

Índice

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.	2
I.1.1 Ubicación del Proyecto.	5
I.1.2 Descripción de accesos.	8
I.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.	10
I.2.1 Descripción del Proceso.	10
I.2.2 Condiciones de operación.	13
I.2.3 Hojas de Seguridad.	14

Índice de Tablas

Tabla 1 Coordenadas que delimitan el predio de PPT.	5
Tabla 2 Listado de SQP.	15
Tabla 3 Listado de Sustancias Químicas empleadas en la operación del Proyecto.	15

Índice de Figuras

Figura 1 Localización del proyecto respecto a la delimitación Estatal.	6
Figura 2 Localización del proyecto respecto a la delimitación Municipal.	7
Figura 3 Localización Satelital del Proyecto.	8
Figura 4 Accesos al Proyecto.	9
Figura 5 Diagrama de Flujo operativo de la Terminal.	13

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El alcance de este proyecto está de acuerdo con los requerimientos de códigos, normas y estándares aplicables a las actividades de almacenamiento y distribución de petrolíferos, y el presente Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos (ARSH) se desarrolla con apego a los requisitos establecidos por la ASEA a través de su Guía para la elaboración de Análisis de Riesgos, considerando para tal fin la ingeniería Básica Extendida (IBE).

I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.

La Empresa Productos Pesqueros de Topolobampo S.A. de C.V., con la Terminal de productos El presente proyecto promovido por la empresa Productos Pesqueros de Topolobampo, S.A. de C.V. (PPT), corresponde a la construcción y operación de una instalación para Recepción, Almacenamiento, Regasificación y Suministro de Gas Natural Licuado, (GNL), que se ubicará en el municipio de Ahome, en el estado de Sinaloa, en un predio donde actualmente se cuenta con infraestructura para el desarrollo industrial del Recinto Portuario de la Administración Portuaria Integral (API) Topolobampo.

La instalación del presente proyecto comprende la siguiente infraestructura:

- Recepción de Gas Natural Licuado por medio de Buquetanques,
- Almacenamiento de Gas Natural Licuado en 3 recipientes esféricos,
- Regasificación del Gas Natural Licuado.
- Entrega de Gas Natural a clientes.

El objetivo de este proyecto principalmente es satisfacer la demanda de Gas Natural (en estado gaseoso) a las empresas productoras de fertilizantes que se localizan en la API Topolobampo y al sector industrial, comercial y habitacional del estado de Sinaloa.

Las instalaciones del proyecto se localizarán en un predio con superficie total de 41 537.29 m² (4.15 Hectáreas), de la cual el 84% de la superficie se encuentra impactado por la existencia de instalaciones actualmente en operación (**Ver Fotos 1 y 2**), mismas que serán inhabilitadas y demolidas para la construcción de las nuevas instalaciones para la recepción, almacenamiento y suministro de Gas Natural (**Ver Figura 1**).



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



Como ya se mencionó, el presente proyecto corresponde a la recepción, almacenamiento, regasificación y suministro de Gas Natural Licuado, proceso del cual, a continuación, se indica el Diagrama de Flujo representativo:

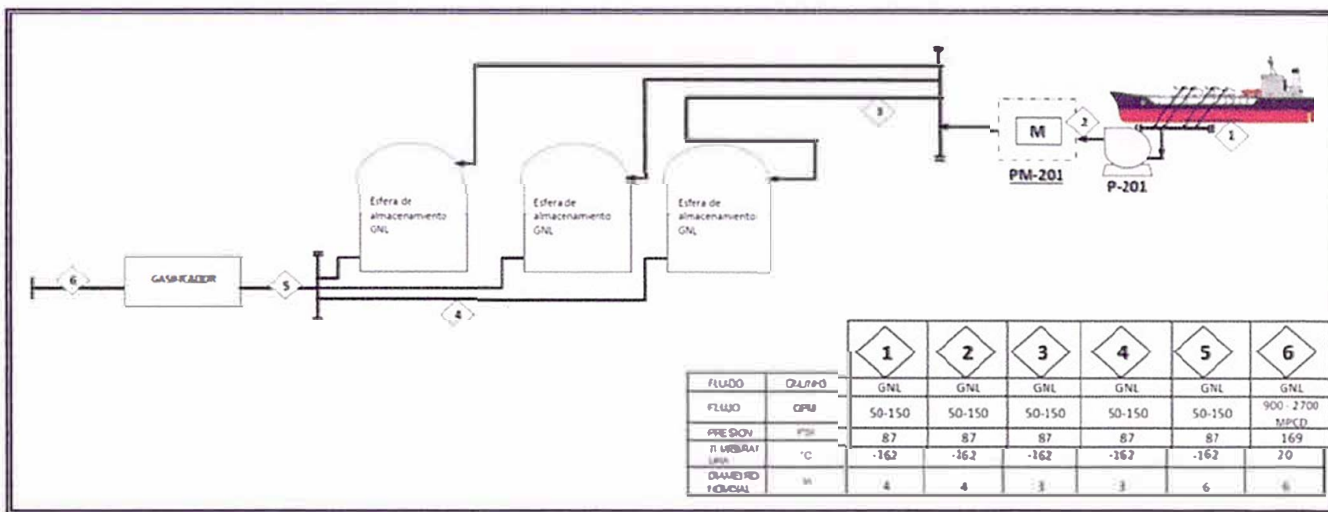


Figura 2 Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) del Proyecto.

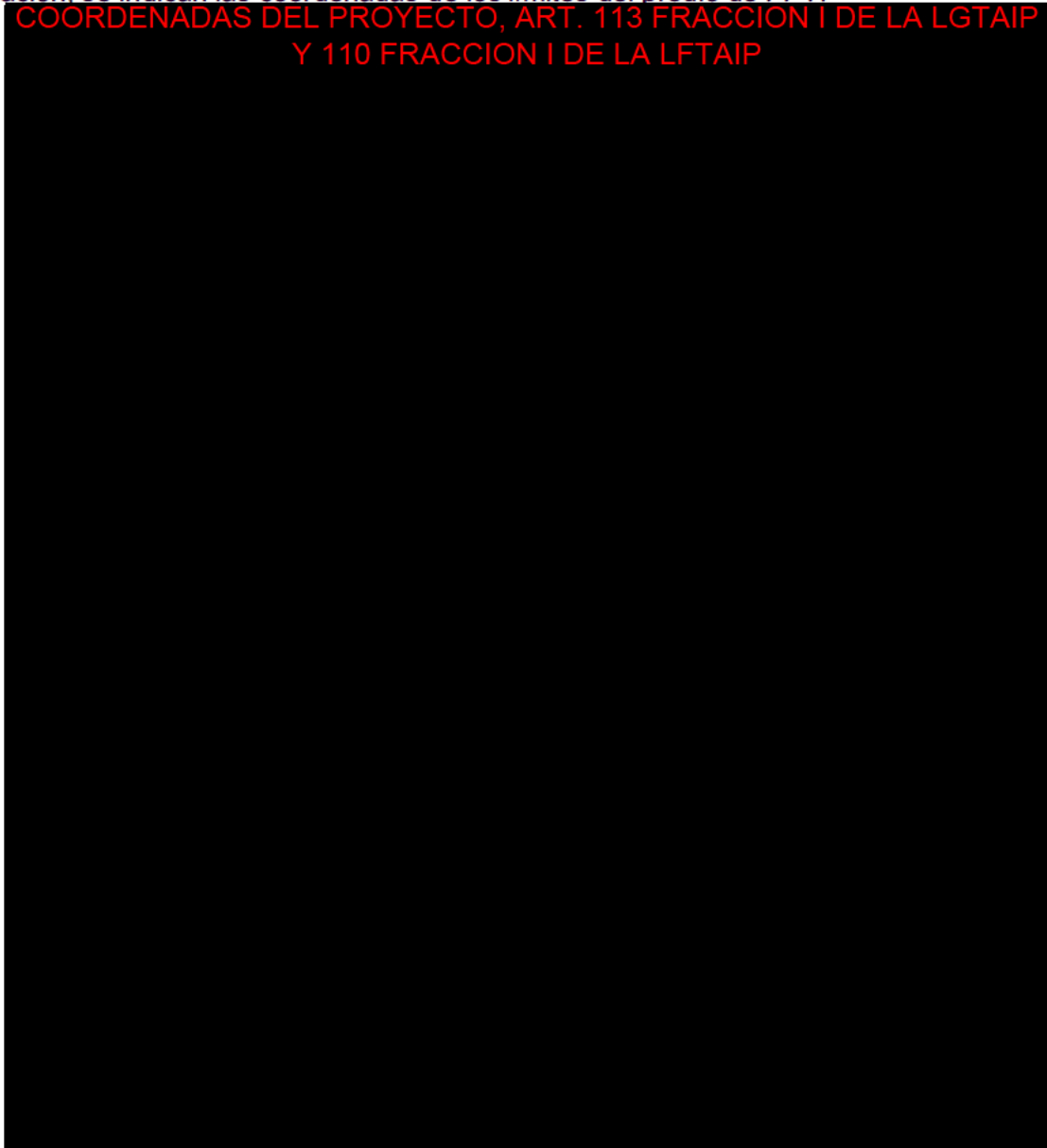
Para mayor detalle, Ver Anexo 3. DFPs.

I.1.1 Ubicación del Proyecto.

El predio donde se pretende construir la Terminal se localiza en la parte Norte del estado de Sinaloa, al Suroeste del municipio de Ahome, específicamente el Recinto Portuario de la Administración Portuaria Integral (API) Topolobampo. La superficie por ocupar será de 41 537.29 m².

A continuación, se indican las coordenadas de los límites del predio de PPT.

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



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

I.1.2 Descripción de accesos.

El acceso principal a la zona donde se localiza el predio de PPT es por la carretera estatal 124 Topolobampo – Choix, misma que conduce hasta el Recinto Portuario de la API Topolobampo.



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

I.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

El proyecto pretende proporcionar la siguiente infraestructura para la atención de embarcaciones.

- Modificación de tierra para la edificación del área de almacenamiento.
- Instalación de recipientes esféricos para el almacenamiento de Gas Natural Licuado.
- Equipo electromecánico para bombeo de Gas Natural Licuado.
- Construcción de un muelle de 155 metros.
- Dragado de construcción frente a muelle, en la dársena operativa.
- Instalación de 3 esferas para almacenamiento del producto mencionado.
- Re-gasificación de Gas Natural Licuado.
- Construcción de oficinas administrativas.
- Construcción de áreas administrativas y operativas.

I.2.1 Descripción del Proceso.

A) RECEPCIÓN DE GNL Y REGASIFICACION.

Principalmente el GNL es un gas incoloro, inodoro y no tóxico que se produce cuando se refrigera el Gas Natural en el cual predomina el Metano (CH_4) a una temperatura aproximada de -160°C con lo que se consigue reducir su volumen 600 veces, esto permite almacenar y distribuir una cantidad importante de GNL.

El gas natural se define como la mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente la mezcla contiene etano, propano, butano y pentano. Así mismo puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. El GNL es el Gas Natural que ha sido enfriado y acondicionado para su posterior almacenamiento, distribución o expendio.

El proceso dentro de esta terminal consiste en la recepción de GNL para su posterior almacenamiento, Re - gasificación y distribución.

El GNL en la terminal es entregado por medio de buque tanques contenedores de GNL (metaneros). Estos contenedores tienen una capacidad de aproximadamente entre 100,000 y 266,000 m³.

Con la finalidad de satisfacer las necesidades del mercado el GNL dentro de la terminal pasará por un proceso de regasificación.

El proceso se realizara de la siguiente manera:

Una vez en la esfera de almacenamiento, la bomba primaria extrae el GNL para pasarlo al relicuador e iniciar su transformación de líquido a gaseoso. En esta fase se eleva la temperatura del GNL mediante las bombas secundarias que aumentan la presión llegando a los -145° . En este punto el GNL todavía está en estado líquido. Posteriormente deberá pasar por los vaporizadores de agua de mar, que lo calentarán a una temperatura mayor de 0° y lo devolverán a su estado gaseoso.

Posterior a su regasificación se le añaden mercaptanos para concluir con el proceso de odorización.



ALARMAS Y PUNTOS DE AJUSTE

Todos los puntos de ajuste HH (alto alto) y LL (bajo bajo) deben ser codificados en el PLC (controlador lógico programable). No deben modificarse a través de la HMI. Las consignas H y L se pueden ajustar desde la HMI, pero los valores deben residir en el código del PLC. Los límites de los puntos de ajuste H y L deben fijarse a los valores actuales de HH y LL de tal manera que la pre-alarma no pueda ser mayor o estar fuera de los niveles de apagado.

Todos los puntos de ajuste del lazo de control de proceso deben ser ajustables desde la placa frontal de la HMI del bloque PID. El rango disponible para el punto de ajuste debe estar limitado por cualquier ajuste asociado de HH o LL relacionado con el parámetro medido. No se permitirá que ningún punto de referencia del bloque de control o punto de referencia de alarma HH/LL se ajuste fuera de cualquier diseño o presión de trabajo de operación máxima permitida (MAOP) de los sistemas asociados de la planta.

B) ALMACENAMIENTO DE PRODUCTO.

La terminal de almacenamiento y suministro de GNL cuenta con 3 recipientes esféricos para el almacenamiento del producto, cada uno de ellos tiene capacidad nominal de 3,795 metros cúbicos y capacidad operativa 3,415 metros cúbicos y su construcción es considerando y aplicando todos los criterios requeridos de las normas /estándares: código ASME secc. VIII DIV. 1&2 (Estampado y registrado ante NB) y al British Standard PD 5500.

De acuerdo con norma los recipientes esféricos para el almacenamiento el GNL debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Válvulas de relevo de presión
- Válvulas de purga
- Dispositivos de relevo de presión activado por presión con disco de ruptura
- Dispositivos de relevo de presión activado por temperatura con tapón fusible
- Deben contar con un sistema que permita dar mantenimiento a cualquier componente de protección sin que el recipiente se quede sin protección requerida.

La tubería de entrada y salida de los recipientes esféricos de GNL serán de 3" y 6" respectivamente. Se definirá el diámetro en la elaboración de la ingeniería de detalle. Cabe mencionar que toda la tubería utilizada en el proceso debe ser apta para poder transportar el producto adecuadamente cumpliendo con los requerimientos de Presión y Temperatura, reduciendo la evaporización.

FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

Los recipientes esféricos para el almacenamiento de GNL reciben el producto directamente desde el muelle donde son descargados los buques metaneros mediante brazos de descarga, las cuales cuentan con su respectivo SKID de medición y toda la instrumentación necesaria para la descarga del gas hasta su posterior almacenamiento.

Cada esfera deberá estar protegido por una Válvula de Seguridad (PSV) que se abrirá una vez que la presión interna del tanque llegue a cierta presión a definir en ingeniería de detalle, el desfogue de presión se liberara a la atmosfera.

Cada esfera deberá estar protegido por una Válvula de Seguridad (PSV) que se abrirá una vez que la presión interna del tanque llegue a cierta presión a definir en ingeniería de detalle, el desfogue de presión se liberará a la atmosfera.

Para la Salida del GNL y NH_3 a los Skids de Bombeo se tiene una boquilla de 10" y 6" por esfera respectivamente.

Para la Salida del GNL a los Skids de Bombeo se tiene una boquilla de 10" y 6" por esfera respectivamente.

PARAMETROS DE DISEÑO

Para cada esfera se debe especificar lo siguiente:

Máxima presión de operación permitida (MPOP) que considere un margen arriba de la presión normal de operación en el interior de estos recipientes esféricos.

Máximo vacío permisible.

Conforme a la siguiente tabla:

Capacidad	3 975 m ³
Presión de Diseño	225 PSI
Temperatura de diseño	-165 °C
Temperatura de trabajo	-152 °C
Prueba hidrostática	Conforme al código de diseño

PRUEBAS A RECIPIENTES ESFERICOS DE ALMACENAMIENTO

Se deben realizar pruebas de hermeticidad de conformidad con las Normas Aplicables a fin de comprobar que los contenedores no presentan fugas.

Todos los tanques y sistema de tubería asociado deben pasar por una prueba de hermeticidad antes de llenar el tanque con GNL.

Antes de que un tanque entre en servicio se debe purgar y enfriar.

DISPOSITIVOS DE RELEVO

Todos los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y vacío de acuerdo a la Normatividad Aplicable.

Los dispositivos de relevo deben comunicarse directamente con la atmosfera.

Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques debe poder aislarse del tanque para mantenimiento de estas, por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo.

C) SUMINISTRO DE PRODUCTO.

Uso del GNL

El uso principal del Gas Natural Licuado será para los clientes nuevos.

Ver MTD en **Anexo 3.**

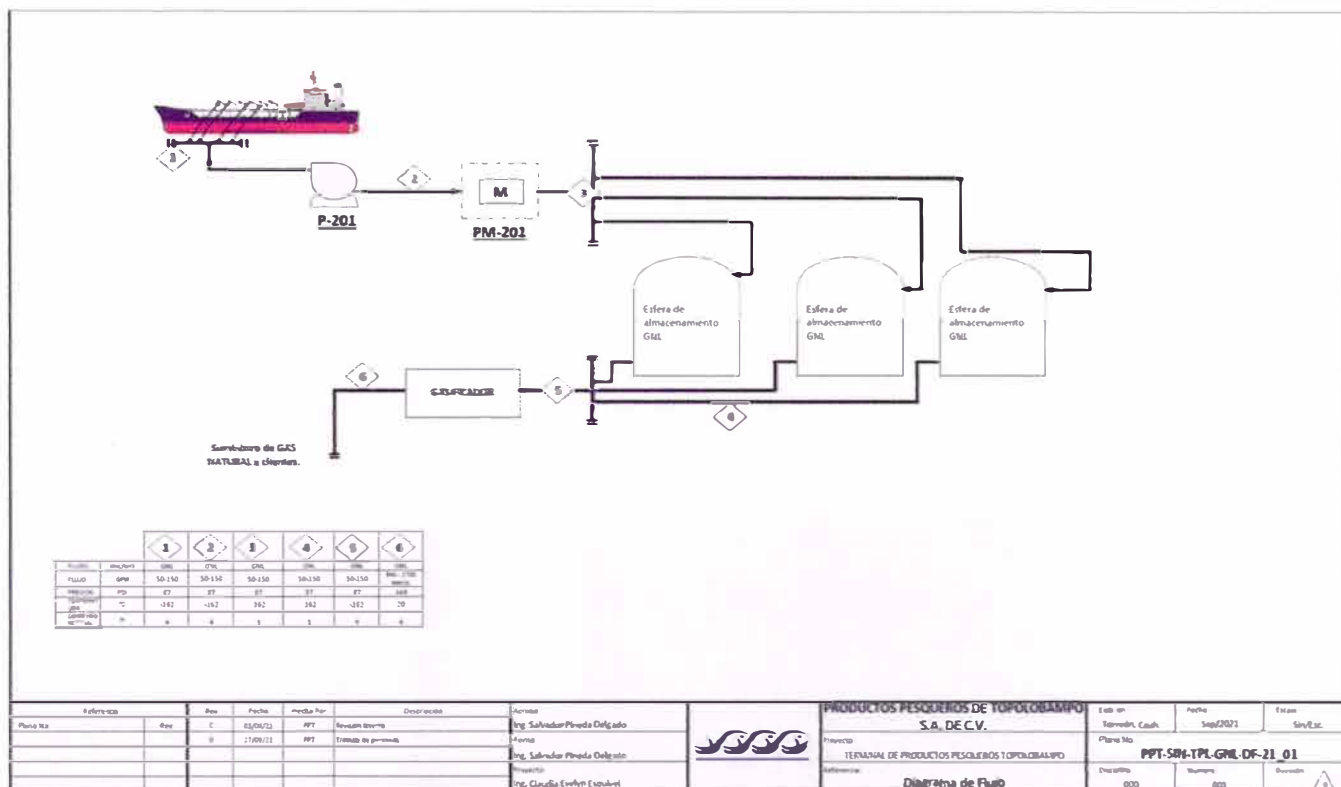


Figura 7 Diagrama de Flujo operativo de la Terminal.

Para mayor detalle, **Ver Anexo 2.** Diagrama de Flujo.

I.2.2 Condiciones de operación.

La Terminal contará con tres (3) Esferas para Almacenamiento de Gas Natural Licuado, cada una de ellas tiene capacidad nominal de 3 795 metros cúbicos y capacidad operativa de 3 415 metros cúbicos y su construcción será considerando y aplicando todos los criterios requeridos de las normas /estándares: código ASME secc. VIII DIV. 1&2 (Estampado y registrado ante NB) y al British Standard PD 5500. Esta terminal operará con un factor de servicio del 100% (365 días al año / 8 760 h al año).

La capacidad total de la Terminal será de 11 385 m³ (capacidad operativa total de 10 245 m³), con la siguiente distribución:

Tipo de Tanque	Capacidad nominal (m³)	Capacidad Operativa (m³)	Producto
E-101 Esfera de Almacenamiento	3 795	3 415	Gas Natural Licuado
E-102 Esfera de Almacenamiento	3 795	3 415	Gas Natural Licuado
E-103 Esfera de Almacenamiento	3 795	3 415	Gas Natural Licuado
TOTAL	11 385	10 245	

Rendimiento.

- ✓ No. de días por año: 365
- ✓ No. de días de operación por semana: 7
- ✓ No. Turnos de Operación: 3
- ✓ Horas de operación por día: 24 h

Capacidad de Descarga de GNL hacia esferas de almacenamiento.

- ✓ Flujo de Máximo: 0.57 m³/min (150 GPM)
- ✓ Flujo Mínimo: De acuerdo con la capacidad del flujo mínimo de la bomba a seleccionar

El equipo de bombeo a instalar estará conformado como sigue:

- ✓ Sistema de medición operativa en la PPT con un patín de medición para Gas Natural Licuado.
- ✓ Sistema de bombeo para descarga de Buque tanques: 3 brazos de descarga.
- ✓ Capacidad máxima del sistema de bombeo de descarga: 150 GPM.
- ✓ Sistema de bombeo a llenaderas: Una bomba en operación y otra de respaldo.
- ✓ Capacidad máxima del sistema de bombeo a llenaderas: 150 GPM.

I.2.3 Hojas de Seguridad.

La principal Sustancia Química Peligrosa (SQP) que será manejada en la Terminal de Topolobampo y que se encuentran en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas es el Gas Natural (metano) de la que a continuación se indican sus características principales:

Tabla 2 Listado de SQP.

Nombre de la Sustancia		Cantidad máxima de almacenamiento			Cantidad de Reporte (kg)	Tipo de Riesgo NFPA			
Común	Químico	Nominal	Operativa			S	I	R	RE
Gas Natural	Metano	11 385 m³	10 245 m³	6 249.45 kg	500 kg	1	4	0	—

Adicionalmente, las SQP que serán empleadas en la etapa de operación en la Terminal de Topolobampo se indican a continuación:

Tabla 3 Listado de Sustancias Químicas empleadas en el Proyecto.

Nombre de la Sustancia	Consumo		Localización	Forma de Almacenamiento
	Cantidad	Periodo		
Pinturas	12 L	Mensual	Almacén de SQP	Tarima en almacén techado
Tinner	4 L	Mensual	Almacén de SQP	Tarima en almacén techado
Gasolina ¹	20 L	Mensual	Almacén de SQP	Tarima en almacén techado
WD-40	2 latas 382 mm	Mensual	Almacén de SQP	Estante de acero
Pintura en Aerosol	2 latas	Anual	Almacén de SQP	Tarima en almacén techado
Ácido Acético	1 gal	0.25 L por mes	Almacén de SQP	Estante de acero
Desengrasante	1 gal	Mensual	Almacén de SQP	Estante de acero
Grasas lubricantes	2 cubetas de 20 L	3 L por mes	Almacén de SQP	Tarima en almacén techado
Removedor de pintura	1 L	Mensual	Almacén de SQP	Estante de acero
Sulfato de cobre	2 kg	Anual	Almacén de SQP	Estante de acero

Las Hojas de Datos de Seguridad de las SAQ a emplear en el proyecto se incluyen en el **Anexo 4**.

¹ Para uso en vehículos Automotores.



Índice

II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	3
II.1 COLINDANCIAS DEL PROYECTO.....	3
II.1.2 Descripción de las colindancias en un radio de 500 m.....	3
II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.....	5
II.2.1 Clima.....	5
II.2.2 Geomorfología.....	12
II.2.3 Geología.....	14
II.2.4 Edafología.....	18
II.2.5 Hidrología.....	20
II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.....	23
II.2.7 Regiones Prioritarias.....	23
II.2.8 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).....	27

Índice de Tablas

Tabla 1 Proximidades con zonas vulnerables de población.....	3
Tabla 2 Proximidades con componentes ambientales.....	3
Tabla 3 Proximidades con infraestructura.....	3
Tabla 4 Proximidades con infraestructura.....	4
Tabla 5 Normales Climatológicas de la Estación 25098 TOPOLOBAMPO (DGE).....	7
Tabla 6 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2006 al 2019.....	8

Índice de Figuras

Figura 1 Colindancias del Proyecto dentro del Buffer de 500 m.....	4
Figura 2 Tipo de Clima en el AiP.....	5
Figura 3 Valores de precipitación existentes en el AiP.....	6
Figura 4 Valores de temperatura existentes en el AiP.....	7
Figura 5 Localización del proyecto en la Provincia Fisiográfica.....	12
Figura 6 Localización del proyecto en la Subprovincia Fisiográfica.....	13
Figura 7 Sistemas de Topoformas en el AIP.....	14
Figura 8 Geología presente en el AIP.....	15
Figura 9 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País.....	17
Figura 10 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México.....	18
Figura 11 Edafología presente en el AIP.....	19
Figura 12 Incidencia del proyecto en la Región Hidrológica.....	20
Figura 13 Incidencia del proyecto en la Cuenca Hidrológica.....	21
Figura 14 Incidencia del proyecto en la subcuenca Hidrológica.....	22
Figura 15 Uso de Suelo y Vegetación Serie VI del INEGI.....	23



Figura 16 RTP en la que incide el AiP.....	24
Figura 17 RHP en la que incide el AiP del proyecto.....	26

II. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

II.1 COLINDANCIAS DEL PROYECTO.

II.1.2 Descripción de las colindancias en un radio de 500 m.

A continuación, se indican las principales colindancias ajenas al presente proyecto:

Tabla 1 Proximidades con zonas vulnerables de población.

Tipo de zona vulnerable de población	Nombre de la Zona	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia (m)
Localidad	NA	NA	NA

Tabla 2 Proximidades con componentes ambientales.

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia (m)
Vegetación Natural	Matorral Sarcocaula	Matorral Sarcocaula en el costado E/SE del predio de la Terminal	E/SE	549
Cuerpo de Agua	Bahía de Topolobampo	Bahía de Topolobampo en el costado E/NE/SE del predio de la Terminal	E/NE/SE	Contiguo

Tabla 3 Proximidades con infraestructura.

Tipo de infraestructura	Nombre/descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia a la instalación (m)
Industria	Muelle de Carga General	N	235
Industria	Terminal Transoceánica de Topolobampo	O/NO/SO	Contiguo
Industria	Insumos y servicios Agrícolas	SO	549
Industria	Hospital Naval	NO	552

¹ Considerada desde el centroide del predio de la Terminal

Tabla 4 Proximidades con infraestructura.

Localización	Tipo de Suelo	Descripción
NE	Cuerpo de Agua	Bahía de Topolobampo
Este	Vegetación Natural	Matorral Sarcocaula
SE	Vegetación Natural	Matorral Sarcocaula
Este	Cuerpo de Agua	Bahía de Topolobampo

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



II.2 ASPECTOS BIÓTICOS Y ABIÓTICOS.

La descripción de los aspectos abióticos del proyecto se realizó considerando el área Buffer de 500 m a partir de los límites del predio, considerada también como área de Influencia del Proyecto (AiP)

Para mayor detalle, **Ver Anexo 4. Planos Temáticos.**

II.2.1 Clima.

El tipo de clima existente en el área de Influencia del proyecto, según la clasificación de Köppen modificada por Enriqueta García (1981) es el BW(h')w que corresponde a un tipo de clima Cálido húmedo.

- Régimen de lluvia de verano. Muy seco semicálido Semicálido, temperaturas medias, anual 18° a 22 °C y del mes más frío < 18 °C.

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



A) Precipitación

De acuerdo a lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de los valores de precipitación a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, la totalidad del territorio que conforma el AiP presenta valores de precipitación entre 200 y 300 mm anuales.

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

B) Temperatura

De acuerdo a lo establecido por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), que establece la delimitación de las Isotermas a nivel nacional conforme a lo establecido por E. García, la totalidad del AiP se presentan temperaturas entre los 24 y 26°C.

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

C) Normales Climatológicas

En la siguiente tabla se presentan las normales climatológicas de la Estación 25098 TOPOLOBAMPO (DGE) que es la más cercana al proyecto actualmente.

Tabla 5 Normales Climatológicas de la Estación 25098 TOPOLOBAMPO (DGE).

ESTADO DE: SINALOA							PERIODO: 1981-2010						
ESTACIÓN: 25098 TOPOLOBAMPO (DGE)				25° 35' 00" N			109° 03' 00" W			ALTURA: 6 MSNM			
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA (°C)													
Normal	24.7	25.9	28.3	30.2	32.7	34.4	34.7	34.3	33.3	31.6	28.7	25.1	30.3
TEMPERATURA MEDIA (°C)													
Normal	19.9	21.1	23.1	25.0	27.6	30.1	30.7	30.3	29.6	27.6	24.2	20.5	25.8
TEMPERATURA MÍNIMA (°C)													
Normal	15.2	16.3	17.8	19.9	22.5	25.9	26.7	26.3	25.9	23.7	19.7	15.9	21.3

PRECIPITACIÓN (mm)

Normal	15.7	3.6	3.8	0.0	0.2	2.0	59.8	92.5	112.0	36.4	16.9	22.5	365.4
--------	------	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	-------	------	------	------	-------

Fuente: Comisión Nacional del Agua (CNA)

De acuerdo a las tablas anteriores los valores de precipitación y temperatura promedios en el AiP del proyecto son 365.4 mm anuales y con promedio de temperatura igual a 25.8°C, así mismo de acuerdo a los datos consultados en el Instituto Nacional de Investigaciones Forestales Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) la velocidad del viento promedio es de 3.6 m/s y el promedio histórico de humedad relativa es de 70%.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 10 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico (**Ver Tabla 6**), los cuales han causado desastres principalmente en los estados ubicados en la costa Este y Oeste de la República Mexicana. A continuación, se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el periodo del año 2006 al 2019.

Tabla 6 Huracanes y tormentas tropicales registrados en México del año 2006 al 2019.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2019	Atlántico	De acuerdo a los datos del Servicio Meteorológico Nacional, ningún Huracán o Tormenta Tropical tocó tierra.		
	Pacífico			
2018	Atlántico	<i>Ninguno tocó tierra</i>		
	Pacífico	Vicente	TT	Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Michoacán y Colima.
		Sergio	H4	Baja California Sur, Baja California, Sonora y Sinaloa.
		Carlotta	TT	Oaxaca, Michoacán y Guerrero.
		Bud	H1	Baja California Sur, Sonora y Sinaloa.
2017	Atlántico	Franklin	H1	Quintana Roo, Yucatán y Veracruz.
		Katia	H2	Veracruz y Puebla.
	Pacífico	Beatriz	TT	Oaxaca.
		Calvin	TT	Oaxaca y Chiapas.
		Lidia	TT	Baja California Sur y Baja California.
2016	Pacífico	Depresión Tropical No. 1	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Javier	TT	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Baja California Sur.
		Newton	H1	Baja California Sur y Sonora.
	Atlántico	Colin	TT	Yucatán y Quintana Roo.
		Danielle	TT	Hidalgo, Tamaulipas, Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.
		Earl	H1	Puebla, Veracruz, Tabasco y Campeche.
		Blanca	H4	Baja California y Baja California Sur.
2015	Pacífico	Carlos	H1	Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		D.T. No. 16	DT	Baja California, Baja California Sur y Sonora.
		Patricia	H5	Colima, Jalisco, Nayarit y Zacatecas.
		Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco.
2014	Pacífico	Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo, Puebla y



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2013	Pacífico	Depresión Tropical 9	DT	Veracruz. Campeche.
		Bárbara	H1	Chiapas y Oaxaca.
		Erick	H1	Oaxaca y Baja California Sur.
		Ivo	TT	Baja California Sur
		Juliette	TT	Sinaloa y Baja California Sur.
		Lorena	TT	Michoacán, Jalisco, Colima, Nayarit y Sinaloa.
		Manuel	H1	Guerrero, Michoacán, Colima y Jalisco.
	Atlántico	Sonia	TT	Sinaloa.
		Barry	TT	Campeche y Veracruz.
		Fernand	TT	Campeche y Veracruz.
		D.T. 8	DT	Tamaulipas.
		Ingrid	H1	Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.
		Karen	TT	Yucatán y Quintana Roo.
		Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
2012	Pacífico	Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur.
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca.
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas e Hidalgo.
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco.
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz.
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche.
		Hermine	TT	Tamaulipas.
		DT 2	DT	Tamaulipas.
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León.
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora.
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz.
		Ágatha	TT	Chiapas.
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero.
		Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo.
2008	Pacífico	Odile	TT	Guerrero, Michoacán y Colima.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
		Norbert	H2	BCS, Sonora y Chihuahua.
	Atlántico	Marco	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla.
	Pacífico	Lowell	DT	BCS, Sinaloa y Sonora.
	Atlántico	Dolly	TT	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua.
	Pacífico	DT 5E	DT	Michoacán.
	Atlántico	Arthur	TT	Quintana Roo, Campeche y Tabasco.
2007	Atlántico	Lorenzo	H1	Veracruz, Puebla e Hidalgo.
	Pacífico	Henriette	H1	BCS y Sonora.
	Atlántico	Dean	H5	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Puebla, Hidalgo y Querétaro.
	Pacífico	Bárbara	TT	Chiapas.
2006	Pacífico	Norman	DT	Colima, Michoacán y Jalisco.
		Lane	H3	Sinaloa y Colima.
		John	H2	BCS.

De acuerdo a la **Tabla 6** y a las consultas de información para el área del proyecto, se considera que el estado de Veracruz es una zona susceptible a fenómenos climatológicos, tales como huracanes y tormentas tropicales, ya que se localiza en la costa del Océano Pacífico, además de que en los últimos diez años, se han presentado fenómenos climáticos que han causado inundaciones en la zona con daños significativos para infraestructura urbana, tal es el caso del Lane (2007), el cual alcanzó la categoría H3 (en la escala Saffir-Simpson) y causó daños severos en el municipio de El Dorado y en otras partes del estado de Sinaloa, principalmente en infraestructura vial, con inundaciones severas y la evacuación de gran cantidad de habitantes de la zona, por tal motivo, dentro del diseño y construcción de la Terminal de Almacenamiento, la promovente ha considerado las posibles afectaciones a causa de fenómenos climatológicos, por lo que toda la infraestructura será construida en base a los estándares nacionales e internacionales para evitar cualquier situación de emergencia a causa de fenómenos naturales.

Los registros meteorológicos de la estación climatológica en Topolobampo no indican la presencia de heladas, ni de nevadas, sin embargo en el periodo de 1971 a 2000 se registró un promedio anual de 20 días con niebla. En el mismo periodo tampoco se registraron días con granizo; por lo anterior, se puede descartar el riesgo que pueden representar las granizadas en el área del Proyecto.

Los vientos son predominantemente del norte alcanzando velocidades máximas entre los meses de octubre a junio con un viento de 12.2 km/h y un viento dominante de 27.10 m/s.

En cuanto al tema de huracanes, la posición geográfica de la zona en la que se ubica el AiP, la hace propensa a sufrir embates ocasionados por fenómenos ciclónicos. Los fenómenos atmosféricos más severos que se presentan en la región del Océano Pacífico son los frentes fríos (nortes) y los ciclones tropicales, estos últimos en su carácter de perturbaciones, tormenta y huracanes.

La temporada de ciclones tropicales, en la vertiente que corresponde al Estado de Sinaloa, inicia el 15 de mayo y termina el 30 de noviembre, es decir, abarca la finalización de la primavera, el verano, así como parte del otoño del hemisferio septentrional, aunque los sistemas ciclónicos pueden presentarse, en algunas ocasiones, anterior a la temporada y raras veces posterior a ella.



Tal como se ha descrito en los párrafos anteriores, la zona de estudio es una región que es azotada por perturbaciones atmosféricas de gran magnitud, principalmente durante los meses de julio a septiembre, con los efectos consiguientes, tales como oleajes de gran magnitud, mayores a los normales y sobreelevaciones temporales del nivel medio del mar generados por el empuje del viento ciclónico sobre la superficie del agua.

II.2.2 Geomorfología.

El AiP del proyecto se localiza en la parte Noroeste del estado de Sinaloa, dentro de la delimitación de la Provincia Fisiográfica denominada Llanura Costera del Pacífico, específicamente dentro de la Subprovincia Fisiográfica conocida como Llanura Costera y Deltas de Sonora y Sinaloa, donde existen sistemas de topoformas conformados principalmente por Sierra Baja de Laderas Escarpadas con Llanuras.

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

- ❖ **Provincia Fisiográfica Llanura Costera del Pacífico:** Esta provincia se localiza en parte de los estados de Sonora, Sinaloa y Nayarit. Es una llanura costera angosta y alargada, cubierta en su mayor parte por materiales depositados por los ríos, es decir aluviones, que bajan hasta el mar desde la Sierra Madre Occidental. Los ríos forman deltas en sus desembocaduras, como los de los ríos Yaqui, Fuerte y río Grande de Santiago. Hacia la costa se han desarrollado algunas lagunas y albuferas.

Es una llanura alargada y angosta (no excede los 65 km de ancho), que se extiende sobre la costa. El suelo está conformado principalmente por materiales aluvionales, transportados por los ríos que fluyen desde la Sierra Madre Occidental y desembocan en el Océano Pacífico.³

Esta llanura se extiende a lo largo de unos 750 km. El sector en Nayarit que se extiende por unos 150 km comprende unas 418000 hectáreas.⁴ El sector en Sinaloa se extiende unos 560 km y comprende unos 1,6 millones de hectáreas.

Se caracteriza por ser un relieve casi plano formado por grandes llanuras de inundación, lagos y pantanos alineados paralelamente a la costa. Las rocas más antiguas de la llanura costera son rocas ígneas extrusivas del terciario. Del cuaternario son los suelos o depósitos aluviales, lacustrescotaruos y palustretoritarias, constituidos por arenas, gravas, limos y arcillas. Se desconocen los recursos geológicos de esta provincia. Sin embargo, es probable que existan grandes depósitos de sal, así como otros minerales que se forman en condiciones similares a las que prevalecen en esta provincia.

Fuente: INEGI. Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México.

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

- ❖ **Subprovincia Llanura Costera y Deltas de Sonora y Sinaloa:** Dentro del territorio Yaqui esta subprovincia ocupa el 36% del área y la topoforma dominante es una amplia llanura costera con abanicos deltáicos, lagunas costeras con manglar y planicies de inundación con salinas. También se reconoce la presencia de algunas playas arenosas, dunas costeras estabilizadas sobre la costa y cordones costeros de pequeñas dimensiones Mendoza

Cantú (1997). La zona litoral desde la laguna costera Guásimas hasta la laguna Bahía de Lobos forma un amplio sistema lagunar-estuarino que representa el frente deltaico del Río Yaqui el cual contiene lagunas costeras con manglar que son de gran importancia para la comunidad Yaqui, los principales cuerpos lagunares que lo integran son Estero Algodones, Las Guásimas y Bahía de Lobos. El valle aluvial al oeste de Pótam y Vícam forma una planicie con buen sistema de drenaje, y presenta superficies dedicadas al uso agrícola con tecnología de riego. (Mendoza-Cantú, 1997).

Fuente: INEGI. Síntesis Geográfica de Sinaloa. 1981.

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

II.2.3 Geología.

En el AiP no existen características litológicas importantes, ya que toda el área de influencia queda inmersa dentro de suelo Ígnea Extrusiva, Basalto-Brecha Volcánica Básica.

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

El territorio del predio donde queda inmerso el proyecto se encuentra dentro de suelo tipo ígnea Extrusiva, Basalto-Brecha Volcánica Básica:

Unidad ígnea extrusiva perteneciente al Terciario Superior, constituida por la alternancia rítmica de derrames de basalto vesicular color negro y brecha volcánica color gris y rojo oscuro. La unidad pertenece a la Formación San Cristóbal y yace discordante sobre las rocas ácidas del Terciario Superior y las rocas sedimentarias del Cretácico Su expresión morfológica es de mesetas, algunas veces coronadas por conos cónicos.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística. (INEGI)

Presencia de fallas y fracturamientos.

Los Sismos (temblores o terremotos) se producen por el rompimiento de la roca de que se compone la corteza terrestre. La corteza terrestre se comporta como un material Frágil (similar al vidrio) que se resquebraja por la acción de una fuerza externa que sobrepasa la resistencia del material. Cuando dos placas tectónicas o bloques de corteza terrestre están en contacto, se produce fricción entre ellas, manteniéndolas en contacto hasta que la fuerza que se acumula por el movimiento entre las placas sea mayor que la fuerza de fricción que las mantiene en contacto. En ese momento se produce un al romperse ese contacto. La Energía Elástica que se había acumulado en la zona de contacto se libera en forma de calor, deformación de la roca y en energía sísmica que propaga por el interior de la Tierra. Esta energía sísmica que se propaga como ondas (similares a las ondas del sonido) es lo que sentimos bajo los pies cuando ocurre un temblor.

El territorio mexicano se encuentra dividido entre cinco placas tectónicas. La mayor parte del país se encuentra sobre la placa NORTEAMERICANA. Esta gran placa tectónica contiene a todo Norteamérica, parte del océano Atlántico y parte de Asia. La península de Baja California se encuentra sobre otra gran placa tectónica, la placa del PACÍFICO. Sobre esta placa también se encuentra gran parte del estado de California en los Estados Unidos y gran parte del océano Pacífico. El sur de Chiapas se encuentra dentro de la placa CARIBE. Esta pequeña placa contiene a gran parte de las islas caribeñas y los países de Centro América. Otras dos pequeñas placas oceánicas conforman el rompecabezas tectónico de México, Cocos y Rivera y del Pacífico.

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas. Esto se realizó con fines de diseño antisísmico. Para realizar esta división se utilizaron los catálogos de sismos de la República Mexicana desde inicios de siglo, grandes sismos que aparecen en los registros históricos y los registros de aceleración del suelo de algunos de los grandes temblores ocurridos en este siglo. Estas zonas son un reflejo de que tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo.

De acuerdo a las Cartas Estatales Geológicas, Escala 1:1 000 000 y a la **Figura 9**, dentro de la superficie del AiP y sus áreas adyacentes no se observan fallas y/o fracturas geológicas que pongan en riesgo la integridad física de la infraestructura que conformará la Terminal.

Susceptibilidad de la Zona.

Con relación a movimientos telúricos y de acuerdo con el CENAPRED, el AiP se localiza en una región que está clasificada como Zona C, que presenta sismicidad con menor frecuencia, y las aceleraciones del terreno no sobrepasan el 70% del valor de la gravedad (una medida de la carga adicional que debe ser soportada por los edificios durante un terremoto).

Zonas Sísmicas en México



Figura 9 Ubicación del proyecto conforme a las Regiones sísmicas del País.

En cuanto a la susceptibilidad a la actividad volcánica, dentro del AiP o sus alrededores no se localizan volcanes que puedan afectar la integridad mecánica de la terminal, por lo que la zona no es susceptible a este tipo de fenómenos.



Figura 10 Ubicación del proyecto conforme a los principales Volcanes de México.

II.2.4 Edafología.

Los tipos de suelo existentes en el AiP son en mayor parte Leptosol

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

Leptoslo: El término leptosol deriva del vocablo griego "leptos" que significa delgado, haciendo alusión a su espesor reducido.

El material original puede ser cualquiera tanto rocas como materiales no consolidados con menos del 10 % de tierra fina.

Aparecen fundamentalmente en zonas altas o medias con una topografía escarpada y elevadas pendientes. Se encuentran en todas las zonas climáticas y, particularmente, en áreas fuertemente erosionadas.

El desarrollo del perfil es de tipo AR o AC, muy rara vez aparece un incipiente horizonte B. En materiales fuertemente calcáreos y muy alterados puede presentar un horizonte Móllico con signos de gran actividad biológica.

Son suelos poco o nada atractivos para cultivos; presentan una potencialidad muy limitada para cultivos arbóreos o para pastos. Lo mejor es mantenerlos bajo bosque.

El predio donde se realizará la construcción del Proyecto incide en su mayoría en el tipo Leptosol.

II.2.5 Hidrología.

El proyecto y su área de influencia inciden en la RH10 Sinaloa, dentro de la Cuencas denominada Lechuguilla-Ohuira-Navachiste, específicamente dentro de las Subcuenca B. Ohuira, tal y como se muestra en la siguiente figura:

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

- **RH10. Sinaloa.** ubre el 85.45% de la superficie estatal, drenando las aguas del centro y norte de la entidad directamente hacia el Océano Pacífico. Las cuencas de esta región hidrológica y la porción del territorio estatal que cobijan son (de norte a sur): Estero de Bacarehuis (3.41%), Río Fuerte (11.36%), Bahía Lechuguilla-Chuira-Navachiste (6.93%), Río Sinaloa (15.46%), Río Mocorito (11.9%), Río Culiacán (15.98%), Río San Lorenzo (7.24%) y Río Piaxtla-Río Elota-Río Quelite (13.17%). El Río Fuerte nace en la Gran Meseta y Cañones Chihuahuenses con el nombre de río Verde; adquiere su nombre a partir de la confluencia del río Urique aun en territorio chihuahuense. Tiene una extensión de 540 km y su cuenca tiene un área de 33.590 km².

El Río Sinaloa nace en el municipio de Guadalupe y Calvo en el estado de Chihuahua con el nombre de río Petatlán; ya en el estado de Sinaloa adquiere su nombre. Desemboca en la punta perihuate; tiene una extensión de 400 km y su cuenca tiene un área de 12.260 km².



El Río Culiacán nace en el municipio de Guanacevi en el estado de Durango con el nombre de río Colorado; luego toma el nombre de río Humaya y a partir de la confluencia con el río Tamazula, toma el nombre de río Culiacán. Desemboca frente a la península de Lucenilla; tiene una extensión de 875 km y una cuenca de 15.731 km².

El Río San Lorenzo se forma en la confluencia de los ríos San Gregorio y Los Remedios, en el municipio de Tamazula, Durango. Desemboca en la Boca del Navito; tiene una extensión de 315 km y una cuenca de 8.919 km².

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



II.2.6 Uso de Suelo y Vegetación.

El predio donde se ubicará la Terminal de PPT se encuentra en su totalidad en suelo dedicado a uso Urbano, por lo que no impacta de alguna manera con vegetación natural.

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

II.2.7 Regiones Prioritarias.

A) Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs)

El proyecto Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), tiene como objetivo principal, la determinación de unidades estables desde el punto de vista ambiental en la parte continental del territorio nacional, que destaquen la presencia de una riqueza ecosistémica y específica comparativamente mayor que en el resto del país, así como una integridad ecológica funcional significativa, donde además, se tenga una oportunidad real de conservación. El proyecto de RTP, fue creado debido a la acelerada pérdida y modificación de los sistemas naturales que ha presentado México durante las últimas décadas, por lo que se requiere con urgencia, que se fortalezcan los esfuerzos de conservación de regiones con alta biodiversidad. (CONABIO)

El presente proyecto incide con la RTP Marismas Topolobampo-Caimanero.

La Región Terrestre Prioritaria número 22 (RTP-22), denominada Marismas Topolobampo – Caimanero. La RTP-22 ocupa una superficie total de 4,203km², y comprende los municipios de



Ahome, Angostura, Culiacán, Guasave y Mocorito. La RTP-22 es una región prioritaria en función de la presencia de ecosistemas con alta productividad acuática. La fauna asociada a sus manglares es de cocodrilos y aves acuáticas. Presenta vegetación de manglares y vegetación halófila y su problemática ambiental radica en la desecación de pantanos. (Arriaga, et al; 2000). Las geoformas identificadas para la RTP-22 son las marismas y las lagunas costeras. Sus unidades de suelo son de tipo Solonchak háplico (Clasificación FAO-Unesco, 1989 en Arriaga, et al; 2000). La diversidad de ecosistemas identificados en la RTP se encuentra ligada a las marismas y a las lagunas costeras. Los principales tipos de vegetación y usos del suelo representados en esta región, así como su porcentaje de superficie son:

- Vegetación halófila – 39%.
- Manglar – 22%.
- Matorral crasicaule – 11%.
- Áreas sin vegetación aparente – 10%.
- Agricultura, pecuario y forestal – 8%.
- Matorral sarcocaula – 7%.
- Selva baja espinosa – 3%.

La problemática ambiental identificada en la RTP, está relacionada con la desecación de pantanos y canales para aprovechamiento agrícola, y con el desarrollo de proyectos de acuacultura.

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

B) Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs)

La Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), en el mes de Mayo de 1998, inició el *Programa de Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)*, con el objetivo de obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país considerando las características de biodiversidad y los patrones sociales y económicos de las áreas identificadas, para establecer un marco de referencia que pueda ser considerado por los diferentes sectores para el desarrollo de planes de investigación, conservación uso y manejo sostenible. Este programa forma parte de una serie de estrategias instrumentadas por la CONABIO para la promoción a nivel nacional del conocimiento y conservación de la biodiversidad en México.

El presente proyecto incide con la RHP Bahía Ohuira – Ensenada Pabellón.

Recursos hídricos principales

lénticos: llanuras de inundación, pantanos dulceacuícolas, lagunas, esteros

lóticos: ríos Culiacán, Sinaloa y Mocorito (cuencas bajas), ríos temporales, arroyos, drenes agrícolas

Características varias: clima muy seco semicálido con lluvias en verano y algunas en invierno. Temperatura media anual de 22-24°C. Precipitación total anual 200-600 mm.

Principales poblados: Topolobampo, Guasave, Los Mochis

Actividad económica principal: agricultura (ingenios azucareros, algodón), pesca (camarón, lisa, cazón, tiburón), salinas, conservación y enlatado de mariscos, empacadora de frutas, legumbres y carne

Biodiversidad: tipos de vegetación: manglar, tular, bosque espinoso, vegetación halófila, matorral sarcocaula, selva baja caducifolia, vegetación de dunas costeras. Fauna característica: de moluscos *Acanthochitona arragonites* (parte lateral de las rocas), *Anachis vexillum* (litoral rocoso), *Bemardina margarita*, *Coralliophila macleani*, *Cyathodonta lucasana*, *Dendrodoris krebssii* (raro al oeste de BC y común en costas del centro y sur), *Entodesma lucasanum* (zona litoral), *Fusinus* (*Fusinus*) *ambustus* (zonas arenosas), *Leptopecten palmeri*, *Lucina* (*Callucina*) *lampra*, *Lucina lingualis*, *Nassarina* (*Steironepion*) *tincta*, *Nassarina* (*Zanassarina*) *atella*, *Neorapana tuberculata* (litoral rocoso), *Nucinella subdola*, *Plicatula anomioides* (en superficies rocosas), *Polymesoda mexicana*, *Pseudochama inermis* (zona litoral), *Rangia* (*Rangianella*) *mendica* (zonas de mangle y rompeolas), *Semele* (*Amphidesma*) *verrucosa pacifica*, *Terebra allyni*, *T. iola*, *Transennella humilis*, *Tripsycha* (*Eualetes*) *centiquadra* (litoral rocoso); de peces *Atherinella crystallina*, *Awaous transandeanus*, *Hyporhamphus rosae*; de aves *Anas acuta*, *A. clypeata*, *Anser albifrons*, *Aythya affinis*, *A. americana*, *Bucephala albeola*, *Fregata magnificens*, *Fulica americana*, *Mergus serrator*, *Pelecanus erythrorhynchos*, *P. occidentalis*. Endemismo de plantas costeras; de peces *Poeciliopsis lucida*, *P. presidionis*, *P. viriosa*; del crustáceo *Pseudothelphusa sonorensis*. Especies amenazadas del pez *Catostomus bernaldini*, *Oncorhynchus chrysogaster*; del reptil *Crocodylus acutus*; de aves *Anas acuta*, *Charadrius melodus*, *Larus heermanni*, por reducción y pérdida del hábitat, cacería y contaminación. Área de refugio de aves migratorias.



Aspectos económicos: agricultura de riego y temporal, acuicultura, pesquerías de langostinos *Macrobrachium americanum* y *M. tenellum*, tilapia azul *Oreochromis aureus*, camarones *Penaeus vannamei* y *P. stylirostris*; transporte del puerto de Topolobampo; turismo de bajo impacto.

Problemática:

- Modificación del entorno: por agricultura intensiva, construcción de presas, desforestación, azolvamiento acelerado por las tierras agrícolas, desecación de pantanos y canales para uso agrícola.
- Contaminación: por trampas de agroquímicos y descargas de ingenios, aguas residuales domésticas y metales pesados.
- Uso de recursos: especies de Anátidos y Ardeidos en riesgo. Especies introducidas de lirio acuático *Eichhornia crassipes* y tilapia azul *Oreochromis aureus*. Los manglares actúan como filtro de agroquímicos y metales pesados.

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

C) Áreas Importantes para la Conservación de Aves (AICAS).

El AiP del proyecto no incide con ninguna AICA.



II.2.8 Áreas Naturales Protegidas (ANPs).

De acuerdo con la consulta de información en las fuentes electrónicas disponibles, el AIP del proyecto no incide con ningún tipo de ANP del tipo municipal, estatal o federal.



Índice

III. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.....	2
III.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS.....	2
III.1.1 Consideraciones para el Análisis Preliminar de Riesgos.....	3
III.1.2 Antecedentes de Accidentes e Incidentes.....	3
III.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS.....	5
III.2.1 Consideraciones para el Análisis Cualitativo de Riesgos.....	6
III.2.2 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP).....	6
III.2.3 Jerarquización de Riesgos.....	12
III.2.4 Escenarios de Riesgo Identificados.....	16

Índice de Tablas

Tabla 1 Antecedentes de accidentes en plantas de licuefacción de GN.....	3
Tabla 2 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.....	8
Tabla 3 Nodos Seleccionados.....	9
Tabla 4 Consecuencias (en forma descriptiva).....	9
Tabla 5 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.....	10
Tabla 6 Matriz de riesgos.....	11
Tabla 7 Definiciones de las diferentes regiones de riesgo.....	11
Tabla 8 Tabla de Consecuencias.....	12
Tabla 9 Tabla de Frecuencias.....	13
Tabla 10 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).....	13
Tabla 11 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/Producción (Pr).....	14
Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).....	14
Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal (Pe).....	15
Tabla 14 Escenarios de Riesgo Identificados en el HAZOP por receptor de riesgo.....	16

III. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.

Para la realización del presente Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos inherente a la construcción y operación de la Terminal de GNL, se empleó la **Ingeniería Básica Extendida (IBE)**.

III.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS.

El Análisis Preliminar de Riesgos (APR) es el precursor de otros métodos de análisis más complejos y es utilizado únicamente en la fase de desarrollo de las instalaciones y para casos en los que no existen experiencias anteriores, sea del tipo de implantación.

El APR selecciona los productos peligrosos y los equipos principales de la planta.

El APR se puede considerar como una revisión de los puntos en los que pueda ser liberada energía de una forma incontrolada.

Fundamentalmente, consiste en formular una lista de estos puntos con los peligros ligados a:

- ✓ Materias primas, productos intermedios o finales y su reactividad. Equipos de planta.
- ✓ Límites entre componentes de los sistemas.
- ✓ Entorno de los procesos.
- ✓ Operaciones (pruebas, mantenimiento, puesta en marcha, paradas, etc.).
- ✓ Instalaciones.
- ✓ Equipos de seguridad.

Los resultados de este análisis incluyen recomendaciones para reducir o eliminar estos peligros. Estos resultados son siempre cualitativos, sin ningún tipo de priorización.

Sí bien todos los accidentes que ocurren en la industria son dados por diferentes factores y a nivel global son distintos por la forma en que se producen y las sustancias químicas que intervienen en ellos, todos comparten una característica común: son acontecimientos no controlados, constituidos en su inicio por las propiedades físicas y químicas del material y como causas iniciadoras, una serie de combinaciones de factores que conllevan a eventos no deseados (fugas, derrames, incendio y explosión, principalmente), ocasionando lesiones o muertes, daños de diversas magnitudes en la infraestructura de las instalaciones y al medio ambiente.

En cualquier circunstancia, decir que en una instalación determinada puede ocurrir una explosión, o un escape tóxico no es suficiente, sino que se requiere un estudio que indique cuales son los mecanismos o secuencias de acontecimientos por los que el accidente puede tener lugar. El primer suceso de la cadena se conoce como suceso iniciador. Por lo general entre el suceso iniciador y el accidente se encuentra una secuencia de hechos que incluyen las respuestas del sistema y de los operadores, así como otros sucesos concurrentes. Todos estos factores se conocen como elementos del accidente.

III.1.1 Consideraciones para el Análisis Preliminar de Riesgos.

La evaluación preliminar de riesgos para el presente proyecto se realizará mediante las técnicas de Análisis Histórico de Accidentes. Estas técnicas se fundamentan en un análisis de la información documental, contemplando además los siguientes rubros:

- ✓ La evaluación de incidentes y accidentes ocurridos en las instalaciones afines (considerando instalaciones, sustancias involucradas, evento o causa del accidente, nivel de afectación y acciones realizadas).

III.1.2 Antecedentes de Accidentes e Incidentes.

En este apartado se presentan accidentes e incidentes que pueden ocurrir durante la etapa de Operación y Mantenimiento de instalaciones de proceso similares, asimismo se describe brevemente el evento, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención.

Tabla 1 Antecedentes de accidentes en plantas de licuefacción de GN.

Fecha	Lugar	Caso
1994	Cleveland Ohio U.S.A.	Falla en un tanque de acero con contenido de níquel menor a 3.5 %. El gas natural líquido se derramó matando 128 personas y 225 resultaron dañadas. Las dos nubes formadas dieron como resultado un gran incendio sin explosión equivalente a 1 tonelada de TNT, resultando posteriormente un fuego de larga duración.
1972	Montreal Canadá	Debido a un retroceso de GN desde el compresor hacia la línea de nitrógeno, cuyas válvulas no habían sido cerradas después de efectuarse el proceso de deshielo. El GN entró al cuarto de control del compresor a través de la línea de nitrógeno, Como estaba permitido fumar en ese lugar. Ocurrió una explosión al encender un cigarro uno de los operadores. Este accidente no involucro GNL.
1977	Algeria	Un operador falleció al ser congelado por un chorro de GNL que escapó de una ruptura del cuerpo de una válvula de uno de los tanques de GNL. A pesar de la fuga no hubo incendio ni explosión. La válvula se rompió por ser de aluminio fundido en lugar de ser de acero inoxidable.
1978	Das Island, Emiratos Árabes	Al romperse una tubería de salida del GNL del tanque de GNL, se produjo un derrame que se evaporó sin causar ni incendio ni explosión. La fuga se controló cerrando la válvula anterior al punto de ruptura.
1983	Bontang Indonesia	Debido a la ruptura de una de las columnas de licuefacción causada por haber dejado instalado una brida ciega en la line de desfogue, genero una sobrepresión que resulto en la ruptura de una línea. Los pedazos de la ruptura mataron tres trabajadores. El incendio pudo apagarse en treinta minutos. Este accidente ocurrió durante una operación de purga.
1985	Pinson Alabama	Seis empleados resultaron dañados al producirse un incendio en un cuarto de control debido a la entrada de GN que escapó de una placa de aluminio



Fecha	Lugar	Caso
	U.S.A.	que se fracturó en un recipiente conectado a una de las cajas frías de la que recibía el gas.
1988	Everett Mass. U.S.A.	Ocurrió un derrame de GNL durante una transferencia de uno de los tanques de almacenamiento producido por un "martillo de agua inducido por condensación". El derrame fue contenido y debido a la calma atmosférica el gas no pasó a las instalaciones vecinas. No se reportaron daños.
1992	Baltimore Maryland U.S.A.	La falla de una válvula de desfogue produjo una fuga de gas durante diez horas vaciándose en el contenedor de uno de los tanques y produciendo una presión en el tanque con la consecuente fractura del mismo. No hubo pérdidas humanas.
1993	Bontag Indonesia	Una fuga de gas natural líquido se derramó en la tubería de drenaje de la planta, lo que produjo que el gas se expandiera violentamente rompiendo el drenaje. No hubo ignición de vapores ni daños humanos.
2003	Bintulu Malasia	Una fuga de GN sucedió en un equipo auxiliar de la planta de licuefacción sin producir daño alguno al sistema criogénico.
2004	Sikda Algeria	Una fuga dentro del sistema refrigerante de hidrocarburo que se introdujo al sistema de la caldera produciendo un incendio que tardó ocho horas en ser apagado. Hubo grandes daños a la planta, 27 muertos y más de 72 personas dañadas. No hubo daño a los tanques de almacenamiento ni a los vecinos.
2009	Tangguh Indonesia	Ocurrió una fuga de GNL al fracturarse la tapa de acero al carbono de uno de los tanques de almacenamiento.
2011	Róterdam Holanda	Se produjo una emisión de GNL durante una operación de mantenimiento que, debido a la humedad presente condensó de una manera visible. No hubo daños a personas ni a las instalaciones vecinas.



III.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS.

Los Análisis de Riesgo involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

La identificación de los riesgos permite determinar las localizaciones, rutas, características y cantidad de materiales de fuentes potenciales de accidentes por explosión, incendio, fuga o derrame de una sustancia peligrosa. Esto lleva a la formulación de escenarios fundamentales de accidentes, que requieren una mayor consideración y análisis.

El análisis probabilístico permite identificar la verosimilitud de ocurrencia del accidente para examinar y priorizar los escenarios de accidentes potenciales en términos de su probabilidad de ocurrencia.

La evaluación de las consecuencias e impactos asociados con la ocurrencia de los escenarios identificados de accidentes, es el proceso denominado Análisis de Consecuencias. Este paso permite una comprensión de la naturaleza y gravedad de un accidente y permite un análisis y priorización de los escenarios en términos del impacto potencial del daño en la gente y las instalaciones.

La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo total, que a la vez logre el desarrollo y preparación de un plan de emergencias.

Para la identificación de los riesgos involucrados en el proceso del Proyecto, se analizarán las condiciones de operación de las instalaciones que conforman la instalación, para lo cual, se cuenta con los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), Filosofías de Operación (FOP), Descripción Detallada del Proyecto (DDP), así como de la Memoria Técnico – Descriptiva (MTD).

En base al análisis de falla, se identifican aquellos puntos vulnerables donde exista mayor probabilidad de riesgo de que ocurra un evento no deseado, los cuales estarán dados principalmente por tuberías de conducción de combustibles, válvulas, medidores de flujo, uniones e interconexiones, las cuales son sistemas e instrumentos expuestos a fallas por rotura, por desgaste o por simple defecto de fabricación o construcción, además de que el riesgo aumenta si éstos no son conservados debidamente por la efectiva aplicación de un programa de mantenimiento y la supervisión constante de los mismos, sin descartar fallas por el factor humano, vandalismo o fenómenos naturales.

Aunado a lo anterior, se analizan las situaciones donde la presencia de algún evento externo no deseado, como una explosión o un incendio se puedan generar, mismas que afecten directa o indirectamente a las instalaciones internas y externas del mismo, y por ende se desencadene un evento mayor, con mayores repercusiones a la infraestructura de la zona y daños al medio ambiente (efecto dominó).

- Garza Ayala, Sergio. (2015) Análisis de Riesgo Peligrosos en los Procesos, Parte 1: Metodologías. (1ª. Ed) Monterrey, NL.: Dinámica Heurística, S. A. de C. V.
- Hyatt, Nigel. (2004) Guidelines for Process Hazards Analysis, Hazards Identification and Risk Analysis. (1ª. Ed) DYADEM Press
- Storch de Gracia, J. M. (1998) Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Fundamentos, evaluación de riesgo y diseño. Volumen 1. (1ª. Ed) España.: McGraw-Hill/Interamericana de España, S. A. U.
- Storch de Gracia, J. M. (1998) Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Fundamentos, evaluación de riesgo y diseño. Volumen 2. (1ª. Ed) España.: McGraw Hill/Interamericana de España, S. A. U.

Cabe mencionar, que todas las técnicas de evaluación de riesgos comparten la meta de identificar peligros en el proceso de manera sistemática y proporcionar un análisis preliminar, dando la primera fase del estudio. Las técnicas comúnmente usadas para esta evaluación deben cumplir los requerimientos de análisis de riesgo contemplados en la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), EPA (Environmental Protection Agency) y la CMA (Chemical Manufacturers Association), así como en Literatura especializada como Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition.

Con el objetivo de evaluar el riesgo en caso de presentarse incidentes en la operación del Proyecto, las técnicas de identificación de riesgos a emplearse estarán en función de la instalación y del tipo y complejidad del proceso, por lo que se determinó la aplicación de la metodología HazOp, con el fin de emitir recomendaciones tendientes a controlar y prevenir incidentes, mitigar las consecuencias para evitar pérdidas humanas, daños a la salud, a las instalaciones/producción y al medio ambiente.

III.2.1 Consideraciones para el Análisis Cualitativo de Riesgos.

Las técnicas de identificación de riesgos empleadas están en función de la instalación y del tipo de proceso, por lo que el Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR) determinó la aplicación de la metodología HazOp para la evaluación de riesgos en la Terminal de GNL.

La jerarquización de riesgos se desarrolló mediante la aplicación combinada de estas técnicas con las matrices propuestas en la Guía para la elaboración de los Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) de la ASEA.

A) Información empleada en el Análisis Cualitativo de Riesgos.

Para la elaboración ARSH se empleó principalmente, la siguiente información en su etapa de Ingeniería Básica Extendida (IBE):

- Memoria Técnico Descriptiva (MTD) de la Terminal.
- Diagramas de Flujo de Proceso (DFPs).
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs).

III.2.2 Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP)

El método HAZOP (**HAZ**ard and **OP**erability "Riesgo y Operabilidad") o análisis de Riesgo y de Operabilidad se concentra en una metodología mediante un enfoque sistemático para identificar tanto riesgos como problemas de operabilidad. Aunque la identificación de riesgos es el tema principal, los problemas de operabilidad se examinan, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El análisis de operación y riesgo HAZOP, es el método más amplio y reconocido para realizar un análisis de riesgo en procesos industriales. Es un estudio que identifica cada desviación posible de un diseño, de una operación o de una afectación cualquiera, además de todas las posibles causas y consecuencias que

pueden ocurrir en las condiciones más adversas para el proceso, siendo así, éste sirve para identificar problemas de seguridad y mejorar la operabilidad de una instalación industrial.

Un HAZOP es realizado por un equipo multidisciplinario que incluye típicamente lo siguiente:

- ✓ Líder – el individuo al que se le da la responsabilidad de la terminación del HAZOP
- ✓ Facilitador - debe ser un facilitador de HAZOP entrenado para este fin y aprobado por el ingeniero de seguridad del sitio
- ✓ Producción (normalmente ingeniero de operaciones)
- ✓ Mantenimiento (normalmente el ingeniero de la planta)
- ✓ Ingeniero de Sistemas de Control
- ✓ Operaciones (un operador o un técnico)

La selección de los participantes mencionados es flexible, y depende del contenido del material a revisar, por ejemplo, si no hay sistemas de control, el técnico de control de proceso no se requiere. Otros recursos tales como un químico, un ingeniero de seguridad del sitio, un mecánico, o algún otro especialista pueden ser utilizados para todo el estudio o para solo parte de este.

El HAZOP fue realizado bajo el siguiente procedimiento:

1. Selección de nodos.

El proceso se analiza seccionándolo en partes discretas o nodos. Un nodo es generalmente una línea o un recipiente o un procedimiento. Los nodos deben ser bastante pequeños para ser manejables, y a la vez lo bastante grandes para reducir la duplicación y hacer buen uso del tiempo.

2. Registre la intención, los parámetros de diseño y las condiciones de proceso. Es decir, parámetros de diseño del equipo, condiciones de operación normales y máximas. Esto incluye típicamente la temperatura, la presión, la composición, el nivel, el flujo, etc.

3. Repase con el equipo la matriz de desviación preparada previamente para este nodo y agregue otras desviaciones si es necesario.

4. Identificar las causas o las razones por las que las desviaciones pueden ocurrir. Las causas deben ser locales en el origen, es decir, originan en el nodo bajo evaluación. Con el nodo de la alimentación o de la fuente, considere causas en aguas arriba. Donde no haya causas identificadas escribir "ninguna causa".

El estudio del HAZOP sólo considera eventos causales únicos (errores o fallas). Escenarios que requieran de analizar dos fallas separadas, dos errores de operador o una falla más un error son considerados "doble falla" y no son considerados normalmente durante un estudio de HAZOP.

Los drenes y válvulas que están normalmente cerradas, y con tapones o bridas ciegas, no son considerados fuentes de fugas. Similarmente, medidores reemplazables localizados en las tuberías con válvulas de raíz no son consideradas fuentes de fuga, si el procedimiento estándar requiere verificar que la válvula esté cerrada y el sistema al cual está conectado ya sea que este despresurizado o bien que no surja ningún riesgo debido a una fuga, o la apertura de dos válvulas en serie simultáneamente no es considerada una causa creíble para la fuga o mezcla de fluidos, etc.

La Causa deberá estar en el Nodo en cuestión.

5. Identifique las consecuencias o los resultados de las desviaciones asumiendo que los controles básicos de proceso fallan y las salvaguardas no existen. Considere las consecuencias fuera del nodo así como en el interior. Si no hay consecuencias de que preocuparse, escribir "ninguna consecuencia de preocupación".
6. Identifique la severidad de las consecuencias identificadas asumiendo que los sistemas básicos de control y los sistemas de protección fallan.
7. Identifique las capas adicionales de protección requeridas para reducir el riesgo a un nivel aceptable. Si el riesgo del peligro no se ha reducido a un nivel aceptable, la eficacia de las capas propuestas debe ser mejorada o capas adicionales deben ser agregadas según sea necesario.
8. Asigne una categoría a la consecuencia identificada.
9. Asigne una categoría a la probabilidad de ocurrencia de la consecuencia analizada, considerando esta vez los sistemas de control y/o capas de protección válidas, así como cualquier otro modificador de frecuencia que aplique.
10. Identifique las recomendaciones y asigne las responsabilidades. Donde esté clara una solución específica, deberá ser registrada como tal. Los equipos a menudo se detienen a intentar conseguir una recomendación. Es absolutamente apropiado que la recomendación sea investigar las medidas de protección apropiadas. Es también bueno redactar las recomendaciones que permitan una cierta flexibilidad, por ejemplo, diciendo: considerar tales y tal opción. La recomendación se debe escribir con bastante detalle para poder entender el intento sin el resto de la hoja de trabajo delante del lector.

Para la realización del análisis HAZOP se emplearon los siguientes Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs):

Tabla 2 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.

Drawing	Revision	Document Type	Description
PPT-SIN-TPL-LNG-ADB-DTI-21_01-R.1 (210927)	0	DTI	Área de Descarga de Gas Natural Licuado (GNL) de Buquetanque
PPT-SIN-TPL-LNG-AAL-DTI-21_02-R.1 (210927)	0	DTI	Área de Almacenamiento y Envío de GNL
PPT-SIN-TPL-LNG-ADB-DTI-21_03-R.1 (210927)	0	DTI	Regasificador de GNL y envío de Gas Natural (Gaseoso) a Nuevos clientes
PPT-SIN-TPL-GNL-DF-21_01	0	DFP	Diagrama de Flujo de Proceso

Para mayor detalle, **Ver Anexo 6.** DTIs de Proceso.

A. Nodos Seleccionados para el Desarrollo HAZOP.

La delimitación de los nodos de estudio se definió en común acuerdo con los integrantes del GMAR; se decidió dividir el sistema en 3 nodos mismos que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3 Nodos Seleccionados.

Description	Intention	Operating Conditions	Drawing
1 Recibo de Gas Natural Licuado (GNL)	Descarga del GNL de los Buquetanques para envío a las esferas de Almacenamiento.	Presión: 87 psig Flujo máximo: 150 GPM Temperatura: -162°C	PPT-SIN-TPL-LNG-ADB-DTI-21_01-R.1 (210927)
			PPT-SIN-TPL-GNL-DF-21_01
2 Almacenamiento de GNL	Almacenamiento de GNL en esferas (3) de 3,975 m3.	Presión op: 87 psig Presión dis: 123 psig Capacidad: 3,975 m3 Temperatura: -162°C	PPT-SIN-TPL-LNG-AAL-DTI-21_02-R.1 (210927)
			PPT-SIN-TPL-GNL-DF-21_01
3 Regasificación	Regasificación del GNL para procesarlo en estado Gaseoso	Presión: 169 psig Flujo max: 2,700 MPCD Temperatura: 20°C	PPT-SIN-TPL-LNG-ADB-DTI-21_03-R.1 (210927)
			PPT-SIN-TPL-GNL-DF-21_01

En el **Anexo 7**, se incluye el Reporte del HAZOP.

Para establecer las Matrices de Riesgo (Risk Ranking) con la cual se calificaron y jerarquizaron las desviaciones identificadas en las Hojas de Trabajo del HAZOP, se asignaron niveles de CONSECUENCIAS de acuerdo con lo que indica la **Tabla 4** así como la FRECUENCIA de falla de acuerdo con lo que establece la **Tabla 5**, con lo cual, mediante lo establecido en la **Tabla 6**, se determina el Nivel de Riesgo del nodo analizado.

Tabla 4 Consecuencias (en forma descriptiva).

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD)	Daños ala 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	<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 a 1 semana.	>50'000,000 a 500'000,000	>50'000,000 a 500'000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos	Lesiones o daños físicos mayores que	Se presentan fugas y/o derrames con efectos	>5'000,000 a 50'000,000	>5'000,000 a 50'000,000

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD)	Daños ala Instalación (USD)
	con atención medica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	fuera de los limites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.		
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención medica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los limites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	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	>500,000 a 5'000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los limites 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	>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 limites establecidos.	<50,000	<50,000

Tabla 5 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.

Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de ocurrencia	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez 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 $< 1 \times 10^0$)
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 $< 2 \times 10^{-1}$)
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 $< 1 \times 10^{-1}$)
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 $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la Fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Tabla 6 Matriz de riesgos.

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6	6	12	18	24	30	36
F5	5	10	15	20	25	30
F4	4	8	12	16	20	24
F3	3	6	9	12	15	18
F2	2	4	6	8	10	12
F1	1	2	3	4	5	6

A continuación, se describe el significado de cada nivel de Riesgo:

Tabla 7 Definiciones de las diferentes regiones de riesgo

Región de Riesgo	Descripción
No Tolerable "A"	El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Muy Alto representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Medio o de preferencia a Bajo, en un lapso de tiempo menor a 90 días
ALARP ¹ "B"	El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo
Tolerable "C"	El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección

Los riesgos no tolerables se deberán considerar para establecer los objetivos de seguridad y salud ocupacional y los requisitos de las instalaciones, maquinaria, necesidades de capacitación y los controles operacionales para el control de riesgos, así como considerar las acciones requeridas de supervisión para asegurar la efectividad y oportunidad.

¹ As Low As Reasonably Practicable, por sus siglas en inglés

III.2.3 Jerarquización de Riesgos.

La jerarquización de riesgos se realiza conforme a los criterios establecidos en la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (ARSH), conforme a la designación de las categorías de Frecuencia (probabilidad) y Consecuencias (severidad) de los escenarios de Riesgo identificados en el Análisis HAZOP.

Cabe mencionar que, para la asignación de los niveles de consecuencia, se consideró la no existencia de salvaguardas, protecciones o barreras; para el caso de la asignación de la frecuencia, si se tomaron en cuenta todas las salvaguardas y protecciones consideradas en el Proyecto conforme a la Ingeniería Básica Extendida.

A continuación, se indican las categorías de frecuencia y consecuencia, empleadas para la determinación de los Niveles de Riesgo de cada desviación establecida en los Nodos estudiados.

Tabla 8 Tabla de Consecuencias.

Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
C6 (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
C5 (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 a 1 semana.	>50'000,000 a 500'000,000
C4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica 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 horas.	>5'000,000 a 50'000,000
C3 (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 lesiones o daños físicos.	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

Clasificación de Consecuencia	Receptores de Riesgo			
	Personas	Población	Medio Ambiente	Producción y/o instalación (Pérdidas en USD)
C2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren 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
C1 (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 9 Tabla de Frecuencias.

Clasificación	Categoría	Descripción	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez 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 $< 1 \times 10^0$)
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 $< 2 \times 10^{-1}$)
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 $< 1 \times 10^{-1}$)
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 $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la Fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

III.2.3.1 Matrices de Riesgo resultantes del HAZOP.

Tabla 10 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Medio Ambiente (MA).

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3						

F2				1.11.1	2.6.1 2.11.1	
F1						

Tabla 11 Matriz de Jerarquización de Riesgos a las Instalaciones/Producción (Pr).

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3	2.4.1	1.1.2	2.9.1	3.10.1 3.11.1		
F2		1.6.1 1.6.2	1.4.1 2.3.1	1.11.1 3.1.1 3.10.2	3.1.2 3.6.1	2.6.1 2.11.1
F1						

Tabla 12 Matriz de Jerarquización de Riesgos a la Población (Po).

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3						
F2			1.11.1 2.6.1 2.11.1			
F1						



Tabla 13 Matriz de Jerarquización de Riesgos al Personal (Pe).

FRECUENCIAS	CONSECUENCIAS					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4						
F3						
F2		1.11.1 2.6.1 2.11.1				
F1						

De los 25 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 16 escenarios (64%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 19 (76%) recaen en la Zona de ALARP "B", mientras que 6 (36.2%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable "C" y ninguno en la Zona de Riesgo No Tolerable.



III.2.4 Escenarios de Riesgo Identificados.

A continuación, se indica la relación de los escenarios de riesgo que fueron identificados en el Análisis HAZOP, conforme a lo establecido en la Guía para la elaboración de los ARSH.

Cabe mencionar que, para una jerarquización más objetiva, se tomó la decisión de incluir un parámetro adicional, siendo este la Magnitud de Riesgo, empleando la formula simplificada del método William Fine, que se representa de la siguiente manera:

$$MR = F \times C \rightarrow MR = F(C_{MA} + C_{Pr} + C_{Po} + C_{Pe})$$

Donde:

MR= Magnitud de Riesgo

F= Frecuencia

C= Consecuencias

C_{MA}= Consecuencias al medio ambiente

C_{Pr}= Consecuencias a las instalaciones

C_{Po}= Consecuencias a la población

C_{Pe}= Consecuencias al personal

Tabla 14 Escenarios de Riesgo Identificados en el HAZOP por receptor de riesgo.

Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
		MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
2.6.1 Fallas en las paredes criogénicas de la esfera de almacenamiento.	2	5	6	2	3	B	B	C	B	32	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
2.11.1 Deficiencias en la protección térmica de la esfera de almacenamiento, lo que ocasiona humedad en las paredes externas de la misma.	2	5	6	2	3	B	B	C	B	32	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
1.11.1 Deficiencias en la protección térmica de las tuberías de conducción de GNL, lo que ocasiona humedad en las paredes externas de la tubería.	2	4	4	2	3	B	B	C	B	26	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)
3.10.1 Formación de incrustaciones externas en los intercambiadores de calor del vaporizador.	3	0	4	0	0	N/A	B	N/A	N/A	12	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)
3.11.1 Agua de mar sin previo tratamiento para eliminar las sales.	3	0	4	0	0	N/A	B	N/A	N/A	12	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)



Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
		MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
3.1.2 Cierre en falso de la Válvula automática en la línea de entrada a la bomba de GNL.	2	0	5	0	0	N/A	B	N/A	N/A	10	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)
3.6.1 Cierre en falso de la válvula de corte a la entrada del vaporizador por fallas en el lazo de control.	2	0	5	0	0	N/A	B	N/A	N/A	10	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)
2.9.1 Vaciado por completo de la esfera de almacenamiento.	3	0	3	0	0	N/A	B	N/A	N/A	9	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
3.1.1 Fallo operativo del motor eléctrico de la bomba que envía GNL al regasificador.	2	0	4	0	0	N/A	B	N/A	N/A	8	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)
3.10.2 Inyección de mercaptanos posterior a la regasificación del GNL.	2	0	4	0	0	N/A	B	N/A	N/A	8	Regasificación	Gas Natural Licuado (GNL)
1.1.2 Saturación del Filtro Canasta aguas arriba de la Bomba de GNL	3	0	2	0	0	N/A	B	N/A	N/A	6	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)
1.4.1 Deficiencias en la protección térmica de la tubería.	2	0	3	0	0	N/A	B	N/A	N/A	6	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)
2.3.1 Cierre en falso de una o más válvulas MOV en línea de alimentación de cualquiera de las esferas de almacenamiento.	2	0	3	0	0	N/A	B	N/A	N/A	6	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
1.6.1 Cierre en falso de la válvula instalada en línea de descarga de la bomba.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)
1.6.2 Cierre en falso de la válvula manual instalada a la salida del Patín de Medición de Flujo.	2	0	2	0	0	N/A	C	N/A	N/A	4	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)
2.4.1 Incendio aledaño a las esferas de almacenamiento.	3	0	1	0	0	N/A	C	N/A	N/A	3	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)

Índice

IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.	2
IV.2.1 Árbol de Fallos.	3
IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.	4
IV.3.1 Relación de Escenarios de simulación y consideraciones de Simulación.	4
IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia.	10
IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.	11
IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.	11
IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.	15

Índice de Tablas

Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.	5
Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.	6
Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados para Radiación Térmica y Explosión.	6
Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.	8
Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.	9
Tabla 6 Análisis de Vulnerabilidad.	11
Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo.	12
Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1).	13
Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2).	14
Tabla 10 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo derivados del HAZOP.	16

IV. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

De los 25 escenarios evaluados mediante HAZOP, se tienen los siguientes resultados:

- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 16 escenarios (64%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),
- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 19 (76%) recaen en la Zona de ALARP "B", mientras que 6 (36.2%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable "C" y ninguno en la Zona de Riesgo No Tolerable.

Por lo anterior, y con apego a lo indicado en la Guía para la elaboración del ARSH no se desarrolla el Análisis Detallado de Frecuencias, por lo que se procedió a realizar únicamente el apartado de Análisis de Consecuencias.

IV.2 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.

No se desarrolla de acuerdo con lo establecido en la Guía para la elaboración del ARSH.



IV.2.1 Árbol de Fallos.

No se desarrolla de acuerdo con lo establecido en la Guía para la elaboración del ARSH.

IV.3 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.

Una vez desarrollado el Análisis Cualitativo de Riesgo donde se determinaron los escenarios de riesgo resultantes del HAZOP, se realiza la elaboración del análisis de consecuencias, los cuales se estructuraron conforme a lo especificado en el apartado 5.4.1.4 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA.

De acuerdo a los resultados del análisis HAZOP, no existe ningún escenario que se localice en la zona de riesgo "No Tolerable"; los escenarios identificados en la Zona de ALARP fueron los seleccionados para el Análisis de Consecuencias; por lo que dentro del presente análisis se presenta la simulación de los escenarios de riesgo identificados dentro de dicha zona, simulando para tal fin el Caso Más Probable (CMP), Peor Caso (PC) y Caso Alterno (CA), considerando además la experiencia técnica del equipo evaluador, según corresponda.

Una vez obtenido el listado de los escenarios de riesgo para la elaboración del análisis de consecuencias, estos fueron complementados de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4.2.2 de la Guía de la ASEA, así como con los requerimientos internos de PPT, por lo que a continuación, se mencionan las consideraciones generales para la simulación de los escenarios de riesgo:

- Se seleccionó la estabilidad F, considerando una temperatura promedio anual de 25°C y una humedad relativa de 60%, la cual es el promedio anual.
- Las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del producto: velocidad del viento de 3 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F. Además, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la instalación para atención del evento peligroso. Dentro de los sistemas se tiene un sistema de cierre automático. El sistema automático corresponde con el sistema de paro de emergencia mandando a cierre las válvulas.
- El flujo volumétrico de cada escenario simulado es el producto de la capacidad de cada componente.
- El flujo y las condiciones de operación son las máximas estimadas conforme a los Diagramas de Flujo y operación del proyecto.
- La determinación de las Zonas de Amortiguamiento, Zona de Alto riesgo y Zona de Alto Riesgo a Equipo por Daño a Equipos, considera lo siguiente respecto a la guía de la ASEA.

IV.3.1 Relación de Escenarios de simulación y consideraciones de Simulación.

A continuación, se indica la relación de escenarios a simular, además de los datos empleados para la determinación del inventario y la tasa de descarga utilizados:



Tabla 1 Relación de Escenarios de simulación.

No.	Clave de Escenario	Descripción del escenario	Evento simulado	RR ¹	DEF ¹	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Duración de Fuga	Tasa de emisión	Tipo de Esc.
1	ARSH-PPT-GNL-01	Fuga de Gas Natural (vapor) debido a la formación de un orificio en la esfera de almacenamiento de diámetro equivalente a 1", producto de la corrosión en la pared externa por deficiencias en la protección térmica de la esfera.	Jet Fire y Explosión de Nube Inflamable	B	1"	8.65	20	120 s	1.77 kg/s	PC
2	ARSH-PPT-GNL-02	Derrame de Gas Natural Licuado por un orificio de diámetro equivalente a 1" formado en la tubería de conducción de GNL desde muelle a esferas de almacenamiento, debido a la presencia de corrosión producto de deficiencias en la protección térmica de la tubería.	Pool Fire	B	1"	6.12	-162	120 s	0.001 m ³ /s	CA

¹ RR= Clasificación de Riesgo; DEF= diámetro Equivalente de Fuga

Los criterios para la determinación de las áreas de riesgo (Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (ZARDE), Zona de Alto Riesgo (ZAR) y Zona de Amortiguamiento (ZA)), fueron los que establece la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos en su apartado 5.4.2.2 (Tabla 31), mismos que se indican a continuación:

Tabla 2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de riesgo.

	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 psi a 10 lb/in ²	1.0 psi (0.070 kg/cm ²)	0.5 psi (0.035 kg/cm ²)

Los resultados obtenidos de acuerdo con el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo seleccionados por el grupo multidisciplinario a diferentes niveles (radiación térmica y sobrepresión) se describen a continuación.

Tabla 3 Resultados de los escenarios simulados para Radiación Térmica y Explosión.

Clave de Escenario	Radiación Térmica				Sobrepresión			
	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA	ZARDE	ZARDE	ZAR	ZA
	(37.5 kW/m ²)	(12.5 kW/m ²)	(5.0 kW/m ²)	(1.4 kW/m ²)	10 psi	3 psi	1 psi	0.5 psi
ARSH-PPT-GNL-01	0.71 m	07.86 m	13.93 m	27.09 m	23.65 m	48.26 m	110.16 m	187.25 m
ARSH-PPT-GNL-02	67.15 m	130.10 m	209.08 m	391.07	Evento No Simulado			

En el **Anexo 8**, se incluyen los datos empleados para la realización de las simulaciones.

Las Hojas de Resultados de la Simulación de los Escenarios de Riesgo se incluyen en el **Anexo 9**.

Modelación de Explosiones (Sobrepresión).

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego en la versión 2.1, el cual es un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, para estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales y apoyar en la capacitación y entrenamiento de personal, en el manejo de situaciones de emergencia.

Si partimos de la premisa que una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, entonces la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión.

El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

Modelación de Incendio.

Este modelo calcula y proporciona los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9.5 kW/m² y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m² de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros de la sustancia simulada:

- Peso molecular,
- Gravedad específica,
- Temperatura,
- Área del incendio.

El modelo asume que la velocidad del viento es insuficiente, como para mantener un área circular de fuego y que las personas expuestas no están protegidas completamente contra los efectos de la radiación térmica por el uso de cualquier ropa.

Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de estos, se utilizan los criterios dados por la Agencia de Seguridad Energía y Medio Ambiente (ASEA).

Para el caso de la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por la ASEA.

Inflamabilidad (radiación térmica).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 37 kW/m² (kilowatt por metro cuadrado) a 12.5 kW/m²,
- Zona de alto riesgo: 5 kW/m²,
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1.4 kW/m².

Explosividad (sobrepresión).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 10 psi (Libras por pulgada cuadrada) a 3 psi,
- Zona de alto riesgo: 1 psi,
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 0.5 psi.

Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en las instalaciones y su efecto en el medio ambiente.

El análisis de consecuencias busca determinar la magnitud de las consecuencias de un incidente peligroso, esto es, un acontecimiento que por lo general ocurre sin advertencia, durante un periodo corto y con efectos potencialmente serios en personas y propiedades.

En la práctica, el análisis de consecuencias atiende los siguientes factores:

- Término de la fuente,
- Dispersión,
- Efecto.

Factores de mitigación.

Término de la fuente. Es la evaluación de las características de la liberación peligrosa inicial, y es la base sobre la cual se construye el resto de la secuencia del análisis.

Dispersión. Los modelos de dispersión se aplican a escenarios de liberaciones al aire y se clasifican en términos de la diferencia en densidad entre el material liberado y la atmósfera.

Fuego y explosión. Se hace énfasis en peligros provenientes de liberaciones que causan radiación térmica e impactos de presión para poder estimar los efectos de éstos en personas y materiales.

Factores de mitigación. Estos modelos analizan datos para sistemas de aislamiento, barreras, procedimientos de evacuación y acciones evasivas durante accidentes.

Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas. La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

La radiación térmica es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente. En general, la piel resiste una energía térmica de 10 kW/m² durante aproximadamente 5 segundos y de 30 kW/m² durante sólo 0.4 segundos antes de que sienta dolor.

Para evaluar los efectos en un incendio, se tomarán como base los datos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4 Efectos generados por radiación térmica.

(kW/m ²)	Daño a equipos / materiales	Daño a personas
400	Máxima radiación tolerable por una pared de ladrillos.	-
200	Debilitamiento del hormigón armado.	-
60	Máxima radiación tolerable por el cemento.	-
40	Máximo tolerable por el acero estructural y el hormigón prensado. Destrucción de equipos y tanques.	-
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras.	100% de mortalidad en 1 minuto.
25	El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por la larga exposición, sin llama.	1% de mortalidad en 1 minuto. Lesiones significativas en 10 segundos.
12.5	Energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.	ZONA DE INTERVENCIÓN: máximo soportable protegido con trajes especiales, por tiempo limitado (ejemplo bomberos). Es más que conveniente, de todos modos, refrigerar a la persona expuesta a esta dosis. Sin trajes especiales, 1% de mortalidad en 1 minuto, quemaduras de 1er grado en 10 segundos.

(kW/m ²)	Daño a equipos / materiales	Daño a personas
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.	-
9.5		Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos, quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
8	-	Umbral de letalidad (1% de afectación) por incendio, para un tiempo de exposición de 1 minuto. Asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.
4	-	ZONA DE ALERTA: suficiente para causar dolor si la exposición es mayor a 20 segundos. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.5	-	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado.
1.39	-	No causará incomodidad en exposiciones prolongadas.

Formación de ondas de sobrepresión.

Los efectos producidos por una explosión se generan a través de una serie de ondas expansivas, de tal forma que las ondas de mayor presión están situadas formando una circunferencia cercana al centro de la nube y las de menor presión se sitúan en circunferencias de diámetros mayores. La tabla siguiente muestra la relación entre la sobrepresión y el tipo de daño asociado.

Tabla 5 Efectos generados por ondas de sobrepresión.

Sobrepresión (psi)	Daño esperado
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que ya se encuentren bajo tensión.
0.04	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al "boom" sónico.
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para fallas en vidrio.
0.30	Cierto daño en techos de casas, 10% de rupturas en vidrios de ventana.
0.40	Daño estructural menor limitado.
0.50 - 1.0	Normalmente ventanas despedazadas, algo de daño en los marcos de estas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.
1.0 - 2.0	Paneles de metal corrugado que fallan y se doblan. Implosión de paneles de madera para construcción.
1.0 - 8.0	Rango de lesiones de leves a serias debido a laceraciones de la piel por pedazos volantes de vidrio y otros misiles.
1.3	Ligera distorsión en marco de metal de edificios recubiertos.
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas.

Sobrepresión (psi)	Daño esperado
2.0 – 3.0	Dstrucción de muros de concreto no reforzado o de block prequemado.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.4 - 12.2	Rango de 1 a 90% de rotura de tímpanos entre las personas expuestas.
2.5	Dstrucción del 50% del enladrillado casero.
3.0	Edificios con estructura de acero distorsionados y arrancados en sus cimientos.
3.0 – 4.0	Edificios de panel de acero sin estructura arruinados.
4.0	Ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros.
5.0	Postes de madera arrancados.
5.0 – 7.0	Dstrucción casi completa de casas.
7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
7.0 – 8.0	Falla en muros de ladrillo de 8 a 12" de espesor sin refuerzo debido a la flexión o desgarre.
9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga.
10.0	Posible destrucción total de edificios.
14.5 - 29.0	Rango de 1 ha 99% de fatalidades entre las personas expuestas debido a los efectos directos del estallido.
300	Formación de cráter.

Baker, W.E; Explosion Hazards and Evaluation

Lees, F.P.; Prevención de Pérdidas en Industrias de Procesos,

Vol. 1, Butterworths, London & Boston, 1980.

IV.3.2 Representación de los resultados de la simulación de consecuencia.

La representación de los radios de afectación se incluye en el **Anexo 9**.

IV.4 ANÁLISIS DE RIESGO.

IV.4.1 Análisis de Vulnerabilidad.

Para cada escenario de riesgo simulado se realiza un análisis y evaluación de posibles interacciones, en el probable caso de que estos se lleguen a presentar, considerando las áreas de interés, instalaciones, población, personal, ductos, cruzamientos, que se encuentren dentro de las Zonas de Alto Riesgo (ZAR y ZARDE) y Zona de Amortiguamiento, donde se consideró la probabilidad de ocurrencia de un efecto domino, se describe detalladamente las posibles afectaciones a los receptores de riesgo. (Personas, población, medio ambiente, instalaciones, etc.).

De igual manera se mencionan las medidas preventivas que son consideradas para evitar el evento o minimizar la probabilidad de que ocurra, donde se justifica la compatibilidad del proyecto con el entorno.

La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra.

Cabe hacer mención, que el gas natural no representa un riesgo significativo de contaminación para los cuerpos de agua como son lagunas, arroyos, ríos, etc.

Para todos los escenarios de consecuencias evaluados, se realiza la vulnerabilidad de los sitios, instalaciones o equipos que pueden sufrir alguna afectación (quedar a una distancia que cubra los radios de afectación obtenidos para el escenario correspondiente).

Tabla 6 Análisis de Vulnerabilidad.

Escenario	Equipo del Proyecto donde se incide el Escenario	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés
ARSH-PPT-GNL-01	Esfera de Almacenamiento de GNL	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	Contiguo	ZARDE ZAR ZA
		Muelle de descarga	111	ZAR ZA
		Bahías de carga para autotanques	166	ZA
		Bahía de Topolobampo	111	ZAR ZA
		Terminal Transoceánica	40	ZARDE ZAR ZA
ARSH-PPT-GNL-02	Tubería de conducción de GNL desde muelle a esferas de almacenamiento.	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	77	ZAR ZA
		Muelle de descarga	24	ZARDE ZAR ZA
		Bahías de carga para	134	ZAR

Escenario	Equipo del Proyecto donde se incide el Escenario	Zonas de interés	Distancia respecto al ducto o instalación (m)	Zonas de riesgo que inciden con la Zona de Interés
		autotanques		ZA
		Bahía de Topolobampo	24	ZARDE ZAR ZA
		Terminal Transoceánica	95	ZAR ZA
		Muelle de Carga General	262	ZA

Tabla 7 Interacciones de Riesgos y Descripción de los Posibles Receptores de Riesgo.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes
ARSH-PPT-GNL-01	Esfera de Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado	Alto riesgo en equipos	Jet Fire	7.86	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	Contiguo	1 SIF-01. Interlock de alto y bajo flujo /presión con paro de bomba.
				explosión	48.26	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	Contiguo	2 Válvula de Seguridad (PSV) en la tubería de entrada a la Bomba.
			Alto riesgo	Jet Fire	13.93	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	Contiguo	3 Indicador Transmisor de Temperatura (TIT) en el Patín de Medición para Transferencia de Custodia.
				Explosion	110.16	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	Contiguo	
ARSH-PPT-GNL-02	Tubería de conducción de GNL desde muelle a esferas de almacenamiento.	Gas Natural Licuado	Alto riesgo en equipos	—	67.15	Muelle de descarga	24	SIF-07. Interlock de control de Presión en línea de descarga de la bomba.
						Bahía de Topolobampo	24	
			Alto riesgo	—	209.08	Tanques de Almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)	77	
						Muelle de descarga	24	SIF-07. Interlock de control de Presión en línea de descarga de la bomba.
						Bahías de carga para autotanques	134	
						Bahía de Topolobampo	24	SIF-08. Control de Temperatura en la bomba con
						Terminal Transoceánica	95	

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa Involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes
								enlace directo al Control de Velocidad (SIC) del motor de la bomba.

A continuación se realiza la descripción de los efectos que se tendrán sobre los equipos existentes en el proyecto, así como al ambiente, además describe a detalle las instalaciones y componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que pudieran encontrarse inmersos en las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, para cada uno de los escenarios simulados, así como los sistemas de seguridad y medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia y/o consecuencia.

Tabla 8 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc1).

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
ARSH-PPT-GNL-01	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m ² , es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m ² y hasta niveles de 25 kW/m ² solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m ² y hasta niveles de 12.5 kW/m ² las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m ² y hasta niveles de 5 kW/m ² , es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.
			Amortiguamiento	A partir de los 5 kW/m ² m las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados. A niveles de 1.4 kW/m ² , las afectaciones a las personas son nulas ya que es el nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.
		Sobre presión	Alto Riesgo	Valores máximos de sobrepresión y hasta 10 psi se esperan posibles fatalidades en personas expuestas directamente a las ondas de sobrepresión. De 10 psi y hasta 5 psi, se estaría en un rango de 1 al 90% de rotura de tímpanos en personas expuestas directamente a la explosión, sin causar mortalidades en las mismas.
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, no existen daños en personas.
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones que van desde 37.5 kW/m ² a 12.5 kW/m ² , por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m ² 5.0 kW/m ² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.
			Amortiguamiento	Radiaciones que van de 5.0 kW/m ² 1.4 kW/m ² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.
		Sobre presión	Alto Riesgo	La generación de una explosión no confinada conlleva a efectos que pueden ser considerados significativos, por las ondas de sobrepresión que estarían generando la posible caída de árboles y el desplazamiento de fauna, por la generación de ruido, sin embargo, son mínimas las afectaciones hacia el medio ambiente.
			Amortiguamiento	



Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m ² . De 40 kW/m ² hasta 25 kW/m ² . En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m ² , solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m ² y hasta los 5 kW/m ² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.
			Amortiguamiento	La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m ² hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m ² ; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil del Proyecto.
		Sobre presión	Alto Riesgo	A 300 psi se sufrirá la destrucción total de equipos sistemas y estructuras, ya que a este nivel de sobrepresión se pueden generar cráteres en la zona de la explosión. De 300 psi a 10 psi, se espera la destrucción de la infraestructura de proceso y servicios (tuberías, tanques, bombas, medidores, etc.), con valores de hasta \$50,000,000 USD. Con valores de sobrepresión de hasta 3 psi, la presión es suficiente para causar el colapso parcial de estructuras mecánicas y civiles, con pérdidas de hasta \$5,000,000 USD. Valores de hasta 1 psi, daños parciales en techos y muros por lo que los cuartos de control y edificios administrativos tienden a ser inhabitables por los daños generados.
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, solo se causarán daños menores en estructuras civiles como, malformaciones menores en marcos de puertas y ventanas, en esta zona y a partir de los 0.5 psi, no existen daños en la infraestructura civil o mecánica de zonas industriales o habitacionales.

Tabla 9 Afectaciones a los receptores de Riesgo (Esc2).

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
ARSH-PPT-GNL-02	Población/ Personal	Radiación	Alto Riesgo	El daño esperado en las personas dentro de las Zonas de Riesgo donde se alcanzan niveles de Radiación de hasta 40 kW/m ² , es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto, posterior a los 40 kW/m ² y hasta niveles de 25 kW/m ² solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos. Posterior a los 25 kW/m ² y hasta niveles de 12.5 kW/m ² las afectaciones en seres humanos es que éstos presentarán quemaduras de primer grado en un tiempo de 40 segundos. A partir 12.5 kW/m ² y hasta niveles de 5 kW/m ² , es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 40 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado, aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas.
			Amortiguamiento	A partir de los 5 kW/m ² m las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados. A niveles de 1.4 kW/m ² , las afectaciones a las personas son nulas ya que es el nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.
		Sobre presión	Alto Riesgo	Valores máximos de sobrepresión y hasta 10 psi se esperan posibles fatalidades en personas expuestas directamente a las ondas de sobrepresión. De 10 psi y hasta 5 psi, se estaría en un rango de 1 al 90% de rotura de tímpanos en personas expuestas directamente a la explosión, sin causar mortalidades en las mismas.
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, no existen daños en personas.
	Medio	Radiación	Alo	Energía mínima suficiente para encender la madera y vegetación con radiaciones

Clave del Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción
	Ambiente		Riesgo	que van desde 37.5 kW/m ² a 12.5 kW/m ² , por lo que sería suficiente para la generación de un incendio forestal. Con radiaciones que van de 12.5 kW/m ² 5.0 kW/m ² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.
			Amortiguamiento	Radiaciones que van de 5.0 kW/m ² 1.4 kW/m ² no se generan afectaciones al medio ambiente, solo molestias a la fauna que provocará el desplazamiento de esta.
		Sobre presión	Alto Riesgo	La generación de una explosión no confinada conlleva a efectos que pueden ser considerados significativos, por las ondas de sobrepresión que estarían generando la posible caída de árboles y el desplazamiento de fauna, por la generación de ruido, sin embargo, son mínimas las afectaciones hacia el medio ambiente.
			Amortiguamiento	
	Instalaciones	Radiación	Alto Riesgo	Las afectaciones en la infraestructura son muy significativas, ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor. Además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero y civiles existentes, ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m ² . De 40 kW/m ² hasta 25 kW/m ² . En esta zona se causarán daños a las instalaciones o instrumentación conformadas por acero delgado, tales como instrumentación (válvulas de seguridad, válvulas de relevo de presión térmica, indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo, principalmente). En el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m ² , solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras de acero. 12.5 kW/m ² y hasta los 5 kW/m ² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA), los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.
			Amortiguamiento	La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m ² hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m ² ; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil del Proyecto.
		Sobre presión	Alto Riesgo	A 300 psi se sufrirá la destrucción total de equipos sistemas y estructuras, ya que a este nivel de sobrepresión se pueden generar cráteres en la zona de la explosión. De 300 psi a 10 psi, se espera la destrucción de la infraestructura de proceso y servicios (tuberías, tanques, bombas, medidores, etc.), con valores de hasta \$50,000,000 USD. Con valores de sobrepresión de hasta 3 psi, la presión es suficiente para causar el colapso parcial de estructuras mecánicas y civiles, con pérdidas de hasta \$5,000,000 USD. Valores de hasta 1 psi, daños parciales en techos y muros por lo que los cuartos de control y edificios administrativos tienden a ser inhabitables por los daños generados.
			Amortiguamiento	En la Zona de Amortiguamiento de hasta 0.5 psi, solo se causarán daños menores en estructuras civiles como, malformaciones menores en marcos de puertas y ventanas, en esta zona y a partir de los 0.5 psi, no existen daños en la infraestructura civil o mecánica de zonas industriales o habitacionales.

IV.4.2 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

Para el reposicionamiento de los escenarios de riesgo en las categorías de Frecuencia y Consecuencias con la categoría de zona de ALARP, fueron consideradas todas las salvaguardas, medidas de seguridad y barreras físicas indicadas en la Ingeniería de Detalle aprobada para construcción; por lo que a continuación se indica cada uno de los escenarios reposicionados.

Cabe mencionar que, el reposicionamiento de los escenarios fue considerado con apego a las salvaguardas y dispositivos de seguridad con los que cuenta la instalación, por lo que, para el desarrollo del presente apartado, se tomaron en cuenta todos los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación incluyendo los sistemas activos de contraincendios con que cuenta el Proyecto para la redefinición de las categorías de consecuencias.

Tabla 10 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo derivados del HAZOP.

Descripción del escenario	Frec	Consecuencias				Región de Riesgo				MR	Instalación	Sustancia Involucrada
		MA	Pr	Po	Pe	MA	Pr	Po	Pe			
2.6.1 Fallas en las paredes criogénicas de la esfera de almacenamiento.	2	2	2	1	2	C	C	C	C	14	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
2.11.1 Deficiencias en la protección térmica de la esfera de almacenamiento, lo que ocasiona humedad en las paredes externas de la misma.	2	2	2	1	2	C	C	C	C	14	Almacenamiento de GNL	Gas Natural Licuado (GNL)
1.11.1 Deficiencias en la protección térmica de las tuberías de conducción de GNL, lo que ocasiona humedad en las paredes externas de la tubería.	2	2	2	1	2	C	C	C	C	14	Recepcion de Material	Gas Natural Licuado (GNL)

Por lo anterior, el **Riesgo Residual del Proyecto es Tolerable "C"**, lo que significa que el riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.



Índice

V. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS.....	2
V.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.	2
V.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.	6



V. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS.

V.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

A) SISTEMA DE CONTRA INCENDIO.

El sistema de agua contra incendio está integrado con los equipos necesarios para sostener una red de agua contra incendio de 12" a 16" de diámetro la cual siempre permanece presurizada a 7 Kg/cm², para asegurar la integridad de la red y en caso necesario de atender algún evento no deseado, las bombas del sistema contra incendios deberán ser especificadas de acuerdo con el NFPA 20.

Este sistema contra incendios tiene dentro de sus equipos principales los siguientes:

ALMACENAMIENTO DE AGUA

Contará con 1 tanque con capacidad de 5 000 barriles, lo cual permite atender cualquier evento por un tiempo de 2 horas. El tanque debe ser construido de acuerdo con la norma NFPA 22.

La fuente de suministro de agua será a través de un pozo de captación de agua dulce.

EQUIPO DE BOMBEO PRINCIPAL Y JOCKEY

La bomba jockey es una bomba de 10 a 20 HP operada por un motor eléctrico de 480 Volts trifásico, tiene una capacidad de 40 a 50 GPM, tiene una presión máxima de descarga de 7.7 Kg/cm² a 13 Kg/cm²., la capacidad será como se indica en el capítulo 4.26.3 de la NFPA 20. Como equipo principal se cuenta con 2 bombas contra incendios de 1 500 GPM, las dos bombas serán impulsadas con motor de combustión interna una de ellas entrará como relevo, ambos motores son alimentados con combustible Diésel, la presión máxima de descarga de cada una de ellas es de 215 psi.

FILOSOFIA OPERATIVA

La operación de este sistema contra incendio será principalmente con la bomba jockey existente, la cual mantendrá presionada toda la red con una presión de 7 Kg/cm², al llegar a esta presión la bomba jockey para. Cuando la presión en la red llega a bajar a 4 Kg/cm² la bomba jockey arranca nuevamente. Y así será su función diariamente.

Para el caso de cuando se abre un hidrante y se abate la presión en la red hasta 2,5 Kg/cm², en ese momento arrancan de manera paralela las bombas principales. Cubriendo así de inmediato el requerimiento del o los hidrantes y sistemas que lo requieran.

Estas bombas tendrán su protección por alta descarga a 16 Kg. /cm²

Se hace notar que después de actuado el sistema de bombeo principal, estos se tendrán que desactivar antes de cerrar los hidrantes.

SISTEMA DE SUPRESIÓN DE AGENTE LIMPIO

Se contará con un sistema de supresión de incendios, se complementan con elementos de detección, así como alarmas audibles y visibles para una adecuada notificación. Todo el conjunto de elementos de iniciación, notificación, supervisión y control.

Considerar dispositivos de detección y alarmas en las diferentes áreas de los Cuartos de Control y Site's (detección de humo, temperatura, mezclas explosivas y toxicas, hidrogeno, etc., así como la instalación de sus respectivas alarmas).

Para la protección de los Cuartos de Control y Site's será seleccionado un sistema de supresión de incendio a base de agente limpio, mismo que se evaluará en ingeniería de detalle que tipos de agente limpio se seleccionará.

B) SISTEMA DE DETECCIÓN DE HUMO, GAS Y FUEGO.

Se contará con un Sistema de Gas y Fuego (SDGF) que permitirá la detección oportuna de fuego para activar los sistemas de aspersión de agua para enfriamiento y los sistemas de agua-espuma para mitigación de fuego en las áreas de almacenamiento, y áreas de trasiego a recepción y entrega del producto.

El SDGF incluye una serie de dispositivos de iniciación:

- Detectores de fuego
- Detectores de gas combustible
- Estaciones manuales de Alarma
- Instrumentación de sistemas de diluvio
- Alarmas audibles, alarmas visibles y generador de tonos

En general, el Panel de Control de Fuego y Gas activará los sistemas de apagado de la planta, emitiendo un comando de apagado remoto y estará localizado en el Cuarto de Tableros del Edificio Administrativo.

C) SISTEMA DE MONITOREO OPERATIVO.

La operación de la planta será monitoreada a través de estaciones de trabajo que se ubicarán en el cuarto de control, en campo, en el cobertizo de contraincendio, en el área del patín de recibo de producto y de manera local en cada patín de llenado de autotanques.

La Terminal tendrá la capacidad de monitorear en tiempo real la operación de la planta, así como llevar el balance de entradas, salidas de producto de planta y el inventario de productos en esferas.

Este sistema de administración operativa de la planta también tendrá comunicación con sus clientes, permitiéndoles llevar el control de disposición de su producto, así como sus inventarios.

D) SISTEMAS DE SEGURIDAD FÍSICA.

Para la seguridad física de la planta se construirá una barda perimetral alrededor de la planta, la cual tendrá una altura de cuando menos 3 metros con concertina en su parte superior.

De igual manera en su puerta de acceso principal se construirá una exclusiva para tener doble control en el acceso a la planta, en este acceso se tendrá personal de seguridad privada para el control de este.

De igual manera se contará con los servicios de personal profesional para protección y resguardo de las instalaciones.

Adicionalmente se contará con un sistema de circuito cerrado de televisión, integrado por cámaras distribuidas estratégicamente en toda la planta.

E) SISTEMAS DE SEGURIDAD OPERATIVA.

Para la seguridad operativa del proceso se contará con la instrumentación necesaria la cual permita operar dentro de los parámetros establecidos (presión, nivel, temperatura, flujo, presión diferencial), sin caer en situaciones que pongan en riesgo el proceso, las instalaciones, al personal y al medio ambiente.

F) CONTROL DE INVENTARIOS.

Para el control de inventarios, se contará con un sistema de administración operativa de la terminal, el cual interactuará con todos los sistemas de medición y control operativo, obteniendo a través de ellos la información necesaria para determinar la conciliación entre las entradas, salidas e inventarios.

El monitoreo operativo de la Terminal también se ejecutará a través de este sistema, desplegando gráficos y transmitiendo la información en tiempo real en estaciones de trabajo que estarán instaladas en un cuarto de control y otra en campo.

Para el control de inventarios de la planta se instalarán patines de medición, mediante los cuales se totalizará el volumen del combustible descargado por Buquetanques.

Cabe señalar que los medidores considerados o contemplados serán medidores coriolis o desplazamiento positivo, en donde estos se evaluarán de acuerdo con la ingeniería básica o de detalle a manejar.

Se contempla que la calibración de las unidades de medición de transferencia, sean calibrados a través por un sistema móvil donde se evaluará en ingeniería básica o de detalle.

Este volumen será almacenado en las esferas de almacenamiento, en los cuales se medirá todo el producto que entre en ellos.

Para el cálculo de volumen en las esferas de almacenamiento se contará con medición de nivel y un promedio de la temperatura dentro de las esferas, muestreando periódicamente para determinar los parámetros necesarios para el cálculo de los volúmenes netos dentro del mismo en un periodo de 24 horas.

De todo lo anterior, diariamente se hará un balance entre todas las entradas, salidas de terminal y la diferencia de lo almacenado en las esferas en 24 Horas.

G) SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES.

Los Sistemas de Telecomunicaciones considerados en el proyecto son:

1. Sistema de voz y datos
2. Sistema de circuito cerrado de televisión(CCTV)
3. Sistema de control de acceso
4. Sistema de detección de intrusión
5. Sistemas de intercomunicación
6. Medios de enlace

H) SISTEMAS AUXILIARES.

1. Sistema de agua potable.

Un sistema de abastecimiento de agua tiene como finalidad entregar agua en cantidad y calidad adecuada para satisfacer las necesidades, dicho sistema contará con un Tanque y un sistema hidroneumático (equipo paquete).

2. Sistema de aire para instrumentos y servicios.

Suministrar a la terminal aire comprimido limpio y seco, el sistema de aire incluye: un compresor, encargado de suministrar aire para los instrumentos de la planta además de suministrar aire, un tanque acumulador y secadora de aire.

3. Sistema de Nitrógeno si es requerido (Básica).

Se contempla en la limpieza, purga de ductos o equipos de la terminal de almacenamiento, utilizar nitrógeno para evitar cualquier tipo de inflamabilidad o explosividad, esta unidad deberá ser analizada durante el desarrollo de la ingeniería.

4. Cuarto de Control Central.

Cuarto dedicado para la instalación de componentes electrónicos dedicado al sistema de operación, control y seguridad de la terminal de almacenamiento y suministro.

5. Fuente de agua para el sistema contra incendio.

El suministro hacia al tanque de almacenamiento de agua, se contemplará a través de la red pública del lugar, pozo o por medio de auto-tanque/pipas, para la demanda de red contra incendio.

V.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.

Como parte de las medidas preventivas, dentro de la Terminal se contará con los siguientes sistemas de seguridad.

Para el control de inventarios, se contará con un sistema de administración operativa de la terminal, el cual interactuará con todos los sistemas de medición y control operativo, obteniendo a través de ellos la información necesaria para determinar la conciliación entre las entradas, salidas, e inventarios.

El monitoreo operativo de la Terminal también se ejecutará a través de este sistema, desplegando gráficos y transmitiendo la información en tiempo real en estaciones de trabajo que estarán instaladas en un cuarto de control y otra en campo.

Para el control de inventarios de la planta se instalarán patines de medición, mediante los cuales se totalizará el volumen del combustible descargado por Buquetanques.

Cabe señalar que los medidores considerados o contemplados serán medidores coriolis o desplazamiento positivo, en donde estos se evaluarán de acuerdo con la ingeniería básica o de detalle a manejar.

Se contempla que la calibración de las unidades de medición de transferencia, sean calibrados a través por un sistema móvil donde se evaluará en ingeniería básica o de detalle.

Este volumen será almacenado en las esferas de almacenamiento, en los cuales se medirá todo el producto que entre en ellos.



Índice

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	2
VI.1 CONCLUSIONES.	2
VI.2 RECOMENDACIONES.	3



VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1 CONCLUSIONES.

El presente Análisis de Riesgos llevó a la conclusión de que los riesgos de mayor afectación en la Terminal de Productos Pesqueros, es la probable generación de fugas de gas combustible con repercusiones de incendio y explosión por el desgaste de las esferas criogénicas, ya que por las condiciones de operación y por las condiciones ambientales, facilita que con el paso del tiempo y aunado a la falta o deficiencias en el mantenimiento preventivo, la integridad física de los mismos se deteriore llegando a provocar posibles fugas; por lo que PPT dentro de sus sistemas de seguridad contará con la más tecnología necesaria para salvaguardar la integridad física de la Terminal, aunado a que durante la selección del sitio se consideró que la ubicación de la terminal de PPT se localizara dentro de una zona con actividad industrial y con aptitud para el desarrollo de la misma.

El riesgo existente en el almacenamiento de productos, mismo que es controlable y de ser posible su reducción poniendo especial atención en las actividades de mantenimiento y supervisión constante en la operación de la Terminal, que para el presente proyecto se aplicarán a diario. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

La verificación de la integridad mecánica y de operación de las esferas de almacenamiento por una UV acreditada y aprobada por la Comisión Reguladora de Energía y la ASEA, se realizará antes de entrar en operación y posteriormente con apego a la normativa, lo que asegura y reduce los riesgos por fallas en los componentes e instrumentación de las esferas de almacenamiento.

Por lo anterior y de acuerdo a los resultados del Estudio de Riesgo, se concluye que el nivel de riesgo de la Terminal es Alto, ya que si bien, de acuerdo al análisis realizado mediante HAZOP las desviaciones de mayor riesgo fueron de riesgo Medio, considerando su evaluación con las medidas preventivas y salvaguardas disponibles para cada desviación, sus consecuencias pueden ser catastróficas en caso de presentarse, y además, de acuerdo a los árboles de falla presentados su probabilidad de ocurrencia es significativa si se considera que los eventos de mayor probabilidad resultantes fueron de un evento cada 10 años, sin embargo es necesario que una vez puesta en operación la Terminal se realice la actualización del presente Análisis de Riesgos y se estructure el Programa para Prevención de Accidentes (PPA) conforme a los escenarios de riesgo resultantes.



VI.2 RECOMENDACIONES.

Para la realización del presente Análisis de Riesgo, se utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y determinación de riesgos, y mediante los paquetes SCRI Fuego (Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosión), versión 2.1, de lo cual, aunado al análisis de información se derivan las siguientes recomendaciones:

- Atender las recomendaciones derivadas del HAZOP.
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de estos de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- Ya en operación, elaborar el Protocolo de Respuesta a Emergencias (PRE), en el cual se incluyan todos los procedimientos de emergencia con los que contará la Terminal; además donde se establezca que la empresa promotora deberá de estar en coordinación con Protección Civil municipal y estatal para la atención de cualquier emergencia que se llegue a presentar.
- Incluir dentro de un programa, el mantenimiento al sistema contra incendio, que se instalará en la Terminal, y aplicarlo por lo menos una vez al mes, y contar con una lista de verificación de las condiciones de dicho sistema.
- Realizar simulacros de incendio (por lo menos dos veces al año) de tal manera que se evalúe la capacidad de respuesta del personal para la atención de una emergencia.
- Elaborar y poner en práctica una lista de verificación que asegure la correcta operación de los equipos a instalar en la Terminal, tales como: bombas, esferas de almacenamiento, tuberías de conducción, autotanques y diques de contención, principalmente.
- Mantener actualizados los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTIs).
- Toda la señalización de las tuberías, equipos y componentes, así como vialidades, rutas y salidas de emergencia, entre otras, debe mantenerse visible y en buen estado, cumpliendo con la normatividad nacional aplicable.
- Instalar dispositivos para determinar la dirección del viento en puntos estratégicos de la Terminal de manera que sean visibles desde cualquier punto de la instalación. Así mismo, incluir el mantenimiento de estos en el programa anual de la instalación.
- Instalar pararrayos en las esferas para almacenamiento de GNL.
- Realizar la medición anual de la red de tierras físicas y pararrayos por lo menos cada doce meses, mediante un laboratorio acreditado ante la ema y conforme a la NOM-022-STPS-2015.
- Realizar el estudio hidrológico, hidráulico y de socavón y en base a los resultados, realizar la ingeniería de detalle del proyecto.
- Realizar la MTD de las vialidades, accesos y estacionamientos.

VI.2.1 Recomendaciones derivadas del HAZOP

PHA Recommendation	Priority	Referenced Locations				
		Reference	CAT	S	L	RR
1 Asegurar que la PSV descargue el GNL a lugar seguro.	Low	1.1.2.1	A	C2	F3	6
2 Asegurar que se incluya el reemplazo del filtro canasta para GNL dentro del programa de mantenimiento, conforme a las recomendaciones del fabricante.	Low	1.1.2.1	A	C2	F3	6
3 Considerar la instalación de un Indicador Transmisor de Presión Diferencial (PID) en el cuerpo del filtro canasta de GNL.	Low	1.1.2.1	A	C2	F3	6
4 Documentar el Set Point de la PCV en la esfera de GNL, considerando que la presión de diseño es 1.41 veces la presión de operación de la esfera.	Low	2.6.1.1	E	C5	F2	10
5 Asegurar que el set point de la PSV en la esfera de GNL, sea 1.2 veces la presión de operación de la esfera de almacenamiento.	Low	2.6.1.1	E	C5	F2	10
6 Asegurar que la PSV de la esfera de almacenamiento de GNL descargue a lugar seguro.	Low	2.6.1.1	E	C5	F2	10
7 Elaborar el Programa Interno de Protección Civil (PIPC) donde se incluyan las acciones a seguir de manera interna y externa en caso de una situación de emergencia.	Low	2.6.1.1	E	C5	F2	10
		4.6.1.3	C	C5	F2	10
8 Asegurarse de que las esferas de almacenamiento de GNL sean de doble pared con protección criogénica entre paredes.	Low	2.11.1.1	E	C5	F2	10
9 Asegurar que la arquitectura del Sistema de Detección de Gas y Fuego (SDFG) contemple el área de las esferas de almacenamiento de GNL.	Low	2.6.1.2	A	C6	F2	12
10 Considerar la instalación de una bomba de respaldo que entre en operación de manera automática en caso de falla operativa de la bomba principal de GNL.	Low	3.1.1.1	A	C4	F2	8
11 Asegurar que la arquitectura de control del SIF-08, mande a paro automático el motor eléctrico de la bomba de GNL.	Low	3.1.2.1	A	C5	F2	10
12 Asegurar que la arquitectura de control del SIF-09, mande a paro automático el motor eléctrico de la bomba de GNL.	Low	3.6.1.1	A	C5	F2	10
13 Documentar en el DTI, la última posición en que quedaría la válvula de corte en caso de pérdida de alimentación a la solenoide en el Sistema de Regasificación.	Low	3.6.1.1	A	C5	F2	10
14 Asegurar que la presión de diseño de las tuberías de conducción de GNL sea por lo menos 2.5 la presión normal de operación.	Low	3.6.1.1	A	C5	F2	10
15 Asegurar que el agua de mar empleada en los	Low	3.10.1.1	A	C4	F3	12



PHA Recommendation	Priority	Referenced Locations				
		Reference	CAT	S	L	RR
vaporizadores cuente con tratamiento previo para evitar incrustaciones/corrosión a los sistemas de transferencia de calor del vaporizador.		3.11.1.1	A	C4	F3	12



Índice

VII. RESUMEN EJECUTIVO.	2
VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO.	2
VII.2 INFORME TÉCNICO DEL ARSH.	3

VII. RESUMEN EJECUTIVO.

VII.1 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO.

El objetivo del presente proyecto es la construcción y operación de una nueva Terminal de Almacenamiento de GNL, la cual estará ligada a los programas de infraestructura impulsados por el gobierno federal.

En el proyecto ejecutivo en cuestión, se aplica ingeniería de punta con el objetivo de minimizar los riesgos implícitos y satisfacer a sus clientes de combustible para la realización de sus operaciones. Como resultado del análisis de riesgo, basado en las memorias técnicas-descriptivas y diagrama de instrumentación (DTIs) de la Terminal y de los accesorios que serán instalados en dicha estación, se consideraron aquellos eventos donde estuvieran involucrados los sucesos similares ocurridos en otras zonas donde se realiza el mismo diseño y construcción de Terminal, se tomaron en cuenta los accesorios, tales como: válvulas, medidores, bridas y reguladores y esferas de almacenamiento, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de probables eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad con sus probables áreas de afectación.

Una vez realizado el estudio de riesgo y analizado todas las variables que pudieran tener influencia o ser determinantes en el proyecto, se puede concluir que es factible alcanzar la edificación de una terminal de almacenamiento y suministro de hidrocarburos, con suficiente certidumbre de su seguridad hacia el medio ambiente y las instalaciones circundantes.

Se considera que las prácticas relacionadas con el almacenamiento, recepción y entrega de hidrocarburos, están apegadas a los criterios establecidos en normatividades aplicables. Los resultados de la identificación de riesgos probables determinados, concuerda con aquellos que generalmente resultan de la práctica del manejo de hidrocarburos.

De los eventos simulados, los de mayores consecuencias resultaron ser los relativos a la formación de un orificio en las esferas de almacenamiento y el derrame en tuberías de conducción de producto criogénico, pero que su probabilidad es baja, sin embargo, el diseño y construcción de la terminal será realizado con los más altos estándares de seguridad tanto nacionales e internacionales, con la finalidad de que en la etapa de operación los eventos de riesgo sean mínimos con la menor afectación al medio ambiente y zonas aledañas.

En el HAZOP participó un Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR), conformado por personal de PPT.

Como resultado de la realización del análisis de riesgo mediante HAZOP, se obtuvo lo siguiente:

- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Medio Ambiente (MA),
- 16 escenarios (64%) generan Consecuencias para el Receptor de Riesgo Producción/Instalaciones (Pr),
- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Población (Po),

- 3 escenarios (12%) generan Consecuencias para el para el Receptor de Riesgo Personal (Pe).

De la totalidad de escenarios evaluados, 19 (76%) recaen en la Zona de ALARP "B", mientras que 6 (36.2%) recaen en la Zona de Riesgo Tolerable "C" y ninguno en la Zona de Riesgo No Tolerable.

Cabe mencionar que, como resultado de la determinación del Riesgo Residual de los escenarios de Riesgo evaluados en el Análisis Cuantitativo, a juicio experto del GMAR todos los escenarios de riesgos fueron reposicionados a un nivel de riesgo "C" que representa el nivel de Riesgo del proyecto en general.

El riesgo existente por el manejo de combustibles y productos tóxicos, mismo que para el presente proyecto se encuentra controlado mediante los instrumentos de seguridad, así como para la supervisión de las condiciones operativas de la planta. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudan a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

Cabe mencionar que, el presente ARSH deberá actualizarse por lo menos cada 5 cinco años o cuando existan modificaciones no contempladas dentro del presente estudio, o en su caso, cuando la autoridad regulatoria lo establezca.

VII.2 INFORME TÉCNICO DEL ARSH.

El Informe Técnico del Análisis de Riesgos se incluye en el **Anexo 10**.