tal que son inhabitables).
1-2	Asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera desplazados y dañados.
2	Colapso parcial de paredes y techos de casas.
2-3	Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados.
2.3	Límite inferior para daño estructural serio.
2.5	Destrucción del 50% de construcciones de ladrillo.
3	Daños a edificios con estructura metálica, equipo pesado sufre poco daño.
3-4	Rotura de tanques de almacenamiento de crudo.
4	Recubrimiento de edificios industriales fracturado.
5	Rotura de postes de madera
5-7	Destrucción prácticamente completa de casas.
7	Volcado de carros de ferrocarril
7-8	Muros de ladrillo, de 8 a 12 pulgadas de espesor y no reforzados, fallan.
9	Demolición completa de carros de ferrocarril cargados
10	Probable destrucción total de casas, maquinaria de 7000 lb desplazada y dañada severamente, sobrevive la maquinaria de 12,000 lb.
300	Formación de cráter.

Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Documento 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2

Evaluación de las Consecuencias de Efectos por fuego (Radiación Térmica).

Los criterios de evaluación de consecuencias por efectos de radiación térmica utilizados en las simulaciones del presente estudio, son de 1.4 KW/m² y 5 KW/m², basados en los criterios indicados en la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo” de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento, respectivamente. En la Tabla II.4 pueden observarse a más detalle los efectos que producen niveles de radiación cercanos a los especificados, tanto en los equipos como en el personal que se encuentre laborando.

Tabla II. 4 Efectos por Radiación Térmica.

Zona de protección	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	5 KW/m ²	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
Zona de amortiguamiento	1.4 KW/m ²	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Evaluación de las Consecuencias de Efectos por Explosión (Sobrepresión).

Para evaluar los efectos por sobrepresión se definieron los valores de 0.5 psi y 1 psi, que están basados en los criterios indicados en la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo” de la SEMARNAT para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento por sobrepresión para caso de explosión, respectivamente. La Tabla II.5 muestra el grado de afectación para cada nivel de presión generada por la probable explosión para los valores de sobrepresión en el rango estimado.

Tabla II. 5 Efectos por Sobrepresión para diferentes valores de sobrepresión.

Zona	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	1 psi (1.0 lb/ in ²)	Asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera desplazados y dañados. Demolición parcial de casas (tal que son inhabitables).
Zona de amortiguamiento	0.5 psi (0.5 lb/ in ²)	Daño a ventanas pequeñas y grandes.

Evaluación de las Consecuencias por Efectos de toxicidad.

Algunas asociaciones y agencias gubernamentales extranjeras emplean índices de toxicidad para medir la peligrosidad de las sustancias. El National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) establece el índice IDLH (Immediately Dangerous to Life and Health), como el evento de una exposición accidental a una sustancia química. Este límite representa la concentración abajo de la cual un individuo puede escapar dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud. Los valores IDLH son publicados en la NIOSH Pocket Guide to Chemical Hazards y sus valores pueden llegar a cambiar por lo que es importante que el analista revise la última versión disponible.

La Association Conference Government Industry Higienyc (ACGIH) establece los índices TLV (TWA, STEL), como los valores límite umbral (Threshold Limit Values) para condiciones que corresponden más al campo de la salud ocupacional que de los accidentes y se definen como:

- “TLV₈-TWA” (Time Weighted Average), concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante el horario laboral no sufren efectos adversos.
- “TLV₁₅-STEL” (Short Term Exposure Limit), concentración a la que la mayoría de trabajadores pueden exponerse por hasta 15 min. sin sufrir adormecimiento que les predisponga a accidente o dificulte mecanismos de defensa.

Metodología para la estimación de consecuencias.

Para la realización del presente estudio se ha establecido la metodología apropiada que contempla lo dispuesto en los lineamientos de la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo”, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), para instalaciones que no se encuentran en operación de acuerdo a la Figura II.4 y al apartado descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones señalado en la referida guía. Para ello se consideran las siguientes etapas.

- a) **Identificación de Escenarios:** El primer paso consiste en identificar, los posibles incidentes que pueden presentarse en las instalaciones en estudio. Esta selección de escenarios es importante debido a que el proceso de estimación de consecuencias es laborioso, de manera tal que se analizan los que por su magnitud y frecuencia representan un alto riesgo.
- b) **Definición de los parámetros de Entrada:** Para efectuar la simulación de los diferentes escenarios, es necesario conocer la composición del material, así como sus condiciones de operación como presión y la temperatura; de igual manera, identificar la geometría de la tubería o recipiente del que se libera el material, el diámetro y tiempo de fuga, el inventario de la sustancia y las características de la superficie sobre la que se evalúan las consecuencias, entre otros aspectos.
- c) **Modelado de la Fuente de emisión:** Para la determinación del flujo de descarga del material, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo; así como el modelado de la Dispersión y de los efectos por radicación térmica, sobrepresión y toxicidad.

Cada uno de los modelos matemáticos mencionados, están contemplados en el software del simulador comercial PHAST Versión 8.0, licenciado por Det Norske Veritas (DNV). Los resultados de la modelación se obtuvieron con base a las condiciones meteorológicas de la zona (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento) y las condiciones sugeridas por la autoridad ambiental (estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s).

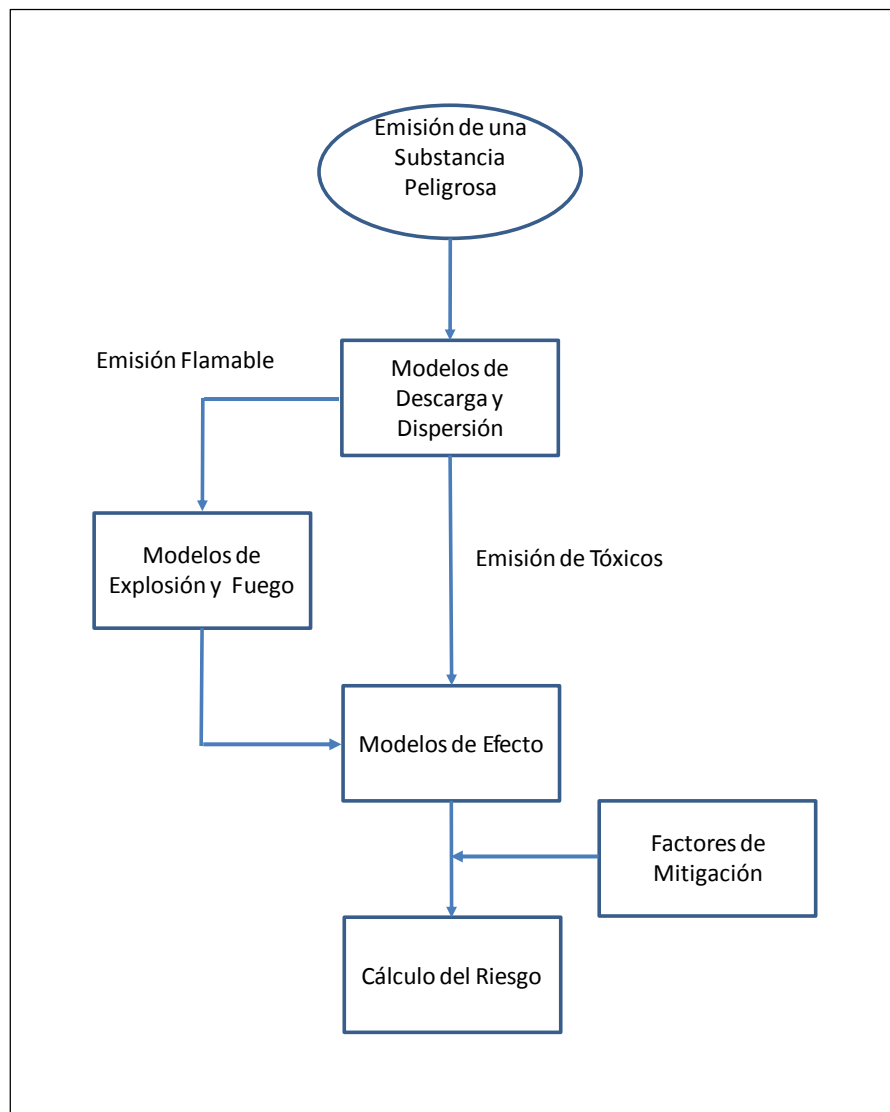


Figura II. 4 Modelos utilizados en el análisis cuantitativo.

Condiciones ambientales y Parámetros técnicos para la simulación.

Condiciones Atmosféricas.

De acuerdo a las condiciones atmosféricas reportadas en la Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional (Capítulo IV), en la Tabla II.6 se indican los valores promedio de los diferentes parámetros utilizados para la estimación de Consecuencias.

Tabla II. 6 Condiciones ambientales promedio.

Parámetro	Valor
Velocidad del Viento, <i>m/s</i>	2.77
Humedad Relativa media anual, %	0.75
Temperatura Ambiente promedio anual (media), °C	25.5

Asimismo, siguiendo las recomendaciones de la SEMARNAT/ASEA se utiliza en la simulación de los escenarios una velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad clase F; que es un valor usado comúnmente para estimar las consecuencias de los escenarios más críticos o más probables.

Composiciones.

Referente a la composición de las sustancias simuladas, se tomaron en cuenta composicionales de crudo Maya y crudo Istmo respectivamente de acuerdo a información de las instalaciones. Cada una de las composiciones empleadas se indica en los balances de materia correspondientes.

Tiempo de fuga.

Para la determinación del tiempo de fuga se consideraron los criterios incluidos en la publicación Layer of Protection Analysis del Center for Chemical Process Safety (CCPS) of the American Institute of Chemical Engineers, donde señala que para acciones bien documentadas con indicaciones claras y confiables, la respuesta del operador es de 10 minutos. Adicionalmente en el Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS señala este mismo tiempo como condición de liberación en caso de fugas.

Diámetros de fuga.

Para determinar los diámetros de fuga se consideraron los criterios del Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS y antecedentes de estudios similares, así como los criterios señalados en la guía para la elaboración del Estudio de Riesgo de la SEMARNAT que señala considerar fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal y la ruptura total de la misma.

Los diámetros equivalentes de fuga para el **PEOR CASO** fueron determinados considerando el flujo máximo por diseño, asegurando que durante un evento de ruptura no se sobrevaluen las consecuencias determinadas.

Los casos más probables así como el caso alterno son determinados en base al diámetro de ruptura ajustado, como se menciona anteriormente. Los valores empleados en cada escenario se indican de manera puntual en cada uno de los escenarios evaluados en sus Tablas respectivas. Una vez definidos los parámetros requeridos por el software PHAST Ver. 8.0, se llevó a cabo la evaluación de los escenarios identificados (más críticos) resultantes de la aplicación de las Listas de Verificación.

Selección de escenarios para estimación de consecuencias

Tomando como base los eventos resultantes bajo la categoría Riesgo No Tolerable (Tipo A) o Riesgo Indeseable (Tipo B), identificados de acuerdo a la jerarquización mostrada en la Tabla “Identificación de peligros con las Listas de Verificación y Jerarquización de Riesgos”, correspondiente al punto I.4.2 “Metodologías de Identificación y Jerarquización” del capítulo I, se seleccionaron los escenarios que se muestran en la Tabla.II.7. A continuación se desarrollaron las siguientes actividades para el área 400 Tuzandepetl:

- Definición de escenarios de riesgo para estimación de consecuencias con el software PHAST.
- Resultados del Análisis de Consecuencias con los radios potenciales de afectación por efecto de radiación térmica, explosividad y toxicidad.
- Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Áreas de Proceso. (Área 400 Tuzandepetl)

Tabla II. 7 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
1. Sistema de explotación y almacenamiento de crudo área 400 tuzandepetl			
16/47	Interconexión 24" P402C-D02TI del cabezal de 30" P-238-600 descarga de la bomba GA-201 G/H.	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB	Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H PEOR CASO
		LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB	Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS PROBABLE
		LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB	Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO
16/47	Interconexión 24" P401C-D02TI del cabezal de 24" P-134-TD01TI descarga de la bomba GA-201 G/H.	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB	Fuga 2.22" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H PEOR CASO
		LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB	Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS ROBABLE
		LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB	Fuga 0.666" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO
16/47	Linea a cavidad 16" P 412 CD02TI del cabezal de 24" P 410 CD02TI-1.	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC	Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad PEOR CASO

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
		LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC	Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad CASO MAS PROBABLE
		LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC	Fuga 0.6696" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad CASO ALTERNO
16/47	Linea a cavidad 16" P 415 CD02TI del cabezal de 24" P 410 CD02TI-1.	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC	Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad PEOR CASO
		LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC	Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad CASO MAS PROBABLE
		LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC	Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad CASO ALTERNO

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 8 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA PEOR CASO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H PEOR CASO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	102160.8 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.295 pulg es el 100% para ruptura ajustada al flujo máximo del la tubería	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 9. Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA CASO MAS PROBABLE		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS PROBABLE		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	6982.68 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: ____, Tierra húmeda: ____, Concreto: <u>X</u> , Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.6 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> ____, Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 10. Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA CASO ALTERNO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	9194.46 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.6885 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 11. Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 2.22" (DEF)de crudo ISTMO PEOR CASO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 2.22" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H PEOR CASO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, ISTMO 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	95592.6 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.22 pulg es el 100% para ruptura ajustada al flujo máximo del la tubería	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 12 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO CASO MAS PROBABLE		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS PROBABLE		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, ISTMO 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	6982.68 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: ____, Tierra húmeda: ____, Concreto: <u>X</u> , Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.6 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> ____, Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 13 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion nde crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 0.666" (DEF)de crudo ISTMO CASO ALTERNO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.666" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	8603.34 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: ____, Tierra húmeda: ____, Concreto: <u>X</u> , Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	54.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.666 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> ____, Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 14 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC.		
Nombre del escenario: Fuga 2.32" (DEF)de crudo MAYA PEOR CASO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 2.32" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad PEOR CASO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	102450 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: __, Concreto: _ Otra: __.	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.32 pulg es el 100% para ruptura ajustada al flujo máximo del la tubería	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 15 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC.		
Nombre del escenario: Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA CASO MAS PROBABLE		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad CASO MAS PROBABLE		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	6852.3 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: __, Concreto: _ Otra: __.	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.6 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 16 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC.		
Nombre del escenario: Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA CASO ALTERNO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA MAYA en línea a cavidad CASO ALTERNO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	9220.5 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: ____, Concreto: __, Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.696 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 17 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC.		
Nombre del escenario: Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO PEOR CASO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad PEOR CASO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, ISTMO 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	95506.2 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: ____, Concreto: __, Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.24 pulg es el 100% para ruptura ajustada al flujo máximo del la tubería	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 18 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-DB.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-DB.		
Nombre del escenario: Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO CASO MAS PROBABLE		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad CASO MAS PROBABLE		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, ISTMO 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	6852.3 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.6 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Tabla II. 19 Datos de entrada Escenario LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
1. área 400 tuzandepetl explotacion de crudo		
Clave del escenario: LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC.		
Nombre del escenario: Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO CASO ALTERNO		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad CASO ALTERNO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	25.5	25.5
Humedad relativa (%)	75	75
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	2.7
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	8595.54 kg*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: <u>X</u> , Tierra húmeda: ____, Concreto: __, Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>línea de proceso</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	52.0 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.672 pulg	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST.

Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB: Fuga 2.295" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H PEOR CASO.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 102160.8 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 170.26 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 76.88 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 47.24 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 31.31 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 350.28/ m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 226.49 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 141.56 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 122.46, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB: Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS PROBABLE.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 6982.68 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 11.63 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 51.30 m con respecto al punto de emisión. Los

efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 21.08 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 14.26 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 138.15 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 94.22 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.16 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.51, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB: Fuga 0.6885" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm^2 y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 9194.46 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 15.32 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 55.63 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 22.92 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 15.47 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 151.11 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 102.31 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.80 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.86, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB: Fuga 2.22" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO PEOR CASO.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm^2 y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 95592.6 kg simulado en un

tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 159.32 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 75.90 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 46.32 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 30.71 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 342.09 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 221.39 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 141.61 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 122.49, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB: Fuga 0.6" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO MAS PROBABLE.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 6982.68 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 11.63 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 51.30 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.08 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 14.26 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 138.15 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 94.22 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.16 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.51, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los

respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB: Fuga 0.666" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO ALTERNO.

Se consideró una presión manométrica de 54.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-201 G/H, con una masa liberada de 8603.24 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 14.33 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 54.59 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.47 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.17 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 147.88 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 100.30 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.67 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.79, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC: Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad PEOR CASO.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 102450 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 170.75 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 76.11 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 46.94 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 31.13 m

(estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 349.87 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 225.91 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 139.11 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 121.14, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC: Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en linea a cavidad CASO MAS PROBABLE.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm^2 y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 6852.3 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 11.4205 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 50.69 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 20.82 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 14.10 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 136.80 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 93.20 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.16 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.52, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC: Fuga 0.696" (DEF) de crudo MAYA en linea a cavidad CASO ALTERNO.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm^2 y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 9220.5 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 15.36 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 55.30 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.78 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.38 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 150.71 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 101.85 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.84 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.88, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC: Fuga 2.24" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad PEOR CASO.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 95506.2 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 159.17 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 75.06 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 45.96 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 30.50 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 341.11 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 220.46 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 141.58 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 122.47, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC: Fuga 0.6" (DEF) de crudo ISTMO en linea a cavidad CASO MAS PROBABLE.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 6852.3 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 11.42 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 50.69 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 20.82 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 14.10 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 136.8 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 93.20 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.16 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.52, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC: Fuga 0.672" (DEF) de crudo ISTMO en linea a cavidad CASO ALTERNO.

Se consideró una presión manométrica de 52.0 kg/cm² y una temperatura de 31°C durante la operación de almacenamiento de crudo, con una masa liberada de 8595.54 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo Istmo 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 14.32 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (0.5 LFL) hasta una distancia de 54.16 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.30 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.07 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 147.26 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	 

99.69 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.71 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 62.81, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 20 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST (Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl												
LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB Fuga 2.295” (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	47.2418	31.3173	25.1463	350.283	226.491	169.088	141.567	122.467	109.63	76.8825	Nota	Nota
LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6” (DEF)de crudo MAYA en	21.0886	14.2635	11.5229	138.153	94.2292	69.9282	73.1637	62.5199	55.3664	51.3001	Nota	Nota

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m) TLV IDLH	
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)					
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl												
interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO												
LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	22.9251	15.4732	12.4937	151.117	102.316	76.0247	73.8013	62.8645	55.5141	55.6396	Nota	Nota
LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB Fuga 2.22" (DEF)de crudo	46.321	30.717	24.6716	342.098	221.393	165.152	141.616	122.493	109.641	75.9011	Nota	Nota

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl												
ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H												
LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	21.0886	14.2635	11.5229	138.153	94.2292	69.9282	73.1637	62.5199	55.3664	51.3001	Nota	Nota
LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB Fuga 0.666" (DEF)de crudo	22.4717	15.1748	12.2538	147.882	100.302	74.5228	73.6721	62.7946	55.4842	54.5944	Nota	Nota

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl												
ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H												
LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	46.9413	31.1375	25.0047	349.87	225.918	168.458	139.114	121.141	109.062	76.1109	Nota	Nota
LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad	20.8294	14.1021	11.3926	136.802	93.2016	69.0256	73.1643	62.5202	55.3665	50.6984	Nota	Nota

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)		
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH	
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi				
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl													
LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA en linea a cavidad	22.7829	15.3895	12.4252	150.714	101.851	75.5334	73.8421	62.8865	55.5236	55.3056	Nota	Nota	
LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en linea a cavidad	45.9686	30.5083	24.503	341.113	220.466	164.247	141.589	122.479	109.635	75.067	Nota	Nota	
LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo	20.8294	14.1021	11.3926	136.802	93.2016	69.0256	73.1643	62.5202	55.3665	50.6984	Nota	Nota	

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Late Pool Fire(m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Explotación de crudo area 400 Tuzandepetl												
ISTMO en linea a cavidad												
LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en linea a cavidad	22.3028	15.0734	12.1721	147.26	99.6912	73.9171	73.7178	62.8194	55.4948	54.1683	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados derivado de que la composicion utilizada no contiene componentes toxicos.

En los **Anexos 8 y 9** se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica y sobrepresión, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.

Para el caso de los radios de afectación por radiación térmica correspondientes al Late Pool Fire se cuenta con distancias significativas, estas distancias están estimadas sobre la premisa de 10 minutos de duración de la fuga, los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros máximos de Pool Fire asegurando la reducción de las consecuencias por radiación térmica originadas por este escenario.

II.2 Interacciones de riesgo.

Con base en los resultados de la simulación de los escenarios dados en el punto II.1, se describen las posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones en estudio con respecto a la zona de alto riesgo, para esto se tomaron en cuenta los escenarios planteados para estimación de consecuencias. Ver tabla II.20 de resultados de estimación de consecuencias.

Para el Análisis y Evaluación de Posibles Interacciones de riesgo dentro y fuera de la instalación en la zona de alto riesgo se utilizan para radiación 5 KW/m² y para sobrepresión 1.0 psi.

Área 400 Tuzandepetl

LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB Fuga 2.295" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m²) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, bombas para inyección de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contraincendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m² y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. Los alcances por el radio de alto riesgo serían de la instalación sin presentar afectaciones probables a asentamientos humanos.

La vía de comunicación adyacente al polígono (lado norte) se encontraría dentro del radio de afectación de alto riesgo por radiación térmica, esto podría representar un riesgo para los vehículos que transiten por dicha vía en caso de presentarse un evento no deseado.

Cabe mencionar que derivado de los alcances de los radios de afectación los equipos dentro de la casa de bombas estarían sujetos a radiaciones mayores de 12.5 KW/m² lo cual puede desencadenar efecto domino.

LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m²) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, bombas para inyección de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contraincendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m² y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. Los alcances por el radio de alto riesgo se tendrían dentro de la instalación.

LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB Fuga 0.6885" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m²) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, bombas para inyección de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contraincendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado

exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. Los alcances por el radio de alto riesgo se contendrían dentro de la instalación.

LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB Fuga 2.22" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, bombas para inyección de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contra incendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. Los alcances por el radio de alto riesgo serían de la instalación sin presentar afectaciones probables a asentamientos humanos.

La vía de comunicación aledaña a la instalación (lado norte) se encontraría dentro del radio de afectación de alto riesgo por radiación térmica, esto podría representar un riesgo para los vehículos que transiten por dicha vía en caso de presentarse un evento no deseado.

Cabe mencionar que derivado de los alcances de los radios de afectación los equipos dentro de la casa de bombas estarían sujetos a radiaciones mayores de 12.5 KW/m^2 lo cual puede desencadenar efecto dominó.

LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de

bombas GA-201 G/H

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios) , abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección nde crudo GA-201 E/H, bombas para inyeccion de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contraincendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. los alcances por el radio de alto riesgo se contendrían dentro de la instalación.

LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB Fuga 0.666" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios) , abarcaría los siguientes equipos: tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, filtro de crudo pesado FD-201, filtro de salmuera FD-203/R, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección nde crudo GA-201 E/H, bombas para inyeccion de salmuera GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207, bomba de drenaje aceitoso GA-209, bomba de agua contraincendio GA-211/R, bomba de aceite contaminado GA-213, generador eléctrico de emergencia GE-201, transformador de distribución TR-1/2/3 y transformador para alumbrado exterior TR-6. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. los alcances por el radio de alto riesgo se contendrían dentro de la instalación.

LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en linea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-403, equipo superficial cavidad TUZ-406, equipo superficial cavidad TUZ-402 equipo superficial cavidad TUZ-404, área de trampas de diablos posibles afectaciones a líneas de suministro eléctrico de CFE. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. los alcances por el radio de alto riesgo no serían de la instalación

LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-403, Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. los alcances por el radio de alto riesgo no serían de la instalación

LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC Fuga 0.696" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 kW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo maya (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-403, Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 y no logren ponerse a salvo en 20 segundos. los alcances por el radio de alto riesgo no serían de la instalación

LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m^2) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-406, Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica

de 5 KW/m² y no logren ponerse a salvo en 20 segundos.

La vía de comunicación aledaña a la instalación (lado norte) se encontraría dentro del radio de afectación de alto riesgo por radiación térmica, esto representa un riesgo para los vehículos que transiten por dicha vía en caso de presentarse un evento no deseado.

LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m²) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-406, Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m² y no logren ponerse a salvo en 20 segundos.

La vía de comunicación aledaña a la instalación (lado norte) se encontraría dentro del radio de afectación de alto riesgo por radiación térmica, esto representa un riesgo para los vehículos que transiten por dicha vía en caso de presentarse un evento no deseado.

LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC Fuga 0.672" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad

Si este escenario ocurre, la zona de afectación de alto riesgo (5 KW/m²) por radiación térmica originada por la combustión de alberca de fuego de crudo istmo (mayores radios), abarcaría los siguientes equipos: equipo superficial cavidad TUZ-406, Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m² y no logren ponerse a salvo en 20 segundos.

La vía de comunicación aledaña a la instalación (lado norte) se encontraría dentro del radio de afectación de alto riesgo por radiación térmica, esto representa un riesgo para los vehículos que transiten por dicha vía en caso de presentarse un evento no deseado.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía capaz de dañar equipos aledaños, es para una radiación térmica de 12.5 KW/m²; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.21 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.

Tabla II. 21 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m2)	Sobre-presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Área 400 tuzandepetl explotacion de crudo.					
LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	169.088	109.63	Sistema de bombeo crudo MAYA casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207.	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.
LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO	69.9282	55.3664	Sistema de bombeo crudo MAYA casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m2)	Sobre-presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Área 400 tuzandepetl explotacion de crudo.					
				GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207.	maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.
LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	76.0247	55.5141	Sistema de bombeo crudo MAYA casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207.	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.
LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB Fuga 2.22" (DEF)de crudo ISTMO en	165.152	109.641	Sistema de bombeo crudo ISTMO casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m2)	Sobre-presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Área 400 tuzandepetl explotacion de crudo.					
interconexión de descarga de bombas GA- 201 G/H				de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA- 207.	manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.
LOG-CAET-CMP-05- ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA- 201 G/H	69.9282	55.3664	Sistema de bombeo crudo ISTMO casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA- 207.	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m2)	Sobre-presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Área 400 tuzandepetl explotacion de crudo.					
LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB Fuga 0.666" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	74.5228	55.4842	Sistema de bombeo crudo ISTMO casa de bombas	Tanque de crudo recuperado FB-201, tanque de drenajes FB-202, bombas de inyección de crudo maya GA-201 A/D, bombas para inyección de crudo GA-201 E/H, GA-202 A/H, bomba de crudo recuperado GA-204, bomba de transferencia de crudo GA-207.	Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros maximos de Pool Fire asegurando la reduccion de las consecuencias por radiacion térmica originadas por este escenario.
LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en linea a cavidad	168.458	109.062	Linea a cavidad crudo MAYA	N/A	N/A
LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en linea a cavidad	69.0256	55.3665	Linea a cavidad crudo MAYA	N/A	N/A

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m2)	Sobre-presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Área 400 tuzandepetl explotacion de crudo.					
LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA en linea a cavidad	75.5334	55.5236	Linea a cavidad crudo MAYA	N/A	N/A
LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en linea a cavidad	164.247	109.635	Linea a cavidad crudo ISTMO	N/A	N/A
LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en linea a cavidad	69.0256	55.3665	Linea a cavidad crudo ISTMO	N/A	N/A
LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en linea a cavidad	73.9171	55.4948	Linea a cavidad crudo ISTMO	N/A	N/A

II.3 Efectos sobre el sistema ambiental.

Los efectos que podría generar la operación del área 400 tuzandepetl sobre el sistema ambiental circundante, estarán en función de la magnitud de los posibles escenarios de riesgo propuestos que no consideran medidas de prevención y mitigación, donde algunos de ellos podrían tener afectaciones fuera del área del proyecto, causando posibles afectaciones en los alrededores (flora, fauna, poblaciones aledañas e infraestructura construida), por lo que al implementar las recomendaciones técnicas operativas indicadas en el capítulo III de este estudio, son con el fin de eliminarlas o mitigarlas.

Los efectos resultantes de las simulaciones de las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) y las Zonas de Amortiguamiento (ZA) requeridos son los siguientes:

Efectos por radiación térmica.

- **Zona de Alto Riesgo**, 5.0 KW/m^2 (1500 BTU/hr/ft^2) radiación suficiente para alcanzar el umbral de dolor en 20 segundos. Puede ocasionar quemaduras de 2° grado en 50 segundos de exposición (API 521). Es la zona restringida donde existe radiación que permite solo al personal con ropa adecuada o especial puede realizar acciones de emergencia por un tiempo determinado.
- **Zona de Amortiguamiento**, 1.4 KW/m^2 (440 BTU/hr/ft^2) radiación térmica que no presentan molestias o incomodidad durante largos periodos de exposición de las personas ni el medio ambiente.

Efectos por sobrepresión.

- **Zona de Alto Riesgo**, 1.0 psi de sobrepresión, demolición parcial de casas con posibilidad de quedar inhabitables ("Loss Prevention" de Frank P. Lees). El asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera son desplazados y dañados.
- **Zona de Amortiguamiento**, 0.5 psi de sobrepresión, indican que se tendrán ventanas normalmente estrelladas con algún daño ocasional en los marcos de ventanas.

Efectos por toxicidad

- **Zona de Alto Riesgo**, IDLH, Valores inmediatamente peligrosos para la vida o la salud (National Institute for Occupational Safety and Health, NIOSH), siendo el evento de una exposición accidental a una sustancia química. Este límite representa la concentración abajo de la cual un individuo puede escapar dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud.
- **Zona de Amortiguamiento**, la Association Conference Government Industry Higienyc (ACGIH) establece los índices TLV (TWA, STEL), como los valores límite umbral (Threshold Limit Values) para condiciones que corresponden más al campo de la salud ocupacional que de los accidentes y se definen como:
 - “TLV₈-TWA” (Time Weighted Average), concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante el horario laboral no sufren efectos adversos.
 - “TLV₁₅-STEL” (Short Term Exposure Limit), concentración a la que la mayoría de trabajadores pueden exponerse por hasta 15 min. sin sufrir adormecimiento que les predisponga a accidente o dificulte mecanismos de defensa.

En la Tabla II.22 se hace una descripción de las posibles afectaciones en los alrededores del area 400 tuzandepetl considerando las distancias del mayor radio de afectación que podrían salirse de los límites de las nuevas instalaciones.

Para cada escenario se consideran los radios de afectación tanto para la zona de alto riesgo cuando así aplique y de la zona de amortiguamiento que son los que resultan de mayor alcance simulados con PHAST conforme a las condiciones meteorológicas de la región, condiciones de operación de los procesos y los criterios técnicos de cumplimiento requeridos por la autoridad ambiental.

Los posibles efectos sobre el sistema ambiental circundante son las siguientes:

Tabla II. 22 Efectos sobre el Sistema Ambiental

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
Área 400 Tuzandepetl explotación de crudo casa de bombas.	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	350.283	172 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	226.491	47 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	138.153	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	94.2292	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	151.117	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	102.316	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB Fuga 2.22" (DEF)de crudo		ZA= 1.4 KW/m ²	342.098	160	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
	ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)				la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	221.393	41	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	138.153	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	94.2292	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB Fuga 0.666" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	147.882	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	100.302	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
Área 400 Tuzandepetl explotación	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	349.87	62 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
de crudo líneas a cavidades de crudo			ZAR= 5 KW/m ²	225.918	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA= 1.4 KW/m ²	136.802	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZAR= 5 KW/m ²	93.2016	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA= 1.4 KW/m ²	150.714	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZAR= 5 KW/m ²	101.851	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA= 1.4 KW/m ²	341.113	291 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación y asentamientos hunamos con afectación a 1.4 kw/m ²
	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZAR= 5 KW/m ²	220.466	170 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
	LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	136.802	85 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	93.2016	41 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC Fuga 0.672" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	147.26	96 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	99.6912	47 m-	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOROESTE fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.

Una vez analizada la información del entorno ambiental del área 400 Tuzandepetl y los posibles escenarios que podrían causar efectos en el entorno a dichas instalaciones, se deberá dar estricto cumplimiento a las recomendaciones generales, preventivas y técnico-operativas, así como integrar los escenarios de riesgos al Plan de Respuesta a Emergencias.

Capítulo III

CONTENIDO

III SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. 2

III.1	Recomendaciones Técnico-Operativas.....	2
III.2	Sistemas de seguridad.....	27
III.3	Medidas preventivas.....	42

Índice de Figuras

Figura III. 1.	Sistema de detección de gas y fuego.....	27
Figura III. 2.	Ejemplo de Capas de Protección.	42

Índice de Tablas

Tabla III. 1.	Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de gas y fuego (F&G).....	10
Tabla III. 2.	Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tanques de agua.....	16
Tabla III. 3.	Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de bombas de agua contra incendio.....	19
Tabla III. 4	Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de la red de agua contra incendio.....	22
Tabla III. 5	Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de diluvio.....	25
Tabla III. 6	Reproducción de tonos y mensajes.....	37
Tabla III. 7	Colores de las alarmas visibles.....	38

III SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.

III.1 Recomendaciones Técnico-Operativas.

Recomendaciones generales

Las recomendaciones técnico-operativas de carácter general para la instalación en estudio, tendientes a incrementar la seguridad de la misma, se indican a continuación.

1. La operación del Área 400 Tuzandepetl involucran el manejo de sustancias peligrosas (hidrocarburos) por lo que se requiere la identificación de peligros, así como el análisis de consecuencias de los posibles eventos de riesgo en la etapa de ingeniería detalle.
2. Por cada evento de riesgo identificado se desarrollarán medidas preventivas donde se contemple alcances de protección al personal, al medio ambiente, a las instalaciones y dichas medidas preventivas estarán incluidas dentro de los procedimientos operativos.
3. Se contará con un plan de respuesta a emergencia (a nivel interno y externo) en caso de un accidente por una liberación accidental de material.
4. Se desarrollará un programa para la prevención de accidentes durante la etapa de operación, se capacitará a todo el personal involucrado con técnicas y procedimientos para prevenir accidentes e incidentes en el manejo de sustancias dentro del centro de trabajo, cuidado de manos, ojos, pies, uso del equipo de protección personal, uso de equipo especial para manejo de sustancias peligrosas e ingreso a las instalaciones.
5. Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, procura y construcción, se deberá asegurar que se cumplan con los requerimientos, especificaciones, calidad y las pruebas previas al prearranque (pre-startup-safety-review, PSSR) de acuerdo con la normatividad nacional e internacional.
6. Durante la operación se deberá contar un programa de mantenimiento e inspección de equipo, ductos y tuberías.

7. Asegurar el cumplimiento de los controles y procedimientos de calidad de los fabricantes de tuberías y equipos de acuerdo con la normatividad nacional e internacional.
8. Durante la operación se contará con un programa de mantenimiento y de inspección para los equipos del sistema contraincendio y sistema de detección de gas y fuego de las instalaciones, para mantenerlos en condiciones de funcionamiento adecuadas.
9. El proceso de construcción será de acuerdo con la ingeniería as built ya aprobada.
10. Contarán con sistema de gas y fuego para una detección oportuna de cualquier fuga o derrame, dicho sistema estará conectado a un controlador electrónico programable diferente de los de proceso y que de acuerdo con la ingeniería detalle podría dar acción inmediata a sistemas de mitigación como son sistemas de aspersión, apertura de válvulas de diluvio, entre otros.
11. El proveedor de los equipos e instrumentos de la instalación deberá proporcionar la capacitación correspondiente a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento.
12. Todos los equipos de proceso deberán estar aterrizados para evitar algún evento de riesgo.
13. Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la instalación, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del diseñador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos, ductos y tubería de proceso resistan a las condiciones de operación mínimas, máximas, de diseño y prueba de equipos indicadas por el diseñador.
14. Asegurar el cumplimiento de los controles y procedimientos de calidad de los fabricantes de tuberías y equipos de acuerdo con la normatividad nacional e internacional
15. Se deberán incluir listas de verificación para aquellas actividades o trabajos indicados como críticos para la operación de la instalación que aseguren que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y tengan la disposición de los recursos, materiales o herramientas que requieran para realizar dichos trabajos.

16. En la ingeniería de detalle de esta instalación, deberán realizarse estudios de vibración de equipos dinámicos, análisis de flexibilidad de tuberías y accesorios, así como una adecuada soportería de todos los equipos líneas y ductos de proceso y servicios.
17. Durante las labores de mantenimiento preventivo y/o correctivo se deberá contar con un programa de aislamiento de tuberías y equipos de tal forma que no exista producto en el interior de estos que puedan ocasionar algún incidente.

Las recomendaciones particulares técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología de identificación de peligros (del total de las recomendaciones de la instalación se encuentran en la lista de verificación y el análisis What if' ¿Qué pasa sí? incluidos en el Anexo 7), así como del análisis de consecuencias de los riesgos propuestos para la instalación, son las siguientes:

Recomendaciones de la metodología What if? ¿Qué pasa sí? aplicado a la perforación del pozo TUZ-406.

1. Cumplir con el ciclo de Disciplina Operativa en la perforación de pozos TUZ-406.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

Proceso de suministro de agua cruda y lixiviación.

1. Actualizar el Plan de Respuesta del CAE Tuzandepetl considerando los escenarios identificados en el Estudio de Riesgo Ambiental del Área 400 Tuzandepetl.
2. Elaborar los procedimientos operativos y de mantenimiento, así como los procedimiento de arranque-paro de la instalación y capacitar al persona
3. Asegurar que durante la procura y construcción de los equipos, tuberías, ductos e instrumentos, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del diseñador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínima, normal y máximas también indicadas por el diseñador.
4. PEMEX Logística deberá integrar los sistemas de tubería y ductos nuevos a los programas de mantenimiento e inspección de las unidades de control, así como los

equipos a los sistemas de seguridad en falla.

5. Incluir los dispositivos de seguridad e instrumentos de control en el programa de mantenimiento de la instalación.
6. El plan de respuesta a Emergencia deberá considerar los escenarios de riesgo identificados en el Análisis de Riesgos de los ductos del corredor de tuberías.
7. Elaborar los procedimientos operativos de emergencia requeridos por el proceso.
8. Asegurar que, durante la Ingeniería de detalle, procura de equipo y construcción de equipos y tubería de proceso, se cumpla con la normatividad y especificaciones técnicas relacionada a pruebas hidrostáticas de tubería y equipos, y NRF-020-PEMEX-2005 "Calificación y certificación de soldaduras y soldadores", entre otras.

Proceso de Explotación de Crudo.

Para el proceso de Explotación de crudo se repite las 6 recomendaciones del proceso de suministro de agua lixiviación y se anexan las 2 recomendaciones siguientes:

1. Actualizar el Plan de Respuesta del CAE Tuzandepetl considerando los escenarios identificados en el Estudio de Riesgo Ambiental del Área 400 Tuzandepetl.
2. Elaborar los procedimientos operativos y de mantenimiento, así como los procedimientos de arranque-paro de la instalación y capacitar al personal.
3. Asegurar que, durante la procura y construcción de los equipos, tuberías, ductos e instrumentos, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del diseñador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínima, normal y máximas también indicadas por el diseñador.
4. PEMEX Logística deberá integrar los sistemas de tubería y ductos nuevos a los programas de mantenimiento e inspección de las unidades de control, así como los equipos a los sistemas de seguridad en falla.
5. Incluir los dispositivos de seguridad e instrumentos de control en el programa de

mantenimiento de la instalación.

6. El plan de respuesta a Emergencia deberá considerar los escenarios de riesgo identificados en el Análisis de Riesgos de los ductos del corredor de tuberías.
7. Elaborar los procedimientos operativos de emergencia requeridos por el proceso.
8. Asegurar que, durante la Ingeniería de detalle, procura de equipo y construcción de equipos y tubería de proceso, se cumpla con la normatividad y especificaciones técnicas relacionada a pruebas hidrostáticas de tubería y equipos, y NRF-020-PEMEX-2005 "Calificación y certificación de soldaduras y soldadores", entre otras.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1. Los sistemas de contención y aislamiento de equipos dinámicos deberán actuar de manera correcta, eficaz e inmediata limitando el inventario liberado y reduciendo los diámetros máximos de Pool Fire asegurando la reducción de las consecuencias por radiación térmica.
2. Debido a los posibles escenarios que podrían causar efectos en el entorno a dichas instalaciones, se deberá dar estricto cumplimiento a las recomendaciones generales, preventivas y técnico-operativas, así como integrar los escenarios de riesgos al Plan de Respuesta a Emergencias.

Recomendaciones para el mantenimiento al sistema y equipos contra incendio.

a) Alcance.

El programa de mantenimiento completo de los sistemas, equipos y dispositivos del sistema contra incendio corresponden cuando las instalaciones ya se encuentren en operación.

Para el mantenimiento a los sistemas y equipos contra incendio que se usarán en las instalaciones del Proyecto *“Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz”*, se definen diversas recomendaciones mínimas, considerando los siguientes sistemas:

- Extintores.
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (F&G).
- Sistema de Agua Contra Incendio.
- Sistema de Espuma Contra Incendio.

b) Extintores Portátiles.

A efecto de que los extintores se encuentren en condiciones adecuadas para su empleo es necesario que se tenga un programa de inspección, mantenimiento y recarga de los extintores.

Inspección

Los extintores deben inspeccionarse manualmente al ser puestos inicialmente en servicio.

El Procedimiento de inspección periódica de los extintores deberá incluir al menos los siguientes aspectos:

1. Ubicación en el sitio asignado.
2. No obstrucción del acceso o visibilidad
3. Lectura del manómetro de presión o indicador en el rango o posición de operación

4. Llenado determinado por peso o sopesándolo
5. Condición de las llantas, ruedas, carro, manguera y boquilla para extintores sobre ruedas.
6. Instrucciones de operación en placas de identificación legibles y con vista hacia afuera
7. Sellos de seguridad e indicadores de manipulación no autorizada rotos o faltantes
8. Revisión de daños físicos obvios, corrosión, fugas o boquillas con obstrucciones

Registro de inspecciones.

Los registros de la inspecciones deberán mantenerse en una tarjeta o rotulo fijado al extintor, manteniendo un registro de inspección donde se registre el mes y año de la inspección llevada a cabo y las iniciales de la persona quien lo realizo.

Los registros de las revisiones se conservarán para demostrar que al menos las últimas doce inspecciones mensuales han sido realizadas.

Mantenimiento de extintores.

Los procedimientos de mantenimiento deberán incluir las rutinas detalladas en el manual de servicios del fabricante y una inspección minuciosa de los elementos del extintor, incluyendo los siguientes puntos:

- Partes mecánicas.
- Agente de extinción.
- Medios expelentes.
- Condición física.

Durante el mantenimiento, el sello de seguridad se deberá retirar operando el pasador o dispositivo de seguridad. Después de terminar los procedimientos de mantenimiento, se deberá instalar un nuevo sello de seguridad.

Cuando una inspección al extintor revela una deficiencia, deberá tomarse una acción correctiva inmediatamente.

Cada extintor deberá tener una etiqueta o rótulo fijado indicando que mantenimiento le fue realizado. La etiqueta o rótulo, como mínimo identificar lo siguiente:

- Mes y año en el que el mantenimiento fue realizado.
- Persona que realizó el trabajo.
- Nombre de la agencia que realizó el trabajo.

Se deberá realizar una prueba de conductividad a las mangueras de los extintores, las mangueras que fallen deben ser remplazadas.

Se programará el mantenimiento de los extintores de acuerdo a las indicaciones del fabricante, tomando en consideración todas las partes del mismo en el periodo de tiempo recomendado por el fabricante.

Recarga de extintores.

Todos los extintores de incendio tipo recargable deberán recargarse después de cualquier uso o cuando esa necesidad este indicada por una inspección o servicio.

Cuando la recarga sea realizada, deberá seguirse el manual de servicio del fabricante.

La cantidad de agentes de recarga deberá verificarse por pesaje.

Después de la recarga, deberá realizarse una prueba de fuga en los extintores del tipo presión almacenada y auto expelente.

Solo se usarán agentes especificados en la recarga de los extintores, o los que han demostrado tener igual composición química, características físicas y capacidad de extinción de incendios.

c) Sistema de Detección de Gas y Fuego (F&G).

El sistema de gas y fuego (F&G) deberá contar con un programa de inspección, prueba y

mantenimiento para que pueda operar como está previsto.

Descripción.

El sistema de gas y fuego (F&G) consta de los siguientes elementos:

- Controlador Electrónico Programable (CEP).
- Detectores de gases tóxicos (GT).
- Detectores de fuego (DF).
- Estaciones manuales de alarma por fuego (EM).
- Alarmas audibles (AA).
- Alarmas visibles (AV).

El sistema de gas y fuego (F&G) deberá inspeccionarse, probarse y darle mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.1.

Tabla III. 1. Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de gas y fuego (F&G)

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Todos los equipos	Anual	3.1.1
Equipos de control: Sistemas de alarmas de incendio monitoreados para verificar las señales de alarma, de supervisión y de falla:		3.1.2
(1) Fusibles	Anual	
(2) Equipos con interfaces	Anual	
(3) Lámparas y LED	Anual	
(4) Suministro de energía primaria (principal)	Anual	
(5) Señales de falla	Semestral	
Baterías: Níquel cadmio	Semestral	3.1.3
Anunciadores remotos	Semestral	3.1.4
Dispositivos electromecánicos de	Semestral	3.1.4

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
liberación		
Interruptores del/los sistema/s de extinción o del/los sistema/s de supresión de incendios	Semestral	3.1.4
Estaciones manuales de alarma de incendio	Semestral	3.1.4
Detectores de calor	Semestral	3.1.4
Detectores de incendio y humo por imagen de video	Trimestral	3.1.10
Detectores de humo	Semestral	3.1.4
Aparatos audibles	Semestral	3.1.4
Aparatos visibles	Semestral	3.1.13
Pruebas		
Amplificadores/ generadores de tono	Anualmente	3.1.14
Silencio de la señal de llamada entrante	Anualmente	3.1.15
Aparato telefónico	Anualmente	3.1.16
Desempeño del sistema	Anualmente	3.1.17
Suministro de energía ininterrumpible (UPS)	Anualmente	3.1.18
Pruebas de baterías de tipo níquel cadmio		3.1.19
Reemplazo de la batería	Anualmente	3.1.20
Prueba del cargador	Anualmente	3.1.21
Prueba de descarga	Anualmente	3.1.22
Prueba de voltaje de carga	Semestralmente	3.1.23
Anunciadores remotos	Anualmente	3.1.24
Dispositivos electromecánicos de liberación de agente	Anualmente	3.1.25
Interruptores del/los sistema/s de extinción o del/los sistema/s de supresión de incendios	Anualmente	3.1.26
Detectores de incendio-gas y otros	Anualmente	3.1.27
Detectores de calor	Anualmente	3.1.28
Estaciones manuales de alarma de incendio	Anualmente	3.1.29
Detectores de fuego	Semestralmente	3.1.30

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Detectores de humo	Anualmente	3.1.31
Aparatos audibles	Anualmente	3.1.33
Aparatos de notificación de texto audible (altoparlantes y otros aparatos para transmitir mensajes de voz)	Anualmente	3.1.33 y 3.1.34
Conductores metálicos	Anualmente	3.1.36
Mantenimiento		
Equipos		3.1.37

Acciones que se debe cumplir en el sistema Gas y Fuego (F&G).

1. Garantizar que no haya cambios que afecten el desempeño del equipo. Inspeccionar modificaciones en las áreas, cambios de ocupación, cambios en las condiciones ambientales, ubicación de los dispositivos, obstrucciones físicas, orientación de los dispositivos, danos físicos y grado de limpieza.
2. Verificar condición normal del sistema.
3. Inspeccionar para verificar la presencia de corrosión o fugas. Verificar la hermeticidad de las conexiones. Verificar la marca del mes/año de fabricación (todos los tipos).
4. Verificar ubicación y condición
5. Verificar que ningún punto que requiera detección este obstruido o fuera del campo de visión del detector.
6. Verificar ubicación y condición. Verificar que la marca de la corriente nominal en unidad de candela coincida con los planos aprobados
7. Verificar la correcta conmutación y funcionamiento de los equipos de respaldo
8. Accionar/poner en funcionamiento y verificar recepción de las señales visuales y audibles correctas en la unidad de control.
9. Activar cada aparato telefónico y verificar su correcto funcionamiento.

10. Poner en funcionamiento el sistema con un mínimo de cinco terminales simultáneamente. Verificar claridad y calidad de la voz
11. Si un sistema UPS dedicado al sistema se utiliza como una fuente de energía requerida, se debe verificar el funcionamiento del sistema UPS, de acuerdo con lo establecido en NFPA 111.
12. Antes de llevar a cabo cualquiera de las pruebas de las baterías, la persona que efectúe la prueba deberá verificar que todo el software del sistema almacenado en la memoria volátil este protegido contra pérdidas.
13. Reemplazar las baterías de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del equipo de alarmas o cuando la corriente o el voltaje de la batería recargada caiga por debajo de lo especificado en dichas recomendaciones.
14. Con las baterías totalmente cargadas y conectadas al cargador, colocar un amperímetro en serie con la batería que está siendo cargada. Verificar que la corriente de carga cumpla con las recomendaciones del fabricante para el tipo de batería utilizada. En ausencia de información específica, utilizar de 1/30 a 1/25 a de la capacidad nominal de la batería.
15. Con el cargador de la batería desconectada, probar la carga de las baterías, siguiendo las recomendaciones del fabricante. Verificar que el nivel de voltaje no caiga por debajo de los niveles especificados. La prueba de la carga puede hacerse mediante una carga artificial equivalente a la carga completa para alarmas de incendio conectada a la batería
16. Con el cargador de la batería desconectada, probar la carga de las baterías, siguiendo las recomendaciones del fabricante. Verificar que el nivel de voltaje no caiga por debajo de los niveles especificados. La prueba de la carga puede hacerse mediante una carga artificial equivalente a la carga completa para alarmas de incendio conectada a la batería. Durante la carga, verificar que el voltaje de flotación para toda la batería sea de 1.42 voltios por celda, nominal. Si fuera posible, medir las celdas individualmente
17. Verificar el correcto funcionamiento e identificación de los anunciadores. Si se hubiera provisto, verificar el correcto funcionamiento del anunciador en una condición de falla.

18. Verificar el correcto funcionamiento mediante la remoción del eslabón fusible y el funcionamiento del dispositivo asociado. Lubricar todas las piezas móviles, según sea necesario
19. Poner en funcionamiento el interruptor mecánicamente o eléctricamente y verificar que la unidad de control de alarmas de incendio reciba la señal.
20. Probar los detectores de incendio-gas y otros detectores de incendio, de acuerdo con lo establecido por el fabricante y según sea necesario para la aplicación.
21. Llevar a cabo la prueba de calor con una fuente de calor listada o etiquetada o de acuerdo con lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Garantizar que el método de prueba para los equipos instalados no dañe el elemento de temperatura fija no restaurable de un detector combinado de velocidad de aumento/temperatura fija
22. Poner en funcionamiento las estaciones manuales de alarma por fuego según lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Probar tanto las estaciones de señal previa operadas con llave como las estaciones manuales de alarma por fuego.
23. Probar los detectores de fuego de acuerdo con las instrucciones publicadas del fabricante para determinar que cada detector funcione correctamente. Determinar la sensibilidad de los detectores de fuego mediante el uso de cualquiera de los siguientes:
 - Método de prueba calibrado
 - Instrumento calibrado para la prueba de sensibilidad del fabricante
 - Unidad de control listada dispuesta para tal fin
 - Otro método calibrado aprobado para la prueba de sensibilidad que sea directamente proporcional a la señal de entrada proveniente de un incendio, compatible con el listado o la aprobación del detector

Si estuvieran diseñados para ser ajustables en campo, reemplazar los detectores que se encuentren fuera del rango de sensibilidad aprobado o ajustarlos para que puedan incluirse dentro del rango aprobado. No determinar la sensibilidad del detector de fuego mediante el

uso de una fuente de luz que administre una cantidad de radiación no medida a una distancia indefinida desde el detector.

24. Probar los detectores de humo en el lugar para asegurar la entrada del humo en la cámara sensora y una respuesta de la alarma. Utilizar humo o un producto listado y etiquetado aceptable para el fabricante o que cumpla con sus instrucciones publicadas. Pueden usarse otros métodos listados en las instrucciones publicadas del fabricante que aseguren la entrada del humo en la cámara sensora desde el área protegida, a través de las ventilaciones.
25. Probar con humo o con un producto listado y etiquetado aceptable para el fabricante o que cumpla con sus instrucciones publicadas. Probar desde el extremo final del punto o puerto de muestreo en cada tramo de tubería. Verificar el flujo de aire a través de todos los otros puertos o puntos.
26. Para las pruebas iniciales y de reaceptación, medir los niveles de presión sonora de las señales con un sonómetro que cumpla con los requisitos establecidos en ANSI S1.4a, Especificaciones para sonómetros, Tipo 2. Medir los niveles de presión sonora en toda el área protegida. Configurar el sonómetro de acuerdo con lo especificado en ANSI S3.41, Norma nacional de los Estados Unidos para señales de evacuación audibles, aplicando la característica de ponderación por tiempo F [FAST]. Para las pruebas periódicas, verificar el funcionamiento de los aparatos de notificación.
27. Verificar que la información audible sea distinguible y comprensible.
28. Llevar a cabo las pruebas iniciales y de reaceptación de acuerdo con lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Verificar que las ubicaciones de los aparatos coincidan con la disposición aprobada y confirmar que ningún cambio en los planos de plantas afecte la disposición aprobada. Verificar que la marca de la corriente nominal en unidad de candela concuerde con el plano aprobado. Confirmar que cada uno de los aparatos presente una iluminación intermitente. Para las pruebas periódicas, verificar que cada uno de los aparatos presente una iluminación intermitente
29. Someter a prueba cada circuito de los dispositivos iniciadores, cada circuito de los

aparatos de notificación y cada circuito de línea de señalización para obtener la indicación correcta en la unidad de control.

30. Los equipos del sistema deben ser mantenidos de acuerdo con las instrucciones publicadas del fabricante. La frecuencia de mantenimiento y la frecuencia de limpieza de los equipos del sistema deben depender del tipo de equipo y de las condiciones locales del ambiente.

Los Registros de mantenimiento, inspección y prueba deben ser conservados hasta la siguiente prueba y durante un año a partir de entonces.

Los registros deben conservarse en un medio en el que puedan sobrevivir al periodo de retención. Debe permitirse el uso de papel o de medios electrónicos.

d) Sistema de agua contra incendio.

El sistema de agua contra incendio deberá tener un programa de inspección, prueba y mantenimiento para que pueda operar como está previsto.

Tanque de agua contra incendio.

El tanque de almacenamiento de agua contra incendio deberá inspeccionarse, probarse y darle mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.2.

Tabla III. 2. Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tanques de agua

Componente	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Nivel del agua	Trimestral	4.1.1
Tanque exterior	Trimestral	4.1.2
Cimentación	Trimestral	4.1.3
Pasarela y escaleras	Trimestral	4.1.4
Pintura / recubrimientos	Anual	4.1.5
Juntas de expansión	Anual	4.1.6
Interior del Tanque	5 años	4.1.7
Válvulas de control	Mensual	4.1.8

Componente	Frecuencia	Referencia
Válvulas de retención	5 años	4.1.9
Pruebas		
Alarmas de nivel de agua	Semestral	4.1.10
Indicador de nivel	5 años	4.1.11
Manómetros	5 años	4.1.12
Estado de las válvulas		4.1.13
Mantenimiento		
Válvulas de control		4.1.14
Válvulas de retención		4.1.15

El tanque de almacenamiento de agua contra incendio deberá inspeccionarse, probarse como se indica en los siguientes puntos:

1. El nivel de agua en los tanques equipados con alarmas supervisadas de nivel de agua conectada a un sitio con atención constante se deben inspeccionar trimestralmente. El nivel de agua en los tanques no equipados con alarmas supervisadas de nivel de agua conectados a un sitio con atención permanente debe inspeccionarse mensualmente
2. El exterior del tanque, estructura de soporte, desfuegos, cimientos, y plataformas o escaleras, donde las haya, se deberán inspeccionar trimestralmente para buscar señales daño o debilitamiento.
3. El área alrededor del tanque y la estructura de soporte, si la hay, se deberá inspeccionar trimestralmente para garantizar que se cumplan las siguientes condiciones:
 - Que el área esté libre de almacenamiento de combustible, basura, escombros, maleza, o materiales que pudieran presentar riesgo de exposición al fuego
 - Que el área esté libre de materiales en o cerca de partes que pudieran causar una acelerada corrosión o descomposición
 - Daño físico
 - Que los lados exteriores y el tope del terraplén que soporta el tanque esté libre de erosión
4. Las plataformas y escaleras del tanque deberán de inspeccionarse para verificar que no

hay corrosión o daño y debilitamiento.

5. Las superficies exteriores pintadas, revestidas o aisladas el tanque y la estructura de soporte, donde los haya, deberán inspeccionarse anualmente para buscar señales de degradación.
6. Las juntas de expansión, donde las hay, se deberán inspeccionar anualmente para detectar filtraciones y grietas.
7. El interior del tanque deberá inspeccionarse para detectar señales de picaduras, corrosión, desconchado, putrefacción, otras formas de deterioro, material de desecho y escombros, plantas acuáticas, y fallas locales o generales del revestimiento interior.
8. Cada válvula de control deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla.
9. Las válvulas de retención se deberán inspeccionar que la válvula esté libre de daño físico, que este en la posición correcta
10. Las señales de nivel alto y bajo de agua se deberán de probar siguiendo las indicaciones de fabricante del instrumento.
11. Los indicadores de nivel deberán probarse cada 5 años para verificar su exactitud y libertad de movimiento
12. Los manómetros deberán probarse con un manómetro calibrado de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Los manómetros inexactos dentro del 3 % de la escala deben ser remplazados o recalibrados
13. Cada válvula de control deberá operarse anualmente en todo su rango y devolverse a su posición normal
14. Cada válvula de control deberá ser limpiada, verificando el funcionamiento de sus partes internas, señales neumáticas y eléctricas
15. Las partes internas se deberán de limpiar y reparar cuando sea necesario de acuerdo a instrucciones del fabricante.

Bombas de agua contra incendio.

Las bombas de agua contra incendio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.3.

Tabla III. 3. Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de bombas de agua contra incendio.

Equipo/Sistema	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Cobertizo de bombas	Semanal	4.2.1
Sistema de bombas contra incendio	Semanal	4.2.2
Pruebas		
Operación de la bomba sin flujo		
Bomba con motor diésel	Semanal	4.2.3
Bomba con motor eléctrico	Semanal	4.2.4
Condición de flujo	Anual	4.2.5
Señales de alarma de la bomba	Anual	4.2.6
Mantenimiento		
Sistema de bombas	Anual	4.2.7
Transmisión mecánica	Anual	4.2.8
Sistema eléctrico	Variable	4.2.9
Sistema de maquina diésel	Variable	4.2.10

El Cobertizo de las bombas contra incendio deberá tener ventilación y temperatura adecuada para el buen funcionamiento de las bombas. El Cobertizo se debe encontrar libre de desechos.

Las bombas contra incendio deberán inspeccionarse para que:

Condiciones del sistema de bombas:

- La succión y descarga de las bombas y válvulas de paso están totalmente abiertas.
- La tubería está libre de filtraciones.
- La lectura del manómetro de presión en la línea de succión es normal.
- La lectura del manómetro de presión en la línea del sistema es normal.
- El depósito de succión tiene el nivel de agua requerido

- Los filtros de succión no tienen obstrucciones y están en su lugar.
- Las válvulas de prueba de flujo de agua en posición cerrada.

Condiciones del sistema eléctrico:

- La luz piloto del regulador de encendido («power on») está iluminada.
- La luz piloto normal del conmutador de transferencia esta iluminada.
- El desconector está cerrado – fuente de reserva (emergencia).
- La luz piloto de la fase de alarma está apagada o la luz piloto de la fase normal de rotación está encendida.
- El nivel de aceite en la ventanilla indicadora del motor vertical dentro del rango aceptable.
- Los filtros de succión no tienen obstrucciones y están en su lugar.
- Se provee energía para la bomba sostenedora de presión (Jockey).

Condiciones del sistema de maquina diésel.

- Tanque de combustible lleno por lo menos a dos tercios.
- Selector del regulador en posición auto.
- Lecturas de voltaje de las baterías dentro de un rango aceptable.
- Lecturas de carga de corriente de las baterías dentro de un rango aceptable.
- Luces pilotos de las baterías encendidas o las luces piloto de falla de las baterías apagadas.
- Todas las luces pilotos de alarma apagadas.
- Se provee energía para la bomba de mantenimiento de presión.
- Totalizador de tiempo de funcionamiento de las máquinas dando lectura.
- Nivel de aceite en el mando por engranaje de ángulo recto están dentro del rango aceptable.
- Nivel de aceite en el cárter dentro del rango aceptable
- Nivel de agua de enfriamiento dentro del rango aceptable

- Nivel de electrolitos en baterías dentro del rango aceptable
 - Terminales de baterías libres de corrosión
1. Se deberá llevar a cabo una prueba sin flujo para las bombas de incendio impulsadas por motor diésel sin recircular agua de regreso a la succión de la bomba en una frecuencia de prueba semanal, la bomba debe funcionar como mínimo 30 minutos.
 2. Se deberá llevar a cabo una prueba sin flujo para las bombas de incendio impulsadas por motor eléctrico sin recircular agua de regreso a la succión de la bomba en una frecuencia de prueba semanal, la bomba debe funcional como mínimo 10 minutos
 3. Personal calificado deberá realizar una prueba anual para cada equipo de bombas cuando no haya flujo (en reposo), con flujo nominal, y al 150 por ciento del flujo de la capacidad nominal de la bomba de incendios controlando la cantidad de agua descargada a través de dispositivos aprobados
 4. Se deberán simular situaciones de alarma activando los circuitos de alarma en los lugares de los sensores, y se debe observar la operación de todos los dispositivos indicadores de alarma locales o remotos (visuales y audibles).
 5. Se deberá establecer un programa de mantenimiento preventivo para todos los componentes del equipo de bombas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, y como mínimo:
 - Rodamiento de bombas. Lubricar los rodamientos.
 - Verificar la precisión de los medidores de presión y sensores.
 - Revisar alineación de coples.

Para el mantenimiento de la transmisión mecánica se deberá:

- Lubricar acoples.
- Lubricar engranajes en ángulo recto.

Para el mantenimiento del sistema eléctrico se deberá:

- Accionar los medios manuales de arranque.

- Ajustar las conexiones eléctricas si se necesario.
- Eliminar cualquier corrosión en tableros.
- Eliminar cualquier aislamiento cable / alambre agrietado

Para el mantenimiento del motor diésel se deberá:

- Revisar el sistema de combustible.
- Revisar el sistema de lubricación.
- Revisar el sistema de enfriamiento.
- Revisar el sistema de escape.
- Revisar el sistema de baterías.

e) Red de agua contra incendio.

La red de agua contra incendio deberá inspeccionarse, probarse y darle mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.4.

Tabla III. 4 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de la red de agua contra incendio.

Equipo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Hidrantes	Anual	4.3.2
Boquillas de monitor	Semestral	4.3.3
Filtros	Anual	4.3.4
Tubería expuesta	Anual	4.3.5
Mangueras	Trimestral	4.3.6
Tomas para camión contra incendio	Trimestral	4.3.7
Pruebas		
Boquillas de monitor	Anual	4.3.8
Hidrantes	Anual	4.3.9
Tubería	5 años	4.3.10
Prueba de válvulas		4.3.11
Mangueras	Anual	4.3.12
Tomas para camión contra incendio		4.3.13

Equipo	Frecuencia	Referencia
Mantenimiento		
Filtros	Anual	4.3.14
Hidrantes	Anual	4.3.16
Boquilla de monitor	Anual	4.3.17
Conexión de manguera	Anual	4.3.18
Tomas para camión contra incendio	Anual	4.3.19

1. Los hidrantes deberán inspeccionarse anualmente para verificar que sean accesibles, que no tengan fugas.
2. Las boquillas de monitor deberán inspeccionarse semestralmente para verificar que no hay fugas, daños físicos o corrosión
3. Los filtros de la tubería principal, deberán inspeccionarse y limpiarse después de que cada flujo del sistema mayor a la de un orificio nominal de 50 mm (2 pulg) y deben retirarse e inspeccionarse anualmente para detectar partes que fallen, dañadas o corroídas tomando la acción correctiva necesaria.
4. Las tuberías deberán inspeccionarse y tomar la acción correctiva en caso de fugas, daño físico, corrosión y sujeción de la tubería.
5. Quitar e inspeccionar las mangueras, incluyendo empaques y montar de nuevo en bastidor o carrete
6. Las tomas para camión contra incendio deberán inspeccionarse trimestralmente, en la inspección se debe verificar lo siguiente:
 - Las conexiones estén visibles y accesibles.
 - Los eslabones giratorios no estén dañados y giren fácilmente.
 - Las tapas estén en su lugar y sin daño.
 - Los empaques estén en su lugar y en buen estado.
 - Los rótulos de identificación estén colocados.
 - La válvula de retención no este fugando.

➤ Se inspecciona el interior de la toma para buscar obstrucciones

7. Todas las boquillas de los monitores deberán hacerse oscilar y mover en todo su alcance total anualmente para garantizar su operatividad adecuada.
8. Los hidrantes deberán probarse anualmente para garantizar el funcionamiento adecuado. Cada hidrante se debe abrir completamente y dejar fluir el agua hasta que se hayan eliminado de todas las materias extrañas. El flujo debe mantenerse durante no menos de 1 minuto
9. Deberá probarse el flujo de la tubería contra incendio, subterránea y aérea a intervalos mínimos de 5 años
10. Las válvulas deberán de abrirse o cerrarse para verificar el estado del vástago o del método de apertura o cierre.
11. La manguera contra incendio deberá probarse hidrostáticamente cada año de acuerdo a la presión y tiempo indicado por el fabricante
12. La tubería desde la conexión de bomberos hasta la válvula de retención del cuerpo de bomberos deberá probarse hidrostáticamente a 150 psi (10 bares) durante dos horas al menos una vez cada 5 años.
13. Los filtros deberán desarmarse y limpiarse
14. Los hidrantes deberán lubricarse anualmente para garantizar que todos los vástagos, tapas, cierres y roscas estén en condiciones de funcionamiento adecuadas
15. Las boquillas de los monitores deberán lubricarse anualmente para asegurar su funcionamiento adecuado.
16. Se deberá dar mantenimiento a las conexiones de manguera de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, verificando que tenga los empaques, que no presente fugas, la cuerda se encuentre en buen estado.
17. La toma de camión de bomberos deberá limpiarse, engrasar las cuerdas y remplazar los empaques que presentes deformaciones

f) Sistema de aspersión de agua contra incendio (diluvio).

Los sistemas de aspersión de diluvio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.5.

Tabla III. 5 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de diluvio

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Manómetros	Trimestral	4.4.1
Válvulas de diluvio	Mensual	4.4.2
Conexiones eléctricas	Trimestral	4.4.3
Abrazaderas / soportes	Anual	4.4.5
Tubos y conexiones	Anual	4.4.6
Boquillas	Anual	4.4.7
Pruebas		
Conexiones eléctricas	Trimestral	4.4.8
Manómetros	5 años	4.4.10
Boquillas	20 años	4.4.11
Válvulas de diluvio	Anual	4.4.12
Mantenimiento		
Válvulas de diluvio	Anual	4.4.13

- Los manómetros se deberán de inspeccionar para garantizar que estén en buen estado y que se mantiene la presión correcta en el suministro de agua.
- Cada válvula de diluvio deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla. La inspección de las válvulas debe verificar que las válvulas estén en la siguiente condición:
 - En la posición normal vertical u horizontal
 - Debidamente sellada, cerrada o supervisada
 - Accesibles
 - Libre de filtraciones externas
 - Provistas de identificación adecuada

3. Se deberá inspeccionar que todas las conexiones eléctricas estén correctamente instaladas a los solenoides y a los tableros de control.
4. Las abrazaderas / soportes no deberán estar dañados, sueltos o sin fijación. Las abrazaderas y soportes que estén dañados, sueltos o sin fijación deben remplazarse o reajustarse.
5. La tubería y los accesorios deberán estar en buenas condiciones y libres de daños mecánico, filtraciones y corrosión. La tubería no debe someterse a carga externa de materiales, ya sea apoyados sobre la tubería o colgados de la tubería.
6. Las boquillas de aspersión no deberán mostrar señales de fuga; deben estar libres de corrosión, materias extrañas, pintura y daño físico; y deben estar instalados en la orientación correcta.
7. Las conexiones eléctricas se deberán de probar con la finalidad de comprobar que hay corriente en todos los circuitos.
8. Los manómetros deberán remplazarse cada 5 años o probarse cada 5 años por comparación con un manómetro calibrado. Los manómetros que no son exactos dentro de 3 por ciento de la escala total deben re-calibrarse o remplazarse.
9. Por las boquillas se deberá comprobar que el agua fluye con el patrón establecido.
10. Cada válvula de diluvio deberá operarse anualmente en todo su rango y devolverse a su posición normal.
11. La válvula de diluvio se deberá verificar que no tenga daño físico, que todos los accesorios del trim estén en la posición correcta, que la válvula no tenga fugas y que las partes eléctricas estén en servicio.

III.2 Sistemas de seguridad.

Como parte importante el proyecto “*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*”, contarán con un diseño inherentemente seguro, referido a toda la normatividad, nacional e internacional, códigos y buenas prácticas de ingeniería.

Tanto en los equipos de proceso como en los equipos auxiliares se tiene contemplado que cuenten con todos los dispositivos de seguridad que ayuden a prevenir y/o mitigar cualquier evento riesgo.

Los sistemas de seguridad que serán incluidos en la instalación son:

- Sistema de Detección de Gas y Fuego (G&F).
- Red de agua contraincendio.

Sistema de Detección de Gas y Fuego (G&F).

El principal propósito del sistema de detección de gas y fuego es mitigar rápidamente una situación de riesgo, advertir a todo el personal ubicado en la instalación y controlar el problema antes de que se presente un peligro significativo al personal, a la instalación y al medio ambiente, proporcionando un nivel de protección con un diseño combinado de sistemas manuales y automáticos, como se muestra en la Figura III.1.

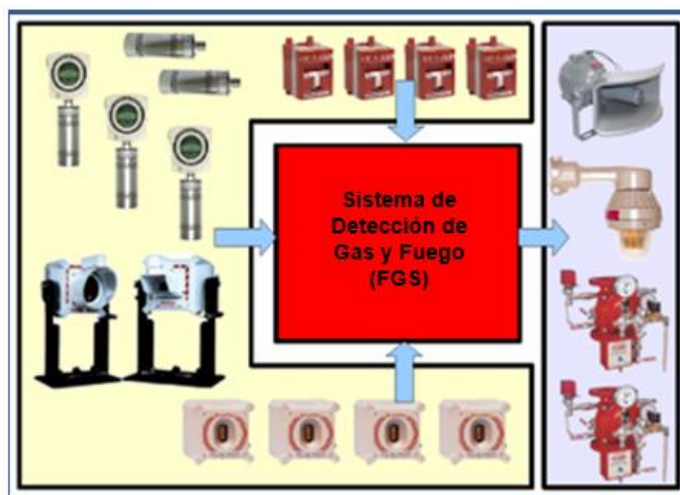


Figura III. 1. Sistema de detección de gas y fuego

En el proyecto se pueden tener riesgos derivados del manejo de materiales peligrosos, inflamables, combustibles y de la operación de los equipos involucrados, por lo cual el diseño del sistema de detección de gas y fuego, deberá incluir lo siguiente:

- Detección de posibles fugas de hidrocarburos por medio de sistemas electrónicos con tecnología de punta.
- Detección oportuna de conatos de incendio, con la activación automática de los sistemas de aspersión en las áreas involucradas.
- Protección contra incendio a base de agua para áreas de proceso, equipos, que por las características de su contenido, requieran de sistemas de aspersión.
- Sistemas contra incendio móviles o portátiles, como extintores de polvo químico seco y/o de CO₂.
- Señalización de puntos de reunión y rutas de evacuación.

Red de Agua Contra incendio.

La red de agua contra incendio estará constituida por anillos principales de tubería de acero al carbón localizado en las áreas de proceso de las instalaciones, el cual se instalará circunscribiendo los diferentes equipos de proceso a proteger, la red de agua contra incendio será enterrada en donde pueda estar expuesta a fuego o explosión y/o golpes por movimiento o uso de maquinaria y aérea donde no esté expuesta a los puntos antes mencionados. El material para la red de agua contra incendio que se diseñará será metálico y de plástico.

Para el diseño de la red de agua contra incendio, se considerará la demanda de agua para atender el riesgo mayor en el área. En los cálculos hidráulicos del sistema a diseñar se tendrá una presión mínima de agua contra incendio en el punto de descarga más desfavorable hidráulicamente la presión mínima será de 7 kg/cm² (100 lb/pulg²).

La red de agua contra incendio contará con válvulas de seccionamiento, tomas para camión, e hidrantes monitores.

Dentro de la planta, cada anillo de la red contra incendio recibirá simultáneamente

alimentación de agua de al menos dos cabezales diferentes. La red contra incendio contará con válvulas de seccionamiento suficientes, identificadas y localizadas estratégicamente para aislar partes del sistema para su inspección y mantenimiento, sin dejar de proteger en todo momento ninguna de las áreas o equipos que lo requieran.

La tubería se probará hidrostáticamente a 14.06 kg/cm² man (200 lb/pulg² man) ó 3.52 kg/cm² man (50 lb/pulg² man) más de la máxima presión de trabajo, lo que resulte mayor y mantener esta presión por 2 horas.

Las tomas necesarias para las alimentaciones a los siguientes sistemas:

a) Protección a áreas abiertas.

Las áreas abiertas como las zonas donde se ubican los patines de medición, se protegerán mediante un sistema fijo de aspersores tipo inundación, capaz de cubrir las superficies críticas con una densidad de agua específica. Con la finalidad de extinguir el fuego en estas áreas también se cubrirán con monitores operados manualmente, estos se localizarán en lugares de fácil acceso.

b) Sistema de Hidrantes-Monitores.

Como apoyo a los sistemas fijos de extinción, se instalarán estratégicamente este tipo de equipos en las áreas de proceso, con capacidad suficiente para abastecimiento de agua contra incendio en el momento de ser requerido su uso, como medida preventiva.

Las capacidades tanto para hidrantes como para monitores se fundamentarán en los requerimientos indicados en la normatividad aplicable.

Los hidrantes-monitor de agua Contra Incendio serán apropiados para operar en condiciones de instalación exterior, expuestos a los elementos existentes en la atmósfera. Por lo tanto, el diseño, materiales y manufactura de los monitores deben ser los apropiados para el servicio especificado y de línea estándar de fabricación

El cuerpo del monitor será de bronce rugoso resistente a la corrosión. Los monitores deben seleccionarse para tener un giro mínimo de 120° sobre el plano vertical y de 360°

sobre el plano horizontal, así como un mecanismo de bloqueo para fijarlo en la posición seleccionada sin necesidad de un seguro adicional serán listados (avalados) y/o aprobados (aceptados) para su uso en sistemas contra incendio por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.

Los hidrantes de agua contra incendio deberán diseñarse de manera que por cada una de las dos tomas de 65 mm (2 ½ pulg) de diámetro, se pueda proporcionar como mínimo un gasto de 0.946 m³/min (946 lpm; 250 gpm).

Las roscas de toma de los hidrantes de agua contra incendio para conexión de mangueras, serán tipo macho NH para manguera, de 7½ hilos por pulgada para diámetro de 65 mm (2½ pulg).

El hidrante monitor se localizará a no menos de 12.2 m (40 pie) del área a proteger y libre de obstrucciones que puedan afectar su operación.

El alcance mínimo de cobertura desde la línea de centro del monitor a chorro directo del agua debe ser de 30 m a una presión de 7 Kg/cm² (100 lb/pulg²). En espaciamiento entre hidrantes-monitores será de 30 m, evitando dejar superficies sin proteger.

Los monitores contarán con una placa de identificación de acero inoxidable no auto adherible, indicando la marca, modelo, presión máxima de operación, flujo y diámetro.

Los hidrantes-monitor se conectarán a la red mediante una tubería de 152.4 mm (6 "Ø) de diámetro mínimo.

La boquilla del monitor se seleccionará con chorro regulable y flujo constante, con patrones de chorro directo, niebla estrecha y niebla amplia, para manejar volúmenes de agua de 1.325 m³/min (1 325 lpm; 350 gpm) a 3.785 m³/min (3 785 lpm, 1000 gpm.) deben ser listados (avalados) y/o aprobados (aceptados) para su uso en sistemas contra incendio por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.

c) Tomas para camión contra incendio

La cantidad de tomas para alimentar Camiones contra incendio, deberá ser como mínimo una por cada 5.68 m³/min (1500 gpm), hasta completar el número de tomas que corresponda al gasto del riesgo mayor.

Las tomas se localizarán en la periferia de las calles y estarán al alcance de los camiones contra incendio, las tomas deberán quedar a 0.7 m sobre el nivel de piso terminado de la banqueta, no obstruirán el área de la banqueta destinada al paso del personal.

La alimentación para las tomas de camión contra incendio deberá ser de tubería de 200 mm DN (8 pulg NPS), con reducción en su extremo a 150 mm DN (6 pulg NPS), con válvula de apertura y cierre rápido, y adaptador para conexión a manguera del camión contra incendio.

Se incluirán, además, dos tomas para hidrante localizadas sobre el tubo de 200 mm DN (8 pulg NPS), las dos tomas para hidrante deben contar con válvulas de apertura y cierre rápido de 65 mm DN (2 ½" pulg NPS), con un adaptador de bronce, un extremo debe ser con rosca para acoplarse a la válvula y el otro rosca macho NH (7 ½ hilos por pulgada) para acoplarse a la manguera, la conexión estará protegida con tapa roscada y cadena de sujeción.

d) Sistemas de aspersión (Diluvio).

El diseño de los sistemas de aspersión estará enfocado específicamente para proteger equipos. Tomando en cuenta la superficie de los equipos, la presión y la densidad de aplicación del agua contra incendio, se calcula la cantidad de boquillas, distribución y ubicación. Su instalación deberá considerarse para protección a la exposición al fuego (enfriamiento), mediante un diseño que permita proteger el área o equipo durante todo el tiempo que dure el incendio. Los sistemas de aspersión, también podrán controlar y mitigar nubes de gas combustible o gas tóxico.

Los cálculos permitirán efectuar la simulación hidráulica con los patrones geométricos a diferentes presiones, ubicaciones y distancias de boquillas seleccionadas.

El sistema se diseñará para obtener una descarga efectiva en todas las boquillas abiertas que lo integren, en un tiempo no mayor a 30 segundos aproximadamente posterior a la activación del sistema de detección y de la válvula de control automático que inicie la secuencia de arranque del sistema de bombeo.

Cada sistema de aspersión se diseñará con dos alimentaciones, conectadas opuestamente y de tomas diferentes de la red de agua contra incendio; activados con válvula de apertura y cierre rápido, una de control automático (remota, de actuación eléctrica o hidráulica) y la otra en forma manual también puede activarse por medio de un sistema de detección de fuego.

La válvula de alimentación de control automático, se localizará como mínimo a 10 metros de las instalaciones que pudieran afectarla en caso de incendio o explosión, la válvula de alimentación manual, se localizará a por lo menos 15 m de distancia de las instalaciones que protege el sistema de aspersión en dirección favorable a los vientos reinantes.

Las válvulas de control automático de los sistemas de aspersión serán listadas y/o aprobadas por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.

La activación de las válvulas deberá incluir como mínimo:

- ✓ *Sistema de activación automático mediante un medio hidráulico, eléctrico o una combinación de estos, los cuales deben permitir su activación remota y manual local.*

Las boquillas de aspersión deben ser de material de bronce, de cono lleno, no menores de 19 mm DN (¾" pulg NPS) con tamaño de orificio no menor a 6.37 mm (¼" pulg), listadas por UL o aprobadas por FM ó equivalente.

En cada anillo los conos de agua formados por las boquillas se deberán traslapar (15 cm mínimo), de manera que no quede superficie sin mojar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, escaleras o de tuberías, deberá asegurarse que no se deje

superficie sin mojar en caso necesario, se instalarán boquillas adicionales, aun cuando resulte un gasto mayor al calculado.

Para las bombas que manejen hidrocarburos, el diseño considerará para la protección contra incendio un sistema de aspersión que moje el sello mecánico, la orientación de las boquillas se debe dirigir hacia el o los sellos y no al motor, cada sello tendrá por lo menos dos boquillas colocadas en sentido opuesto. Las bombas que tengan doble sello mecánico contarán con cuatro boquillas.

e) Bombas Contra incendio.

El bombeo de agua contra incendio debe proporcionar el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el incendio generado por la contingencia mayor, de manera ininterrumpida.

El tamaño de cada una de las bombas debe ser tal que facilite la operación y mantenimiento de los equipos, estos no deben ser mayores a 2500 gpm y en caso de requerirse un flujo mayor, conviene instalar un grupo de dos o más bombas cuya operación simultánea pueda proporcionar el gasto total requerido.

El diseño de las bombas considerará que la bomba y el motor estén fijos a una base común de acero, a fin de asegurar su alineamiento.

Todos los componentes de los equipos de bombeo, estarán listados y aprobados en cumplimiento de la NFPA-20 última edición.

Cada sistema de bombas contra incendio contará con bomba sostenedora de presión “jockey”. El bombeo del sistema de agua contra incendio será automático mediante una bomba (jockey) accionadas con motor eléctrico

f) Sistema de espuma.

El sistema de espuma estará enfocado a la extinción de incendios, mediante la formación de burbujas generadas por la mezcla de un concentrado de espuma de baja expansión.

La espuma será acorde al líquido combustible o inflamable que va a proteger, ya sea ser del tipo AFFF o AR-AFFF de baja expansión al 3 % o 1 x 3%.

La velocidad de la solución espumante en el punto de descarga no será mayor a 6 m/s (20 pies/s).

En los rociadores de espuma, las boquillas se seleccionarán para proporcionar una densidad de aplicación de solución espumante mínima de 6.5 lpm/m² (0.16 gpm/pie²) a una presión mínima de 4.22 kg/cm² (60 lb/pulg²).

Para las Cámaras de Espuma Tipo II, la densidad de aplicación de la espuma en Tanques de Alivio de Techo fijo, debe ser de 4.1 lpm/m² (0.10 gpm/pie²) y una presión de descarga mínima de 4.22 kg/cm² (60 lb/pulg²)

g) Equipo Contra incendio Portátil.

Se considerará la instalación de extintores portátiles de 20 lb de polvo químico seco y bióxido de carbono, ubicados estratégicamente en las instalaciones, cerca de las rutas de evacuación.

Sistema de detección y alarmas de gas y fuego.

Las instalaciones, desde el momento en que operen, contarán con un sistema de detección de gas y fuego, aprobado para sistemas de seguridad conforme a IEC-61508 y adecuado, para cumplir con los requerimientos del nivel de integridad de la instalación. A pesar de que la operación normal de envío y almacenamiento de crudo considera crudo estabilizado, en caso de alguna anomalía se incluirán detectores de H_2S , de tal manera que se pueda garantizar una operación segura.

a) CEP de gas y fuego.

El Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Gas y Fuego (F&G) y su operación, será independiente de cualquier otro sistema, incluso de los sistemas de paro de emergencia, recibirá la señal de los dispositivos de detección de gas combustible o mezclas explosivas, gas tóxico y flama

El controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Gas y Fuego supervisará, monitoreará y/o activará directamente los sistemas de seguridad tales como: alarmas audibles, y visibles, así como detección de fuego y gas.

Se deberán suministrar los módulos de entrada y salida (E/S) necesarios para permitir al Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Gas y Fuego recibir información de los elementos primarios y enviar a los elementos finales, con interfase de entradas analógicas de detectores, entradas digitales de estaciones manuales y detectores de fuego, interruptores de flujo, presión, posición, etc. y salidas digitales hacia válvulas solenoides, alarmas visibles y audibles, etc.

Los detectores y componentes de campo del sistema de Gas y Fuego estarán sujetos a una superficie firme, para prevenir movimientos que propicien falsas alarmas o desviación de las señales del sensor.

Se generará una Matriz Causa-Efecto en la Ingeniería de Detalle para observar todas las alarmas y acciones correspondientes que suceden en cada caso específico de Detección y Alarma (por zonas de aspersión y por área general).

El Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Fuego y Gas y sus señales serán monitoreados en la estación del Sistema Integral de Notificación de Emergencia (SINE).

b) Detectores de gas tóxico.

El elemento sensor será específico para H_2S , sin interferencias y que opere bajo los principios de oxidación catalítica o difusión / adsorción. El instrumento deberá tener un rango de 0 a 100 ppm. El tiempo máximo de respuesta para la pre-alarma será de 15 segundos y de 35 segundos para la alarma, con una repetitividad de +3% FS.

Para propósitos de calibración de los sistemas de detección, deberá consultarse lo inscrito en la Norma Oficial Mexicana NOM-010-STPS-2014.

Los detectores contarán con medio que permita su calibración y revisión de la calibración en campo de manera no intrusiva. Para calibración o revisión en campo se contará con gas calibrado proporcionado por el fabricante. Todos los detectores contarán con una placa de identificación permanente, visible y legible que indique como mínimo: Tag de identificación, servicio, rango de detección, nombre del fabricante, modelo, número de serie.

c) Detectores de fuego IR3.

Detector de flama de múltiple longitud de onda, se deberá utilizar para exteriores, debe detectar flama a largas distancias con tres bandas seleccionadas en el rango del IR (IR3) entre 3,0 micrones y 5,0 micrones. El ángulo del campo de visión debe ser de 90°.

d) Alarmas audibles.

Las alarmas audibles deberán tener la capacidad de ser silenciadas por el personal autorizado una vez que haya confirmado el alcance de la emergencia, mientras que la alarma luminosa debe permanecer activada durante todo el evento, hasta que se restablezca a las condiciones normales.

Se contará con un sistema de señalización (audible/visible) del sistema de alarmas que permita al personal identificar la ubicación de una emergencia de manera rápida y

precisa, e indicar el estado del equipo de emergencia o de las funciones de seguridad contra incendio que podrían afectar la seguridad de los ocupantes en caso de incendio.

El sistema de alarma se activará automáticamente, cuando el sistema de fuego y gas identifica la presencia de gas y/o fuego en la instalación, esta activación puede ser por zona o en la totalidad de la instalación.

El sistema de alarma audible estará formado por:

Un generador de tonos capaz de producir los tonos y/o mensajes de acuerdo a la tabla.

Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos, las cuales deben estar protegidas contra las condiciones del medio ambiente.

La señal de alarma se enviará al generador de tonos, que a su vez enviará la señal específica del evento a los altoparlantes (tonos por medio de sus amplificadores).

El generador de tonos producirá los sonidos que se enlistan en la Tabla III.6.

Tabla III. 6 Reproducción de tonos y mensajes

Generador de tonos				
Prioridad	Riesgo	Tono	Audio/frecuencia	Grado de modulación (Hertz)
Primera	Abandono de instalación	Sirena extremadamente rápida	560 a 1055 Hz	6 ciclos/seg
Segunda	Alta concentración de gas tóxico	Sirena lenta temporal	Bajo 424 Hz Alto 77 Hz	15 ciclos /min
Tercera	Fuego	Sirena rápida	560 a 1055 Hz	3.3 ciclos/seg.
Cuarta	Alta concentración de gas combustible	Corneta continua	470 Hz	Continuo

Las bocinas serán tipo trompeta con intensidad de tono para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora debe ser de 109 dB a 3 m. En el caso de áreas con nivel sonoro continuo a los 85 dB, el nivel mínimo de la alarma debe ser 15 dB mayor

que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 segundos o más, pero nunca más de 120 dB. Por otro lado, la frecuencia debe estar dentro del rango de 300 Hz a 1 500 Hz y cumplir con los requerimientos para instalación y uso en áreas Clase I, División 1, grupo C y D, resistente al ambiente corrosivo.

En áreas interiores o áreas cerradas, deberá generar un sonido con una intensidad de 70 dB a 3 m.

e) Alarmas visibles.

El objetivo principal del sistema de alarmas visibles es dar a conocer al personal que se encuentra en las instalaciones, de una manera visible, que existe una condición de emergencia o que existe una condición normal.

Las alarmas visibles tipo semáforo que indiquen una condición normal son del tipo continuo en color Verde. Las alarmas visibles de tipo semáforo (estroboscópicas) que indiquen una condición de emergencia, deben ser del tipo destellante / intermitente con una velocidad de intermitencia de 60 al 20 destellos por minuto (2Hz a 1 Hz) y una intensidad luminosa de 700 a 1,000 candelas (intensidad efectiva).

Los colores que identifican una condición de alarma de acuerdo a la Tabla III.7.

Tabla III. 7 Colores de las alarmas visibles

Alarmas generales en las instalaciones		
Color	Tipo	Letrero
Verde	Continuo	Condición normal
Rojo	Intermitente	Fuego
Azul	Intermitente	Alta concentración de gas tóxico

Podrán existir dos o más luces encendidas a la vez por detección de gas o flama, excepto la luz verde, que se debe de apagar en el momento en que se active cualquier luz de alarma. Debe existir un letrero permanente que indique lo que significa cada luz. Los domos de las luces serán resistentes al impacto, adecuadas para exteriores y resistentes al ambiente de la instalación.

La alarmas visibles en campo (semáforos) serán activadas para emitir luces de colores específicos con luz intensa tipo estroboscópico para permitir avisar al personal que se encuentra en el área de la existencia de una condición de emergencia, son operadas por el efecto de una señal proveniente del CEP de gas y fuego.

Los semáforos estarán ubicados de manera que el efecto de funcionamiento, tipo, tamaño intensidad y número de aparatos debe ser visto por el personal y permitirle al observador discernir si han sido iluminados.

Los montajes de semáforos para aéreas exteriores pueden ser colocados e instalados en forma vertical u horizontal, por lo que la caja debe ser certificada para el montaje que se requiera.

La altura mínima para instalarlas debe ser de 1.5 m para el plano vertical del nivel de piso terminado a la parte inferior del conjunto de luces (semáforo) de 2.03 m como mínimo para instalaciones horizontales desde el nivel de piso terminado a menos de que PEMEX indique otra consideración especial.

Para la selección de la alarma visible se considerará que la luz destellante de la alarma sea vista a una distancia de 50 m con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de hidrocarburo, considerando el montaje del semáforo en posición horizontal y/o vertical.

f) Estaciones manuales de alarma por fuego.

En el Área 400 Tuzandepetl se tendrán estaciones manuales de alarma por fuego.

Las estaciones manuales de alarma por fuego, serán de doble acción tipo levantar cubierta transparente y jalar palanca o presionar botón, estarán ubicadas en el área de proceso de la Área 400 Tuzandepetl.

Rutas de evacuación.

Las rutas de evacuación deben identificarse de acuerdo con los parámetros que marca la norma NOM-002- STPS-2010 y la NOM-026-STPS-2008.

Estarán localizadas en lugares visibles, estando libres de obstáculos que impidan la circulación de los trabajadores y demás ocupantes.

Deberán tener dispositivos de iluminación de emergencia que permitan percibir el piso y cualquier modificación en su superficie, cuando se interrumpa la energía eléctrica o falte iluminación natural.

La distancia por recorrer desde el punto más alejado) hacia cualquier punto de la ruta de evacuación no deberá ser mayor de 40 m, en caso contrario, el tiempo máximo de escape de los ocupantes a un lugar seguro deberá ser de 3 min. Debiendo estar señalada en lugares visibles, se considera que al paso normal se recorren 150 m en 3 min.

La ruta de evacuación deberá tener un ancho de 1000 mm y se identificará en color verde con franjas de color amarillo de 50 mm de ancho y flechas en color blanco tipo tránsito con microesferas de vidrio pintadas en el piso, que indiquen el sentido de la dirección de evacuación

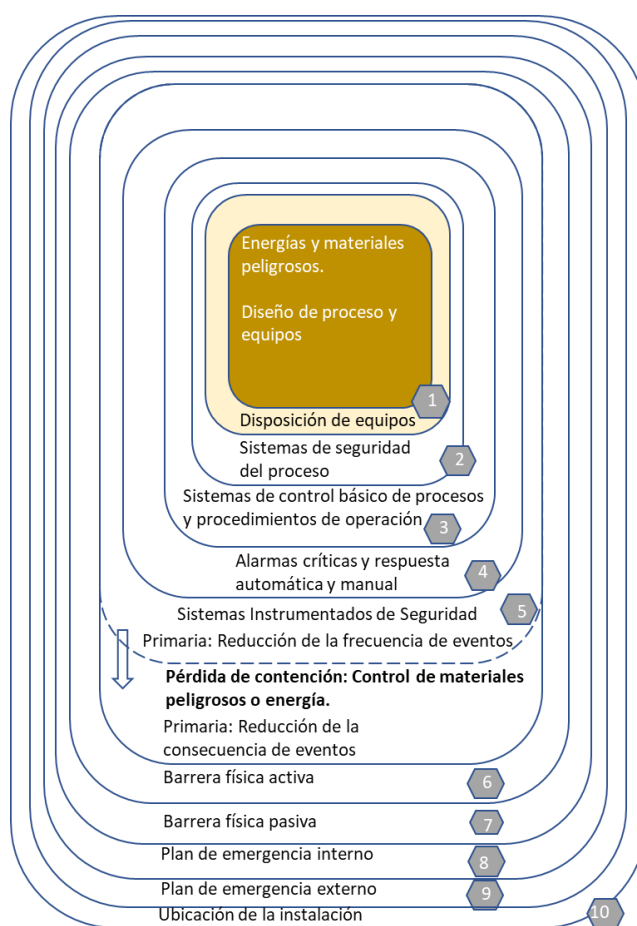
Señalización.

Los letreros de señalización en las instalaciones, se apegarán estrictamente a los requerimientos y criterios, establecidos; en cuanto a su diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje, establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

Los letreros quedarán instalados en lugares que no quede obstruida su visibilidad de tal manera que puedan ser vistos desde cualquier punto en un ángulo de 180 grados.

III.3 Medidas preventivas.

En la mayoría de los procesos industriales, la mejor seguridad se logra por un diseño inherentemente seguro del proceso (Diseño de proceso y equipos). Las capas de protección juegan un papel importante para la reducción de riesgo, por lo tanto, es necesario identificar cuales se tienen implementadas para funcionar como medida de prevención y cuales están implementadas como medidas de mitigación. En la Figura III.2, se muestra un ejemplo de las capas de protección que se pueden implementar, en función del criterio tolerable de riesgo.



Fuente: Guidelines for siting and layout of facilities Second Edition CCPS of AIChE 2018

Figura III. 2. Ejemplo de Capas de Protección.

De acuerdo con lo anterior, en el diseño del proyecto se están considerando las capas de protección independientes necesarias para reducir al mínimo el riesgo. A continuación se

describen las capas de protección preventivas, las cuales deben ser consideradas y seleccionadas de acuerdo a la Identificación de Peligros y el Análisis de Consecuencias.

a) Sistema de Seguridad de los Procesos.

Una de las capas de protección que se tiene implementada en las instalaciones de la GOTLP Sur y en específico en el CAE Tuzandepetl es el Sistema de Administración de la Seguridad de los procesos **SASP** que incluye los siguientes elementos:

- Tecnología del proceso.
- Análisis de Riesgos.
- Procedimientos Operativos y Prácticas Seguras.
- Administración del Cambio de Tecnología.
- Entrenamiento y Desempeño.
- Contratistas.
- Investigación y Análisis de Accidentes.
- Administración del Cambio de Personal.
- Plan de Respuesta a Emergencias.
- Auditorias.
- Aseguramiento de calidad.
- Revisiones de Seguridad Pre-arranque.
- Integridad Mecánica.
- Administración de Cambios.

El personal que operará y administrará el proyecto tiene un nivel de implantación del Sistema de Seguridad Salud y Protección Ambiental, el cual está integrado por el SASP previamente descrito, el Sistema de Administración Ambiental, el Sistema de Administración de Seguridad en el trabajo y las 12 mejores prácticas internacionales.

b) Sistemas de Control.

Como parte del proyecto *Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz*, se tienen considerados los siguientes sistemas:

- Sistema Digital de Monitoreo y Control (SDMC).
- Sistema de Administración de Alarmas.

c) Función del Sistema digital de Monitoreo y Control (SDMC) y Comunicación con el Sistema de Control Distribuido Existente en Explotación del CAE Tuzandepetl.

En el proyecto el SDMC tendrá la función de integrar el monitoreo de los equipos y sistemas básicos de control del Área 400 Tuzandepetl (incluyendo el Sistema de Suministro de Agua, los equipos y sistemas del Proceso de Lixiviación y el Sistema de Explotación de Crudo). Las funciones principales del Sistema Digital de Monitoreo y Control son:

- Lecturas de las variables principales de operación.
- Conversión de lecturas a unidades de ingeniería.
- En presencia de alarmas de proceso, ejecutar acciones por parte del personal operativo para identificar y corregir cualquier condición anormal del proceso.
- Mostrar a través de desplegados gráficos, las condiciones de operación normales alrededor de los principales equipos y variables de proceso del Área 400 Tuzandepetl.
- Calcular variables de operación no medibles directamente.
- Elaborar reportes periódicos con los resultados obtenidos.
- Obtener un historial de operación que muestre la tendencia del comportamiento de las principales variables de proceso.

Para satisfacer las necesidades de control de los procesos del Área 400 Tuzandepetl, se requiere integrar y comunicar al Sistema de Control Distribuido existente en el CAE

Tuzandepetl, el Sistema Digital de Monitoreo y Control del Sistema de Suministro de Agua, el SDMC del proceso de Lixiviación y el SDMC del Proceso de Explotación; esto deben tener la capacidad para ejecutar algoritmos de cálculo y lazos de control continuo, que permitan ajustar las diversas variables de proceso de acuerdo a los cambios de estado generados en el proceso.

Parte fundamental del Sistema Digital de Monitoreo y Control es contar con el mejor diseño y visualización de los desplegados gráficos en la consola de operación, que permitan al operador monitorear y manipular las variables del proceso del Área 400 Tuzandepetl, por lo cual, las consolas de operación y periféricos es necesario que estén de acuerdo con lo indicado en la norma internacional ISO-11064.

El diseño de los SDMC debe contemplar la comunicación con el Sistema de Control Distribuido de Explotación existente de la CAE Tuzandepetl, para lo cual se debe de considerar el hardware, software, protocolos e interfaces de comunicación que permitan la total transparencia en el intercambio de información; contemplando para este propósito la correcta integración de datos en la red Ethernet Industrial existente, aprovechando en general la infraestructura.

Las principales secciones del proceso que deben ser consideradas sin ser limitativas para compartir información y realizar el monitoreo son: manejo del suministro de agua para lixiviación, manejo de salmuera producto de la lixiviación, integración de la instrumentación de los equipos de bombeo de crudo a rehabilitar, el sistema de llenado de crudo de las cavernas durante la explotación y el flujo de salmuera a las presas de almacenamiento de salmuera, así como el flujo inverso de salmuera y crudo hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas durante la explotación de Crudo.

Para lograr la integración transparente de la información con el Sistema de Control Distribuido de Explotación existente Área 300s, se debe considerar la compatibilidad con el hardware y software existente que conforman este sistema, contemplando lo siguiente:

Crear y/o modificar las pantallas (desplegados) de monitoreo necesarias en las

estaciones de operación existentes en el CAE Tuzandepetl, para monitorear las variables de los Sistemas de Suministro de Agua, Proceso de Lixiviación y en el Sistema de Explotación, para la visualización de la información.

La configuración y programación de equipos existentes se debe realizar evitando poner fuera de operación el software y programas que se tienen actualmente funcionando, así mismo, se debe contar con todos los medios para comprobar la correcta transferencia de la información.

d) Sistema de Administración de Alarmas.

El Sistema de administración de alarmas se muestra en los Diagramas de Tubería e Instrumentación de los Sistema de suministro de agua, del Proceso de Lixiviación y del Proceso de Explotación, estas alarmas se integrarán al SDMC y tendrá comunicación con el Sistema de Control Distribuido existente en las instalaciones del CAE Tuzandepetl, para comunicar a los operadores cuando alguna desviación de las variables de proceso ocurra y estos puedan realizar acciones operativas de acuerdo a los procedimientos de operación.

Consideraciones adicionales en el diseño de los Sistemas de Control, el Cuarto de Control y la Eficiencia Operativa.

La arquitectura de los Sistemas de Control en la instalación contará con la instrumentación, hardware y software de última tecnología, lo cual permitirá obtener la información de diagnósticos y fallos de cada uno de sus dispositivos y/o equipos. Además este tipo de tecnología permitirá contar con las protecciones necesarias de Ciberseguridad que evitarán la afectación de cualquier virus informático malicioso en el monitoreo, control y/o acción de emergencia requerida bajo una demanda de un escenario de riesgos.

El Sistema de Administración de Alarmas depende en gran medida del diseño del cuarto de control, por lo cual se tiene considerado un diseño con la mejor distribución y espacios adecuados, para el tránsito y operación del personal operativo que participa en el control del proceso. La consola de operación centralizada y las Interfases Humano Maquina (IHM), están contempladas con un diseño centrado en el factor humano, lo cual coadyuvara a reducir el

ambiente de estrés y cansancio en el día a día del monitoreo y control de las instalaciones terrestres, lo cual permitirá tomar de manera relajada, las mejores decisiones del personal operativo ante una condición anormal del proceso.

La capacitación y/o entrenamiento de los operadores en la instalación y el adecuado diseño de los procedimientos de trabajo y manuales de operación, será un proceso dinámico y de administración del cambio que permitirá el mejor desempeño del operario en la consola de operación.

Durante el diseño y construcción de las instalación y selección de los equipos de proceso, se dotará de condiciones de mantenibilidad, considerando aspectos tales como accesibilidad, modularidad, estandarización y simplicidad, con el objetivo de permitir una apropiada reparación en un tiempo máximo establecido y, por lo tanto, se minimice el impacto potencial que una avería puede tener en la disponibilidad y seguridad de algún equipo de proceso. Para contrarrestar consecuencias negativas derivadas de fenómenos de desgaste propio de un equipo o situaciones de estrés ocasionadas por las condiciones de proceso, se adoptarán diferentes tareas de mantenimiento preventivo (Antes de que ocurra la avería) y mantenimiento correctivo (Cuando la avería ocurrió) implementando los correspondientes programas de mantenimiento e inspección a equipo estático, equipo dinámico, tuberías y ductos. Dichos programas de mantenimiento e inspección estarán basados de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes, tecnólogos y el tiempo medio de reparación (MTTR).

Dado el tipo de instalaciones y fluidos en operación, se establecerán planes de mantenimiento basado en la condición, persiguiendo la obtención de un período de preaviso que transcurre entre la detección de un malfuncionamiento del equipo y/o dispositivo considerado (fallo potencial) y el instante de ocurrencia de su avería (fallo funcional) con el fin de tener un margen de actuación suficiente para poder adoptar las medidas de actuación oportunas que en primera instancia no pongan en peligro al personal operativo, la integridad del equipo, la instalación, la producción y/o el medio ambiente.

Capítulo IV

CONTENIDO

IV. RESUMEN.	2
IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.	2
IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.	4
IV.3 Presentar el informe técnico.	14

Indice de Tablas

<i>Tabla IV. 1 Nivel de riesgo identificado en cada área del proceso</i>	<i>4</i>
<i>Tabla IV. 2 Escenarios de incendio más probables de tipo Jet Fire y Pool Fire.</i>	<i>6</i>
<i>Tabla IV. 3 Radios máximos alcanzados por sobrepresión de los escenarios más probables</i>	<i>7</i>
<i>Tabla IV. 5 Escenarios de riesgo de las instalación que tienen efecto sobre los componentes ambientales al exterior de la Instalación Instalación.</i>	<i>9</i>
<i>Tabla IV. 6 Sustancias involucradas</i>	<i>14</i>
<i>Tabla IV. 7 Antecedentes de accidentes e incidentes</i>	<i>15</i>
<i>Tabla IV. 8 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales</i>	<i>16</i>
<i>Tabla IV. 9 Estimación de consecuencias</i>	<i>18</i>
<i>Tabla IV. 10 Criterios utilizados</i>	<i>20</i>

IV. RESUMEN.

IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.

La situación general que presentan esta instalación en materia de riesgos está directamente asociada a la peligrosidad de las sustancias y productos manejados y almacenados, a las condiciones de operación como: altas presiones, temperaturas, flujos, altos inventarios, etc., sin embargo, los sistemas de control y de seguridad están diseñados para mantener las variables de proceso bajo control dentro de los rangos permitidos para una operación segura de las instalaciones.

La implementación de los sistemas de prevención y mitigación, tales como: equipos, sistemas de seguridad, personal operativo y administrativo deberá estar debidamente capacitado para asegurar el mejor desempeño dentro de sus actividades específicas, contribuyendo a mantener el riesgo a niveles aceptables; permitiendo una operación correcta y segura de la instalación, lo cual reducirá la probabilidad de ocurrencia y control de los eventos identificados que podrían afectar al personal, a las instalaciones, al ambiente y al entorno.

En la instalación se contará con personal operativo y administrativo con experiencia en sistemas de administración de la seguridad de los procesos SASP, sistemas de administración ambiental SAA y de seguridad en el trabajo SAST, muy alineados al Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, requerido en las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos”, DOF 13 de mayo de 2016, por lo que cumplir con los requisitos del SASISOPA y su implementación es muy factible en el corto plazo.

En general, los procesos e instalaciones en el mundo, por la naturaleza de las propiedades físicas y químicas de las sustancias, materiales, productos, subproductos e inclusive los residuos peligrosos involucrados, así como las condiciones de manejo, condiciones críticas de operación, generan de forma inherente riesgos diversos, desde riesgos aceptables, hasta riesgos inaceptables. De acuerdo a las metodologías de identificación de peligros aplicadas todos los riesgos se encuentran en el rango de riesgos tolerables.

Estos riesgos mostrarán una tendencia a disminuir si durante cada etapa del proyecto se ejecutan acciones que contribuyan a asegurar la calidad de materiales, equipos e instrumentos que se instalarán, contando con el desarrollo y ejecución de planes y programas de integridad mecánica cuyo objetivo principal es la prevención de fugas y

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	

derrames. Aunado a lo anterior, con el adecuado mantenimiento, se incrementará la confiabilidad en las operaciones dentro de las instalaciones, evitando el deterioro acelerado de líneas de proceso, ductos, recipientes, equipo dinámico y paros innecesarios de instalaciones.

La puesta en práctica de las acciones de respuesta ante una emergencia de la instalación con el personal e involucrando a la comunidad aledaña, ayudarán a generar confianza entre los operadores a nivel interno y a la población por medio de los planes de respuesta a emergencias a nivel externo.

El desarrollo del Estudio de Riesgo Ambiental Modalidad Análisis de Riesgo de la Instalación Área 400 Tuzandepetl, se realizó utilizando información técnica y descripción de los procesos de la Ingeniería Básica desarrollada.

Algunos de los escenarios de riesgo propuestos y simulados con PHAST, reflejan distancias de afectación significativa, sin embargo fueron modelados bajo las peores condiciones sin considerar las medidas de prevención y mitigación indicadas en el estudio. Con la activación y actuación de estas medidas, los niveles de riesgo se reducirán de manera significativa.

La implementación de las buenas prácticas de ingeniería durante el diseño, construcción, operación y mantenimiento; así como el cumplimiento normativo coadyuvarán al éxito de la Instalación en el Área 400 Tuzandepetl

El Estudio de Riesgo Ambiental para la Instalación fue desarrollado con un nivel de ingeniería básica, por lo que una vez que se cuente con la ingeniería Feed o de detalle propia para la instalación previo al inicio de operaciones, se deberá actualizar el Estudio de Riesgo con una nueva identificación de peligros y estimación de consecuencias de acuerdo a los nuevos escenarios de riesgo que surjan de esta actualización.

IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.

Derivado del análisis de información técnica de ingeniería y de las condiciones meteorológicas y de ubicación del sitio de proyecto, se elaboró el Estudio de Riesgo Ambiental considerando las instalaciones que comprenden el Proyecto. Una vez aplicadas las metodologías What if? (¿Qué pasa si?) y Check List (Lista de Verificación), se obtuvieron 10 eventos de peligros de los cuales se realizaron 12 simulaciones de posibles escenarios de riesgo que fueron clasificados mediante la Matriz de Jerarquización como:

- Tipo A, Riesgos No Tolerables: 0%.
- Tipo B, Riesgos Indeseables: 0%.
- Tipo C Riesgos Aceptables con Controles: 0%.
- Tipo D Riesgo Tolerables: 100% (10 eventos).

Como resultado de la aplicación de la metodología What if? (¿Que pasa si?) para el proceso de perforación de los pozos TUZ-406 y la metodología Check List (Lista de verificación) para el proceso de Lixiviación y el proceso de Explotación de crudo, en la Tabla IV.1 se mencionan los puntos o equipos donde podrían presentarse los eventos de riesgo; así como el nivel de riesgo clasificado de acuerdo con la Matriz de Jerarquización y el número de eventos que resultaron para el proyecto “Construcción de Cavidades de Almacenamiento en Domos Salinos para la Gerencia de Operaciones de Tratamiento y Logistica Primaria Sur (GOTLP Sur)” Área 400 Tuzandepetl.

Tabla IV.1 Nivel de riesgo identificado en cada área del proceso

Área 400 Tuzandepetl	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Perforación de pozos TUZ-403/TUZ-406	Derrame de lodos de perforación/salmuera en el área de temblorinas.	D	1
Proceso de Lixiviación	Cabezal de salmuera 16" SL-410-T-D11T1-1.	D	2
	12" SL 402 TD11T1 ó 12" SL 404 TD11T1 líneas de salida de salmuera de cavidades.	D	
Proceso de Explotación de Crudo	Interconexión 24" P401C-D02T1 del cabezal de 24" P-134-TD01T1 y el cabezal de 24" P410 C-D02T1-1 en la descarga de la bomba GA-201 G/H.	D	7
	Interconexión 24" P402C-D02T1 del cabezal de 30" P-238-600 y el cabezal de 24" P410 C-D02T1-1 en la descarga de la bomba GA-201 G/H.	D	

Área 400 Tuzandepetl	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
	Línea 16" P 412 CD02T1 de alimentación/extracción de crudo a/en TUZ-403.	D	
	Línea 16" P 415 CD02T1 de alimentación/extracción de crudo a/en TUZ-406.	D	
	Cabezal de salmuera de 24" SE-410-T-B11T1.	D	
	SE-410-1 -T-B11T1; 12" SE-410-1 -T-D11T1;12" SE-410-2 -T-D11T1 recirculación de bombas de salmuera GA-202 G/H a presa B.	D	
	20" SE-410-3-T-B11T1; 20" SE-410-3 -T-D11T1 retorno de salmuera a presa B.	D	
Total de eventos			10

Derivado de la identificación de peligros y del proceso de jerarquización, se encontró que los niveles de riesgo no Tolerable (Tipo A) y niveles de riesgo indeseables (tipo B) no se identificaron en el proceso de perforación de pozos, suministro de agua y Lixiviación, asimismo tampoco en el proceso de Explotación de Crudo a juicio del equipo de análisis de PEMEX e IMP participante en el análisis realizado el 27 y 28 de octubre de 2020 y el What if? (¿Que pasa si?) 12 de noviembre de 2020.

Una vez identificados los eventos de riesgo, se llevó a cabo la estimación de consecuencias mediante el uso del software Process Hazard Analysis Software Tools (PHASt) versión 8.0.

Para la modelación de escenarios de riesgo se consideró una estabilidad atmosférica representativa del sitio D con una velocidad de viento de 2.7 m/s y las condiciones más adversas que fueron representadas con una estabilidad F y una velocidad de viento de 1.5 m/s. Sin embargo para este estudio se representaron los radios de afectación, para las condiciones más adversas.

Resultados de los escenarios más probables.

Los criterios usados para radicación térmica son de 5 y 1.4 KW/m², para ondas de sobrepresión de 1 y 0.5 psi; así como para los niveles de concentración por toxicidad el IDLH y TLV, para la zona de alto riesgo (ZAR) y la zona de amortiguamiento (ZA) respectivamente. En primera instancia, se mencionan los tres primeros escenarios mas probables de mayor radio de afectación para la zona de alto riesgo (ZAR):

Efectos por incendio (Radiación térmica)

- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Maya en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H con un radio de afectación de 94.23 m.
- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Istmo en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H con un radio de afectación de 94.23 m.
- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Istmo en linea a cavidad con un radio de afectación de 93.20 m.

En el Capitulo II se dan los detalles de estos escenarios y en la Tabla IV.2 se muestran los escenarios de riesgo por incendio tipo Pool fire de los eventos más probables en orden descendente, indicando las distancias alcanzadas tanto para la zona de alto riesgo como para la zona de amortiguamiento.

Tabla IV. 2 Escenarios de incendio más probables tipo Pool Fire.

Jet Fire y Pool Fire				
Área 400 Tuzandepetl	Escenario	Evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Radios de Afectación (m)
Proceso de Explotación de crudo	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H caso mas probable	Pool Fire	ZAR	94.23
			ZA	138.15
	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Pool Fire	ZAR	94.23
			ZA	138.15
	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en linea a cavidad	Pool Fire	ZAR	136.80
			ZA	93.20

Efectos por explosión (sobrepresión)

Para estos eventos máximos probables por sobrepresión de acuerdo a los resultados de la modelación, no se obtuvieron efectos hacia el exterior de la instalación. Sin embargo, a continuación se mencionan los mayores radios de afectación que resultaron de dicha simulación por explosión.

- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Maya en en línea a cavidad con un radio de afectación de 62.52 m.
- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Istmo en en línea a cavidad con un radio de afectación de 62.52 m.
- Proceso de explotación de crudo, Fuga 0.6" (DEF) de crudo Maya en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H con un radio de afectación de 62.51 m.

En el Capítulo II se dan los detalles de estos escenarios y en la Tabla IV.3 se muestran en orden descendente los radios máximos alcanzado de cada planta por sobrepresión.

Tabla IV. 3 Radios máximos alcanzados por sobrepresión de los escenarios más probables

Sobrepresión			
Área 400 Tuzandepetl	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
Proceso Explotación crudo	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	ZAR	62.52
		ZA	73.16
	LOG-CAET-CMP-TI-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo ISTMO en línea a cavidad	ZAR	62.52
		ZA	73.16
	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	ZAR	62.51
		ZA	73.16

Efectos de toxicidad.

En este mismo orden, para efectos de “toxicidad”, en el análisis de consecuencias también se consideraron las mismas condiciones atmosféricas y los criterios de toxicidad IDLH para la zona de alto riesgo y TLV para la zona de amortiguamiento, de la simulación de estos escenarios resultó que:

No se alcanzaron resultados de toxicidad debido a que los componentes de la composición utilizada no considera componentes tóxicos.

Tabla IV. 4 Escenarios de riesgo que tienen efecto sobre los componentes ambientales al exterior de la Instalación.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
CAE Tuzandepetl	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB Fuga 2.295" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	350.283	172 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	226.491	47 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H CASO	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	138.153	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	94.2292	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB Fuga 0.6885" (DEF) de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	151.117	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	102.316	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB Fuga 2.22" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	342.098	160	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al NOR fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	221.393	41	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	138.153	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	94.2292	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB Fuga 0.666" (DEF) de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	147.882	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	100.302	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
Área 400 Tuzandepetl explotación de crudo líneas a cavidades de crudo	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	349.87	62 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	225.918	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC Fuga 0.6" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	136.802	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	93.2016	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
	LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC Fuga 0.696" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	150.714	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZAR= 5 KW/m ²	101.851	-	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	341.113	291 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación y asentamientos humanos con afectación a 1.4 kw/m ²
			ZAR= 5 KW/m ²	220.466	170 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	136.802	85 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	93.2016	41 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
	LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	Radiación térmica (Pool Fire)	ZA= 1.4 KW/m ²	147.26	96 m	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la instalación al otro lado de la vía de comunicación.
			ZAR= 5 KW/m ²	99.6912	47 m-	Posibles afectaciones a la vegetación que se ubica al Noroeste fuera de la

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
						instalación al otro lado de la vía de comunicación.

IV.3 Presentar el informe técnico.

A continuación se presentan las tablas del informe técnico con resultados de la estimación de consecuencias empleando el software PHAST, para cada una de las instalaciones en estudio.

Proceso de Explotación de crudo.

Tabla IV. 5 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Crudo (maya 100%)	8002-05-9	0.92479 aprox (21-22 °API)	ESC*	ND	60.96	54 (767.88 psi)	0.469	Líneas de interconexión de crudo a la descarga de GA-201 G/H
Crudo (Istmo 100%)	8002-05-9	0.86515 aprox	ESC*	ND	60.96	54 (767.88 psi)	0.469	Líneas de interconexión de crudo a la descarga de GA-201 G/H
Crudo (maya 100%)	8002-05-9	0.92479 aprox (21-22 °API)	ESC*	ND	40.64	52 (739.44)	ND	Líneas de llenado en cavidades TUZ-403/TUZ-404
Crudo (Istmo 100)	8002-05-9	0.86515 aprox	ESC*	ND	40.64	52 (739.44)	ND	Líneas de llenado en cavidades TUZ-403/TUZ-404

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario. ND-No disponible

Tabla IV. 6 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2019	México	CAE Tuzandepetl	Crudo	Fuga	Escurrimiento de crudo en la abrazadera colocada en la succión de la bomba de 16" Ø Crudo GA-201 E	Sin afectación se cuenta con drenaje aceitoso.	Suspensión de extracción de crudo, aislamiento, depresionamiento y reparación.
2019	México	CAE Tuzandepetl	Crudo	Fuga	Perdida de contención de crudo Maya en Línea de 24" del Grupo I de Cavidades	Suelo	Reparación
2019	México	Área de trampas CAE Tuzandepetl	Crudo	Fuga	Perdida de contención de crudo en la acometida del Oleoducto de 24"Ø Nuevo Teapa - CAE Tuzandépetl	Suelo	Reparación
2020	México	Área de cavidades 300s	Crudo	Derrame	Área de la cavidad TUZ-311, equipo de reparación de pozos al intervenir se provoca derrame en la localización, escurriendo hacia la presa "B" de salmuera.	Suelo y contaminación de presa	Suspensión de la intervención, control y recuperación de aceite de presa B.

Tabla IV. 7 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.	Fuga 2.295" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H. (Peor caso)	√	√	√	√	Interconexión 24" P401C-D02TI.	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB	Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H (Caso más probable)	√	√	√	√	Interconexión 24" P401C-D02TI.	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB	Fuga 0.6885" (DEF)de crudo MAYA en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	√	√	√	√	Interconexión 24" P401C-D02TI.	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB	Fuga 2.22" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	√	√	√	√	Interconexión 24" P402C-D02TI	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB	Fuga 0.6" (DEF) de ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	√	√	√	√	Interconexión 24" P402C-D02TI	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB	Fuga 0.666" (DEF)de crudo ISTMO en interconexión de descarga de bombas GA-201 G/H	√	√	√	√	Interconexión 24" P402C-D02TI	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC	Fuga 2.32" (DEF) de crudo MAYA en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02TI ó 16" P 415 CD02TI	Lista de verificación	Aire, Suelo

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
3	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC	Fuga 0.6" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02T1 ó 16" P 415 CD02T1	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC	Fuga 0.696" (DEF)de crudo MAYA en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02T1 ó 16" P 415 CD02T1	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC Fuga 2.24" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02T1 ó 16" P 415 CD02T1	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC	Fuga 0.6" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02T1 ó 16" P 415 CD02T1	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC	Fuga 0.672" (DEF)de crudo ISTMO en línea a cavidad	√	√	√	√	Línea 16" P 412 CD02T1 ó 16" P 415 CD02T1	Lista de verificación	Aire, Suelo

Tabla IV. 8 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.		√	102160.8	Kg	Líquido				√		PHAST	226.49	122.46
1	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB		√	6982.68	Kg	Líquido					√	PHAST	94.22	62.51
1	LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB		√	9194.46	Kg	Líquido					√	PHAST	102.31	62.86
2	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB		√	95592.6	Kg	Líquido				√		PHAST	221.39	122.49
2	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB		√	6982.68	Kg	Líquido					√	PHAST	94.22	62.51
2	LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB		√	8603.34	Kg	Líquido					√	PHAST	100.30	62.79
3	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC		√	102450	Kg	Líquido				√		PHAST	225.91	121.14
3	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC		√	6852.3	Kg	Líquido					√	PHAST	93.20	62.52
3	LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC		√	9220.5	Kg	Líquido					√	PHAST	101.85	62.88
4	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC		√	95506.2	Kg	Líquido			√			PHAST	220.46	122.47
4	LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC		√	6852.3	Kg	Líquido				√		PHAST	93.20	62.52

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
4	LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC		√	8595.54	Kg/s	Líquido				√		PHAST	99.69	62.81

Efectos Potenciales.

(C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).

(G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.

(S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

(R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.

(N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 9 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	Escenario	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	LOG-CAET-PC-01-MAYA-DB.	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
1	LOG-CAET-CMP-02-MAYA-DB	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
1	LOG-CAET-CA-03-MAYA-DB	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
2	LOG-CAET-PC-04-ISTMO-DB	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
2	LOG-CAET-CMP-05-ISTMO-DB	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
2	LOG-CAET-CA-06-ISTMO-DB	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
3	LOG-CAET-PC-07-MAYA-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
3	LOG-CAET-CMP-08-MAYA-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
3	LOG-CAET-CA-09-MAYA-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
4	LOG-CAET-PC-10-ISTMO-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
4	LOG-CAET-CMP-11-ISTMO-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
4	LOG-CAET-CA-12-ISTMO-LC	✓	✓	1.5/2.7	F/D	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

Capítulo V

CONTENIDO

*V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS
QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. ____4*

V.1	Formatos de presentación.....	4
V.1.1	Planos de localización.....	4
V.1.2	Fotografías.....	5
V.1.3	Videos.....	28
V.2	Otros anexos.....	28

Índice de Fotografía

<i>Fotografía V. 1. Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de sureste, entronque a villa del Espíritu Santo.....</i>	<i>5</i>
<i>Fotografía V. 2. Calle principal del acceso a Villa del Espíritu Santo.....</i>	<i>5</i>
<i>Fotografía V. 3. Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de Sureste, a Benito Canales.....</i>	<i>6</i>
<i>Fotografía V. 4. Calle principal del acceso a Villa del Espíritu Santo.....</i>	<i>6</i>
<i>Fotografía V. 5 Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de Sureste al área 400.....</i>	<i>7</i>
<i>Fotografía V. 6. Camino de terracería en el área 400.....</i>	<i>7</i>
<i>Fotografía V. 7. Sitio donde se ubicará área Tuza-403.....</i>	<i>8</i>
<i>Fotografía V. 8. Sitio donde se ubicará el área Tuza-406.....</i>	<i>8</i>
<i>Fotografía V. 9. Sitios que limitan el área del proyecto.....</i>	<i>9</i>
<i>Fotografía V. 10. Sitios que limitan el área del proyecto.....</i>	<i>9</i>
<i>Fotografía V. 11. Camino sin pavimentar de la Villa el Espíritu Santo.....</i>	<i>10</i>
<i>Fotografía V. 12. Camino sin pavimentar en Benito Canales.....</i>	<i>10</i>
<i>Fotografía V. 13. Restaurante turístico de marisco que se encuentra en la localidad villa el Espíritu Santo.....</i>	<i>11</i>
<i>Fotografía V. 14. Restaurante turístico de marisco que se encuentra en la Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de Sureste.....</i>	<i>11</i>
<i>Fotografía V. 15. Pozos Tuzandepetl (Producción Salmuera).....</i>	<i>12</i>
<i>Fotografía V. 16. Pemex Tuzandepetl.....</i>	<i>12</i>
<i>Fotografía V. 17. Derecho de Vía dentro del polígono 400.....</i>	<i>13</i>
<i>Fotografía V. 18. Derecho de Vía dentro del polígono 400.....</i>	<i>13</i>
<i>Fotografía V. 19. Área de trampas fuera de operación aledaña al área de Bocatoma.....</i>	<i>14</i>
<i>Fotografía V. 20. Área de trampas fuera de operación aledaña al área de Bocatoma.....</i>	<i>14</i>
<i>Fotografía V. 21. Punto 1, Coordenadas X=347947, Y=1993708, entrada al polígono 400, Vista 1.....</i>	<i>15</i>
<i>Fotografía V. 22. Punto 1, Coordenadas X=347947, Y=1993708, poblado Benito Canales, Vista 2.....</i>	<i>15</i>
<i>Fotografía V. 23. Punto 2, Coordenadas X=348115, Y=1993803, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.....</i>	<i>16</i>
<i>Fotografía V. 24. Punto 2, Coordenadas X=348115, Y=1993803, Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de sureste, Vista 2.....</i>	<i>16</i>
<i>Fotografía V. 25. Punto 3 Coordenadas X=348348, Y=1993812, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.....</i>	<i>17</i>
<i>Fotografía V. 26. Punto 4 Coordenadas X=348210, Y=1992895, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 1.....</i>	<i>17</i>

<i>Fotografía V. 27. Punto 5 Coordenadas X=347970, Y=1992911, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	18
<i>Fotografía V. 28. Punto 5 Coordenadas X=347970, Y=1992911, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 2.</i>	18
<i>Fotografía V. 29. Punto 6 Coordenadas X=347753, Y=1992946, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	19
<i>Fotografía V. 30. Punto 6 Coordenadas X=347753, Y=1992946, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 2.</i>	19
<i>Fotografía V. 31. Punto 7 Coordenadas X=347493, Y=1992944, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	20
<i>Fotografía V. 32. Punto 7 Coordenadas X=347493, Y=1992944, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 2.</i>	20
<i>Fotografía V. 33. Punto 8 Coordenadas X=347504, Y=1993091, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	21
<i>Fotografía V. 34. Punto 8 Coordenadas X=347504, Y=1993091, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 2.</i>	21
<i>Fotografía V. 35. Punto 9 Coordenadas X=347514, Y=1993220, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	22
<i>Fotografía V. 36. Punto 9 Coordenadas X=347514, Y=1993220, Paisaje colindante al polígono 400, Vista 2.</i>	22
<i>Fotografía V. 37. Punto 10, Coordenadas X=347604, Y=1993514, Paisaje dentro del polígono 400, Vista 1.</i>	23
<i>Fotografía V. 38. Punto 10 Coordenadas X=347604, Y=1993514, Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de sureste, Vista 1.</i>	23
<i>Fotografía V. 40. Punto 1, Casa de bombas de Salmuera (Existente) y sitio de ubicación de bombas nuevas GA-202 G/H.</i>	24
<i>Fotografía V. 41. Punto 1 Bombas de salmuera existentes.</i>	24
<i>Fotografía V. 42. Punto 2 Cabezales de succión y descarga de bombas de crudo (existente).</i>	25
<i>Fotografía V. 43. Punto 2 Motobombas GA-201 G/H a rehabilitar.</i>	25
<i>Fotografía V. 44. Punto 2 Casa de bombas de crudo (existente).</i>	26
<i>Fotografía V. 45. Edificio ubicación del Sistema de Control Distribuido (Existente).</i>	26
<i>Fotografía V. 46. Sistema de control Distribuido (existente).</i>	27
<i>Fotografía V. 47. Vista exterior del equipo superficial de una cavidad de crudo (existente).</i>	27

	Estudio de Riesgo Ambiental, Modalidad Análisis de Riesgo <i>Proyecto de Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el Área 400 Tuzandepetl, Municipio Ixhuatlán del Sureste, Veracruz.</i>	

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

V.1 Formatos de presentación.

V.1.1 Planos de localización.

El Plano de Localización General del Área 400 Tuzandepetl, Ixhuatlán del Sureste Veracruz y los planos de Localización General donde se ubican los equipos de proceso de Lixiviación y los equipos proceso de Explotación de crudo se localizan en el Anexo 1.

V.1.2 Fotografías.

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



Fotografía V.1.Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de sureste, entronque a villa del Espíritu Santo.



Fotografía V. 2. Calle principal del acceso a Villa del Espíritu Santo.

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



Fotografía V. 3. Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de Sureste, a Benito Canales.



Fotografía V. 4. Calle principal del acceso a Villa del Espíritu Santo.

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

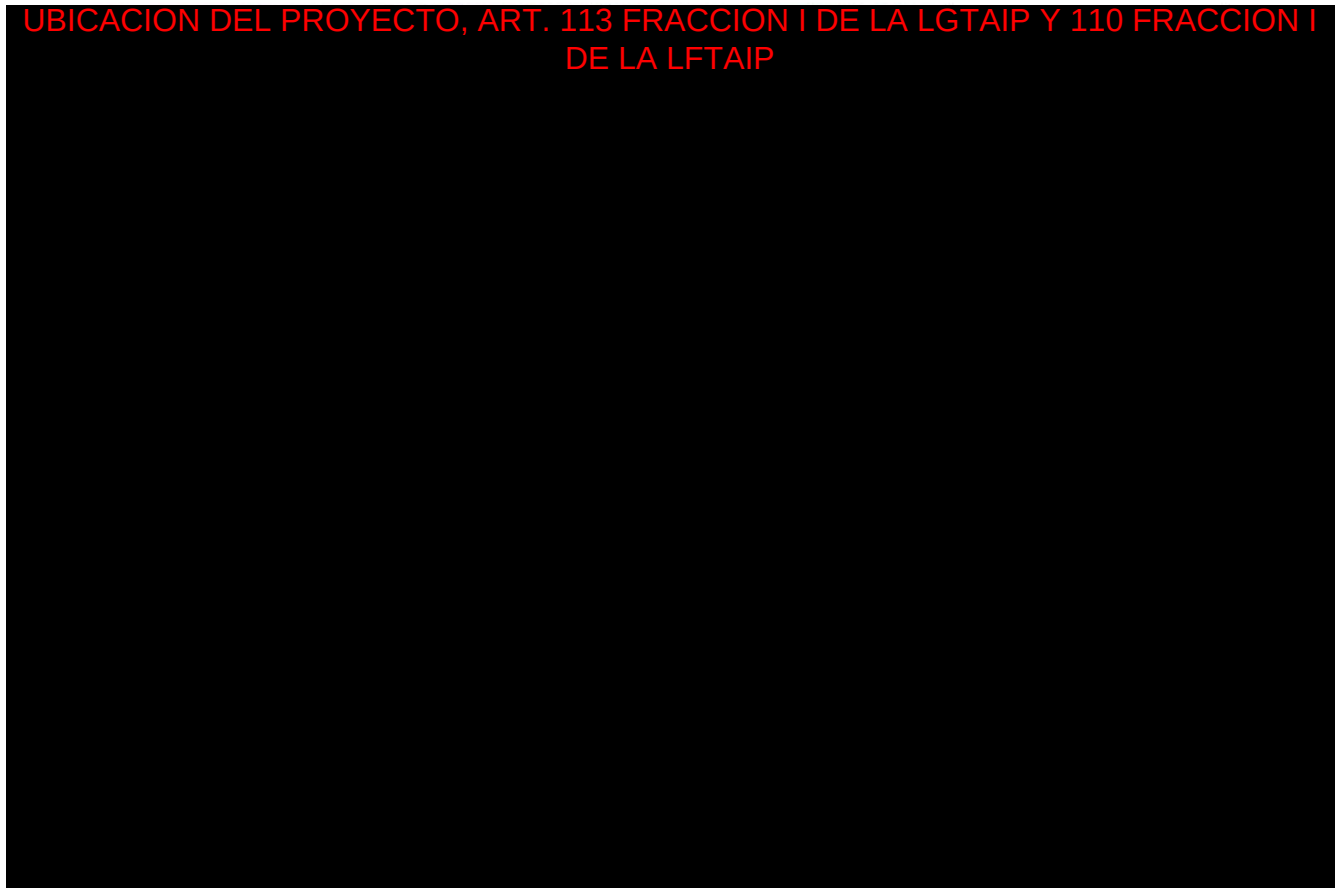


Fotografía V. 5 Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlán de Sureste al área 400.

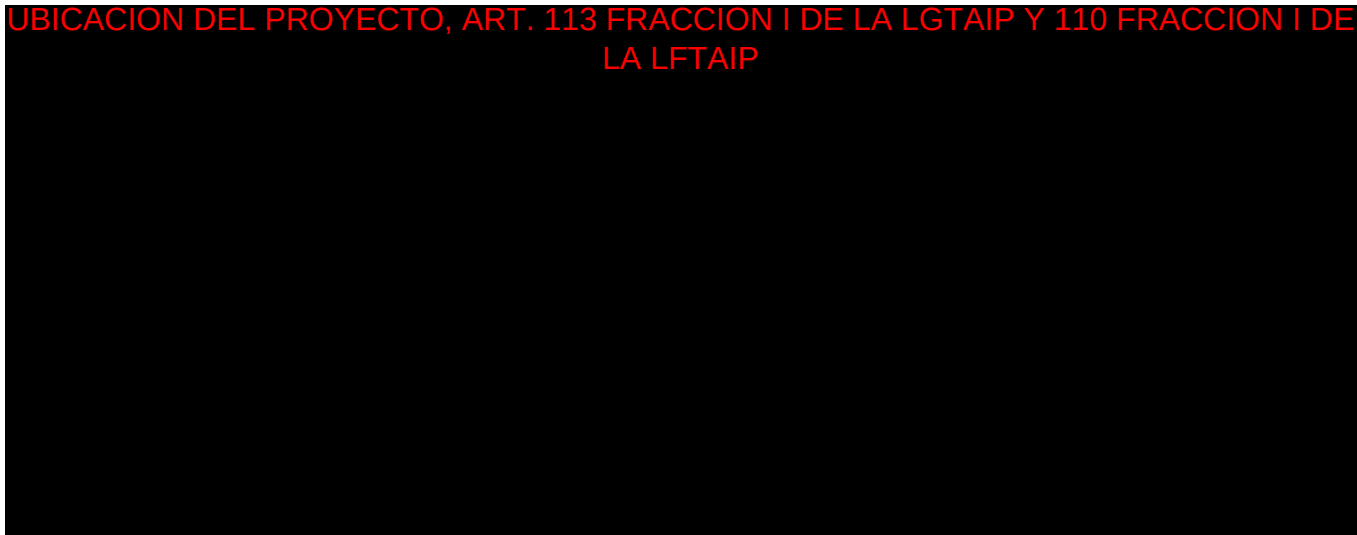


Fotografía V. 6. Camino de terracería en el área 400.

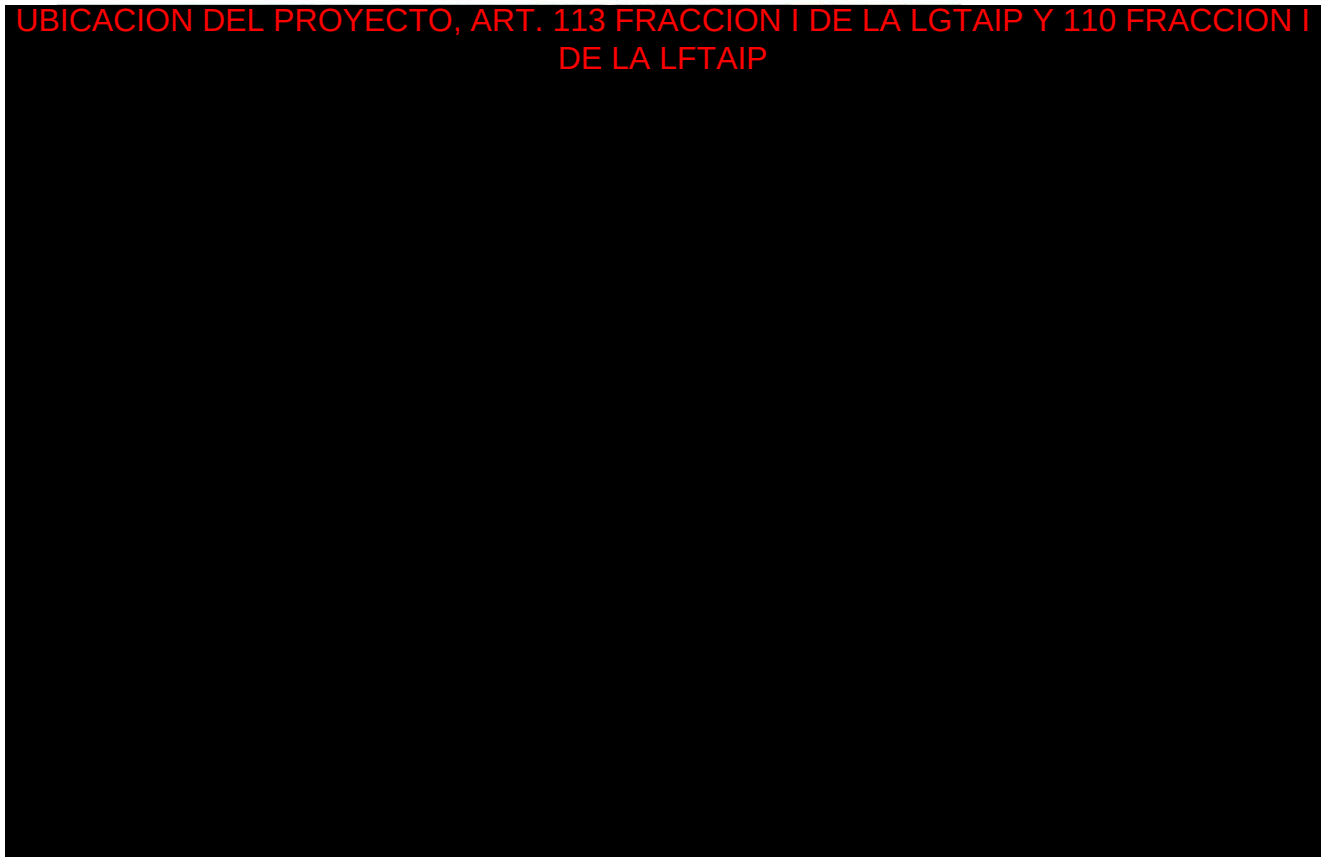
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



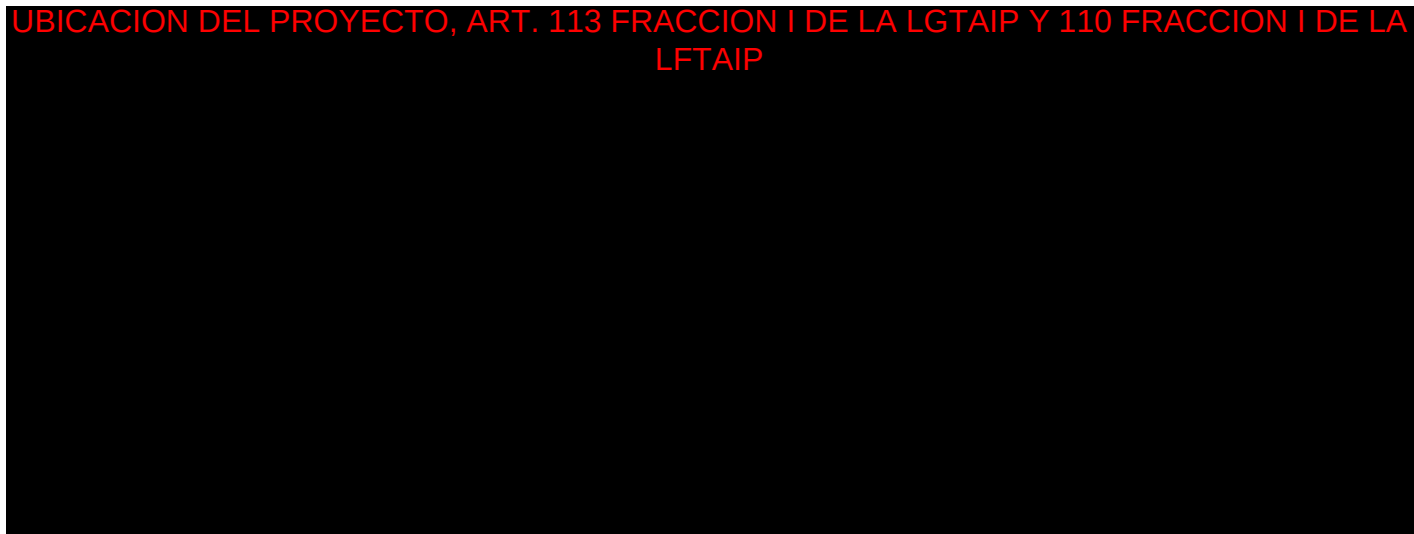
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



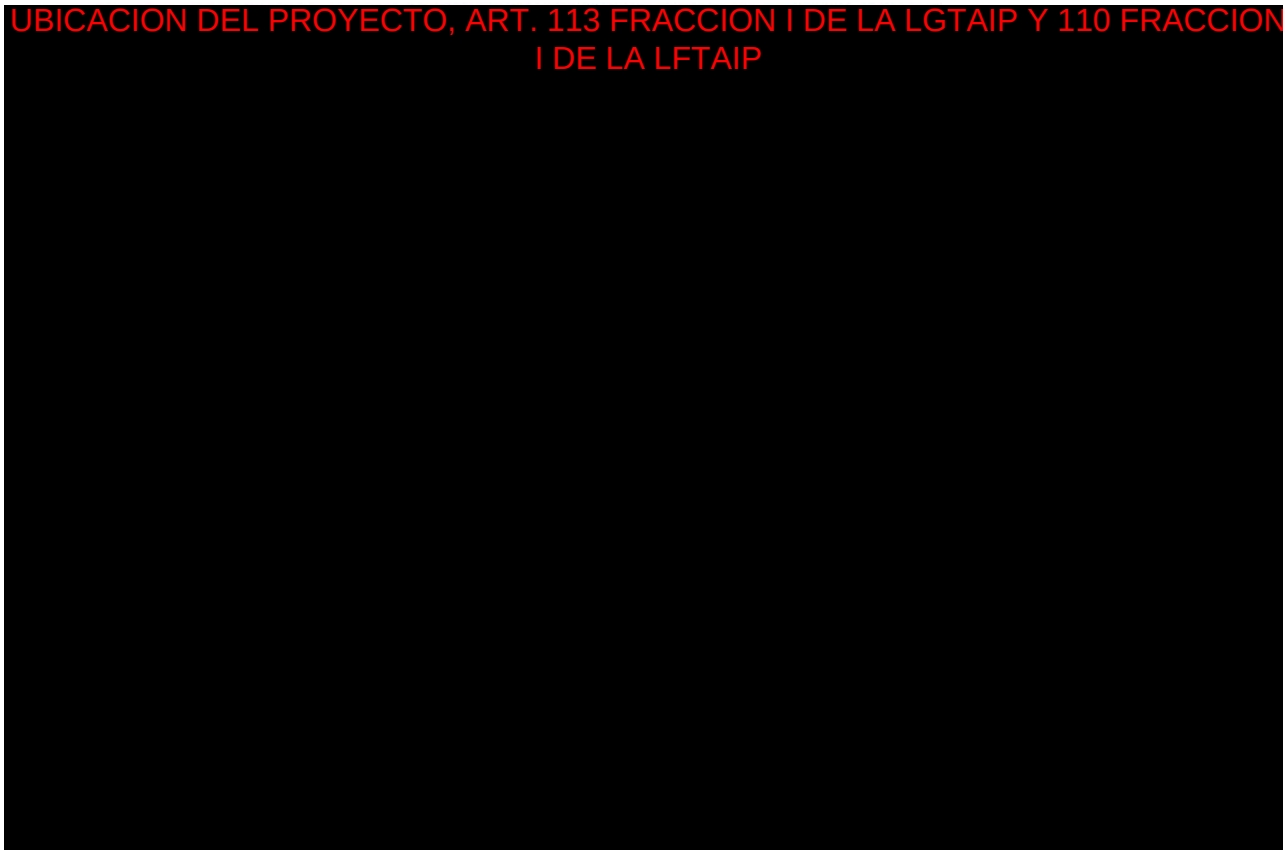
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



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



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



Fotografía V. 11. Camino sin pavimentar de la Villa el Espíritu Santo.



Fotografía V. 12. Camino sin pavimentar en Benito Canales

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

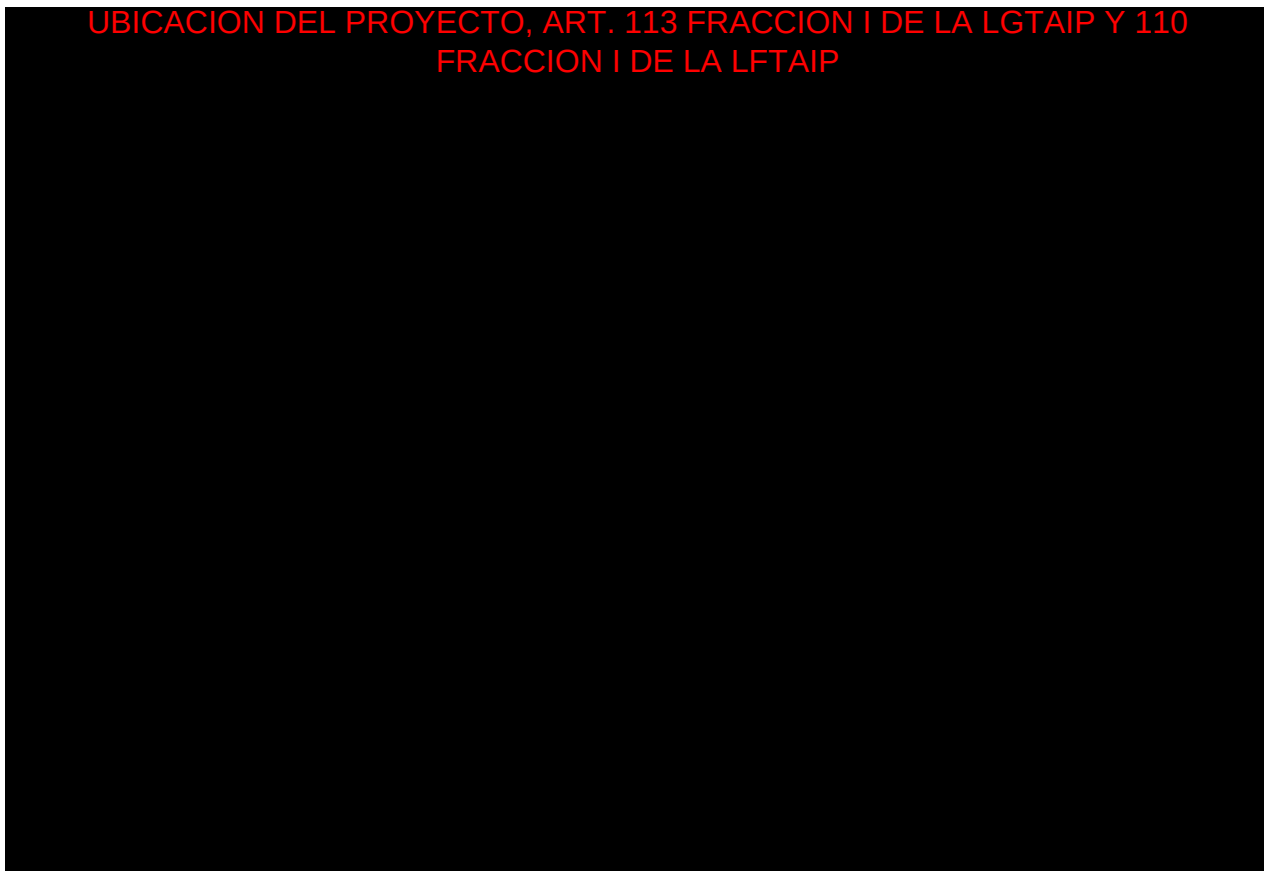


Fotografía V. 13. Restaurante turístico de marisco que se encuentra en la localidad villa el Espíritu Santo.

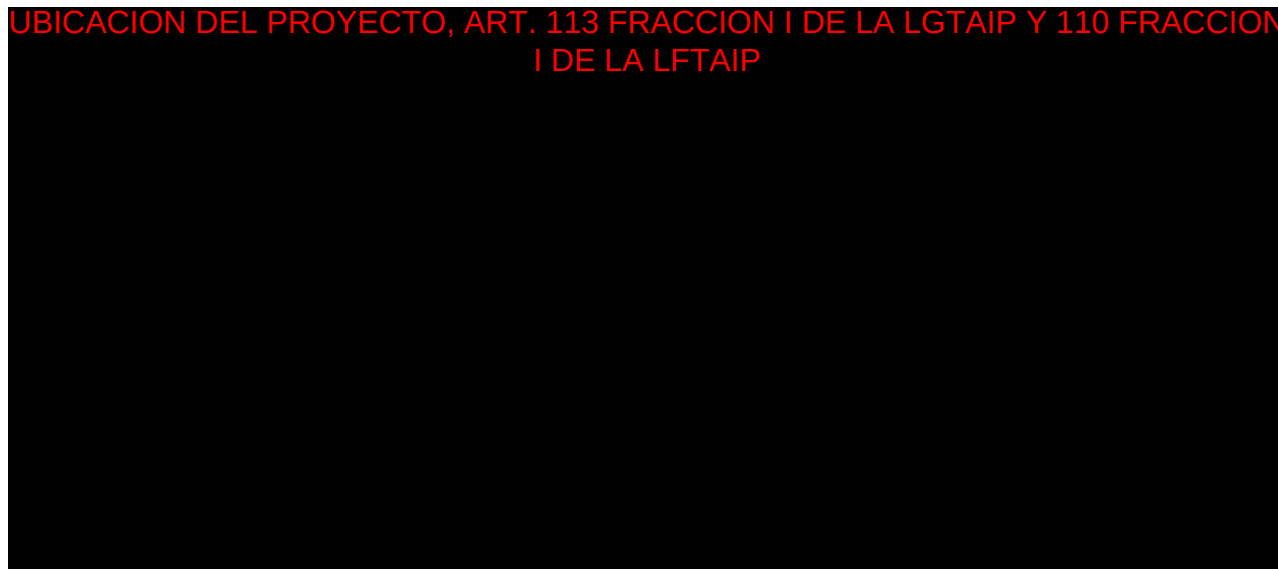


Fotografía V. 14. Restaurante turístico de marisco que se encuentra en la Carretera pavimentada Paso Nuevo-Ixhuatlan de Sureste

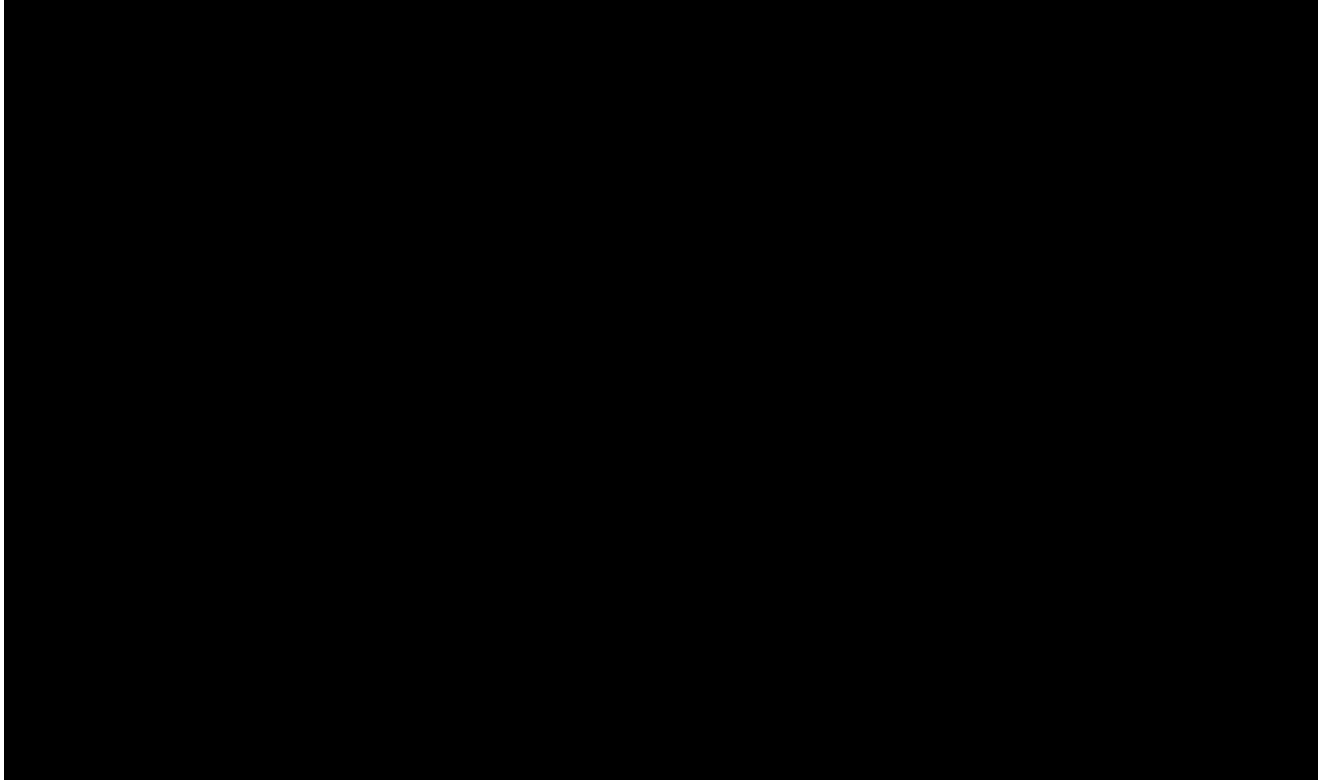
**UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110
FRACCION I DE LA LFTAIP**



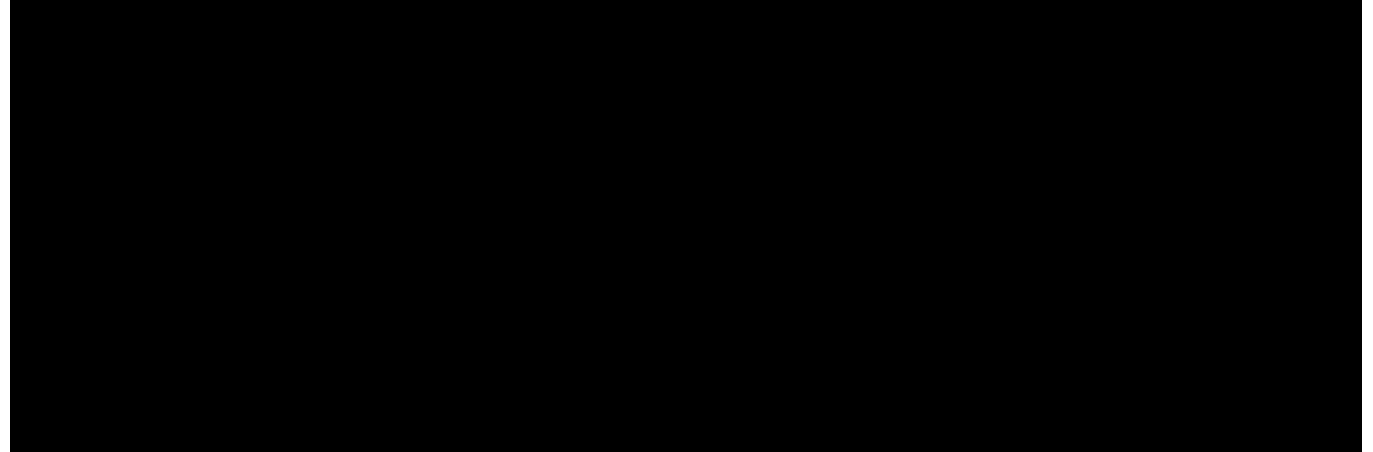
**UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION
I DE LA LFTAIP**

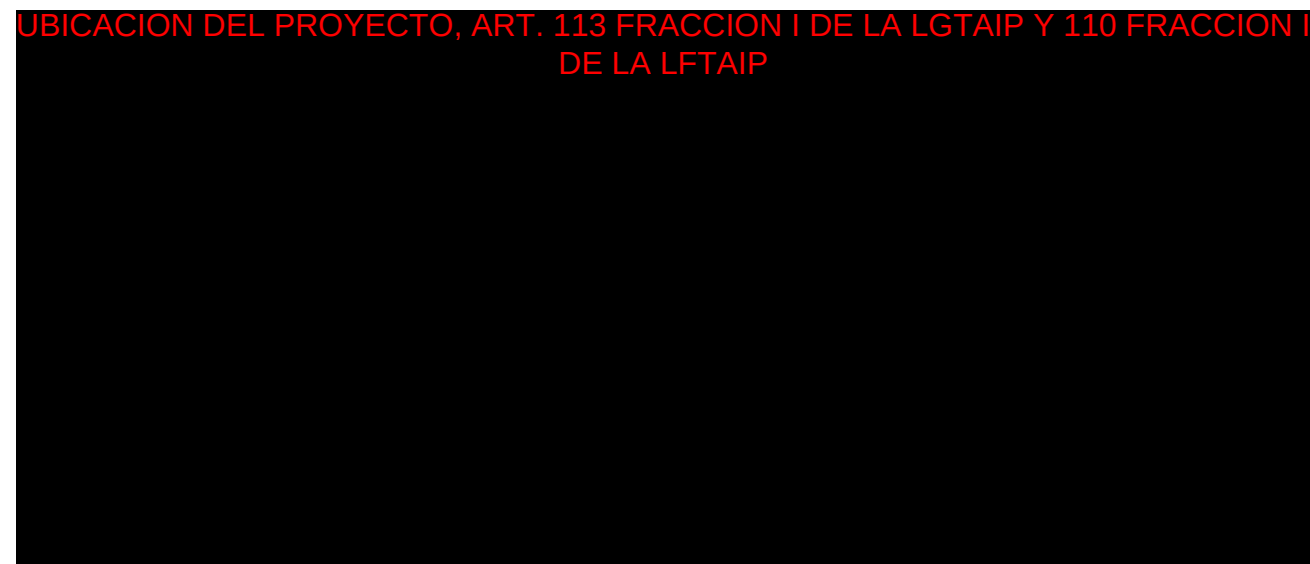
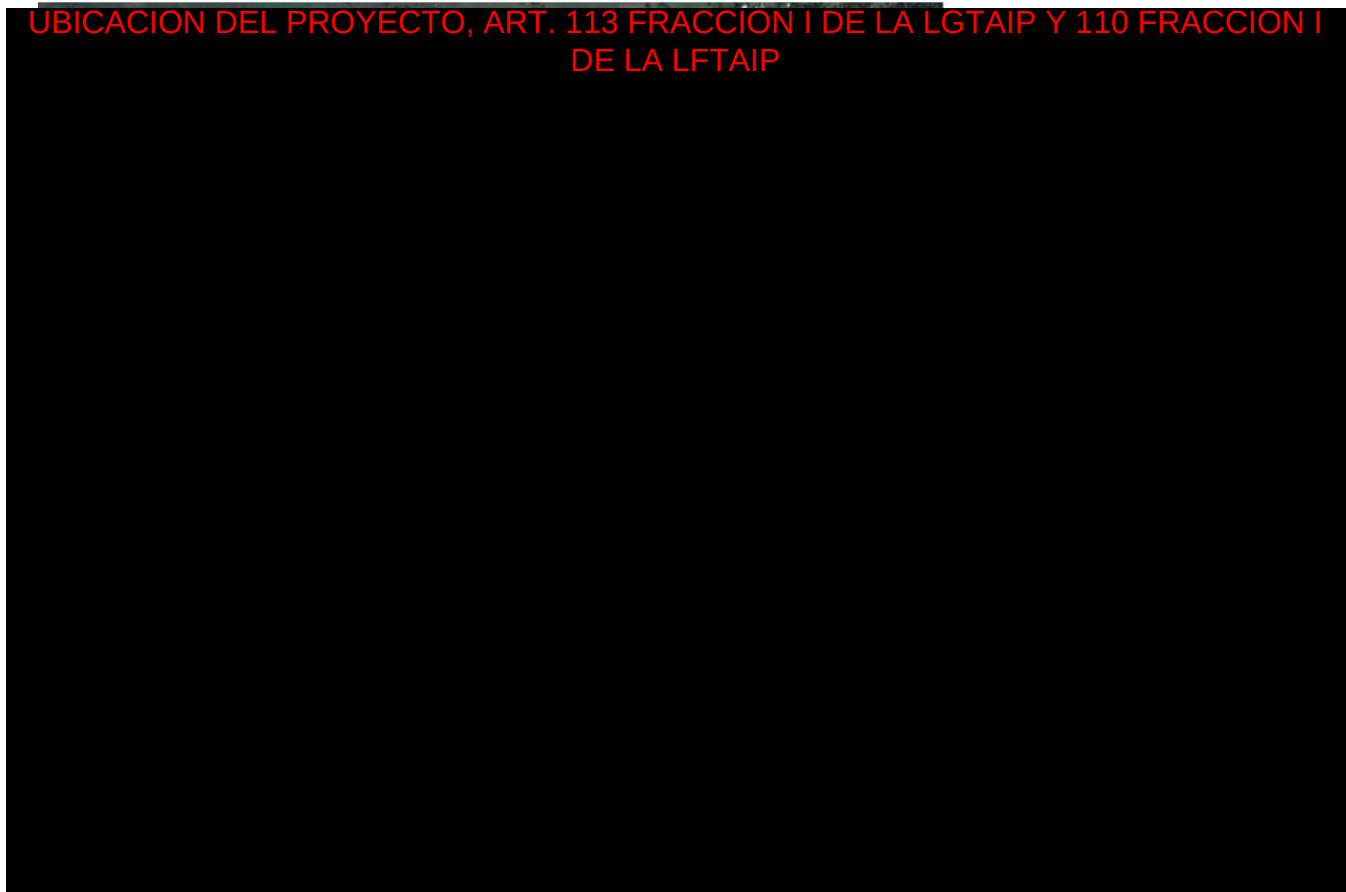


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

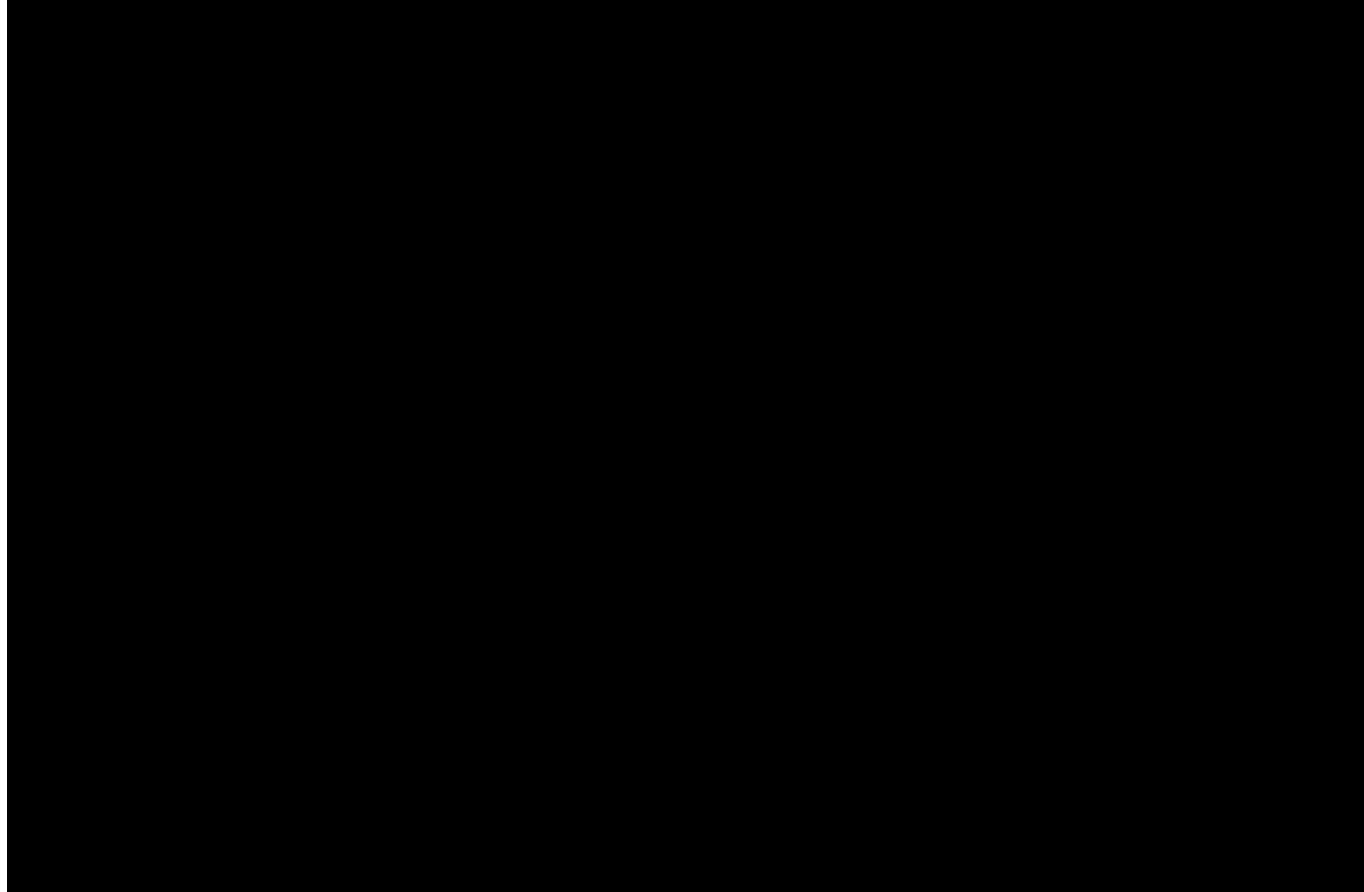


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

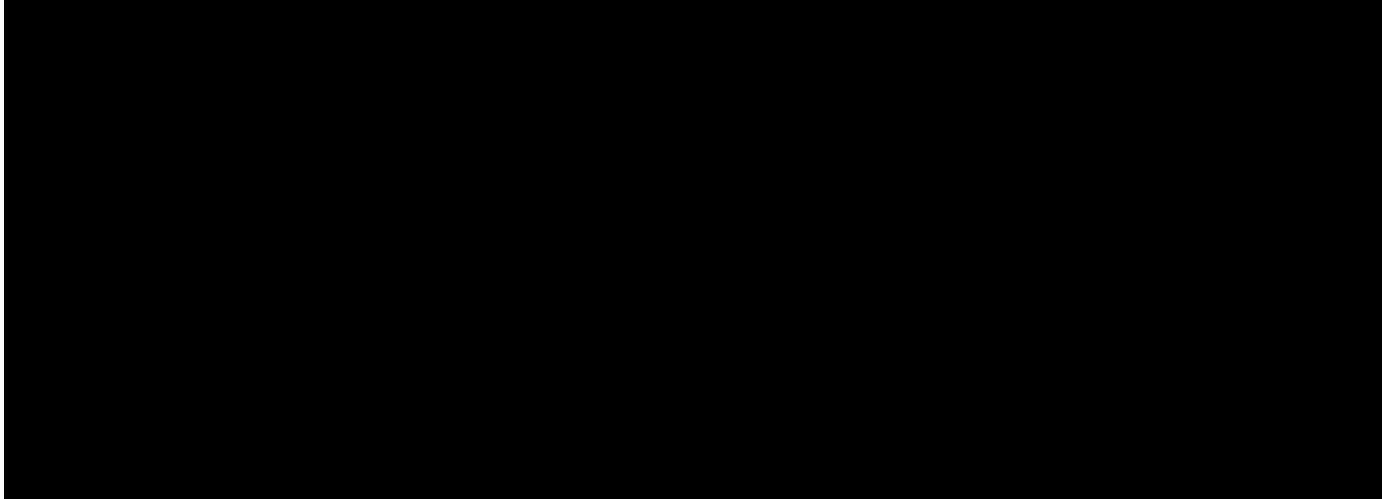




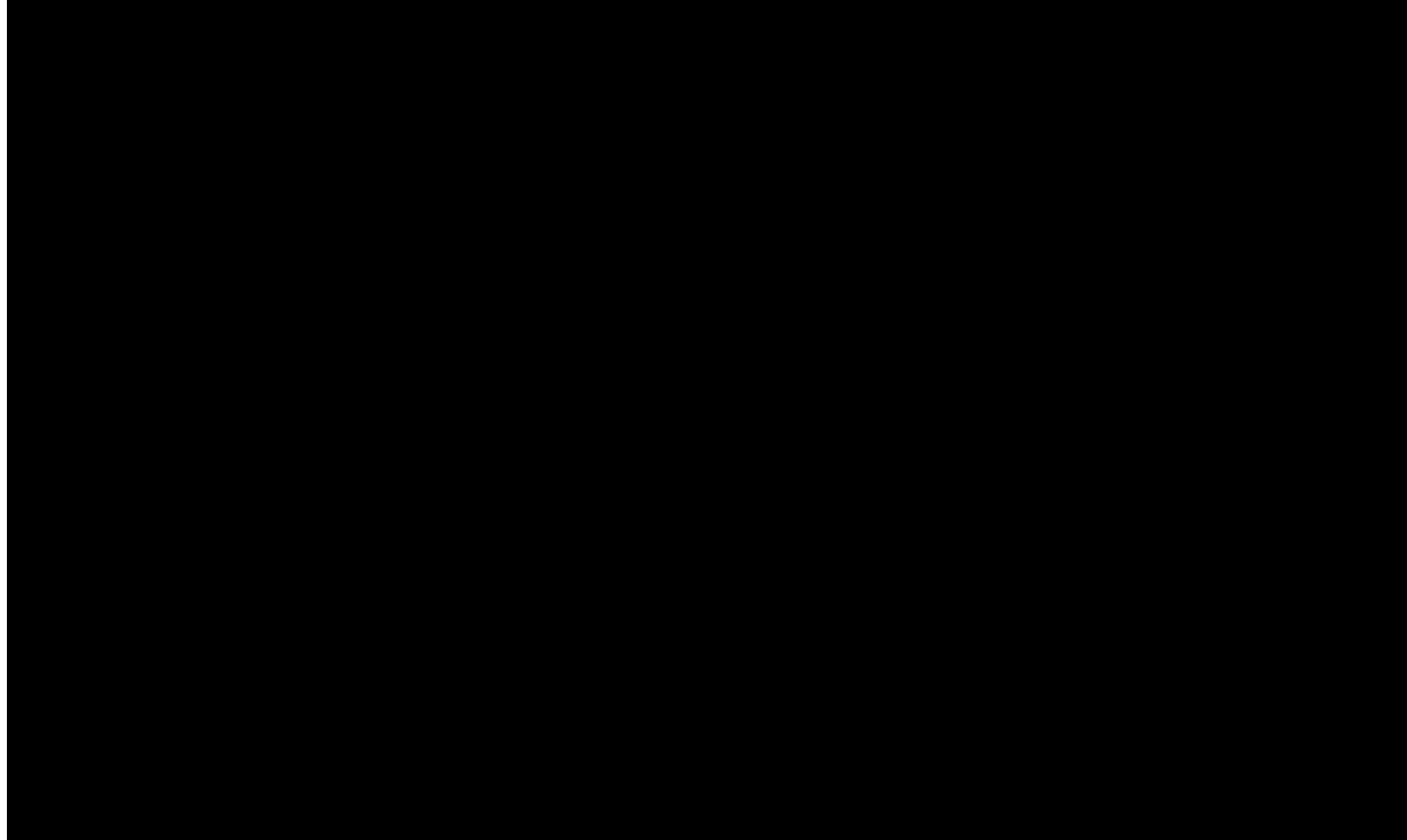
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



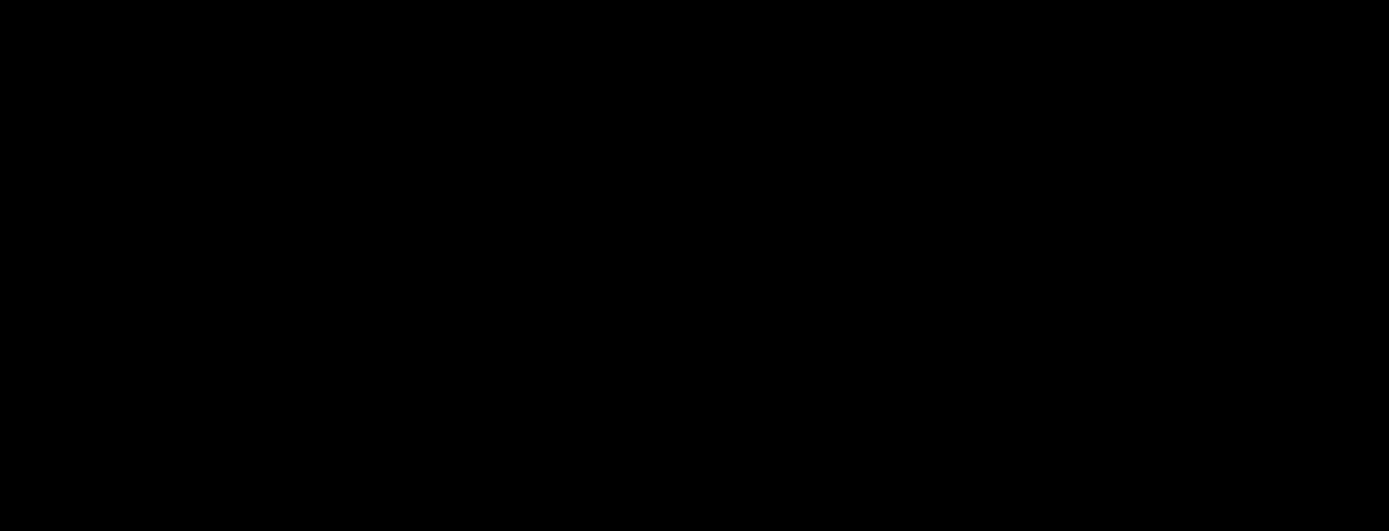
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



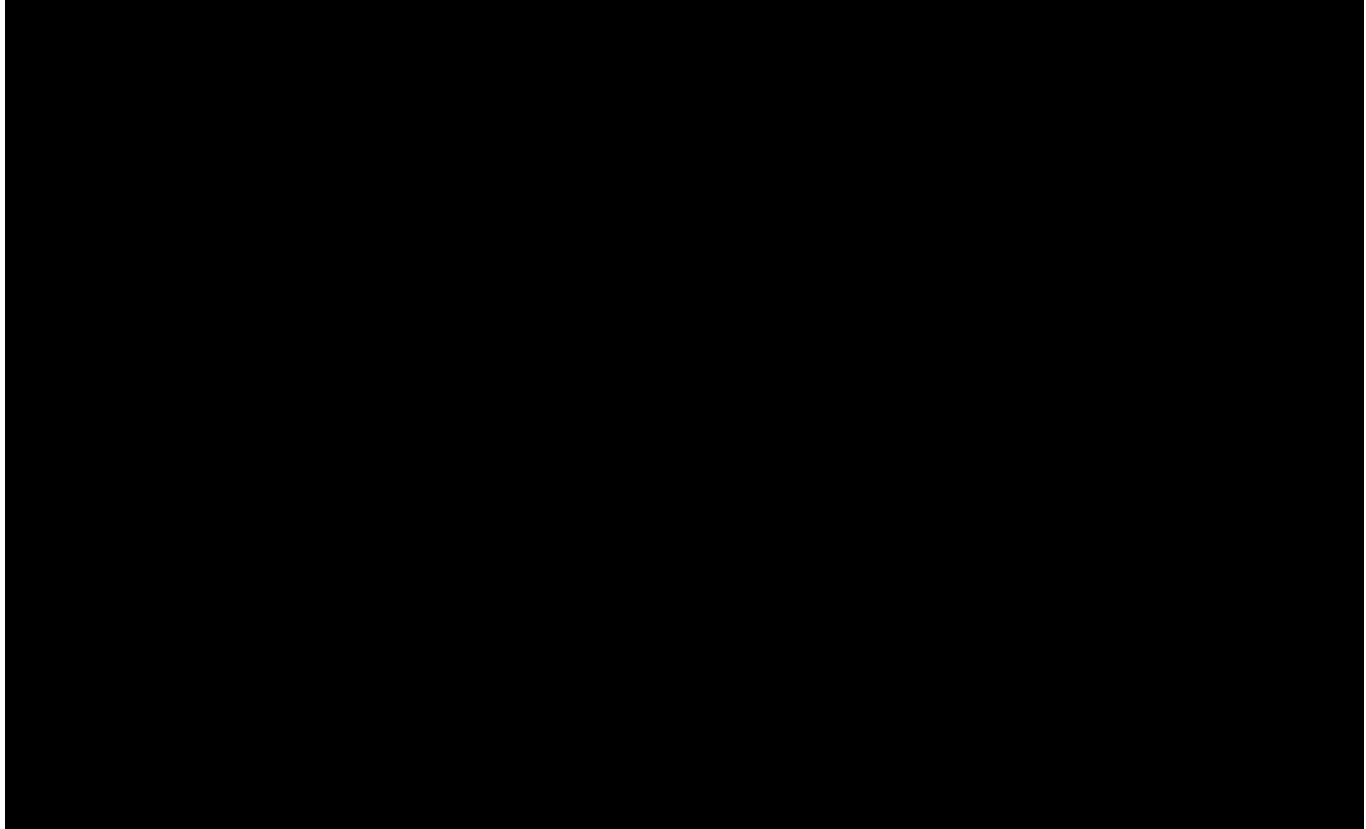
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



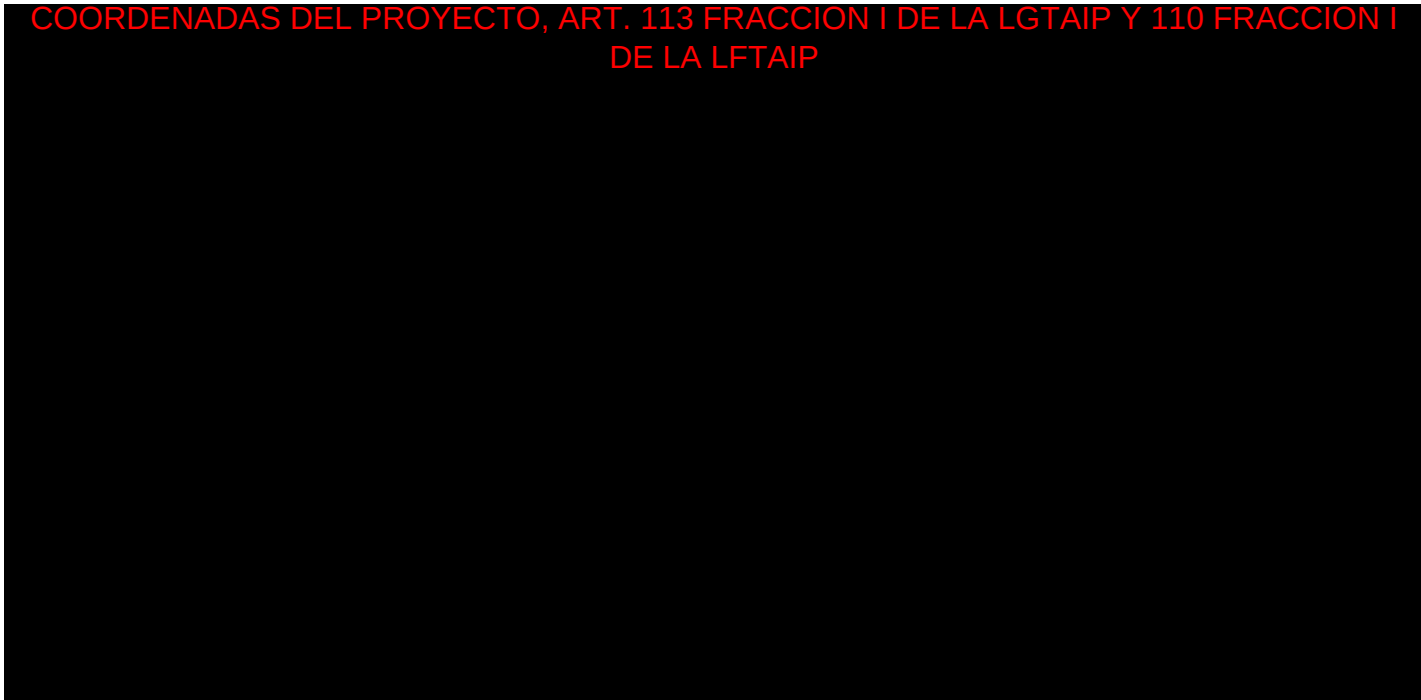
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



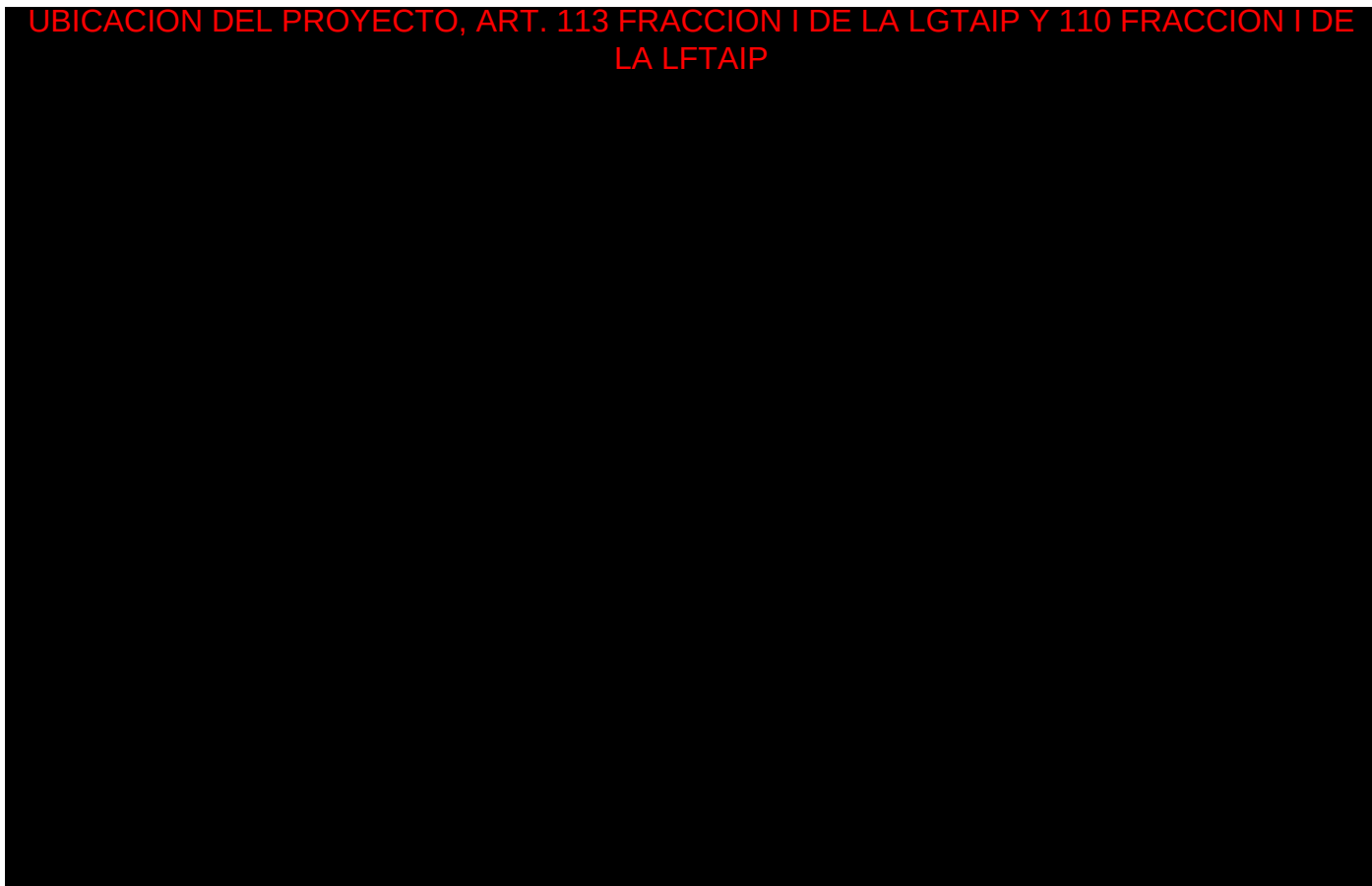
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



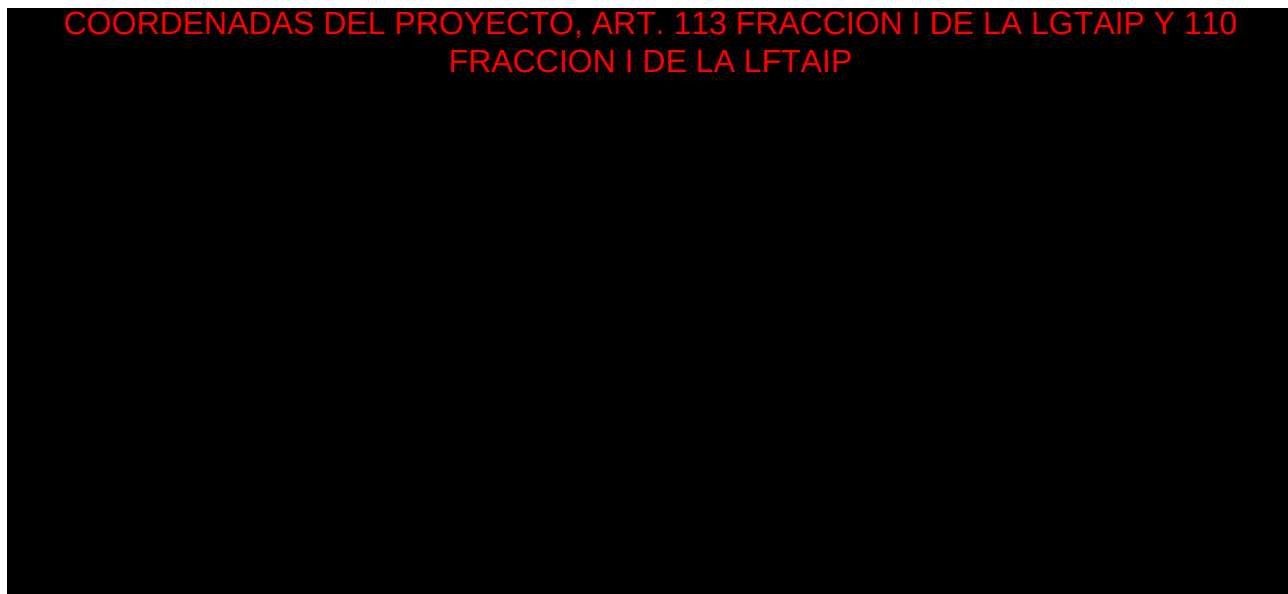
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



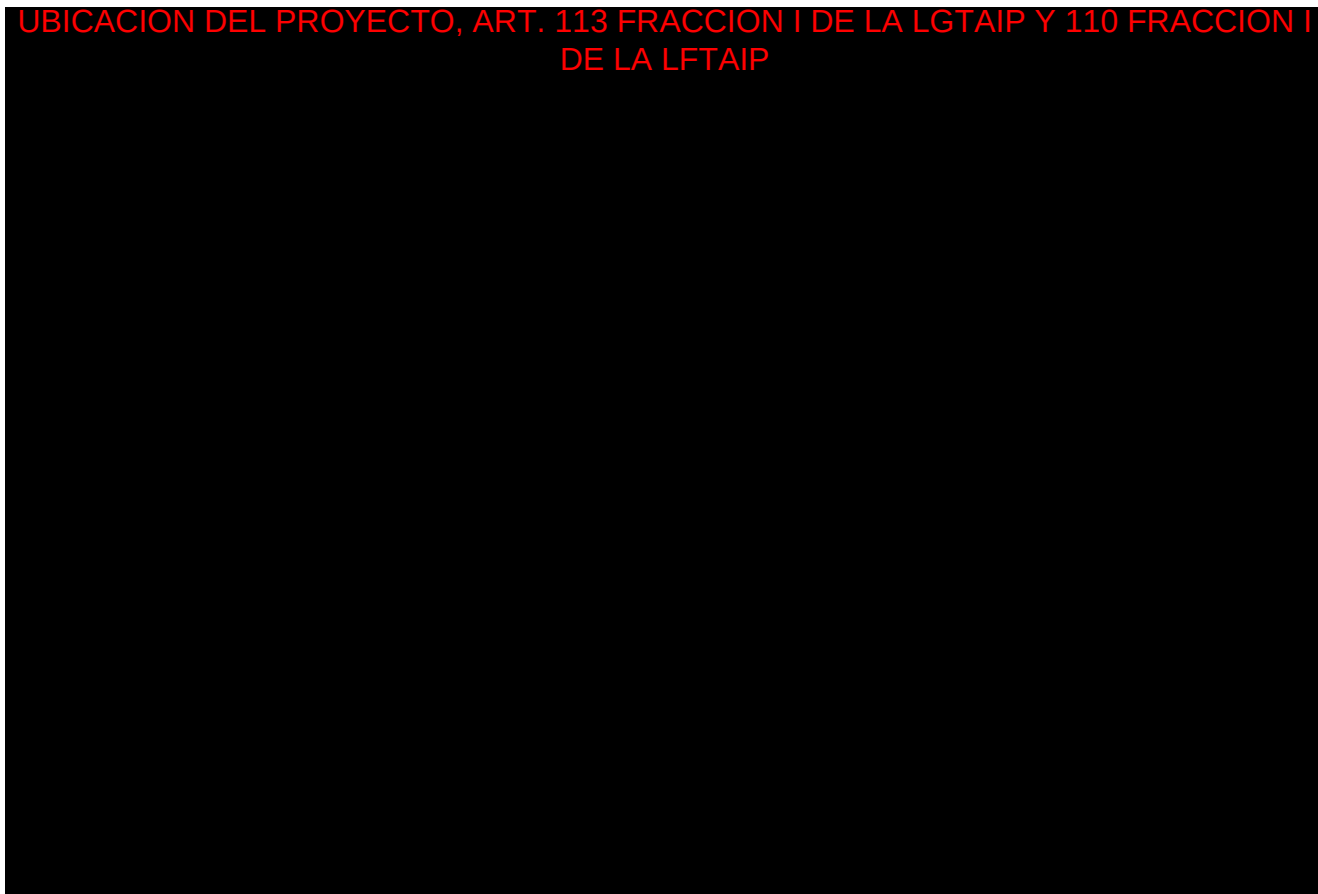
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



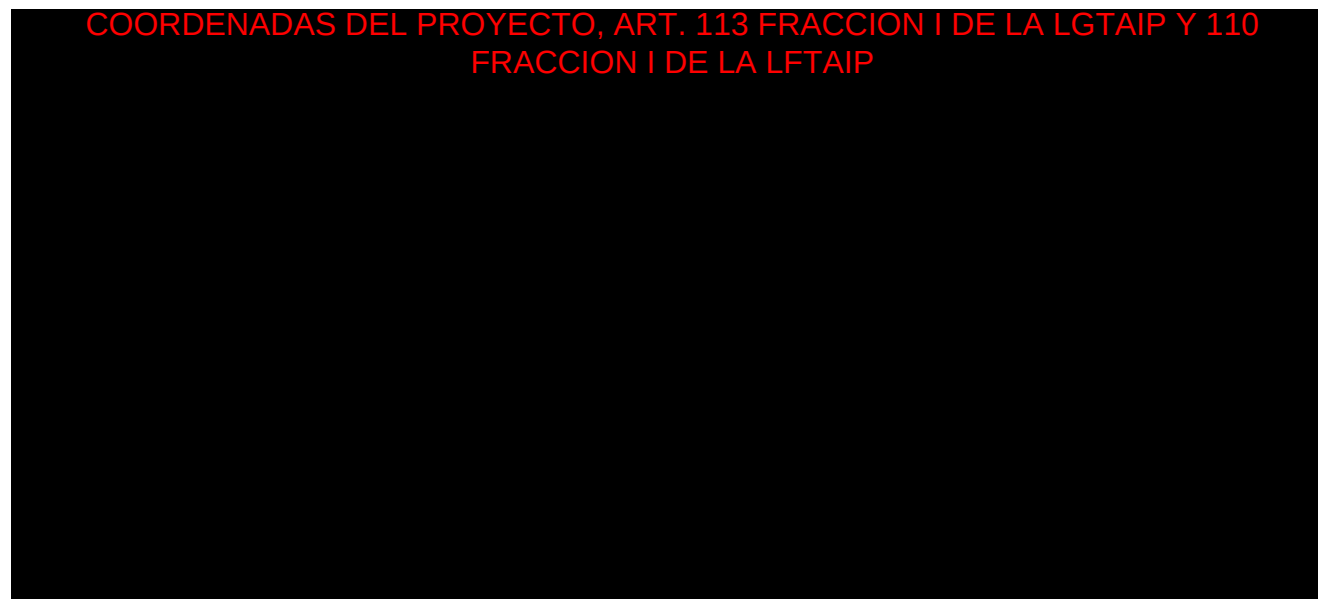
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



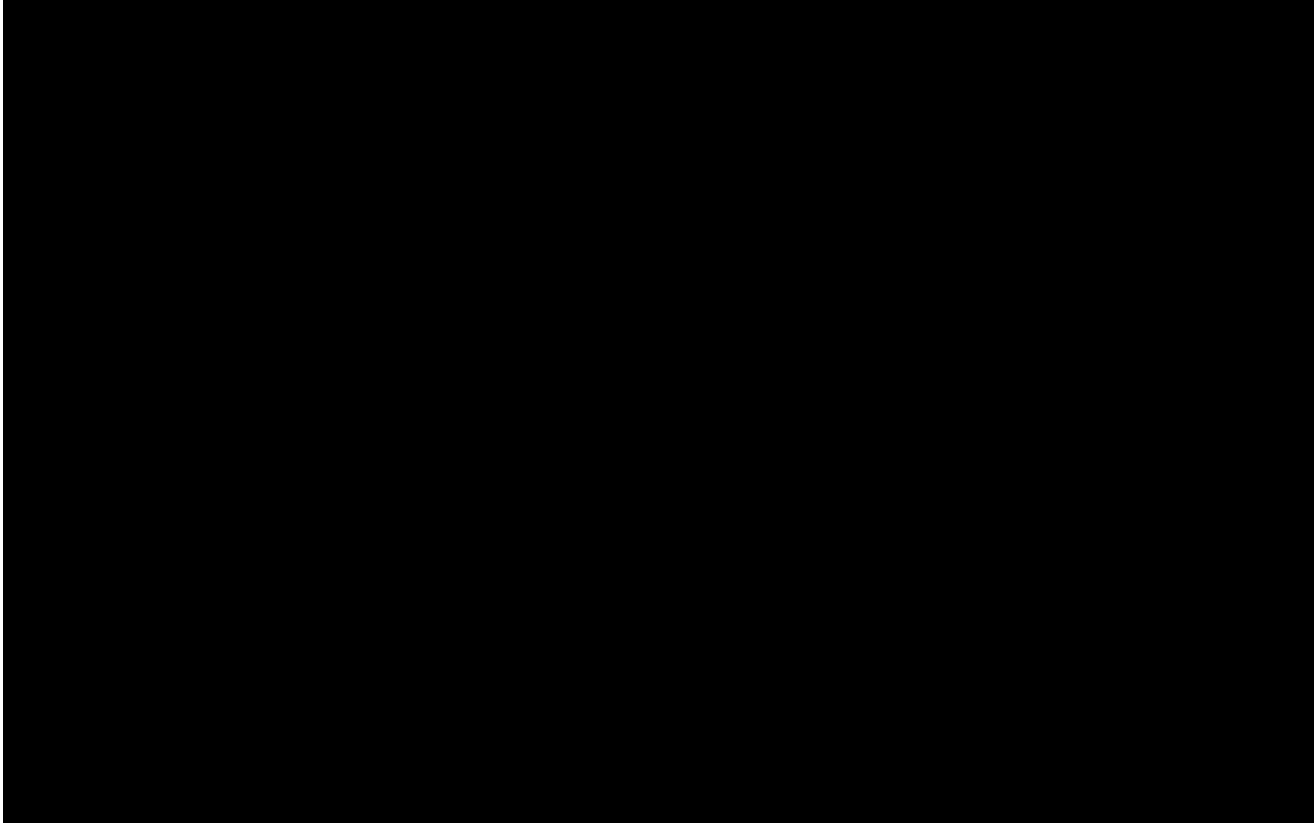
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



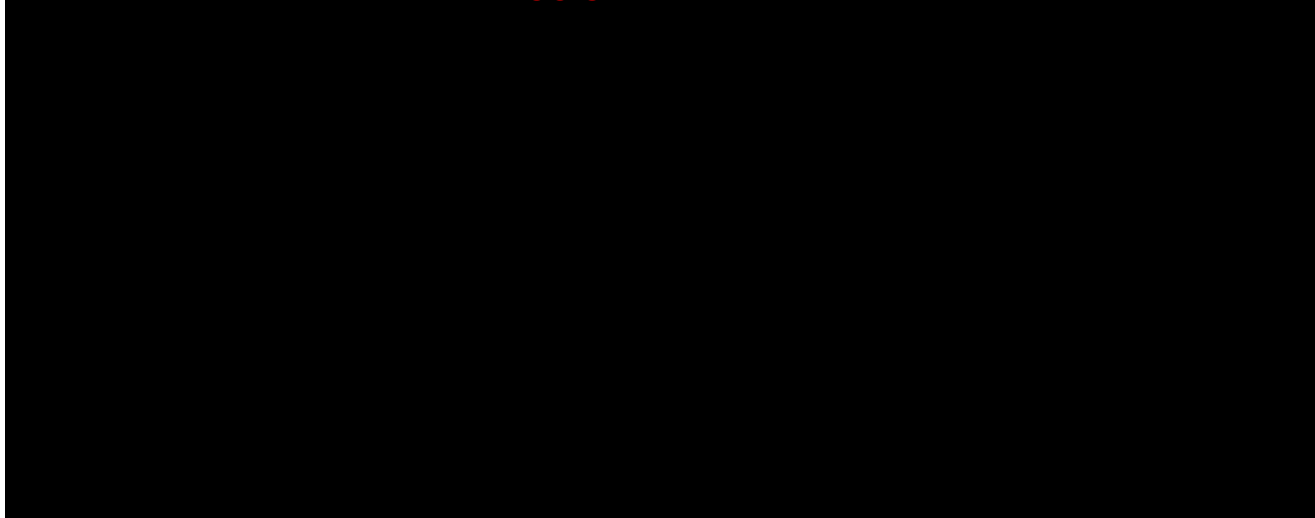
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



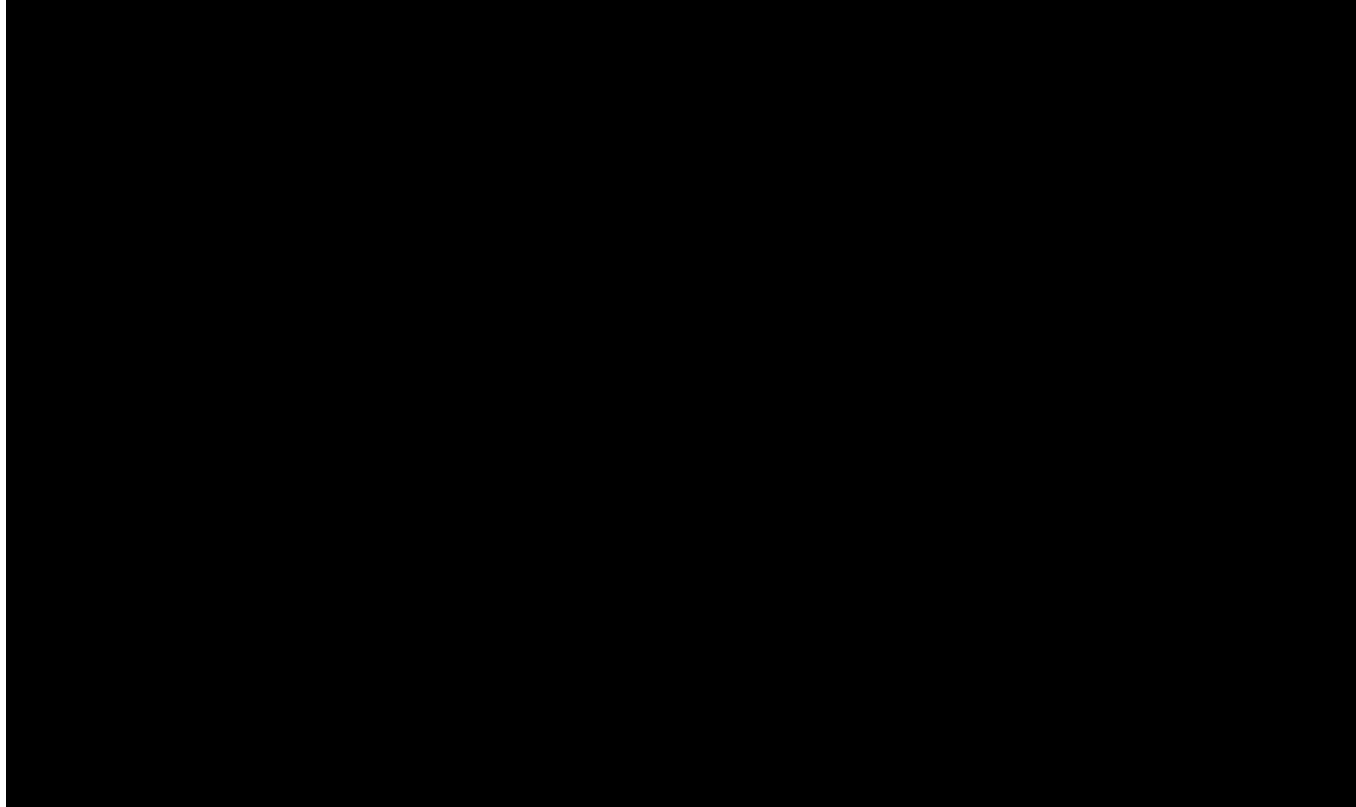
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



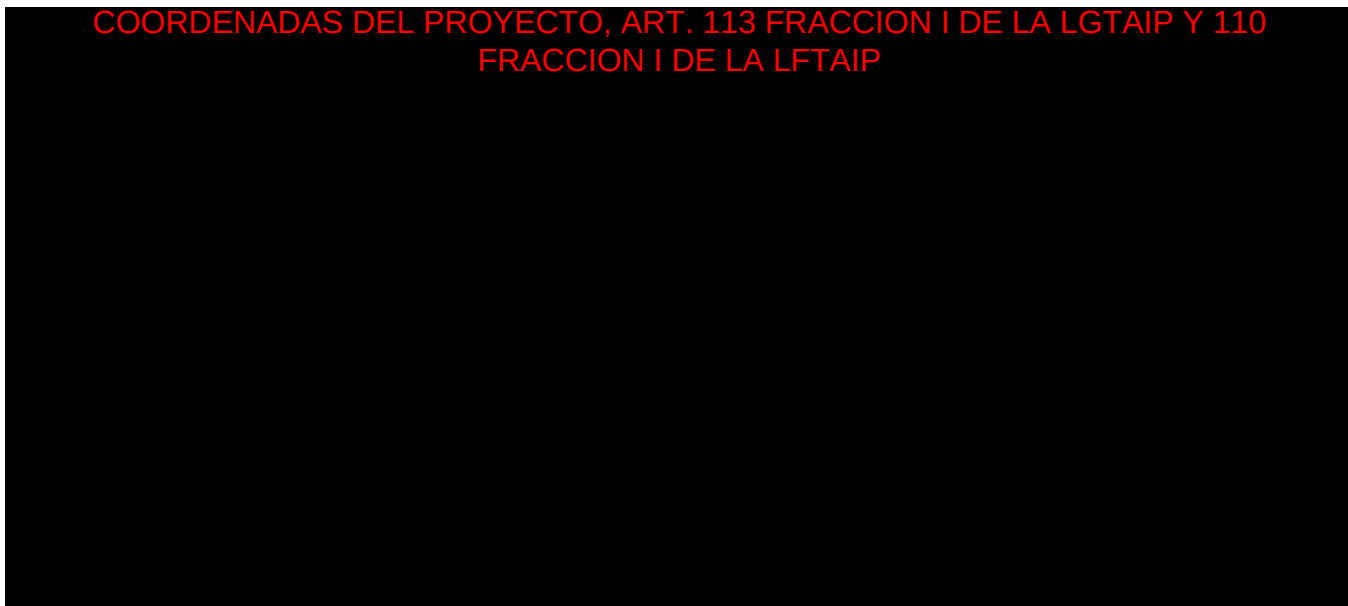
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



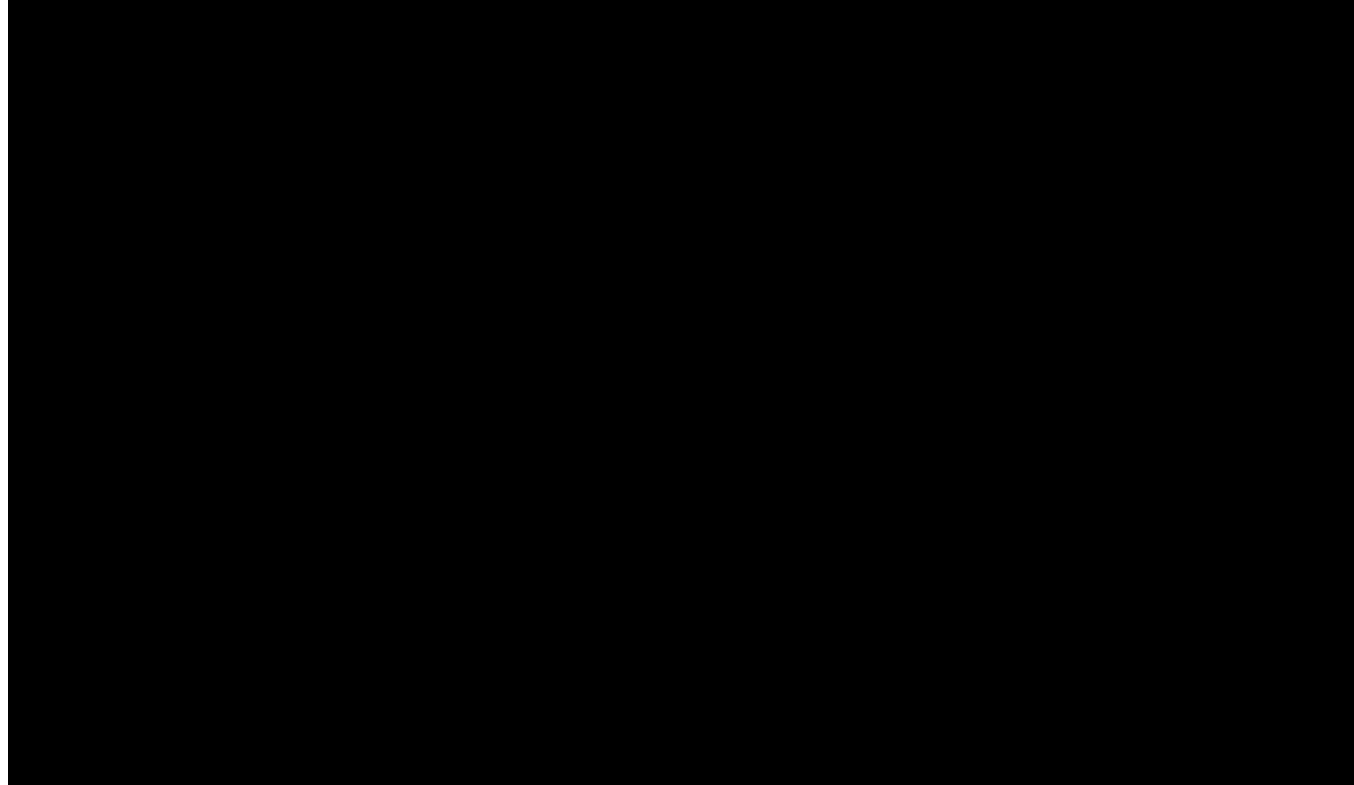
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



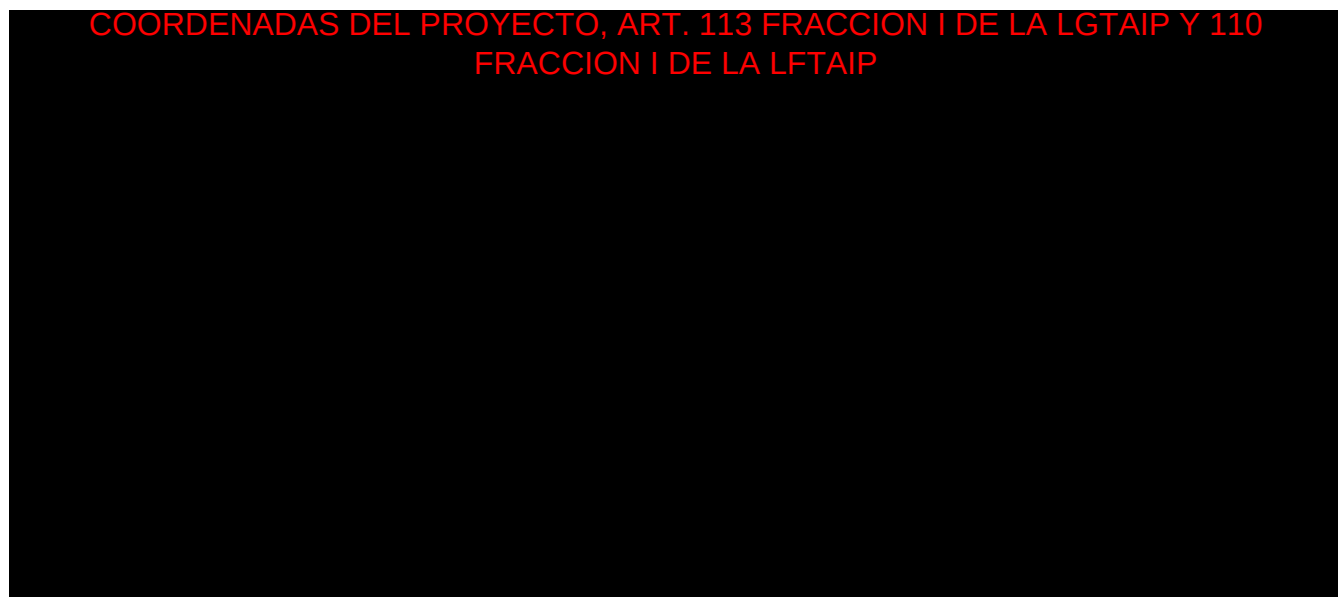
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



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



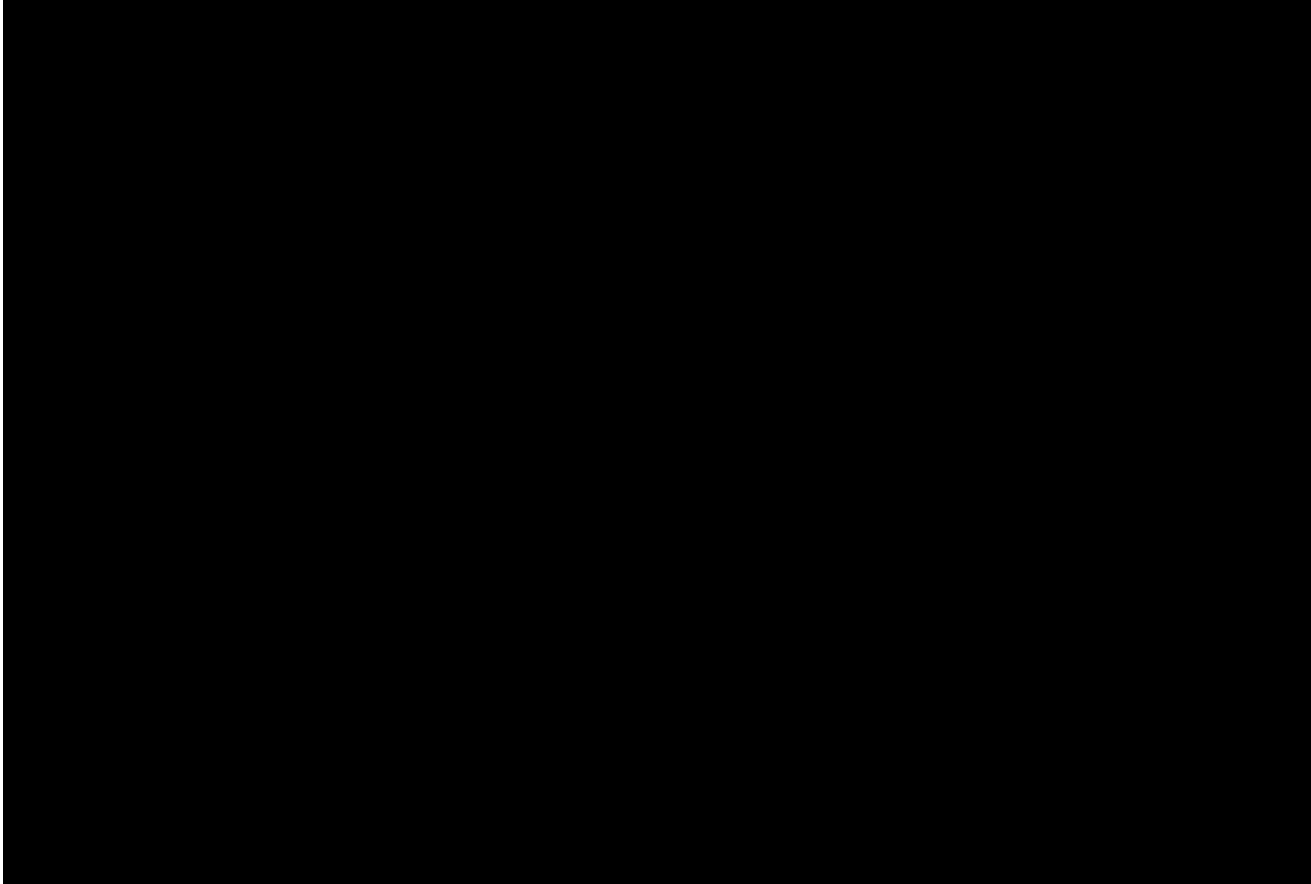
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



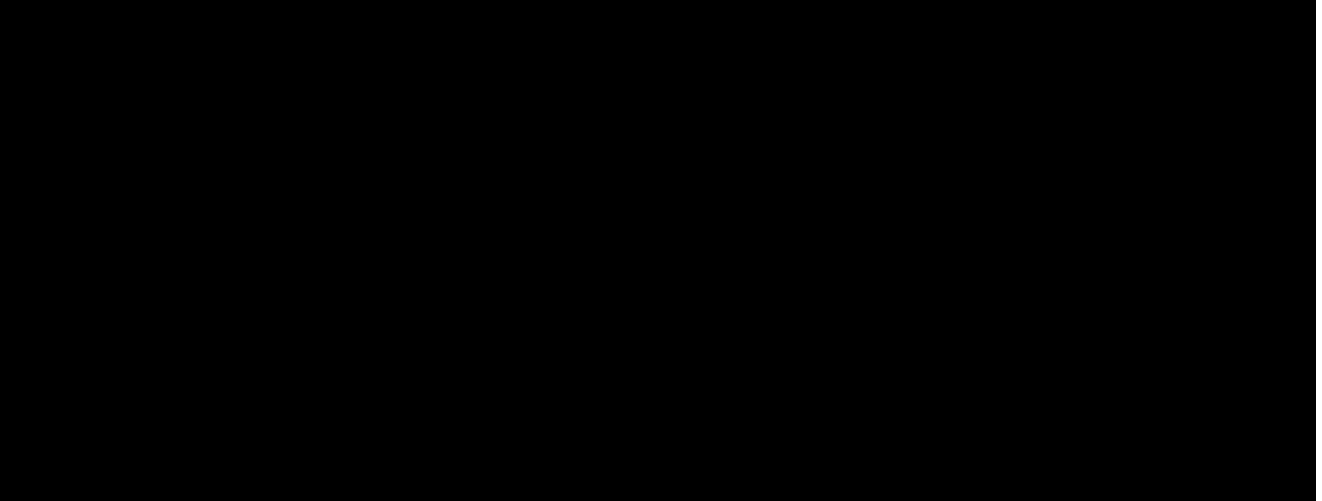
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

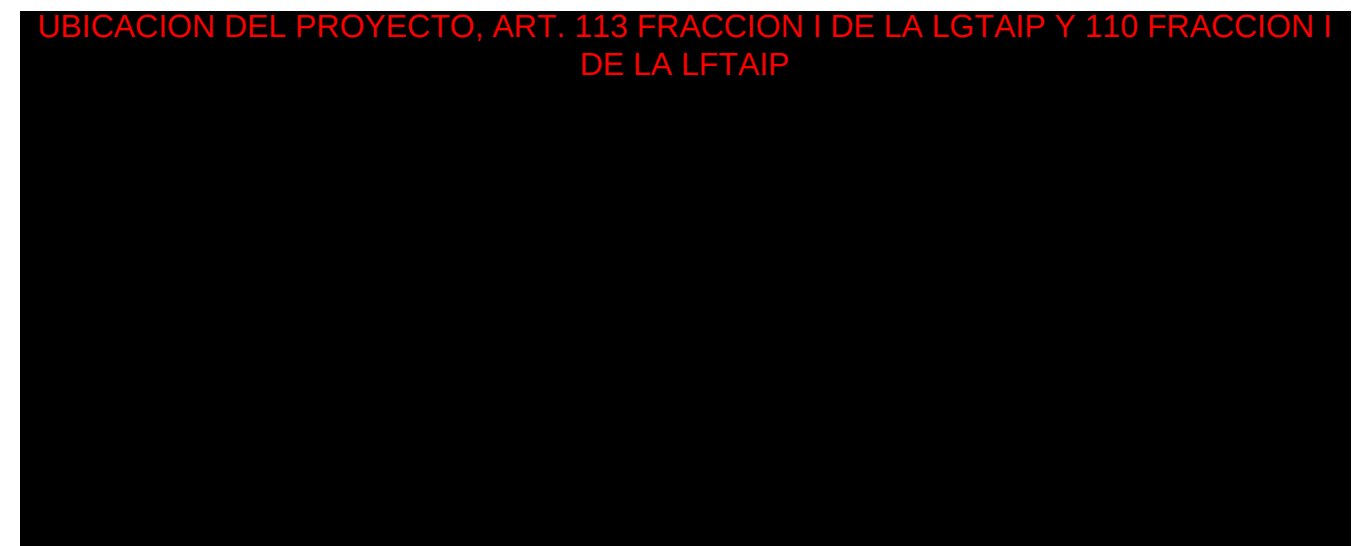
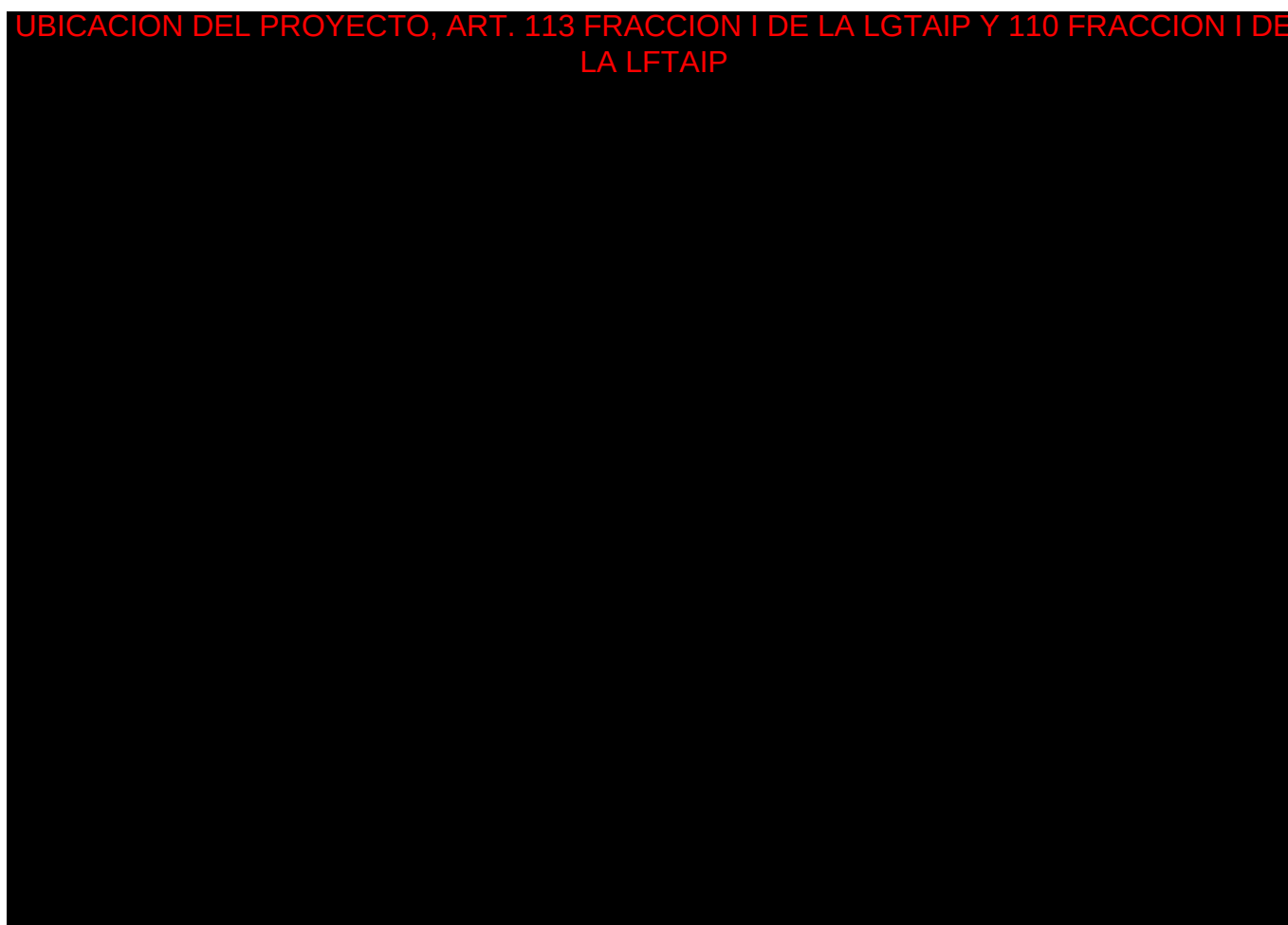
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

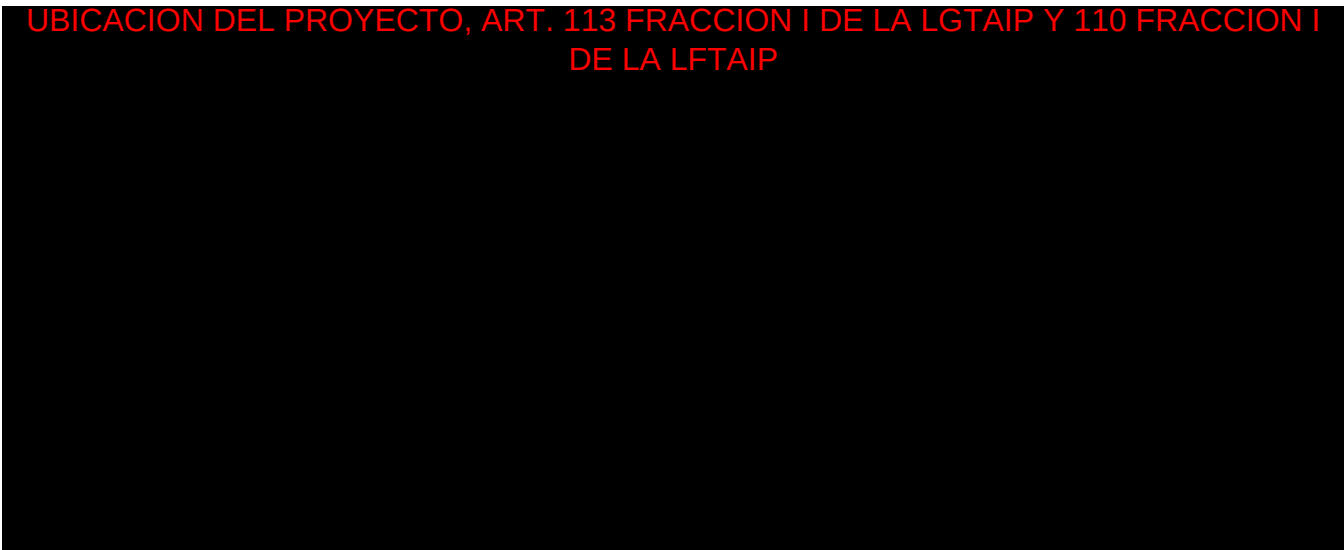
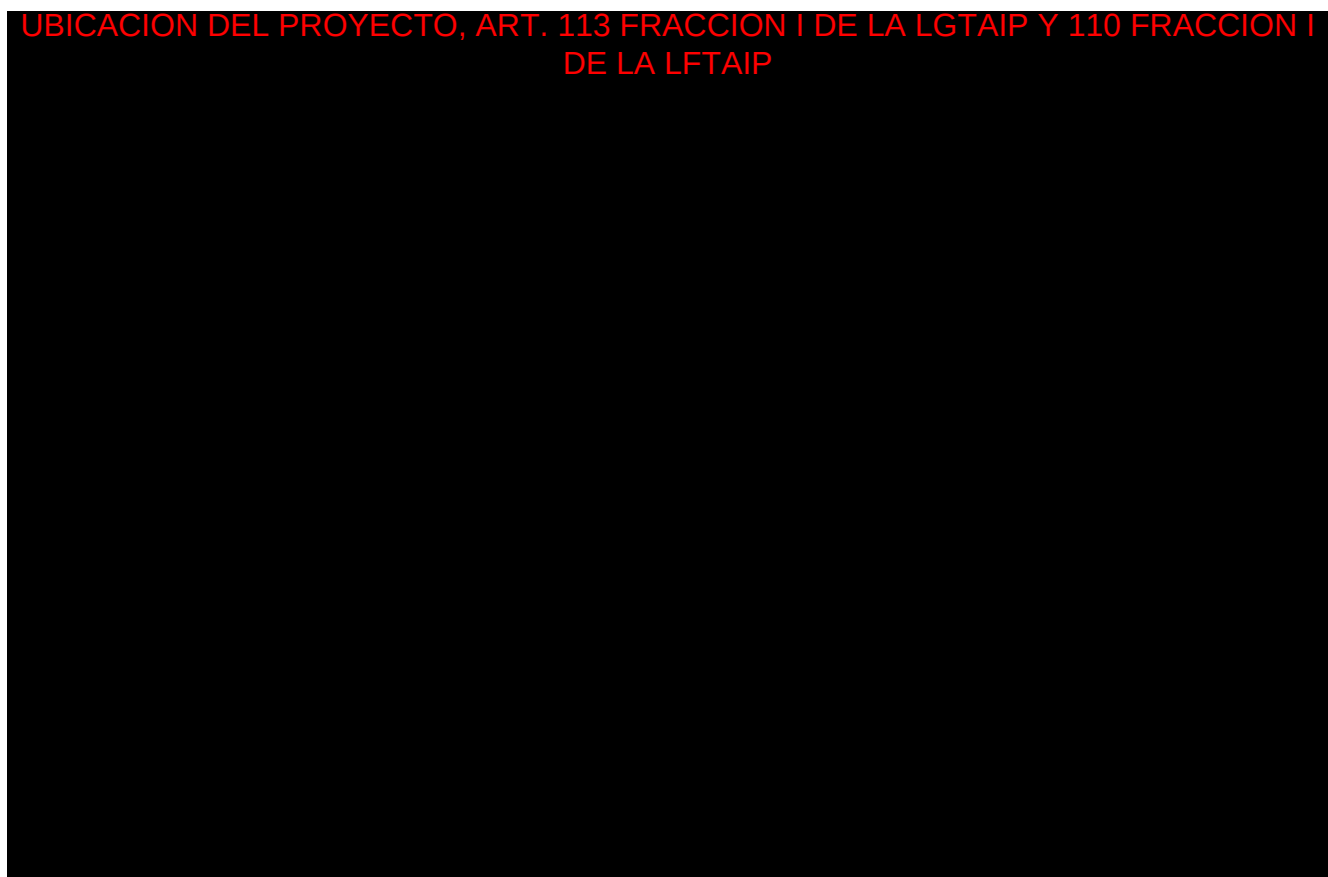
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

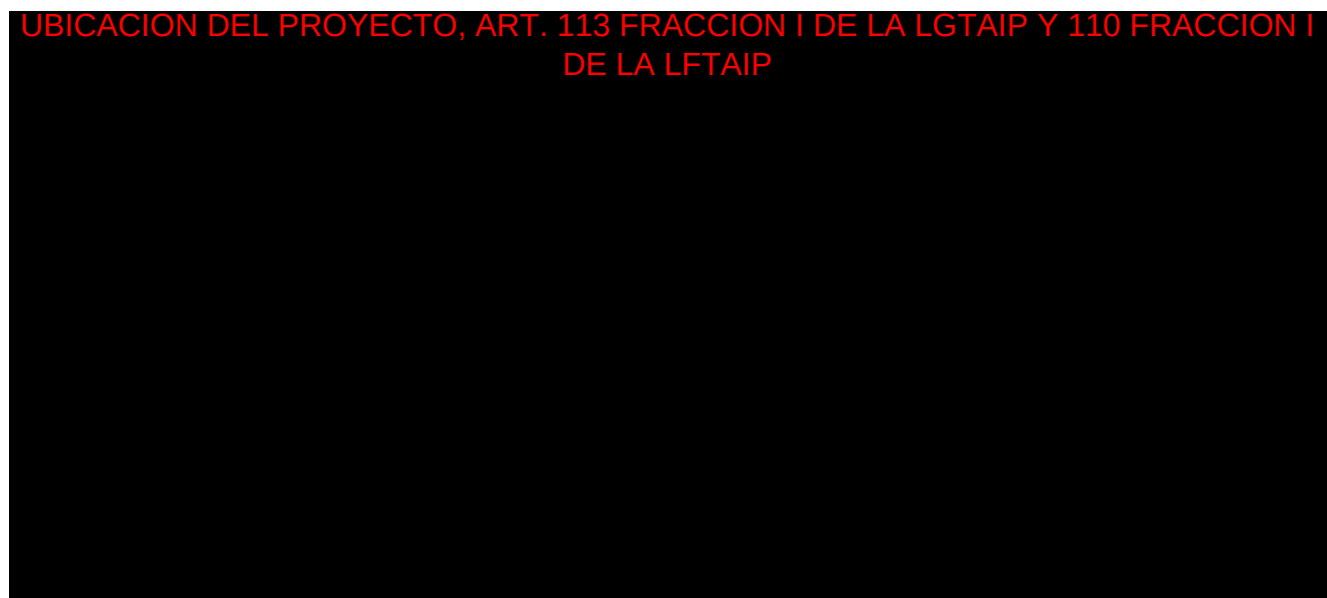
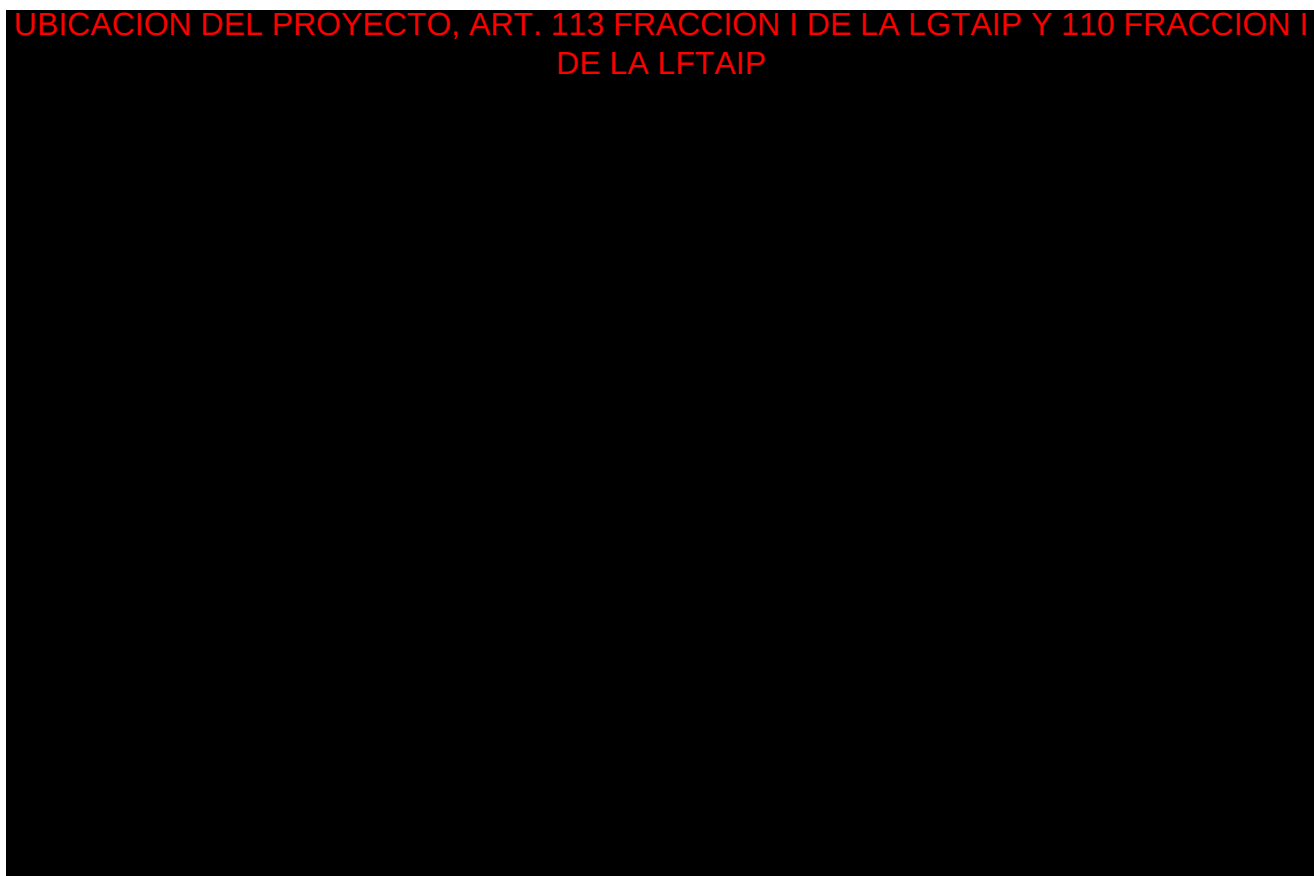


UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP









V.1.3 Videos.

No Aplica.

V.2 Otros anexos.

Anexo 1.

Plano de Localización general de Equipo Área 400 Tuzandepetl Pozos e Instalaciones Superficiales

Planos de Localización General de ubicación de los equipos de proceso de Suministro de Agua, Lixiviación y el Proceso de Explotación de Crudo.

1. E.F.62873-02-0010A-2 Rev.D Plano de Localización General de Equipo Bocatoma.
2. D-F.62873-02-0010C-A Rev. B Plano de Localización General de Equipo Área CAE Instalaciones de Lixiviación.
3. E.F.62873-02-0010E-A Rev.B Plano de Localización General de Equipo Polígono Área CAE Instalaciones Explotación Casa de Bombas de Crudo (Existente).
4. D-F.62873-02-0010B-4 A Rev. D Plano de Localización General de Equipo Polígono Área 400 Equipos e Instalaciones superficiales.

Anexo 2.

Bases de Diseño Civil BD-A-001

Anexo 3.

Bases de diseño mecánico BD-H-001 Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl (CAET) Recuperación del Área de Pozos 400.

Anexo 4.

Memoria descriptiva proyecto contra incendio (AV-F.62873-MC-S-001ERA).

Memoria descriptiva: Descripción a detalle de los equipos, dispositivos y sistemas de

seguridad (AV-F.62873-MC-S-002ERA).

B-F.62873-26-ERA-001 Rev 0 Plano del sistema Contra incendio.

B-F.62873-26-ERA-002 Rev. 0 Plano del Sistema de Gas y Fuego.

B-F.62873-02-0010B-4A Rev 0 de letreros de seguridad y rutas de evacuación.

Anexo 5.

Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas.

1. Crudo Maya.
2. Crudo Istmo.
3. Diesel.

Anexo 6.

Diagramas de Flujo de Proceso, Diagramas de Tubería e Instrumentación y Hojas de Balances de Materia y Energía.

Diagramas de flujo de proceso.

1. D-F.62873-SA-A-100 Rev. D Diagrama de Flujo de Proceso Ingeniería Básica y de Detalle del Suministro de Agua del Área de Bocatoma al Área de Pozos 400s.
2. D-F.62873-LIX-A-101 Rev. C Diagrama de Flujo de proceso de Lixiviación Salida de Cavidades en Domos Salinos para la GOTPL Sur.
3. D-TUZA-400s-CRU-A-102 Rev. B Diagrama de flujo de Proceso de Explotación de Crudo en Cavidades en Domos Salinos para la GOTPL Sur.

Diagramas de Tubería e Instrumentación.

Suministro de agua del Área de Bocatoma.

1. Sistema de Bocatoma Bombeo y Filtrado" E.F-62873-02-0021 Rev. D
2. Sistema de Bombeo a Lixiviación" E.F-62873-02-0022 Rev. D
3. Sistema de Bombeo Booster GA-401 AB/R E.F-62873-02-0023 Rev. D

Lixiviación.

1. Lixiviación de pozos (TUZ-403 y TUZ-406) E.F-62873-02-0024 Rev. D

Explotación de crudo.

1. Arreglo de pozos de explotación (TUZ-403 y TUZ-406) E.F-62873-02-0026 Rev. C
2. Casa de bombas de crudo, existente E.F-62873-02-0027 Rev. C
3. Bombas de Salmuera GA-202 E/F/G/H D-F.62873-02-0028 Rev. C
4. Cabezal de Salmuera D-F.62873-02-0028A Rev. C
5. Sistema de Distribución de agua de cristalización a cavidades de almacenamiento de crudo TUZ-403 y TUZ-406 E.F.62873-02-0029 Rev. C

Anexo 7.

Metodología de Identificación de Peligros. Listas de Verificación.

- Proceso de Suministro de Agua Cruda y Lixiviación.
- Proceso de Explotación de Crudo.

Metodología de Identificación de Peligros. What if

- Proceso de Perforación de Pozos TUZ-403/TUZ-406

Anexo 8.

Hojas de Simulación PHAST (Resúmenes)

Proceso de Explotación de Crudo.

Anexo 9.

Diagramas de Pétalos (Gráficas y Radios de Afectación).

Proceso de Explotación de Crudo.