

ANÁLISIS DE RIESGOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS, ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA PARA LA TERMINAL DE LICUEFACCIÓN Y ALMACENAMIENTO AMIGO LNG.

Informe final.

CLIENTE: Amigo LNG S.A. de C.V., Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora.

AMIGO LNG



0	Aprobado para diseño	02/AGO/2025	MFMG	02/AGO/2025	EA	02/AGO/2025	02/08/2025
A	Reporte Final	15/JUL/2025	MFMG	15/JUL/2025	EA	16/JUL/2025	16/JUL/2025
Rev.	Descripción	Fecha	Preparado	Fecha	Revisado (Cliente)	Fecha	Aprobado (Cliente)

Índice de contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO	1
2.	OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO	5
2.1	Objetivo del análisis de riesgo	5
2.2	Alcances	5
2.3	Marco Normativo	6
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN	7
3.1	Ubicación del proyecto	15
3.2	Criterios y normas consideradas en el desarrollo de la ingeniería y diseño	18
3.3	Características de equipos de proceso principal y auxiliares	20
3.4	Sustancias involucradas	53
3.5	Descripción del proceso	55
4.	DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	65
4.1	Aspectos bióticos	65
4.2	Aspectos abióticos	67
4.3	Características climáticas	70
4.4	Riesgos geológicos	72
4.5	Fenómenos meteorológicos	75
4.6	Historial epidémico y endémico de enfermedades cíclicas en el área del Proyecto	80
4.7	Zonas vulnerables, componentes ambientales, infraestructura vial y uso de suelo para el proyecto	80
5.	PREMISAS Y CONSIDERACIONES HECHAS PARA LA SELECCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS APLICADAS	82
5.1	Análisis preliminar de riesgos	82
5.2	Análisis cualitativo de riesgos	82
5.3	Análisis cuantitativo de riesgos	85
5.4	Información para emplear en el análisis	86
6.	DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS	86
6.1	Análisis preliminar de peligros	86
6.2	Análisis cualitativo de riesgos	87
6.3	Análisis cuantitativo de riesgos	91
7.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS, IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS	94
7.1	Análisis preliminar de riesgos	94
7.2	Análisis cualitativo de riesgos	105
7.3	Análisis cuantitativo de riesgos	117
8.	ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO	128
8.1	Análisis de vulnerabilidad	128
8.2	Interacciones de riesgo	135
9.	REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO	146
10.	DETERMINACIÓN DE MEDIDAS DE REDUCCIÓN DE RIESGOS ADICIONALES PARA ESCENARIOS DE RIESGO	148
10.1	Análisis capas de protección (LOPA)	148
11.	SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	152
11.1	Sistemas de seguridad	152
11.2	Medidas preventivas	158
11.3	Recomendaciones técnico-operativas	165
12.	CONCLUSIONES	183
13.	BIBLIOGRAFÍA	184
14.	RELACIÓN DE PERSONAL QUE ELABORA EL ARSH.	185

Índice de tablas.

Tabla 1-1 Relación de nodos	1
Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto	21
Tabla 3-2 Características de equipos auxiliares del proyecto	51
Tabla 3-3 Sustancias involucradas en el proceso	53
Tabla 3-4 Composición del gas de alimentación	55
Tabla 3-5 Especificación del GNL producto	56
Tabla 3-6 Especificación de contenido de hidrocarburos pesados en el GNL producto	56
Tabla 4-1 Vegetación representativa de la zona del proyecto	66
Tabla 4-2 Fauna avistada en la zona del proyecto	67
Tabla 4-3 Tipo De Suelo Presente En La Cuenca Hidrológica Forestal	69
Tabla 4-4 Cuerpos / corrientes de agua	70
Tabla 4-5 Clima presente en la cuenca hidrológica forestal	71
Tabla 4-6 Normales climatológicas (temperatura) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000	71
Tabla 4-7 Normales climatológicas (vientos máximos diarios) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000	71
Tabla 4-8 Normales climatológicas (humedad) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000	71
Tabla 4-9 Ciclones Tropicales que impactaron a Sonora de 2001 a 2010	76
Tabla 4-10 Situación de contagio y fallecimientos por COVID-19, 22 de Dic. 2021	80
Tabla 4-11 Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 m	80
Tabla 4-12 Proximidades con infraestructura para un radio de 500 m	81
Tabla 4-13 Proximidades con componentes ambientales para un radio de 500 m	81
Tabla 5-1 Lista de nodos	82
Tabla 5-2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento	86
Tabla 6-1 Categorías de frecuencia	90
Tabla 6-2 Categorías de severidad	90
Tabla 7-1. Incidentes y accidentes en Buques transportando Gas Natural Licuado (GNL)	95
Tabla 7-2 Accidentes en Instalaciones terrestres con operación de Gas Natural Licuado (GNL)	98
Tabla 7-3 Incidentes y accidentes en Gasoductos de Gas Natural	99
Tabla 7-4 Relación de categorías y palabras guía	102
Tabla 7-5 Lista de nodos por nodo de estudio HazOp	105
Tabla 7-6 Lista de nodo de estudio ¿Qué pasa si...?	112
Tabla 7-7 Selección de escenarios de Mayor Riesgo	113
Tabla 7-8 Resumen de resultados HazOp	115
Tabla 7-9 Resumen de resultados ¿Qué pasa si...?	116
Tabla 7-10 Escenario de mayor riesgo para análisis de frecuencias	117
Tabla No. 7-11 Resultados del análisis de árbol de fallas	119
Tabla No. 7-12 Resultados del análisis de árbol de eventos	120
Tabla 7-13 Criterios y condiciones de simulación para los escenarios de mayor riesgo	123
Tabla 7-14 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión	125
Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo	128
Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo	135
Tabla 8-3 Escenarios por efecto dominó	141
Tabla 8-4 Interacciones de riesgos para peores casos y descripción de los posibles receptores de riesgo	143
Tabla 9-1 Reposicionamiento de los escenarios de riesgo	146
Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas	165
Tabla 14-1 Relación de personal que elabora el ARSH	185

Índice de figuras.

Figura 1-1. Mapa de riesgo con cantidad de escenarios por tipo de evaluación de riesgo.....	4
Figura 3-1 Proyecto de línea de suministro de gas a la Planta LNG Amigo.....	11
Figura 3-2 Imagen de referencia del plano de distribución del proyecto.....	14
Figura 3-3 Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.....	15
Figura 3-4 Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.....	16
Figura 4-1 Vegetación presente en el área del proyecto.....	65
Figura 4-2 Mapa de Geología de la zona del área del proyecto.....	68
Figura 4-3 Mapa de Edafología de la zona del área del proyecto.....	69
Figura 4-4 Regionalización sísmica CFE 2015.....	73
Figura 4-5 Zonas con potencial importante por Inestabilidad de Laderas.....	74
Figura 4-6 Fallas identificadas en las elevaciones contenidas en la Ciudad de Guaymas.....	75
Figura 4-7 Ciclones tropicales.....	76
Figura 4-8 inundación.....	77
Figura 4-9 Grado de peligro por sequía.....	79
Figura 5-1 Metodologías de acuerdo con la etapa de vida del proceso.....	85
Figura 6-1 Protocolo de análisis para realizar HazOp.....	88
Figura 6-2 Protocolo de análisis para realizar ¿Qué pasa si...?.....	89
Figura 6-3. Principio ALARP.....	89
Figura 6-4. Matriz de riesgos.....	90
Figura 6-5 Ejemplo genérico un árbol de eventos.....	92
Figura 7-1 Causas iniciadoras y circunstancias propagadoras de un incidente.....	94
Figura 7-2 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas).....	104
Figura 7-3 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas).....	105
Figura 7-4 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones).....	105
Figura 7-5 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas).....	115
Figura 7-6 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas).....	115
Figura 7-7 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones).....	115
Figura 7-8 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas).....	116
Figura 7-9 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas).....	116
Figura 7-10 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones).....	116
Figura 8-1 Intensidad de radiación crítica.....	141
Figura 10-1. Capas de protección.....	148
Figura 10-2. Secuencia de las medidas de contención de riesgos.....	149

Relación de anexos.

Anexo 1. Localización	Croquis de localización.
Anexo 2. HDSS	Hojas de datos de seguridad de las sustancias (HDSS).
Anexo 3. DFP	Diagramas de flujo de proceso (DFP).
Anexo 4. Colindancias	Plano de colindancias.
Anexo 5. Hazard ID	Hojas de trabajo de la metodología Hazard ID.
Anexo 6. Nodos	Nodos de estudio.
Anexo 7. HazOp	Hojas de trabajo del análisis HazOp.
Anexo 8. ¿Qué pasa si?	Hojas de trabajo del análisis ¿Qué pasa si...?
Anexo 9. Frecuencias	Análisis de frecuencias.
Anexo 10. Consecuencias	Análisis de consecuencias.
Anexo 11. LOPA	Análisis LOPA.
Anexo 12. Información	Otros anexos.
Anexo 13. Técnico	Informe técnico.
Anexo 14. Índice	Índice de líneas.
Anexo 15. Memoria	Memoria fotográfica.

1. RESUMEN EJECUTIVO

Para contar con una administración de riesgos acorde con la etapa del ciclo de vida, la compañía **Amigo LNG S.A. DE C.V.**, cumple con la elaboración del ARSH de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, en etapa de ingeniería básica en apego a la "Guía para elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos emitida por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA)" del 2020.

Para identificar evaluar y administrar los peligros de la Terminal **de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, se realizó una revisión del proceso que se lleva a cabo en la instalación, se requirió la información de la ingeniería básica de los sistemas de proceso y servicios auxiliares con los documentos de ingeniería, tales como, DTI's, DFP, Filosofía de operación y bases de diseño, entre otras.

De acuerdo con la información de la tecnología del proceso y las sesiones de trabajo con el equipo de trabajo conformado para la elaboración del análisis de riesgos del sector hidrocarburos, se identificaron y evaluaron los riesgos de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

El análisis histórico de incidentes y/o accidentes fue basado en la relación de incidentes y accidentes para buques de gas natural licuado, instalaciones en tierra donde se procesa gas natural licuado e instalaciones y gasoductos de gas natural.

La evaluación preliminar de peligros mediante la metodología **Hazard Identification (Hazard ID)**, basada en los requerimientos del procedimiento de análisis de riesgo de AMIGO LNG, Risk and Opportunity Management Doc No. 48418-HSE-2024-018-A, para la identificación de categorías y palabras guías de interés para el análisis de los peligros asociados a la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, considerando la etapa de ingeniería básica.

De acuerdo con la metodología de identificación de peligros por HazOp y ¿Qué pasa si...?, así como, de la identificación de nodos del sistema, en la Tabla 1-1 Relación de nodos se muestran los nodos que han sido considerados para el análisis de riesgos del sector hidrocarburos de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**:

Tabla 1-1 Relación de nodos

Nodo		Condición de diseño / parámetros
HazOp		
1.	Medición de gas y separador 20-V-001	Regular, medir y monitorear la calidad del gas de llegada a la Terminal y en el Separador 20-V-001 eliminar la humedad contenida por medio de la condensación debido al choque en tamiz interno. 20-PKG-001; T: 30°C / P: 48.3 Barg 20-PKG-001; T: 30°C / P: 47.7 Barg 20-V-001; T: 30°C / P: 48 Barg
2.	Coalescedor de gas de alimentación 20-F-001	Separar los condensados en el Coalescedor 20-F-001, debido al proceso de caída de presión, así como alimentar gas acondicionado al contactor de aminas. 20-F-001 ; T: 29°F / P: 47. 2 Barg
3.	Contactor de amina 22-T-001	Remover el H2S y CO2 utilizando amina a contra flujo en la torre 22-T-001. 22-T-001; T: 49-57°C / P: 46.7 Barg
4.	Separador de amina 22-V-003	Eliminar la humedad del gas generado durante el proceso de enfriamiento y absorción con amina. 22-V-003; T: 34°C / P: 45.8 Barg
5.	Coalescedor de gas 23-F-001 A/B y secadores 23-D-001 A/B/C.	Remover la humedad del gas durante la absorción con amina en el filtro coalescedor de gas 23-F-001 A/B y remover del gas los compuestos de mercurio en los secadores 23-D-001 A/B/C. 23-F-001A; T: 34°C / P: 45.6 Barg

Nodo	Condición de diseño / parámetros
6. Sistema de regeneración de secadores, filtración y guardas de mercurio.	Eliminar la humedad en los secadores 23-D-001 A/B/C, por medio de la circulación de gas natural caliente mediante el 23-HE-001 A/B y 23-E-001, filtrar en 23-F-002 A/B los polvos de los deshidratadores y separar el mercurio en las guardas 23-V-002 A/B para su envío a la sección de remoción de hidrocarburos pesados. 22F-002 A/B; ; T: 34°C / P: 44.6 Barg 23F-002 A/B; ; T: 34°C / P: 44.1 Barg 23-E-001; T: 33-140°C / P: 42.6 Barg
7. Separador de succión gas regenerado 23-V-001, compresor 23-PKG-001 y separador de descarga 23-V-003	Recuperar los gases a la sección de deshidratación y líquidos al separador flash de amina, mediante el enfriamiento y compresión en el 23-E002 enfriador de gas de regeneración y en el compresor de gas e regeneración 23-PKG-001_C-001 Condiciones del compresor: Psuc=40.88 Barg; Pdes=48 Barg. Tsuc=37°C
8. Separador flash de amina	Separar los gases de la amina previo a la regeneración Pop=6 barg y Top=34°C
9. Columna agotadora de amina 22-T-002	Remover el H₂S y CO₂ de la amina por medio del calentamiento en el fondo. Pop=0.9 barg y Top=102 a 123°C
10. Filtro de carbón de amina 22-F-002	Realizar la filtración de la amina con carbón y remoción de sales termo estables. Pop=3.2 barg y Top=46°C
11. Acumulador de amina 22-V-005	Suministrar y reponer amina al proceso. Condiciones en descarga de bomba 22-P-002 A/B: Pop=5 barg y Top=ambiente.
12. Tambor de reflujo de Amina 22-V-002	Rectificar los vapores de H₂S y CO₂ del domo de la contactora de amina 22-T-002 y retornar los líquidos del 22-V-002 a la 22-T-002. Pop=0.7 barg y Top=46°C
13. Tanque sumergido de almacenamiento de amina gastada 22-V-004	Almacenar la amina gastada y enviarla a disposición (proceso u disposición temporal). Se asume que el sistema opera. Pop=3.5 barg y Top=amb.
14. Bomba anti espuma 22-PKG-001_P-006	Injectar anti espumante para evitar la formación de espuma, hacia el reflujo de la torre 22-T-002 y al reflujo de la torre 22-T-001
15. Sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001).	No se lleva a cabo el análisis del sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001) dado que no se cuenta con la información de los P&ID de este sistema.
16. Tambor de reflujo para eliminación de hidrocarburos pesados 24-PKG-001_V002	No se lleva a cabo el análisis del sistema de recuperación de pesados, dado que al momento de realizar el análisis HazOp no se cuenta con la información de los diagramas de tubería e instrumentación en esta etapa de ingeniería básica (Ingeniería de Audubon)
17. Descarga del compresor 24-PKG-003 y succión de la turbina hidráulica 29-EX-001.	Enfriar la corriente de descarga del compresor 24-PKG-003 en el paquete 25-PKG-002 (Tren 1, 2 y 3) para su envío hacia la turbina hidráulica 29-EX-001; además, se contempla el envío de gas natural para servicio de gas de sello en compresores 26-PKG-001_C-001 y 34-PKG-001_C-001A.
18. Turbina hidráulica de Gas Natural Licuado	Expandir el gas natural para su envío a tambor de succión 34-V-001 P=0.21 barg y Top=rango de 85 °C a -185°C

Nodo		Condición de diseño / parámetros
19.	Compresores de gas BOG 34-PKG-001 A/B/C	Incrementar la presión de gas BOG con envío del gas al sistema de gas combustible de la Terminal y enviar a gas BOG a la succión del compresor 24-PKG-003 C001
20.	Sistema de licuefacción	Paquete de compresión
21.	Tanque de almacenamiento de etano 33-V-002 A/B	Almacenar y reponer el etano para los trenes de licuefacción.
22.	Tanque de almacenamiento de butano 33-V-003	Almacenar, reponer y deshidratar el butano para los trenes de licuefacción.
23.	Tanque de almacenamiento de i-pentano 33-V-004	Almacenar, reponer y deshidratar el i-pentano para los trenes de licuefacción.
24.	Tanque de almacenamiento de propano 33-V-005	Almacenar, reponer y deshidratar el propano para los trenes de licuefacción.
25.	Tambor surge de mezcla de refrigerante 33-V-001	Amortiguar y balancear el sistema de mezcla de refrigerantes P=de 6 a 43 barg y Top=ambiente
26.	Tambor buffer de LNG 29-V-002	Amortiguamiento y recuperación de condensados del LNG provenientes de las cajas frías 25-PKG-002_E, 26-PKG-002_E y 27-PKG-002_E, para ser enviados a la succión de los compresores BOG. P=6.0 barg y Top=-153.3 °C
27.	Sistema de aceite caliente	Proporcionar el intercambio de calor en los intercambiadores 22-E-005, 23-E-001, 45-E-001 y 24-E-004 y enfriador 40-E-001.
28.	Gas combustible de servicio para el quemador	Acondicionar el gas de proceso para servicio de gas combustible en equipos de proceso (turbinas, piloto a quemador, oxidizador térmico y calentador de aceite caliente) en la Terminal.
29.	Tambor de drenaje cerrado 57-V-001	Recibir el drenaje cerrado de proveniente del 20-V-001, 20-F-001, 22-V-001, 45-V-001, 45-V-002 y del 41-V-001. P=4 barg y Top=ambiente
30.	Desfogue caliente 41-V-001	Recibir los desfogues calientes y separar el líquido/gas, para el envío del gas al quemador elevado y envío de líquidos hacia el 57-V-001 P=3 barg y Top=ambiente
31.	Desfogue frío 41-V-002	Recibir los desfogues fríos para el envío del gas al quemador elevado P=3 barg y Top=ambiente
32.	Cabezal de desfogue baja presión 41-V-003	Recibir los desfogues de baja presión para el envío del gas al quemador elevado P=0.5 barg y Top=ambiente Nota: Se realiza análisis tomando en cuenta la nota 1 del P&ID - F505-1000-PCS-PID-4106, la cual indica: LS-41-V-003@ HOLD mm OPEN ELECTRIC HEATER (41-HE-002) THROUGH DCS, considerando que el 41-V-003 contempla un calentador eléctrico similar al 41-V-002.
¿Qué pasa si...?		
01.	Servicios auxiliares de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.	Dar el soporte al proceso de producción de la Terminal; la relación de servicios es la siguiente: a) Nitrógeno de alta pureza: para inertizar tuberías y equipos. b) Nitrógeno de baja pureza: para inertizar tuberías y equipos. c) Aire de instrumentos: para el control de los sistemas. d) Aire de servicios: para actividades de mantenimiento.

Nodo	Condición de diseño / parámetros
	e) Agua desmineralizada (water demin). f) Agua fresca en Planta desaladora. g) Agua de enfriamiento: para el servicio en el intercambio de calor en diversos intercambiadores de calor en el proceso de la Terminal. Energía eléctrica: para la operación de la Terminal.

De la evaluación cualitativa mediante la metodología HazOp, se obtienen los siguientes resultados representados en forma de matrices de riesgo:

Figura 1-1. Mapa de riesgo con cantidad de escenarios por tipo de evaluación de riesgo.

Tipo de riesgo	Riesgo inherente		Riesgo actual		Riesgo residual	
A	0	0%	0	0%	0	0%
B	167	24%	8	1%	0	0%
C	43	6%	45	6%	6	1%
D	498	70%	655	93%	507	99%
Total	708	100%	708	100%	513	100%

De la identificación de peligros mediante la metodología HazOp, se concluye que el nivel de riesgo de los escenarios identificados de la Terminal, siendo un total de 708 escenarios, el 1% es riesgo tipo B, el 6% es tipo C y el 93% para el riesgo actual (considerando las salvaguardas), lo anterior debido a que en la ingeniería básica de la Terminal se están considerando diferentes tipos de protecciones tales como: consideraciones para un diseño inherentemente seguro, capas de protección relacionadas con el control básico de proceso con señales al sistema de control distribuido que tienen el objetivo de alarmar al operador, funciones de proceso y funciones instrumentadas de seguridad alojadas en un sistema de paro por emergencia, así como un sistema de despresurización de desfogue frío y desfogue caliente.

En el **Anexo 13**, se encuentra el Informe Técnico del ARSH para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

2.1 Objetivo del análisis de riesgo

El objetivo del presente documento es la elaboración del Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, en la etapa de Ingeniería básica, cuyo objetivo es identificar, analizar y evaluar los riesgos asociados a la instalación, incluyendo los riesgos inducidos por agentes externos a la instalación, fallas en los sistemas de control, sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración, para proponer una serie de medidas que faciliten la gestión de los riesgos que puedan conducir a daños sobre las personas, ambiente, activos / instalación y reputación; atendiendo los requerimientos metodológicos y documentales mencionados en la “Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)” de emitida por la ASEA, y dando cumplimiento a los requisitos establecidos en el Elemento II de IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS del Sistema de Administración autorizado para su implementación mediante el oficio número ASEA/UGI/DGGPI/1744/2018 de fecha 28 de agosto de 2018; así como al Anexo I de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos.

2.2 Alcances

El alcance físico del Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, considera la infraestructura de toda la instalación para realizar los procesos de producción, considerando como límite de batería, la válvula ESDV-0101 ubicada corriente arriba del paquete 20-PKG-001 en la llegada de gas natural a la Terminal.

El alcance de las actividades para llevar a cabo el análisis de riesgos del Sector Hidrocarburos, correspondiente a la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, es el siguiente:

- Recopilación, verificación, análisis y procesamiento de información, lo que incluye la revisión de la información proporcionada por el cliente y, en caso necesario, las modificaciones y/o actualizaciones correspondientes.
- Análisis preliminar de peligros utilizando la metodología Hazard ID y Análisis Histórico de Accidentes e Incidentes.
- Identificación de los peligros utilizando la metodología de HazOp y ¿Qué pasa si...? para el análisis cualitativo.
- Jerarquización cualitativa de los escenarios identificados de acuerdo con los criterios establecidos en las matrices de riesgos.
- Análisis de riesgo semi cuantitativo mediante la metodología análisis de capas de protección LOPA, para los escenarios con un tipo de riesgo A, B y C en la evaluación de riesgo en donde se da crédito a las salvaguardas y escenarios con evaluación de riesgo tipo A y B sin dar crédito a las salvaguardas.
- Fundamentación de escenarios de accidentes y evaluación de sus consecuencias con el software Phast.
- Análisis de riesgo cuantitativo mediante el análisis de consecuencias y análisis de frecuencias aplicando análisis de árbol de falla y análisis de árbol de eventos, para los escenarios con un tipo de riesgo A, B y C en la evaluación de riesgo en donde se da crédito a las salvaguardas.
- Priorización de las mejoras propuestas y medidas de control de acuerdo con la importancia de los riesgos que previenen o mitigan.
- Elaboración del reporte que recoja la información resultante de los puntos anteriores y el resto de la información solicitada.

Queda fuera del alcance de este análisis de riesgos para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**:

- El ducto de entrada a la terminal corriente arriba de la válvula ESDV-0101
- El transporte de los LNG Carrier propiedad de los clientes en ruta de y hacia la terminal
- La elaboración del programa calendarizado para la implementación de las recomendaciones generadas en este análisis de riesgos, así como el seguimiento y cierre, debido que este será elaborado de acuerdo a los tiempos estimados antes de la construcción y arranque, asignados por Amigo LNG S.A. DE C.V.

2.3 Marco normativo

- » El marco normativo o de referencia para la elaboración del presente análisis de riesgo, es la guía para elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos de ASEA, 2020.

Leyes aplicables:

- » Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Ley ASEA)
- » Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA)
- » Ley de Hidrocarburos
- » Ley General de Protección Civil
- » Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR)

2. Reglamentos:

- » Reglamento de la Ley de Hidrocarburos en materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente del sector hidrocarburos
- » Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación del Impacto Ambiental
- » Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo (STPS)

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

El Proyecto "Terminal de Licuefacción y Almacenamiento LNG Amigo" representa un desarrollo significativo en la industria energética de México, particularmente en la región de Guaymas, Sonora. Este proyecto implica la construcción de una terminal de licuefacción de Gas Natural Licuado (GNL) destinada a exportar 5.1 millones de toneladas por año (MTPA) de GNL a mercados clave en Asia. Ubicada estratégicamente en un sitio de 41.4936 hectáreas en la costa de Guaymas, entre

DOMICILIO DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

El Proyecto contempla la construcción y operación de una terminal de licuefacción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL) con una vida útil proyectada de 40 años. La configuración del proyecto se basa en instalaciones modulares cercanas a la costa, integrando componentes flotantes y terrestres para optimizar la eficiencia y el impacto.

Componentes principales del proyecto.

La infraestructura del proyecto se clasifica en los siguientes componentes clave:

Instalaciones flotantes (basadas en barcas):

- **Barcaza de pretratamiento:** Albergará cuatro (4) unidades paralelas de pretratamiento de gas, cada una con una capacidad de diseño de 1.4 millones de toneladas por año (MTPA). Incluirá la Unidad de Eliminación de Hidrocarburos Pesados, la Unidad de Compresión de Gas Tratado y los servicios asociados, todas construidas como módulos para su integración en la barcaza.
- **Barcaza de licuefacción y energía:** Contendrá tres (3) unidades de licuefacción paralelas e independientes, cada una con 1.7 MTPA de capacidad de exportación de GNL, sumando un total combinado de 5.1 MTPA. También incluirá el sistema End Flash Gas, la compresión de Boil-Off Gas, dos (2) generadores de turbina de gas para el suministro eléctrico y los sistemas de reposición de refrigerantes mixtos, optimizados para su instalación en barcasas.
- **Unidades flotantes de almacenamiento (FSU):** Dos (2) FSU, cada una con una capacidad neta de almacenamiento de 145,000 m³, utilizarán sistemas de contención de membrana y estarán permanentemente atracadas en la terminal marítima, conectadas al sistema de carga para operaciones de exportación.

Instalaciones en tierra:

- **Recepción y medición de gas (Clave: P01) (cuarto de control de abasto de LNG y medición):** Infraestructura para la recepción y medición del gas de alimentación.

Infraestructura edificada en acero estructural y recubierta de concreto, ubicada dentro de los límites de propiedad del Terminal AMIGO LNG. La estación, de **21,34 m de largo y 45,53 m de ancho (971,95 m²)**, está diseñada para procesar un caudal aproximado de **800 MMSCFD** procedente del gasoducto submarino. El gas entrante se dirige a las instalaciones en tierra para:

- Eliminación de líquidos libres. Separadores y filtros de líquidos que garantizan la remoción de agua y partículas antes de su medición.
- Medición de custodia. Equipos de medición (calibrados según estándares AGA) para la transferencia de custodia y registro del flujo de gas.

Los sistemas y equipos principales incluyen analizador continuo de composición, controladores de flujo, reguladores de presión, conexión para gas combustible, válvulas de aislamiento y ESD, y compresores de gas que suministran alta presión al sistema de combustible o procesos auxiliares.

- **Planta de tratamiento de aguas residuales – PTAR (Clave: P02):** Edificio de **39,62 m de largo y 16,96 m de ancho (671,96 m²)**, en acero estructural y recubierta de concreto. La PTAR se selecciona y dimensiona de acuerdo con las

especificaciones técnicas del fabricante (proveedor tercerizado), garantizando el cumplimiento de los caudales y cargas contaminantes previstos.:

1. Recolección de aguas.

- a) **Aguas superficiales y de escorrentía:** Las aguas de lluvia, limpieza y posibles derrames de las áreas de proceso y servicios son canalizadas hacia pozos de drenaje ("drain pits").
- b) **Efluentes de Desgasificador y Desengrasador:** Los efluentes pre-tratados de unidades como desgasificadores y desengrasadores también se redirigen a los mismos "drain pits".

2. Tratamiento primario.

- a) **Bombeo a la PTAR:** Las aguas recolectadas en los pozos son bombeadas de forma controlada a la entrada de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.
- b) **Separación de grasas y aceites:** En esta etapa, se utilizan sistemas de flotación o skimmers para remover grasas y aceites libres, así como sólidos gruesos, protegiendo las etapas de tratamiento subsiguientes.

3. Tratamiento secundario.

- a) **Remoción de contaminantes remanentes:** El agua pasa por procesos biológicos (ej., lodos activados) o físico-químicos (ej., carbón activado, filtros de lecho) para reducir significativamente la materia orgánica disuelta y los sólidos suspendidos, asegurando la calidad del efluente.

4. Gestión de lodos.

- b) **Almacenamiento y disposición de lodos:** Los lodos generados en el proceso son almacenados temporalmente en tanques, luego deshidratados si es necesario, y transportados por camión (por empresas autorizadas) a plantas de tratamiento especializadas o sitios de disposición final autorizados, garantizando un manejo ambientalmente responsable.

5. Reúso del efluente tratado.

- a) **Reúso para Riego:** Una vez que el agua cumple con los parámetros de "agua limpia", es destinada al riego de áreas verdes dentro de la instalación. Este reúso reduce la demanda de agua fresca, promoviendo la sostenibilidad y el ahorro de recursos hídricos en la región.

Estación de carga de camiones de GNL y condensado (Clave: J01) (área de carga de camiones con LNG):

Plataforma de 50,57 m de largo y 32,82 m de ancho (1 658,87 m²), en acero estructural y concreto, configurada para despacho terrestre de GNL y condensado:

- Posición 1(GNL): Llenado completo en ≤ 1 h
- Posición 2 (GNL / Condensado): Llenado completo en ≤ 1 h

El GNL se alimenta desde las FSU mediante **tuberías criogénicas** de acero inoxidable o acero con alto contenido de níquel (tipo 36), diseñadas para soportar -162 °C y revestidas con aislamiento térmico avanzado para minimizar pérdidas y evitar evaporación. Las líneas, trazadas sobre el muelle, están diseñadas, fabricadas e instaladas conforme a normas internacionales, y contemplan mantenimiento periódico. Además, sus materiales y recubrimientos están seleccionados para resistir condiciones ambientales extremas propias del entorno donde se ubica el proyecto.

Edificio administrativo (Clave: A1001): Instalación de 45,72 m × 24,38 m (1 114,83 m²), en acero estructural y concreto, destinada a oficinas y salas de reunión.

- Zonas de trabajo para hasta 120 personas, con cubículos y salas de juntas.
- Circulación optimizada para coordinación interna y planificación de proyecto.

Almacén (Clave: A1004) (almacén de insumos): Estructura de 39,62 m × 30,48 m (1 207,74 m²), en acero y concreto.

- Zona de recepción y despacho con acceso para montacargas.
- Almacenaje organizado por tipo de repuesto (válvulas, sellos, lubricantes) y herramienta para rápida localización.

Estación contra incendio (Clave: A1003): Edificio de 15,24 m × 21,61 m (329,34 m²), en acero estructural y concreto.

- Almacena bombas jockey y diesel con capacidad de 1 500 m³/h a 10 bar, tanque de agua de 100 m³ y agente AFFF 3 %.
- Diseñada para suministro autónomo de agua y espuma a toda la planta.

Taller y garaje (Clave: A1006): Área de 39,62 m × 23,67 m (937,67 m²), en acero y concreto.

- Destinado a la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de equipos utilizados en la operación de la planta. Cuenta con acceso directo a la zona operativa, lo que facilita la atención oportuna de incidentes y reduce tiempos de respuesta.
- Incluye áreas designadas para el resguardo y atención de montacargas y vehículos de servicio, así como el almacenamiento de herramientas, refacciones y consumibles utilizados en los trabajos de mantenimiento.

Oficina de seguridad principal (Clave: A1005): Pabellón de 22,86 m × 13,72 m (313,54 m²), en acero y concreto.

- Punto de control de accesos con torniquetes y registro de personal y visitas.
- Ubicada en la entrada terrestre para supervisión continua.

Cuarto de Control (Clave: A1002): Sala de 22,86 m × 15,24 m (348,38 m²), en acero estructural y concreto.

- Monitoreo SCADA de procesos tierra y mar, con estaciones de operador y pantallas de supervisión.
- Infraestructura para UPS, climatización continua y redes de comunicación redundantes.

Sistemas esenciales de servicios públicos:

- **Desalinización (Clave: U01) (planta de tratamiento de agua salobre):** Unidad modular de 33,53 m × 12,19 m (408,77 m²), con toma de agua de mar en el muelle. Incluye pretratamiento y ósmosis inversa; su autorización en materia de impacto ambiental se gestionará de forma independiente.
- **Servicios auxiliares zona de muelle (Clave: U03):** Edificio de 23,62 m × 14,72 m (347,82 m²), para baños, vestidores y apoyo logístico al personal de muelle.
- **Estanque de colecta (Clave: U04):** Tanque de 51,82 m × 39,58 m (2 051,57 m²), con estructura metálica y revestimiento de concreto; recoge efluentes y drenajes antes de su tratamiento.
- **Generación de nitrógeno (Clave: U05):** Edificio de 35,52 m × 15,03 m (533,91 m²), con tanque criogénico y vaporizador para suministro de gas inerte. Sistema con capacidad de 900 scfm por barcaza, destinado a procesos de inertización, purgas, blanketing, alimentación al header de flare y reposición de refrigerante. El suministro cuenta con respaldo desde almacenamiento y vaporización en tierra. El nitrógeno gaseoso es canalizado hacia ambas barcasas (Pretratamiento y Licuefacción/Generación de Energía) mediante tuberías instaladas sobre el muelle.
- **Subestación eléctrica (Clave: U06):** Instalación de 39,93 m × 50,00 m (1 995,92 m²), en acero estructural y concreto, para transformadores y celdas de media tensión. Transforma y distribuye energía eléctrica a todas las unidades y edificaciones del proyecto, garantizando suministro estable y seguro.

Infraestructura marítima:

- **Terminal marítima:** Diseñada con acceso en aguas profundas para atracar hasta dos (2) buques metaneros de hasta 266,000 m³ de capacidad. Incluirá cuatro (4) atracaderos permanentes dedicados a la barcaza de pretratamiento, la barcaza de licuefacción y energía, y las dos FSU.

Ambas barcazas de pretratamiento y de licuefacción y generación de energía se fabricarán e integrarán completamente en un astillero. Cada una contará con un sistema de torres estabilizadoras autonivelantes que las fijarán al lecho marino, complementando las cimentaciones de hormigón por gravedad construidas en las zonas de atraque del muelle.

Suministro de gas y productos del proyecto.

El gas de alimentación provendrá de la Cuenca del Pérmico en Estados Unidos y será transportado a México a través de la infraestructura de gasoductos existente. Una conexión lateral del gasoducto Sasabe-Guaymas, propiedad de IEnova, alimentará la planta de GNL de Amigo mediante un ramal que incluirá un tramo submarino.

La instalación estará diseñada para recibir, procesar y licuar gas natural, almacenar el GNL resultante y cargarlo en buques oceánicos. Además del GNL, el proyecto también producirá y exportará localmente líquidos de gas natural (condensado).

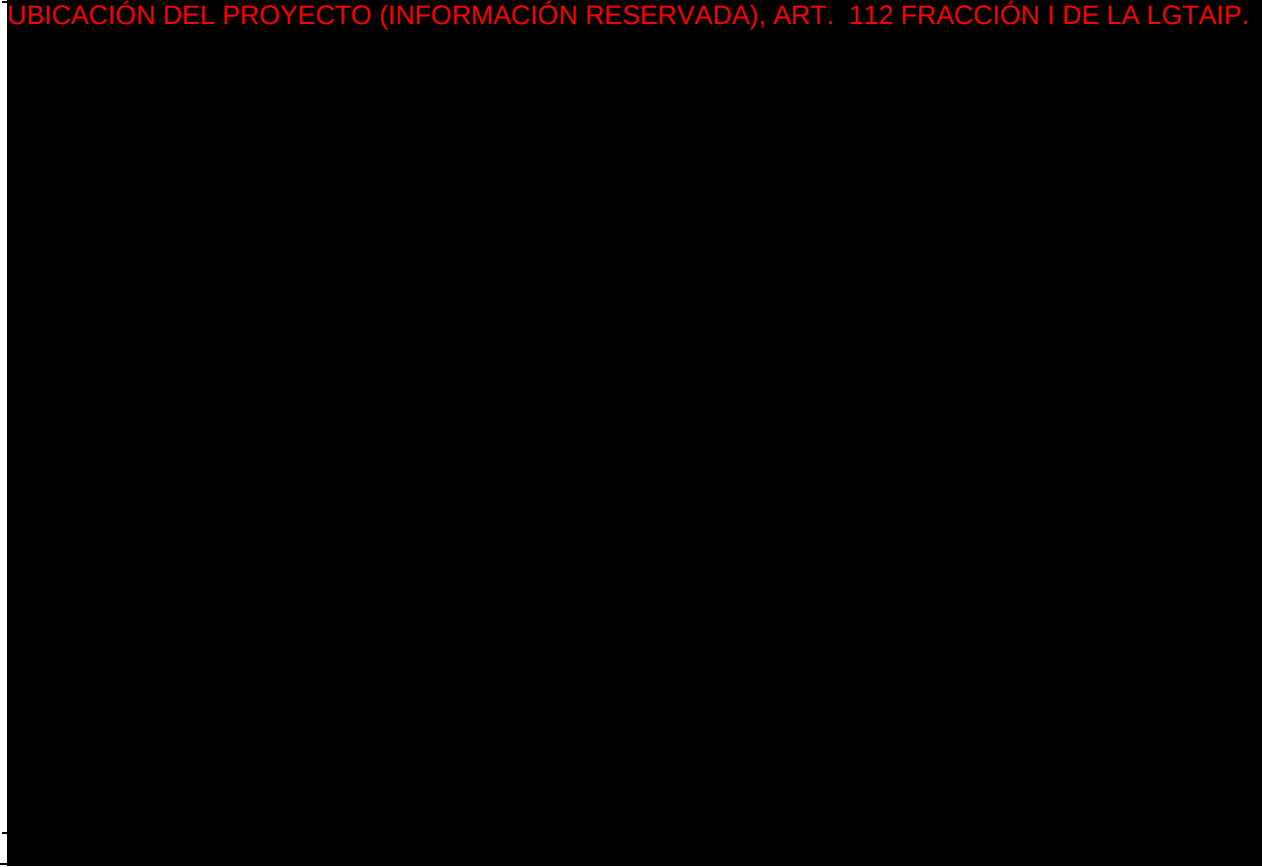
El gasoducto consta de tres tramos, principalmente:

1. Un tramo de gasoducto terrestre es desde el gasoducto existente IEnova Sásabe Guaymas en El Caminante (junto a la Carretera Federal 15D) hasta Playa El Cochorit. Se instalará un "lanzador de diablos" y una estación de medición de flujo en el punto de conexión. La longitud del tramo del gasoducto es de aproximadamente 5,4 km.
2. Una sección de gasoducto enterrado submarino es desde la conexión del nuevo gasoducto en Playa El Cochorit hasta el punto de llegada a tierra en la Terminal de Exportación de NGL de Amigo. En este punto se instalará un "Receptor de diablos" que tocará tierra. La longitud del tramo del gasoducto es de aproximadamente 11,3 km.
3. Un tramo de gasoducto terrestre va desde el punto de aterrizaje hasta la planta de licuefacción en la Terminal de Exportación de NGL de Amigo. La longitud de la sección del gasoducto es de aproximadamente 1,0 km.

Nota: En este análisis de riesgo del sector hidrocarburos no se está considerando los riesgos presentes por la construcción y operación de este gasoducto.

Figura 3-1 Proyecto de línea de suministro de gas a la Planta LNG Amigo

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Instalaciones temporales.

Durante la fase de construcción e instalación, se establecerán instalaciones temporales clave, tales como infraestructuras logísticas, áreas de descarga de materiales, campamentos para trabajadores y carreteras de acceso. Estas instalaciones se utilizarán exclusivamente durante el período de construcción de la terminal y serán retiradas y el área restaurada de conformidad con las normas reglamentarias y socioambientales una vez que la instalación entre en funcionamiento.

El objetivo principal del Proyecto en relación con las 9.2858 hectáreas solicitadas para cambio de uso de suelo es habilitar y desarrollar la infraestructura terrestre indispensable para la construcción, operación y mantenimiento de una terminal de licuefacción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL).

Específicamente, este cambio de uso de suelo permitirá la implementación de los siguientes componentes críticos en tierra, esenciales para el funcionamiento integral del proyecto y el soporte de las instalaciones flotantes:

- **Instalaciones administrativas y de soporte operacional:** Construcción de edificaciones como la Oficina Corporativa e instalaciones domésticas, la Sala de Control Central, la Oficina Principal de Seguridad, el Taller y Garaje, y la Estación de Bomberos, que son fundamentales para la gestión, control y seguridad de toda la operación de la terminal.
- **Logística y servicios básicos:** Desarrollo de la Puerta de Entrada a la Instalación, Almacén y depósitos, así como la infraestructura para el Tratamiento de Aguas Residuales, Tratamiento de Agua y Almacenamiento de Agua Tratada, garantizando la autosuficiencia y el cumplimiento de las normativas ambientales para el manejo de recursos hídricos.

- **Conexión y manejo de hidrocarburos:** Establecimiento de la infraestructura de Entrada y Medición de gas, la Carga de Camiones de AMIGO LNG (para exportación local), la Instalación de Descarga Marítima (para equipos y materiales), y las Utilidades del Área de Muelle, que son vitales para la recepción del gas de alimentación, la distribución de GNL y el soporte a las operaciones marítimas. El gas natural procedente del gasoducto submarino (≈ 800 MMSCFD) ingresa a tierra donde, mediante separadores y filtros, se eliminan líquidos libres antes de su paso por los caudalímetros de custodia, cumpliendo con los estándares AGA y realizando monitoreo continuo de calidad, presión y caudal.
- **Seguridad y flexibilidad operativa:** Implementación de un tanque de Recolección (para contención de contingencias) y la Instalación de Regasificación y Flujo Inverso, que otorgan resiliencia y capacidad de respuesta ante diversas condiciones operativas.

En resumen, el cambio de uso de suelo sobre las 9.2858 hectáreas es un requisito indispensable para establecer la base de operaciones terrestre que soportará de manera eficiente y segura las actividades de licuefacción, almacenamiento y exportación de GNL, contribuyendo así al desarrollo energético y económico de la región, siempre bajo un estricto apego a la normatividad ambiental vigente en México.

Descripción del nuevo uso pretendido.

DOMICILIO DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

de una terminal de licuefacción y exportación de Gas Natural Licuado (GNL). Este sitio, estratégicamente situado a unos 5 km al sur del Puerto de Guaymas, Sonora, ha sido seleccionado por su acceso a aguas profundas y su proximidad a la infraestructura de gasoductos existente. Es importante destacar que estos terrenos forman parte del Parque Industrial Sánchez Taboada, como se especifica en el Anexo 4 de Factibilidad de Uso de Suelo.

El cambio de uso de suelo forestal (CUSTF) solicitado para las 9.2858 hectáreas dentro de este predio se destinará exclusivamente a la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura terrestre esencial que soportará las instalaciones flotantes y las operaciones generales de la terminal de GNL.

Este nuevo uso implicará la transformación de áreas con vegetación de matorral sarcocaula en una zona industrial especializada. Las instalaciones en tierra, detalladas en secciones previas, incluirán edificaciones administrativas, infraestructura de servicios, y componentes críticos para la operación (descrito anteriormente).

En resumen, el nuevo uso pretendido para esta porción del predio es la reconversión de un terreno costero, parte del Parque Industrial Sánchez Taboada, en un complejo industrial de alta tecnología dedicado al procesamiento, almacenamiento y exportación de GNL, en congruencia con el plan de desarrollo energético del país y las necesidades del mercado internacional.

En ese sentido el proyecto se ubica en el tipo de actividad c. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas natural, de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 3º, fracción XI de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Descripción de las principales actividades y obras del proyecto.

El proyecto de Terminal de Exportación de Gas Natural Licuado ("GNL"), exportará 5.1 millones de toneladas por año ("MTPA") de GNL para su exportación a los mercados asiáticos de GNL en su etapa inicial.

El gas de alimentación procederá de Estados Unidos, y se transportará a México a través de las redes de gasoductos existentes. El sitio del proyecto, cuenta con una fachada oceánica adecuada donde se construirá una instalación marítima con acceso a aguas profundas para el atraque de todo tipo de buques de GNL de hasta 266,000 m³ de capacidad. Se instalarán instalaciones adicionales de carga de camiones y almacenamiento para la exportación local de GNL, además de líquidos de gas natural (condensado).

La instalación del proyecto será capaz de recibir, procesar y licuar gas natural, almacenar el GNL resultante y cargar GNL en buques de GNL. Las unidades de proceso se constituyen de barcaza fija de pretratamiento, barcaza fija de licuefacción y unidades de almacenamiento flotantes (FSU). La producción de GNL se llevará a cabo en tres trenes paralelos independientes, cada uno con 1.7 MTPA.

Los principales componentes de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG en su área terrestre (área sujeta a CUSTF) pueden clasificarse, a grandes rasgos, en:

- Instalaciones permanentes in situ, que están diseñadas, proyectadas, modularizadas, fabricadas in situ o instaladas in situ, como instalaciones permanentes, destinadas a las operaciones a largo plazo de la instalación de licuefacción de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.
- Se establecerán instalaciones temporales para la construcción y la instalación, como instalaciones logísticas, instalaciones de descarga de materiales, infraestructuras de apoyo, incluidas instalaciones temporales de alojamiento para los trabajadores, zonas temporales de construcción y carreteras de acceso diseñadas para las actividades del proyecto. Las instalaciones temporales se utilizarán durante la construcción de las instalaciones permanentes durante los primeros años de construcción del proyecto en su totalidad y se retirarán de conformidad con las normas reglamentarias y socioambientales una vez que la instalación entre en funcionamiento.

Las instalaciones de pretratamiento, licuefacción y almacenamiento de GNL será una instalación marítima. Un gasoducto lateral se conectará desde el gasoducto Sasabe Guaymas, propiedad de IEnova y operado por ésta, a través de una línea de gas en tierra desde la línea principal conectada al gasoducto submarino hasta la instalación de licuefacción de GNL. En la tabla 1 se muestran los usos/actividades a realizar en el área solicitada y proyecto.

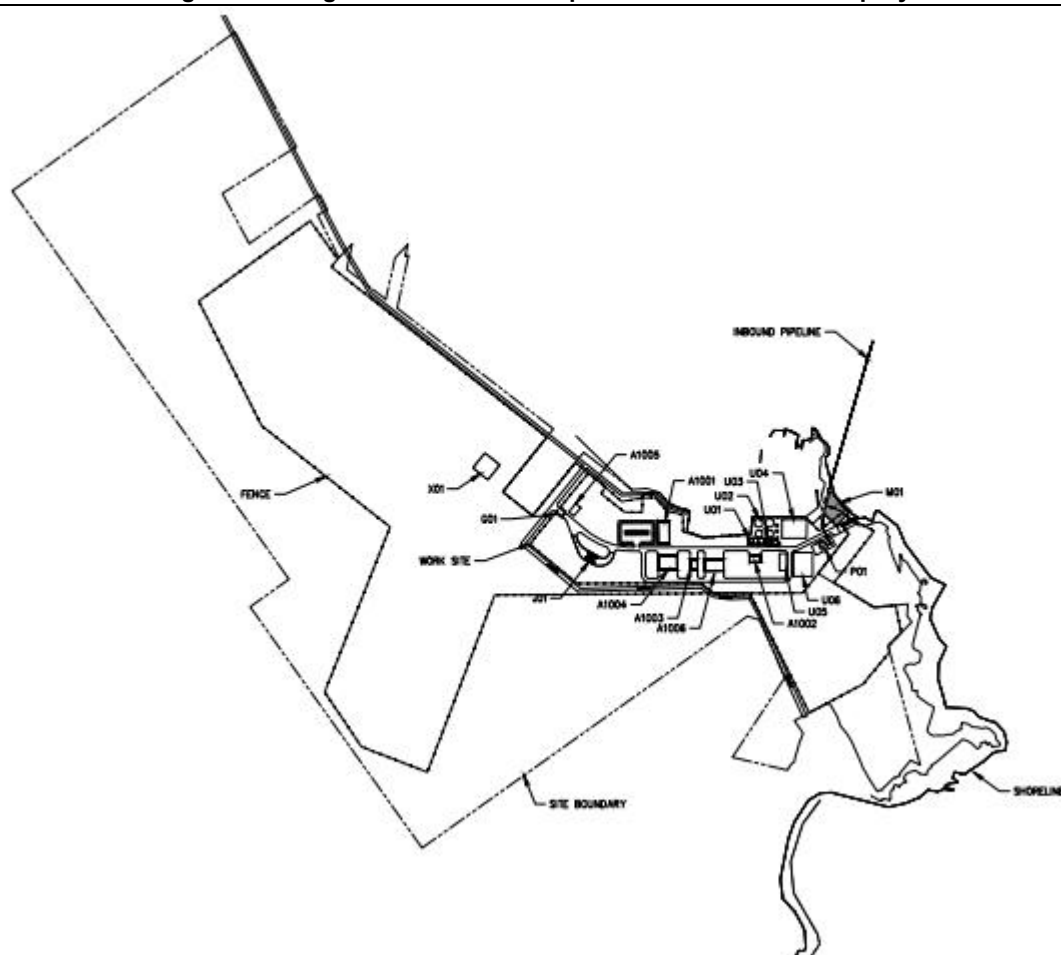
Tabla I.1. Obras y Actividades con áreas y cantidades a realizar en el área solicitada para CUSTF.

Clave	Instalaciones / edificios	Área/superficie	Descripción
A1001	Edificio administrativo	1114.83	Espacios administrativos y de apoyo para el personal, incluyendo oficinas, comedores, vestuarios y áreas de descanso.
A1002	Cuarto de control	348.38	El centro neurálgico para el monitoreo y control de todos los procesos de la planta de licuefacción, almacenamiento y carga.
A1003	Estación contra incendios	329.34	Instalación equipada para la respuesta a emergencias y la prevención de incendios, con personal capacitado y equipos especializados.
A1004	Almacén de insumos	1207.74	Áreas para el resguardo de equipos, herramientas, repuestos y materiales necesarios para el mantenimiento y operación.
A1005	Oficina de Seguridad principal	313.54	Centro de coordinación para la gestión de la seguridad, control de acceso y monitoreo de riesgos de la instalación.
A1006	Talleres y Garaje	937.67	Espacios dedicados al mantenimiento de vehículos y equipos, así como a reparaciones menores in situ.
G01	Puerta de acceso a la planta	-	Punto de control de acceso principal para personal, vehículos y materiales.
J01	Área de Carga de Camiones con LNG	1658.87	Infraestructura para la carga de camiones cisterna con GNL y condensado para distribución local.
M01	Instalación Marítima de descarga	2036	Puntos específicos en tierra para la recepción de equipos y materiales transportados por vía marítima.
P01	Cuarto de control de abasto de LNG y Medición	971.95	Estación para la recepción y medición precisa del gas natural de alimentación.
P02	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales	671.96	Planta para el tratamiento de las aguas residuales generadas en las instalaciones, asegurando su disposición final conforme a la normativa.
U01	Planta de Tratamiento de Agua	408.77	Sistemas para el tratamiento de agua.
U02	Almacenamiento de Agua Tratada	890	Tanques y depósitos para el resguardo del agua una vez tratada, garantizando un suministro constante.
U03	Servicios públicos de la zona del muelle	347.82	Infraestructura terrestre de soporte (energía, comunicaciones, tuberías de servicio) que abastece las operaciones en el área de los atracaderos marítimos.

Clave	Instalaciones / edificios	Área/superficie	Descripción
U04	Estanque de colecta	2051.57	Cuenca de contención diseñada para la recolección y manejo de derrames accidentales o aguas pluviales contaminadas.
U05	Generación de nitrógeno	533.91	Suministra gas inerte (900 scfm por barcaza) para inertización, purgas, blanketing de recipientes, header de flare y reposición de refrigerante, con respaldo desde almacenamiento y vaporización criogénica en tierra.
U06	Subestación eléctrica	1995.92	Instalación para la transformación y distribución de energía eléctrica a todas las unidades y edificaciones del proyecto, garantizando un suministro estable y seguro.
	Total	15818.27	

Fuente: Estudio Técnico Justificativo Terminal de licuefacción y almacenamiento LNG AMIGO.

Figura 3-2 Imagen de referencia del plano de distribución del proyecto



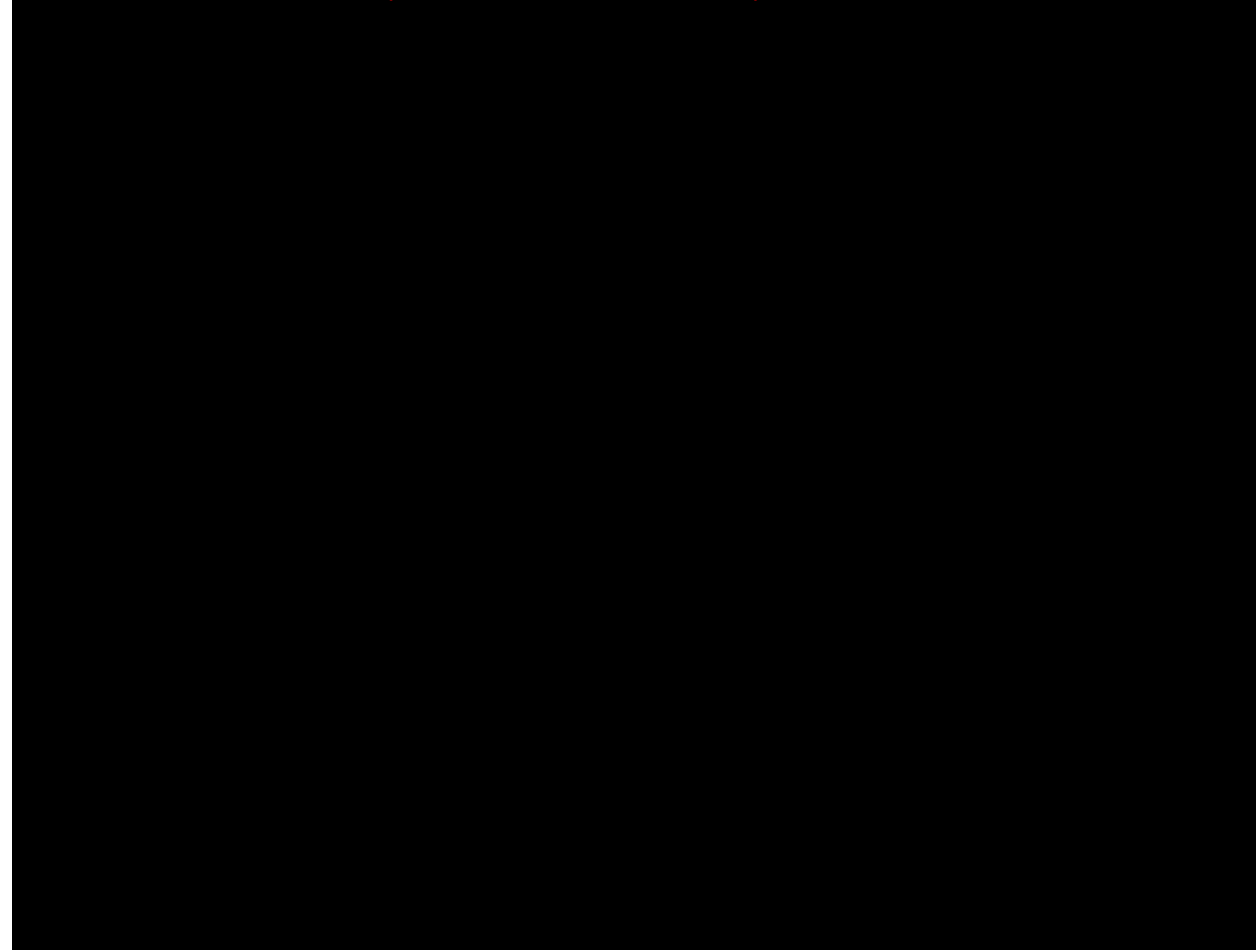
Fuente: Estudio Técnico Justificativo terminal de licuefacción y almacenamiento LNG AMIGO.

3.1 Ubicación del proyecto

La **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** se ubicara en la costa oeste de México, en el municipio de Guaymas, Sonora, México; con una capacidad nominal de 5,1 millones de toneladas métricas anuales (MTPA) de GNL con una superficie de 9,2858 ha. En la Figura siguiente se muestra la ubicación del proyecto, y en el **Anexo 1** se encuentra el croquis de “Localización”.

Figura 3-3 Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

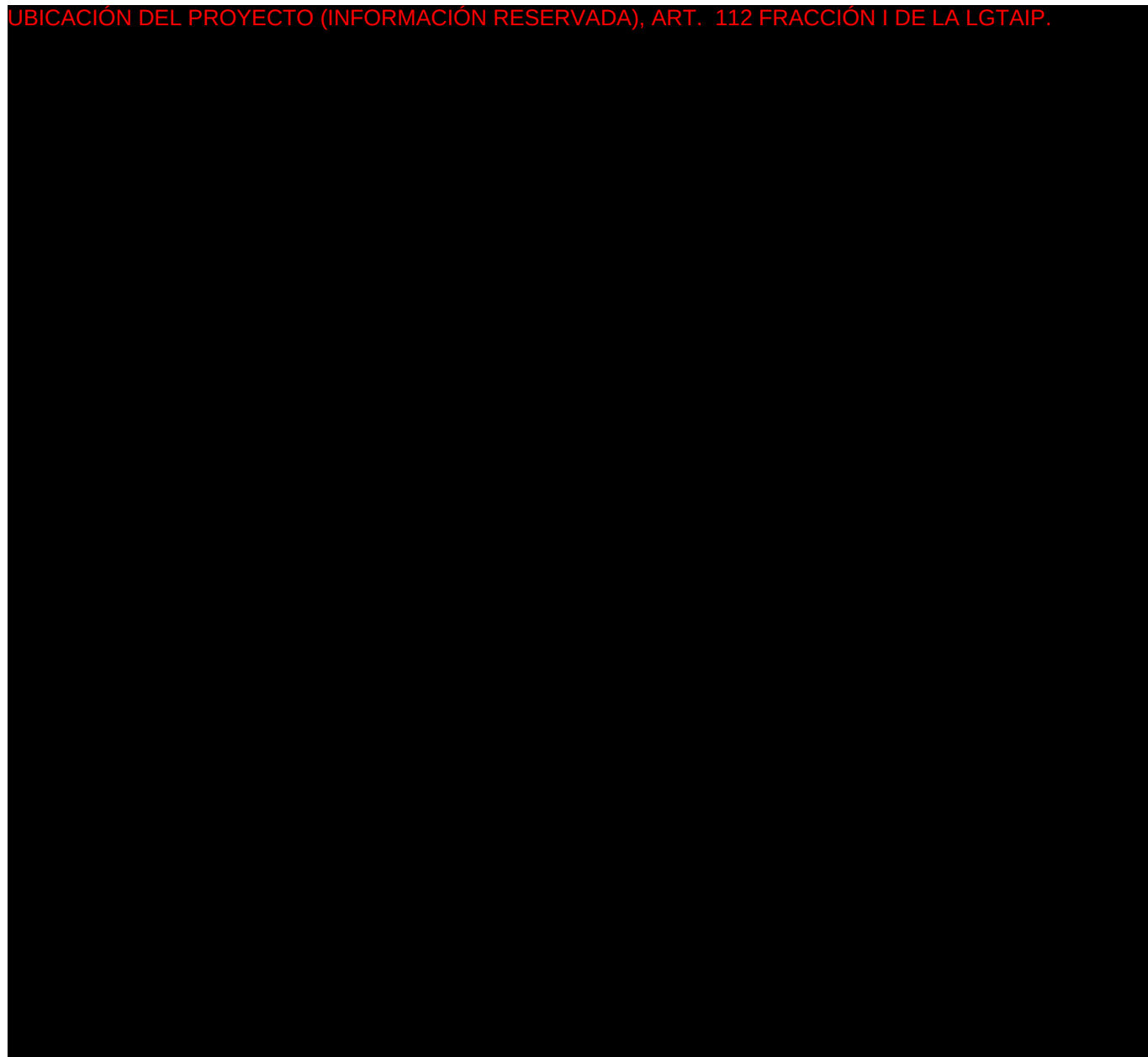


Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

3.1.1 Descripción de accesos (marítimos y terrestres) del proyecto

A continuación se describe el acceso terrestre a la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Información proporcionada por Amigo LNG S.A. DE C.V.

En el Anexo se incluye una memoria fotográfica del sitio donde se ubicará la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.

3.1.2 Vinculación con Programas de Desarrollo Urbano municipal, estatal o nacional.

Los planes/programas de desarrollo son el pilar del gobierno que presenta de manera articulada el conjunto de acciones relevantes y estratégicas que, con base en las demandas y necesidades de la ciudadanía, delinea propuestas y alternativas de cara a los grandes retos de un entorno dinámico y complejo, con problemáticas que requieren de respuestas eficaces y socialmente pertinentes.

Plan Estatal de Desarrollo 2021–2027 de Sonora.

El Plan Estatal de Desarrollo fue concebido con una visión de largo plazo de 20 años, adaptada estratégicamente al periodo gubernamental 2021–2027. Su elaboración inició en noviembre de 2021 mediante un amplio ejercicio participativo, que incluyó foros ciudadanos, municipales, sectoriales y juveniles, con la participación presencial de más de 1,500 personas y la recepción de 262 propuestas a través de medios digitales.

Su diseño contó con el respaldo técnico del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y se encuentra plenamente alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de la ONU, garantizando un enfoque integral, incluyente y sustentable.

Ejes estratégicos principales.

1. Un Gobierno para Todas y Todos
2. El Presupuesto Social más Grande de la Historia
3. Igualdad Efectiva de Derechos
4. Coordinación Histórica entre Desarrollo y Seguridad.

Además, cuenta con tres ejes transversales, inspirados en principios de la Cuarta Transformación: gobierno transparente, eficiente y democrático.

Objetivos y metas.

- Mejorar la infraestructura educativa y tecnológica para favorecer la inclusión, calidad y continuidad escolar
- Fortalecer los municipios mediante coordinación con los 72 ayuntamientos para atender las problemáticas regionales
- Promover un gobierno abierto, digital y anticorrupción, así como protección laboral y derechos humanos.

Seguimiento y evaluación.

Se creó la plataforma **SIGO Sonora**, la cual integra más de 300 indicadores públicos destinados a monitorear los avances del Plan Estatal de Desarrollo. El primer informe, correspondiente al cierre de 2022, indicó que de los 222 indicadores disponibles, el 66.7 % se encontraban actualizados; de estos, el 78 % mostraron avances, mientras que el 16.9 % registraron retrocesos

Actualización continua.

A partir de junio de 2025, se han puesto en marcha foros de consulta ciudadana en todo el estado, con el objetivo de actualizar y realinear el Plan Estatal de Desarrollo. Estas jornadas participativas buscan incorporar nuevas prioridades sociales, económicas y ambientales, respondiendo a los retos actuales y emergentes de la entidad. Además, se promueve una integración más estrecha con la visión y directrices de la política federal, garantizando así la coherencia entre los niveles de gobierno y una planificación estratégica más efectiva.

El **Plan Estatal de Desarrollo 2021–2027 de Sonora** es una hoja de ruta participativa, alineada con estándares nacionales e internacionales, orientada a fortalecer la educación, los municipios, la gobernanza democrática y la justicia social, con mecanismos transparentes de seguimiento y actualización continua frente a nuevos desafíos.

3.2 Criterios y normas consideradas en el desarrollo de la ingeniería y diseño.

Todos los equipos, sistemas, instalaciones y obras complementarias que se encuentran en etapa de operación fueron diseñadas de conformidad con la normatividad nacional e internacional vigente a su construcción y diseño. Para la modificación y/o sustitución del tramo de ducto están diseñadas de conformidad con la normatividad nacional e internacional vigente. Así como su actualización a las normas actuales (donde aplique, de acuerdo con el marco jurídico), en el **Anexo 12. Información**, se encuentra la subcarpeta “Bases de diseño del FLNG” con las bases de diseño de cada disciplina:

3.2.1 Normas nacionales.

- **Normas oficiales mexicanas (NOM).**

NOM-001-SECRE-2010	Especificaciones de gas natural.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización).
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo - condiciones de seguridad.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-002-SEDE-2010	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
NOM-003-ASEA-2016	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-003-SEGOB-2002	Señales y avisos para protección civil - colores, formas y símbolos a utilizar.
NOM-005-STPS-1998	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
NOM-008-SCFI-2010	Sistema general de unidades de medida.
NOM-009-SECRE-2002	Que establece el monitoreo, detección y clasificación de fugas de GN y Gas L.P. en ductos.
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-013-SCFI-2020	Instrumentos de medición-manómetros con elemento elástico-especificaciones métodos y prueba.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-018-STPS-2015	Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
NOM-019-STPS-2011	Constitución, integración, organización y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de seguridad.
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en centros de trabajo.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
NOM-028-STPS-2012	Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.
NOM-030-STPS-2009	Servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo Funciones y actividades.
NOM-031-STPS-2011	Construcción-condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
NOM-034-STPS-2016	Condiciones de seguridad para el acceso y desarrollo de actividades de trabajadores con discapacidad en los centros de trabajo.
NOM-081-SEMARNAT-1994	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
NOM-085-SEMARNAT-2011	Contaminación atmosférica.
NOM-121-SCT1-2009	Telecomunicaciones – Radiocomunicación - Sistemas de radiocomunicación que emplean la técnica de espectro disperso - Equipos de radiocomunicación por salto de frecuencia y por modulación digital a operar en las bandas 902-928 MHz, 2400-2483.5 MHz y 5725-5850 MHz. Especificaciones, límites y métodos de prueba.
NOM-019-ASEA-2024	Instalaciones de procesamiento de gas natural
NOM-161-SEMARNAT-2011	Establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, procedimientos para la formulación de los planes de manejo.

3.2.2 Códigos, estándares y normas internacionales

ACI 318	Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary
ACI 376	Code Requirements for Design and Construction of Concrete Structures for the Containment of Refrigerated Liquefied Gases
AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids
AGA Report No. 5	Energy calculations in Natural Gas
API RP 14C	Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms

API RP 14E	Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
API RP 14G	Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms
API RP 14F	Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1, and Division 2 Locations
API RP 14FZ	Design and Installation of Electrical Systems for Fixed & Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2 Locations
API RP 70	Security for Offshore Oil and Natural Gas Operations
API RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities
API RP 505	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and De-pressuring Systems
API RP 537	Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service
API RP 551	Process Measurement Instrumentation
API RP 554	Process Instrumentation and Control
API 6D	Specification for Pipeline Valves
API 510	Pressure vessel inspection code: Maintenance, inspection, rating, and Alteration
API 610	Centrifugal pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural gas industries
API 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API 620	Design and construction of large welded low-pressure storage tanks
API 625	Tank systems for refrigerated liquid gas storage
API 660	Shell & Tube heat exchangers
API 661	Air Cooled Heat Exchanger for General Refinery Services
API 672	Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
API 674	Positive Displacement Pumps - Reciprocating
API 675	Positive Displacement Pumps - Controlled Volume
API 676	Positive Displacement Pumps - Rotary
API 682	Mechanical Seals
API 2218	Fireproofing practices in petroleum and petrochemical processing plants
ASME	ASME Boiler and Pressure Vessel Code
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.9	Factory Made Wrought Steel Butt Welded Fittings
ASME B16.11	Forged steel Fittings, Socket – Welding and Threaded
ASME B16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flanges - Ring Joint, Spiral Wound and Jacketed
ASME B16.25	Butt welding ends
ASME B16.34	Valves - Flanged, Threaded and Welding End
ASME B16.47	Series A - Large Diameter Steel Flanges NSP 26 through NSP 60
ASME B16.49	Factory made wrought steel, butt welding induction bends for transportation and distribution systems
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
ASME B31.8	Gas Transmission & Distribution Piping Systems
ASTM Material Spec.	American Society for Testing and Materials
BS EN 1473	Installation and Equipment for liquefied natural gas-Design of onshore installations
BS 6364	Valves for Cryogenic Service
DNV-OS-A101	Safety principles and arrangements
DNV-OS-D201	Electrical installations
DNV-OS-D202	Instrumentation and telecommunications systems

EN 14620	Design and manufacture of site built vertical, cylindrical, flat bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 32 to – 300 °F
ISO 3046/1	Reciprocating Internal Combustion Engines
ISO 9001	Int. Organization for Standardization – Quality Management System
ISO 14001	Int. Organization for Standardization – Environmental Management System
ISO 28460	Ship to shore Interface and Port Operations
IEC 60079	Electrical Apparatus for explosive gas atmospheres (Relevant parts)
IEC 60529	Degree of Protection provided by Enclosure
IEC 61000	Electromagnetic compatibility (EMC)
IEC 61131-3	Programmable logic controllers
IEC 61508	Functional safety of electrical/electronic/programmable safety-related systems
IEC 61511	Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector (ESD, PSD, F&G etc. – System user & designer considerations)
IEC 62271	High Voltage switchgear and control gear
ISA S 5.1	Instrument Symbols and Identification
ISA 51.1	Process Instrumentation Terminology
ISA 75.01.01	Flow Equations for Sizing Control Valves
ISO 28460	Petroleum and Natural Gas Industries – Installation and Equipment for Natural Gas – Ship to shore interface and Port Operations
ISPS Code	International ship and Port Facility Security code
NACE SP0169	Control of External Corrosion of Underground/Submerged Metallic Piping Systems
NFPA 10	Standard for Low, Medium and High Expansion Foam
NFPA 15	Standard for water spray fixed system for fire protection
NFPA 16	Standard for installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems
NFPA 20	Stationary Fire Pumps for Fire Protection
NFPA 22	Standard for Water Tanks for Private Fire Protection
NFPA 37	Std. for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines
NFPA 56	Standard for Fire and Explosion Prevention During Cleaning and Purging of Flammable Gas Piping Systems
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas
NFPA 69	Standard on Explosion Prevention Systems
NFPA 70	National Electrical Code
NFPA 101	Life Safety Code
NFPA 110	Standard for Emergency and Standby power systems

3.3 Características de equipos de proceso principal y auxiliares

En la Tabla 3-1 se muestran las características de los equipos principales y auxiliares de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Feed gas HIPPS	20-PKG-001	N/d	N/d	N/d	N/d	N/d	N/d	Gas	N/d	13,608.3 F505-1000-PCS-PFD-2001 Corriente 2001	Operación 47.4 Diseño FV/53.9	Operación 30 Diseño 85	Sistema de paro de emergencia por alta y baja presión. Alarmas de alta y baja presión. Alarma de alta temperatura.	Entrada a la Terminal Amigo
Feed gas custody metering	20-PKG-002	N/d	N/d	N/d	N/d	N/d	N/d	Gas	N/d	13,608.3 F505-1000-PCS-PFD-2001 Corriente 2001	Operación 46.1 Diseño FV/53.9	Operación 30 Diseño 85	Sistema de paro de emergencia por alta y baja presión. Alarmas de alta y baja presión. Alarma de alta temperatura. Analizadores de H2O, C1, C2, C3, C4, HC, N2. Analizador y alarma por alta concentración de CO2.	Entrada a la Terminal Amigo
Feed gas separator	20-V-001	N/d	36.64	3,600 mm ID x 3,600 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	13,608.3 F505-1000-PCS-PFD-2001 Corriente 2001	Operación 47.1 Diseño FV/53.9	Operación 30 Diseño 85	PSVs. Sistema de control de presión. Alarmas de alta presión diferencial. Sistema de paro de emergencia por alto y bajo nivel. Sistema de control de nivel. Alarmas de alto y bajo nivel.	Entrada a la Terminal Amigo
Feed gas colaescer	20-F-001	N/d	73.29	3,600 mm ID x 7,200 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	1,3706.5 F505-1000-PCS-PFD-2001 Corriente 2002	Operación 46.3 Diseño FV/53.9	Operación 29 Diseño 85	PSVs. Paro de emergencia por alto y bajo nivel. Sistema de control de nivel. Alarmas de alto y bajo nivel.	Entrada a la Terminal Amigo

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Amine Contactor	22-T-001	N/d	64.04	5,600 mm ID x 26,000 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos + Acero Inoxidable 316L (Fondos del clad)	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	13,849.2 F505-1000-PCS-PFD-2201 Corriente 2003	Operación 45.8 Diseño FV/53.9	Operación 49-57 Diseño 100	PSVs. Paro de emergencia por alto y bajo nivel. Sistema de control de nivel. Alarmas de alto y bajo nivel. Alarma de bajo nivel.	Tratamiento de amina
Amine overhead coolers	22-E-001 A/B	N/d	15.27	1,800 mm ID x 6,000 mm	Coraza Acero al carbono-Relevado de esfuerzos Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	15,173.2 F505-1000-PCS-PFD-2201 Corriente 2201	Operación 45.6// (Coraza) Diseño FV/53.9// (Coraza) Operación 6.9// (Tubos) Diseño FV/ 42.2// (Tubos)	Operación 51-37// (Coraza) Diseño 85// (Coraza) Operación 32-42// (Tubos) Diseño 85// (Tubos)	Alarma de bajo nivel.	Tratamiento de amina
Amine overhead separator	22-V-003	N/d	36.64	3,600 mm ID x 3,600 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Acuosa	N/d	14,371.8 F505-1000-PCS-PFD-2201 Corriente 2202	Operación 44.9// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	Paro de emergencia por bajo nivel. Sistema de control de nivel. Alarmas de alto y bajo nivel. Sistema de control de presión. Analizador de CO2. Alarma de alta concentración de CO2.	Tratamiento de amina
Water return dust filter	22-F-004	N/d	0.18	400 mm ID x 1,450 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 3.1// Diseño FV/9.8//	Operación 45// Diseño 85//	TSV. Alarma de alta presión diferencial.	Tratamiento de amina

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Amine flash separator	22-V-001	N/d	69.17	3,200 mm ID x 8,600 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 5.9// Diseño FV/9.8//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Paro de emergencia por alto y bajo nivel. Alarmas de alto y bajo nivel. Alarmas de alta y baja presión. Sistema de paro de emergencia por alta presión.	Tratamiento de amina
Rich amine filter	22-F-005A/B	N/d	0.94	850 mm ID x 1,650 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 5.9// Diseño FV/9.8//	Operación 35// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial.	Tratamiento de amina
Rich/Lean amine exchangers	22-E-003A/B	N/d	N/d	N/d	Marco Acero Inoxidable 316L Placas Acero Inoxidable 316LL	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa/ Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Lado frío Operación 5.9// Diseño FV/9.8// Lado caliente Operación 3.9// Diseño FV/9.8//	Lado frío Operación 35-102// Diseño 160// Lado caliente Operación 124-58// Diseño 160//	TSVs. Alarmas de alta y baja presión diferencial. Alarma de baja temperatura. Alarma de alta temperatura. Paro de seguridad por alta temperatura.	Tratamiento de amina
Amine stripper	22-T-002	N/d	274.20	3,500 mm ID x 28,500 mm T/T	Acero al carbono-Acero Inoxidable 316L (Cladding)	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 0.9// Diseño FV/3.4//	Operación 102-123// Diseño 85//	PSVs. Sistema de control de nivel. Sistema de control de presión. Alarmas por alta y baja temperatura. Alarmas por alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo.	Tratamiento de amina

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Amine reboiler	22-E-005	N/d	26.61	2,200 mm ID x 7,000 mm	Coraza Acero Inoxidable 316L Tubos Acero Inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa/ Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Coraza Operación 1.1// Diseño FV/7.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 122.5-124// Diseño 160// Tubos Operación 180-150// Diseño 210//	Alarmas por alta y baja temperatura. Sistema de control de flujo.	Tratamiento de amina
Amine reflux drum	22-V-002	N/d	3.98	1,300 mm ID x 3,700 mm T/T	Acero Inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/ Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 0.7// Diseño FV/3.4//	Operación 46// Diseño 85//	Alarma de bajo nivel. Alarmas de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura. Alarma de alta presión. Paro de emergencia de alta presión.	Tratamiento de amina
Amine condenser	22-E-004	N/d	31.10	L:6,000 mm x W:1,100 mm	Coraza Acero Inoxidable 316L Tubos Acero Inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/ Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Coraza Operación 0.9// Diseño FV/7.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 101-46// Diseño 160// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto y bajo nivel. Alarmas de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Analizador de conductividad. Alarma de alta conductividad. Alarma de alta presión diferencial.	Tratamiento de amina

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Amine cooler	22-E-002	N/d	33.93	L:6,000 mm x W:1,200 mm	Coraza Acero al carbono-Relevado de esfuerzos Tubos Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Coraza Operación 3.4// Diseño FV/7.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 58-46// Diseño 90// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de bajo nivel. PSVs. Alarmas de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura.	Tratamiento de amina
Amine mechanical filters	22-F-001A/B	N/d	0.94	850 mm ID x 1,650 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 3.2// Diseño FV/9.8//	Operación 46// Diseño 85//	TSVs. Alarma de alta presión diferencial. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo flujo.	Tratamiento de amina
Amine carbon filter	22-F-002	N/d	33.21	3,100 mm ID x 4,400 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 3.2// Diseño FV/9.8//	Operación 46// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo flujo.	Tratamiento de amina
Amine fine filter	22-F-003	N/d	0.18	381 mm ID x 1,550 mm T/T	Acero al carbono-Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 3.2// Diseño FV/9.8//	Operación 46// Diseño 85//	TSVs. Alarma de alta presión diferencial. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo flujo.	Tratamiento de amina
Amine makeup vessel	22-V-005	N/d	14.18	1,900mm ID x 5,000mm T/T	Acero Inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación ATM// Diseño FV/3.4//	Operación AMB// Diseño 85//	PSVs. Sistema de control de presión. Alarmas de alta y baja presión. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto y bajo nivel.	Tratamiento de amina

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Amine sumps	22-V-004	N/d	96.40	3,800mm ID x 8,500mm T/T	Acero al carbono- Relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	N/d N/d F505-1000-PCS-PFD-2201	Operación 3.4// Diseño FV/9.8//	Operación AMB// Diseño 100//	PSVs. Sistema de control de presión. Alarmas de alta y baja presión. Alarmas de alto y bajo nivel.	Tratamiento de amina
MS inlet coalescer	23-F-001A	N/d	73.29	3,600mm ID x 7,200mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	14,371.8 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2203	Operación 44.6// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto y bajo nivel.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS inlet coalescer	23-F-001B	N/d	73.29	3,600mm ID x 7,200mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	14,371.8 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2203	Operación 44.6// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto y bajo nivel.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS dryers	23-D-001A	N/d	154.43	5,300 mm ID X 7000 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	15,653.3 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2301	Operación 44.2/40.9// Diseño FV/53.9//	Operación 34.15/260// Diseño 290//	PSVs. Alarmas de alta y baja temperatura. Alarma de alta presión. Alarma de alta presión diferencial.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS dryers	23-D-001B	N/d	154.43	5,300 mm ID X 7000 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	15,653.3 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2301	Operación 44.2/40.9// Diseño FV/53.9//	Operación 34.15/260// Diseño 290//	PSVs. Alarmas de alta y baja temperatura. Alarma de alta presión. Alarma de alta presión diferencial.	Deshidratación y remoción de mercurio

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MS dryers	23-D-001C	N/d	154.43	5,300 mm ID X 7000 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	15,653.3 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2301	Operación 44.2/40.9/ Diseño FV/53.9//	Operación 34.15/260/ Diseño 290//	PSVs. Alarmas de alta y baja temperatura. Alarma de alta presión. Alarma de alta presión diferencial.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS dust filter	23-F-002A/B	N/d	15.08	2,000 mm ID x 4,800 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	16,471.7 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2302	Operación 43.7// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta temperatura. Paro de seguridad por alta temperatura. Alarma de alta presión diferencial.	Deshidratación y remoción de mercurio
Mercury guard vessel	23-V-002A/B	N/d	154.43	5,300 mm ID x 7,000 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	16,471.7 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2302	Operación 43.2// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarmas de alta y baja presión diferencial.	Deshidratación y remoción de mercurio
Mercury guard filter	23-F-003A/B	N/d	15.08	2000 mm ID x 4,800 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	16,471.7 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2302	Operación 42.8// Diseño FV/53.9//	Operación 34// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Paro de emergencia de baja presión. Analizadores de C1-C6, BTEX, C6+, N2. Alarmas de alta concentración de C1-C6, BTEX, C6+, N2	Deshidratación y remoción de mercurio

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Regen gas electric heater	23-HE-001A/B	N/d	NA	L: 5,500 mm x W :1200 mm x H: 2,600 mm	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	1,237.4 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2303	Operación 41.3// Diseño FV/53.9//	Operación 140-260// Diseño 290//	Alarmas de alto y bajo flujo. Sistema de control de flujo. Alarmas de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS regen Gas heater	23-E-001	N/d	NA	1000 mm ID x 4500 mm L Tubos	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	1,237.4 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2303	Coraza Operación 41.8// Diseño FV/53.9// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/42.2//	Coraza Operación 33-140// Diseño 170// Tubos Operación 180-150// Diseño 210//	Sistema de control de flujo. Alarmas de alta y baja temperatura.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS regen Gas cooler	23-E-002	N/d	NA	5.665m W X 10.500m L Tubos	Acero Inoxidable	API 661 Air Cooled Heat Exchanger for General Refinery Services	N/d	Gas (soloaire)	N/d	2,420.0 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2305	Tubos Operación N/d Diseño N/d	Tubos Operación N/d Diseño N/d	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarma de alto voltaje. Paro de emergencia de alto voltaje.	Deshidratación y remoción de mercurio
MS regen Gas separator	23-V-001	N/d	15.08	1100 mm ID x 2500 mm L T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Acuosa	N/d	1,315.0 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2306	Operación 40.1// Diseño FV/53.9//	Operación 37// Diseño 290//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Alarmas por alto y bajo nivel. Paro de seguridad por alto y bajo nivel.	Deshidratación y remoción de mercurio

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Mercury guard filter	23-F-004A/B	N/d	0.03	160 mm ID x 1,700 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Acuosa	N/d	1,315.0 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2306	Operación 40.1// Diseño FV/53.9//	Operación 37// Diseño 85//	Alarma de alta presión diferencial. Sistema de control de nivel.	Deshidratación y remoción de mercurio
Regen gas compressor discharge separator	23-V-003	N/d	2.38	1,100 mm ID x 2,500 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	1,314.1 F505-1000-PCS-PFD-2301 Corriente 2307	Operación 46.8// Diseño FV/53.9//	Operación 37// Diseño 85//	Alarma de alta presión diferencial. Alarmas de alta y baja temperatura. Alarmas de alto y bajo nivel. Alarma de alta presión. Sistema de control de presión. Paro de seguridad de alto y bajo nivel. Sistema de control de nivel.	Deshidratación y remoción de mercurio
Feed gas booster compressor discharge cooler	24-E-002 A/B/C	N/d	23.56	L:2,000 mm x W:7,500 mm	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Agua de enfriamiento	N/d	8,630.9 F505-1000-PCS-PFD-2401 Corriente 2407	Coraza Operación 73.3// Diseño FV/81.4// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/62.8//	Coraza Operación 103-37// Diseño 135// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia por alta temperatura. Sistema de control de presión. Analizador de C1-C6, BTEX. Alarma de alta concentración de C1-C6, BTEX.	Sistema de remoción de pesados

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Derime gas heater	24-E-003	N/d	0.85	600 mm x3,000 mm	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Aceite de calentamiento	N/d	517.7 F505-1000-PCS-PFD-2401 Corriente 2407	Coraza Operación 6.9// Diseño FV/9.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 180-150// Diseño 210// Tubos Operación 29.3-50// Diseño 85//	Alarmas de alto y bajo flujo. Sistema de control de flujo. Alarmas de alta y baja temperatura.	Sistema de remoción de pesados
Main BAHX-1	25-PKG-002_E-001	N/d	NA	N/d	Aluminio	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	2,885.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2408	A1 Diseño FV/83.4// B1 Diseño FV/62.8// B2 Diseño FV/62.8// B3 Diseño FV/32.4// B4 Diseño FV/32.4//	A1 Diseño 65/-185/ B1 Diseño 65/-185/ B2 Diseño 65/-185/ B3 Diseño 65/-185/ B4 Diseño 65/-185/	PSVs. Alarmas de bajo flujo. Paro de emergencia por bajo flujo. Alarma de alta presión. Paro de emergencia por alta presión. Alarmas de desviación por alta temperatura. Alarmas de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo flujo. Paro de emergencia por alto y bajo flujo.	Licuefacción (Tren 1)
MRC suction separator	25-V-001	N/d	91.23	4,400mm ID x 6,000mm T/T	Acero al carbono para bajas temperaturas	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	111,685.7 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2502	Operación 4.2// Diseño FV/32.4//	Operación 85// Diseño -46//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto nivel.	Licuefacción (Tren 1)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Mixed refrigerant compressor 1st stage	25-PKG-001_C-001	N/d	NA	N/d	Carcasa Acero al carbono Impulsor Acero inoxidable	API 617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	N/d	Gas	N/d	111,685.7 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2502	Succión 4.2// Descarga 16.1// Diseño FV/32.4//	Succión 28.52// Descarga 90.24// Diseño 150//	PSVs. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia por alta y baja presión. Alarmas de alta y baja temperatura. Paro de seguridad de alta temperatura. Analizador de N2, C1, C2, C3, C4, C5. Paro de seguridad por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 1)
Mixed refrigerant compressor 2nd stage	25-PKG-001_C-001	N/d	NA	N/d	Carcasa Acero al carbono Impulsor Acero inoxidable	API 617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	N/d	Gas	N/d	29,264 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2504	Succión 15.3// Descarga 44.6// Diseño FV/62.8//	Succión 36.65// Descarga 102.86// Diseño 150//	PSVs. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia por alta y baja presión. Alarmas de alta y baja temperatura. Paro de seguridad de alta temperatura. Paro de seguridad por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 1)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MR interstage desuperheater	25-E-002A/B	N/d	NA	W:13,20×L:4,694	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	39,111.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2503	Coraza Operación 16.0// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 90.0-37.0// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura. Sistema de control de temperatura.	Licuefacción (Tren 1)
MR interstage desuperheater	25-E-002C/D	N/d	NA	W:13,20×L:4,694	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	39,111.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2503	Coraza Operación 16.0// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 90.0-37.0// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 1)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
2nd stage suction separator	25-V-002	N/d	98.02	4,000mm ID x 7,800mm T/T	Acero al carbono para bajas temperaturas	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	29,264 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2504	Operación 15.4// Diseño FV/32.4//	Operación 36.7// Diseño 150//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo. Paro de emergencia por alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura.	Licuefacción (Tren 1)
MR interstage desuperheater	25-E-003A/B/C	N/d	NA	W:10,00×L:1,500	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	12,070.2 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2506	Coraza Operación 44.5// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 103-73// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por baja temperatura. Paro de emergencia por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 1)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MR interstage desuperheater	25-E-004A/B/C	N/d	NA	W:13,50xL:4,450	Coraza Acero al carbono para bajas temperaturas Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas + Líquido	N/d	7,946.6 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2507 + Corriente 2508	Coraza Operación 43.6// Diseño FV/62.8// Placa Operación 6.9// Diseño FV/62.8//	Coraza Operación 73-37// Diseño 150/-46/ Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150/-46/	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por alta temperatura.	Licuefacción (Tren 1)
MRC discharge separator	25-V-003	N/d	99.80	3,800mm ID x 8,800mm T/T	Acero al carbono para bajas temperaturas	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas + Líquido	N/d	7,946.6 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2507 + Corriente 2508	Operación 43.1// Diseño FV/62.8//	Operación 36.9// Diseño 150/-46/	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Paro de emergencia de alta presión diferencial. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Licuefacción (Tren 1)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Main BAHX-1	26-PKG-002_E-001	N/d	N/d	N/d	Aluminio	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	2,885.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2408	A1 Diseño FV/83.4// B1 Diseño FV/62.8// B2 Diseño FV/62.8// B3 Diseño FV/32.4// B4 Diseño FV/32.4//	A1 Diseño 65/-185/ B1 Diseño 65/-185/ B2 Diseño 65/-185/ B3 Diseño 65/-185/ B4 Diseño 65/-185/	PSVs. Alarmas de bajo flujo. Paro de emergencia por bajo flujo. Alarma de alta presión. Paro de emergencia por alta presión. Alarmas de desviación por alta temperatura. Alarmas de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo flujo. Paro de emergencia por alto y bajo flujo.	Licuefacción (Tren 2)
MRC suction separator	26-V-001	N/d	91.23	4,400mm ID x 6,000mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	111,685.7 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2502	Operación 4.2// Diseño FV/32.4//	Operación 28.5// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia por alto nivel.	Licuefacción (Tren 2)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Mixed refrigerant compressor 1st stage	26-PKG-001_C-001	N/d	N/d	N/d	Carcasa Acero al carbono Impulsor Acero inoxidable	API 617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	N/d	Gas	N/d	111,685.7 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2502	Succión 4.2// Descarga 16.1// Diseño FV/32.4//	Succión 28.52// Descarga 90.24// Diseño 150//	PSVs. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia por alta y baja presión Alarmas de alta y baja temperatura. Paro de seguridad de alta temperatura. Analizador de N2, C1, C2, C3, C4, C5. Paro de seguridad por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 2)
Mixed refrigerant compressor 2nd stage	26-PKG-001_C-001	N/d	N/d	N/d	Carcasa Acero al carbono Impulsor Acero inoxidable	API 617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	N/d	Gas	N/d	29,264 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2504	Succión 15.3// Descarga 44.6// Diseño FV/62.8//	Succión 36.65// Descarga 102.86// Diseño 150//	PSVs. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia por alta y baja presión. Alarmas de alta y baja temperatura. Paro de seguridad de alta temperatura. Paro de seguridad por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 2)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MR interstage desuperheater	26-E-002A/B	N/d	NA	W:13,20×L:4,694	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	39,111.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2503	Coraza Operación 16.0// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 90.0-37.0// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura. Sistema de control de temperatura.	Licuefacción (Tren 2)
MR interstage desuperheater	26-E-002C/D	N/d	NA	W:13,20×L:4,694	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	39,111.8 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2503	Coraza Operación 16.0// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 90.0-37.0// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 2)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
2nd stage suction separator	26-V-002	N/d	98.02	4,000mm ID x 7,800mm T/T	Acero al carbono para bajas temperaturas	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	29,264 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2504	Operación 15.4// Diseño FV/32.4//	Operación 36.7// Diseño 150//	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Alarmas de alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo. Paro de emergencia por alta presión diferencial. Alarma de alta temperatura.	Licuefacción (Tren 2)
MR interstage desuperheater	26-E-003A/B/C	N/d	NA	W:10,00×L:1,500	Coraza Acero al carbono Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas	N/d	12,070.2 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2506	Coraza Operación 44.5// Diseño FV/32.4// Placa Operación 6.9// Diseño FV/32.4//	Coraza Operación 103-73// Diseño 150// Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por baja temperatura. Paro de emergencia por alta presión diferencial.	Licuefacción (Tren 2)

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MR interstage desuperheater	26-E-004A/B/C	N/d	NA	W:13,50xL:4,450	Coraza Acero al carbono para bajas temperaturas Placa Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas + Líquido	N/d	7,946.6 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2507 + Corriente 2508	Coraza Operación 43.6// Diseño FV/62.8// Placa Operación 6.9// Diseño FV/62.8//	Coraza Operación 73-37// Diseño 150/-46/ Placa Operación 32.0-42.0// Diseño 150/-46/	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja temperatura. Sistema de control de temperatura. Paro de emergencia por alta temperatura.	Licuefacción (Tren 2)
MRC discharge separator	26-V-003	N/d	99.80	3,800mm ID x 8,800mm T/T	Acero al carbono para bajas temperaturas	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas + Líquido	N/d	7,946.6 F505-1000-PCS-PFD-2501 Corriente 2507 + Corriente 2508	Operación 43.1// Diseño FV/62.8//	Operación 36.9// Diseño 150/-46/	PSVs. Alarma de alta presión diferencial. Paro de emergencia de alta presión diferencial. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Licuefacción (Tren 2)
LNG hydraulic turbine	29-EX-001	N/d	N/d	N/d	Carcasa Acero inoxidable 316L Impulsor Acero inoxidable 316L	API 617 Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services	N/d	Líquido	N/d	1,218.8 F505-1000-PCS-PFD-2901 Corriente 2901	Succión 72.0// Descarga 22.0// Diseño --//	Succión -152.59// Descarga VTD// Diseño --//	TSVs. Alarmas de alta y baja temperatura. Alarmas de alto y bajo flujo. Sistema de control de flujo. PSVs. Alarma de alta presión. Sistema de control de presión.	Flash final LNG

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
LNG buffer drum	29-V-002	N/d	13.19	2000 mm ID x 4,200 mm T/T	Acero inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Líquido	N/d	401.3 F505-1000-PCS-PFD-2901 Corriente 2501	Operación 5.9// Diseño FV/9.8//	Operación -153.3// Diseño 85/-185/	TSVs. PSVs. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel. Alarma de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Alarma de alta presión diferencial. Sistema de control de presión	LNG Flash final
LNG end flash drum	29-V-001	N/d	133.20	4000 mm ID x 10,600 mm T/T	Acero inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Líquido	N/d	1,229.6 F505-1000-PCS-PFD-2901 Corriente 2902	Operación 0.2// Diseño FV/9.8//	Operación -168.0// Diseño 85/-185/	PSVs. Alarma de alta presión. Paro de emergencia de alta presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	LNG Flash final
MR dryer dust filter	33-F-001	N/d	1.08	700mm ID x 2800mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas + Líquido	N/d	N/d	Operación 5.9// Diseño FV/32.4//	Operación AMB-100// Diseño 150/-29/	PSVs. Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de baja temperatura. Alarma de alta presión. Paro de seguridad de alta presión.	Reposición de refrigerante

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
MR dryer regen electric heater	33-HE-001	N/d	NA	L: 3,500 mm x W: 350 mm x H: 1,000 mm	Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	N/d	Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Operación 260// Diseño 290//	PSVs. Sistema de control de flujo. Alarma de alta presión. Alarma de alta y baja temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura.	Reposición de refrigerante
Butane dryer	33-D-001	N/d	13.82	2,000 mm ID x 4,400 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas + Líquido	N/d	N/d	Operación 5.9// Diseño FV/32.4//	Operación 25// Diseño 290//	PSVs. Alarma de baja temperatura. Paro de emergencia de baja temperatura.	Reposición de refrigerante
Pentane dryer	33-D-002	N/d	13.82	2,000 mm ID x 4,400 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas + Líquido	N/d	N/d	Operación 5.9// Diseño FV/32.4//	Operación 25// Diseño 290//	PSVs. Alarma de baja temperatura. Paro de emergencia de baja temperatura.	Reposición de refrigerante
MR surge drum	33-V-001	N/d	423.77	5900 mm ID x 15,500 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas + Líquido	N/d	N/d	Operación 5.9-42.2// Diseño FV/62.8//	Operación AMB// Diseño 85/-46//	PSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Reposición de refrigerante

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Ethane storage tank	33-V-002A	N/d	250.00	N/d	Material externo Acero al carbono Material interno Acero inoxidable	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Líquido	N/d	N/d	Interno Operación 6.4// Diseño FV/9.8// Externo Operación FV// Diseño FV/0.1//	Interno Operación -41// Diseño 66/-120/ Externo Operación 25// Diseño 85//	PSVs. Sistema de control de flujo. Alarma de alta presión y baja presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Almacenamiento de etano.
Ethane storage tank	33-V-002B	N/d	250.00	N/d	Material externo Acero al carbono Material interno Acero inoxidable	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Líquido	N/d	N/d	Interno Operación 6.4// Diseño FV/9.8// Externo Operación FV// Diseño FV/0.1//	Interno Operación -41// Diseño 66/-120/ Externo Operación 25// Diseño 85//	PSVs. Sistema de control de flujo. Alarma de alta presión y baja presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Almacenamiento de etano.
Butane storage tank	33-V-003	N/d	200.00	N/d	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 2.9// Diseño FV/9.8//	Operación 25// Diseño 85//	TSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Almacenamiento de butano.

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Pentane storage tank	33-V-004	N/d	350.00	N/d	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 2.9// Diseño FV/9.8//	Operación 25// Diseño 85//	TSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Almacenamiento de pentano.
I-butane ISO-tank	N/d	N/d	20 ft	N/d	N/d	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 2.9// Diseño FV/9.8//	Operación AMB// Diseño 85/-29/	PSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión.	Almacenamiento de butano.
Propane ISO-tank	N/d	N/d	20 ft	N/d	N/d	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 9.8// Diseño FV/15.7//	Operación AMB// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión.	Almacenamiento de propano.
I-pentane ISO-tank	N/d	N/d	20 ft	N/d	N/d	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 0.2// Diseño FV/9.8//	Operación AMB// Diseño 85/5/	PSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión.	Almacenamiento de pentano.
Ethane ISO-tank	N/d	N/d	20 ft	N/d	N/d	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 0-5.9// Diseño FV/9.8//	Operación -88// Diseño 85/-120/	PSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión.	Almacenamiento de etano.
Propane dryer	33-D-003	N/d	13.82	2,000 mm ID x 4,400 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas + Líquido	N/d	N/d	Operación 9.8// Diseño FV/32.4//	Operación 25// Diseño 290//	PSVs. Alarma de baja temperatura. Paro de emergencia de baja temperatura.	Reposición de refrigerante

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Propane storage tank	33-V-005	N/d	400.00	N/d	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 9.8// Diseño FV/15.7//	Operación 25// Diseño 85//	TSVs. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Sistema de control de flujo. Alarmas de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Almacenamiento de propano.
BOG exchanger	34-E-001	N/d	14.07	1600 mm ID x 7,000 mm	Coraza Acero inoxidable 316L Tubos Acero inoxidable 316L	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas/ Gas	N/d	Coraza 517.7 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 2403 Tubos 20,958.4 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 2903	Coraza Operación 30.8// Diseño FV/35.3// Tubos Operación 0.2// Diseño FV/27.5//	Coraza Operación 29-(-123)/85/ Diseño -185/85/ Tubos Operación -163-70// Diseño -185/85/	PSVs. Alarma de alta presión. Sistema de control de presión. Alarma de alta temperatura. Sistema de control de temperatura.	Compresión BOG
BOG compressor 1st stage discharge coolers	34-PKG-001-E-002A	N/d	N/d	N/d	Coraza BY VENDOR Tubos BY VENDOR	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 6.4// Diseño FV/9.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 74-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG.

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
BOG compressor 2nd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-003A	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 17.2// Diseño FV/20.6// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/16.7//	Coraza Operación 144-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG.
BOG compressor 3rd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-004A	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 47.1// Diseño FV/53.9// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/42.2//	Coraza Operación 150-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG.
BOG compressor 1st stage discharge coolers	34-PKG-001-E-002B	N/d	N/d	N/d	Coraza BY VENDOR Tubos BY VENDOR	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 6.4// Diseño FV/9.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 74-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG.

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo Op. / Diseño (m³/h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
BOG compressor 2nd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-003B	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 17.2// Diseño FV/20.6// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/16.7//	Coraza Operación 144-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG
BOG compressor 3rd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-004B	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 47.1// Diseño FV/53.9// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/42.2//	Coraza Operación 150-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG
BOG Compressor 1st stage discharge coolers	34-PKG-001-E-002C	N/d	N/d	N/d	Coraza BY VENDOR Tubos BY VENDOR	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 6.4// Diseño FV/9.8// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/9.8//	Coraza Operación 74-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
BOG compressor 2nd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-003C	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 17.2// Diseño FV/20.6// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/16.7//	Coraza Operación 144-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG
BOG compressor 3rd stage discharge coolers	34-PKG-001-E-004C	N/d	N/d	N/d	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	24,553.2 F505-1000-PCS-PFD-3401 Corriente 3403	Coraza Operación 47.1// Diseño FV/53.9// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/42.2//	Coraza Operación 150-37// Diseño 150// Tubos Operación 32-42// Diseño 85//	Alarma de alta temperatura. Paro de emergencia de alta temperatura. Alarmas de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Control antisurge. Sistema de control de flujo.	Compresión BOG
Heat medium storage drum	40-V-001	N/d	180.96	4,800 mm ID x 10,000 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 0.05// Diseño FV/3.4//	Operación AMB// Diseño 210//	PSVs. Alarma de alta presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Alarma de alta presión diferencial.	Sistema de aceite caliente

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Medium filter	40-F-001	N/d	0.66	700mm ID x 1,718 mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 9.0// Diseño FV/19.6//	Operación 150// Diseño 180//	Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de bajo flujo. Sistema de control de flujo. Alarma de alta y baja presión.	Sistema de aceite caliente
Heat medium heater	40-H-001	N/d	N/d	HOLD	Acero al carbono	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 6.9// Diseño FV/24.5//	Operación 150~180// Diseño HOLD//	Alarma de alta y baja presión. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alto y bajo flujo. Sistema de control de flujo. Sistema de control de temperatura.	Sistema de aceite caliente
Oil ISO tank	N/d	N/d	N/d	N/d	Acero al carbono	N/d	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación ATM// Diseño 3.4//	Operación 27// Diseño 85/5//	PSVs. Alarma de alta presión. Sistema de control de presión.	Sistema de aceite caliente
Heat medium heat sink	40-E-001	N/d	136.05	6.5m(L) x 4.1m(W)	Acero inoxidable	API 661 Air Cooled Heat Exchanger for General Refinery Services	N/d	Líquido	N/d	N/d	Operación 6.9// Diseño 19.6//	Operación 180~150// Diseño 210//	Sistema de control de temperatura.	Sistema de aceite caliente

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
Hot flare KO drum	41-V-001	N/d	709.31	8500 mm ID x 12500mm	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas+Líquido	N/d	N/d	Operación 2.9// Diseño 9.8//	Operación AMB// Diseño 165/-29/	Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión. Alarma de bajo flujo. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alta y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel. Alarma de alta presión diferencial.	Sistema de desfogue.
Cold flare KO drum	41-V-002	N/d	404.09	7000 mm ID x 10500 mm T/T (HOLD)	Acero inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas+Líquido	N/d	N/d	Operación 2.9// Diseño 9.8//	Operación AMB// Diseño 85/-170/	Alarma de alta y baja presión. Alarma de bajo flujo. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alta y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Sistema de desfogue.
Electric heater	41-HE-001	N/d	N/d	N/d	N/d	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido	N/d	N/d	N/d	N/d	Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alta y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Sistema de desfogue.

Tabla 3-1 Características de equipos principales del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
										Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.	Máx./ Normal/ Mín.		
LP flare KO drum	41-V-003	N/d	731.60	9000 mm ID x 11500 mm T/T (HOLD)	Acero inoxidable 316L	ASME BPVC, Section VIII, Division 1 API 620 Design and construction of large welded low-pressure storage tanks API 625 Tank systems for refrigerated liquid gas storage	N/d	Gas+Líquido	N/d	N/d	Operación 0.5// Diseño 3.4//	Operación AMB// Diseño 85/-170/	Alarma de alta y baja presión. Alarma de bajo flujo. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alta y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel.	Sistema de desfogue.

Fuente: Diagramas de tubería e instrumentación (DTIs) de la ingeniería básica para la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora.

Notas: *Nombres de los equipos obtenidos de los diagramas de tubería e instrumentación (DTIs), de la ingeniería básica de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora.

N/d: Información no disponible.

Tabla 3-2 Características de equipos auxiliares del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
HP fuel gas superheater	45-E-001	N/d	NA	600 mm ID x 3000 mm L Tube	Coraza Acero al carbono Tubos Acero al carbono	API 660 Shell & Tube heat exchangers ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas/Líquido	N/d	768.6 F505-1000-PCS-PFD-4501 Corriente 4501	Coraza Operación 46.5// Diseño FV/53.9// Tubos Operación 6.9// Diseño FV/42.2//	Coraza Operación 36.3/65.0// Diseño 95// Tubos Operación 180/150// Diseño 210//	PSVs. Sistema de control de presión. Alarma de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo.	Sistema gas combustible.
HP fuel gas KO drum	45-V-001	N/d	NA	1100 mm ID x 3300 mm L Tube	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	854.8 F505-1000-PCS-PFD-4501 Corriente 4502	Operación 46.2// Diseño 53.9//	Operación 43.3// Diseño 85//	PSVs. Sistema de control de presión. Alarma de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo.	Sistema gas combustible.
HP fuel gas filter	45-F-001 A/B	N/d	0.39	500 mm ID x 2,000mm	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	854.8 F505-1000-PCS-PFD-4501 Corriente 4502	Operación 46.0// Diseño 53.9//	Operación 43.3// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alta y baja temperatura. Alarma de alta presión diferencial. Analizador de Índice Wobbex. Alarma de alto Índice Wobbex.	Sistema gas combustible.

Tabla 3-2 Características de equipos auxiliares del proyecto

Descripción*	TAG	Año de fabricación	Capacidad en m3	Dimensiones	Materiales de construcción	Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión Prueba hidrostática (kg/cm ²)	Flujo Op. / Diseño (m ³ /h)	Presión Op. / Diseño (kg/cm ²)	Temp. op. / Diseño (°C)	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
LP fuel gas surge drum	45-V-002	N/d	0.81	700mm ID x 2,100mm T/T	Acero al carbono	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Gas	N/d	67.2 F505-1000-PCS-PFD-4501 Corriente 4504	Operación 7.8// Diseño 9.8//	Operación 29.0// Diseño 85//	PSVs. Alarma de baja temperatura. Alarma de alta presión diferencial. Alarma de alta y baja presión. Paro de emergencia de alta presión. Sistema de control de presión. Alarma de alto y bajo nivel. Paro de emergencia de alto y bajo nivel. Sistema de control de flujo.	Sistema gas combustible.
Closed drain drum	57-V-001	N/d	96.40	3,800 mm ID x 8,500 mm T/T	Acero al carbono - relevado de esfuerzos	ASME BPVC, Section VIII, Division 1	N/d	Líquido+Acuosa	N/d	N/d	Operación 3.9// Diseño 9.8//	Operación AMB// Diseño 85//	PSVs. Alarma de alto y bajo nivel. Sistema de control de nivel. Alarma de alta y baja presión. Sistema de control de presión.	Sistema de drenaje cerrado.

Fuente: Diagramas de tubería e instrumentación (DTIs) de la ingeniería básica para la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora.

Notas: *Nombres de los equipos obtenidos de los diagramas de tubería e instrumentación (DTIs), de la ingeniería básica de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora.

N/d: Información no disponible.

En el anexo 14, se incluye un índice el cual contempla lo siguiente, cabe mencionar que este índice es una representación de los documentos de la ingeniería básica:

- Número de línea de acuerdo a Diagrama de tubería e instrumentación, DTI, (No. en entrada o salida de equipo principal).
- Nombre de la sustancia de acuerdo al balance materia y energía.
- No de corriente en Diagrama de flujo de proceso.
- Diámetro de tubería.
- Presión (bar-g) en la tubería.
- Flujo (m³/h) en la tubería.
- Temperatura (°C).

3.4 Sustancias involucradas

En la Tabla 3-2 sustancias involucradas en el proceso se señala la sustancia que está involucrada como materia prima para el proceso operativo de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, haciendo mención si se encuentra en los listados de actividades altamente riesgosas y especificando: sustancia, cantidad máxima de transporte, flujo en m³/s y concentración.

Tabla 3-3 Sustancias involucradas en el proceso

Nombre químico de la sustancia (IUPAC) ¹	No. CAS	Riesgo químico					¿Se encuentra en listados de actividades altamente riesgosas?	Concentración	Flujo (kg/h)	Capacidad total			Tipo de almacenamiento	Cantidad de reporte en el listado de actividades altamente riesgosas
		C	R	E	T	I				Max. de proceso	Máx. de transporte	Max. de almacenamiento (m ³)		
Gas natural ² (Mezcla de: metano: 90.9% etano: 6.3% Nitrógeno: 1.9%)	74-82-8		X			X	Si (metano)	90% fracción mol presente en la mezcla	518,870.6	518,870.6 kg/h	No aplica	No aplica	No aplica	500 kg
Gas combustible ³ (Mezcla de: metano: 77% etano: 2.4% nitrógeno: 18%)	74-82-8		X			X	Si	77% fracción mol presente en la mezcla	32,634.0	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	500 kg
Etano ⁵	74-84-0		X			X	Si	100%	No disponible	No disponible	No aplica	500	Tanque de almacenamiento tipo vertical TAG: 33-V-002 A/B	500 kg
Butano ⁵	106-97-8		X			X	Si	100%	No disponible	No disponible	No aplica	200	Tanque de almacenamiento tipo vertical TAG: 33-V-003	500 kg
Pentano ⁵	78-78-4		X			X	Si	100%	No disponible	No disponible	No aplica	350	Tanque de almacenamiento tipo vertical TAG: 33-V-004	3,000 kg
Propano ⁵	74-98-6		X			X	Si	100%	No disponible	No disponible	No aplica	400	Tanque de almacenamiento tipo vertical TAG: 33-V-005	500 kg
LNG (Mezcla de: metano: 91.7% etano: 6.3% nitrógeno: 1.3%)	95046-41-6		X			X	Si (metano)	91% fracción mol presente en la mezcla	486,582.2	5.1 millones de toneladas/año	No aplica	No aplica	No aplica	500 kg

Notas:

- En el caso de mezclas, se describen los componentes principales y las características corresponden al componente con mayor proporción en la mezcla.
- Se describen datos de acuerdo al balance de materia y energía F505-1000-PCS-HMB-0001; corresponde a la corriente 2001 en llegada a la Terminal.
- El gas combustible, se obtiene del proceso en la Terminal; los datos corresponden a la corriente 4501 del balance de materia y energía F505-1000-PCS-HMB-0001.
- El LNG corresponde a la corriente No. 2904 de envío al Carrier de LNG, de acuerdo al balance de materia y energía F505-1000-PCS-HMB-0001.
- Las sustancias serán suministradas a la Terminal, por medio de autotanques vía terrestre utilizando la ruta descrita en el punto 3.1.1; el suministro de éstas sustancias está por definirse y se contará solo con proveedores autorizados previamente evaluados y que cumplan con las medidas de seguridad en el transporte y entrega del producto a la Terminal.

	Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS, ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA	
---	---	---

3.5 Transporte por medios distintos a ductos.

En el caso del traslado de las diferentes sustancias hacia y desde la Terminal de Licuefacción, a continuación, se describen las diferentes rutas de traslado (rutas de traslado distinto a ductos de transporte):

Resumen de las características del sistema de transporte por medios distintos a ducto.

Tipo	Origen	Destino	Tipo de recipiente o contenedor	Capacidad en (M2 o barriles)	Sustancia peligrosa	Guía de respuesta en caso de emergencias (guía Naranja)		Código IMDG2		Condiciones de transporte	
						No. de identificación de Riesgo	No. de guía	Clase o división	No. ONU	Presión (Kg/Cm2)	Temperatura
Terrestre	Importación	Terminal Amigo LNG, Guaymas Sonora	ISO tanque	21 m3	Etano ⁵	223	115	2.1	UN1035	145	-88°C
Terrestre	Importación	Terminal Amigo LNG, Guaymas Sonora	ISO tanque	21 m3	Butano ⁵	223	115	2.1	UN1011	72	15°C
Terrestre	Importación	Terminal Amigo LNG, Guaymas Sonora	ISO tanque	21 m3	Pentano ⁵	33	128	3	UN1265	15	Ambiente
Terrestre	Importación	Terminal Amigo LNG, Guaymas Sonora	ISO tanque	21 m3	Propano ⁵	23	115	2.1	UN1978	290	Ambiente

Ruta vía terrestre para Iso-tanques hacia la Terminal:

Para llegar al área donde se ubicará la Terminal, se presenta una ruta de traslado (punto 3.1.1) considerando como punto de partida la carretera No 15, con referencia el entronque del aeropuerto Internacional de Guaymas – Gral. José María Yáñez (GYM), utilizando un vehículo como medio de transporte. Las indicaciones son las siguientes:

1. Dirigirse al suroeste por la carretera aeropuerto de Guaymas.
2. Girar hacia la izquierda con dirección a la avenida García López.

Gire a la derecha con dirección al Boulevard Benito Juárez, continúe sobre Sanchez Taboada hasta llegar a lo que se conoce como Astilleros Bellot de Guaymas, siendo esta área el punto de referencia, ya que la terminal se localizará enseguida de los astilleros

En el **Anexo 2. HDSS**, se encuentra la hoja de datos de seguridad del gas natural licuado. En el **Anexo 3. DFP** el diagrama de flujo de proceso con la corriente procesada en la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

3.6 Descripción del proceso.

3.6.1 Descripción general del proyecto

La descripción general del proyecto se toma del documento: **PROJECT DESIGN BASIS 026322003-AE-DB-PM0001**, se traduce del original en inglés.

La **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** consiste en una terminal de licuefacción de GNL ubicada en la costa oeste de México, específicamente en **Guaymas, Sonora**. Su capacidad de exportación es de 5.1 millones de toneladas métricas por año (MTPA) de GNL, con un enfoque en los mercados asiáticos de GNL.

El gas de alimentación proviene de la cuenca Pérmica en Estados Unidos y es transportado a México a través de las redes de gasoductos existentes. El sitio del proyecto, de **9.2858 ha**, cuenta con suficiente frente marítimo donde se encuentra una instalación marina con acceso a aguas profundas para el atraque de todo tipo de buques de GNL de hasta 265,000 m³ en dos muelles ubicados en paralelo. Además, dispone de una estación de carga de camiones para la exportación local de GNL y líquidos de gas natural (condensado).

En cuanto al almacenamiento, se ha planificado en la siguiente fase:

- **Fase 1:** El almacenamiento se realizará en una **Unidad Flotante de Almacenamiento (FSU)** permanentemente amarrada a uno de los muelles. Esta fase está prevista para el inicio de la operación comercial, mientras se completa la construcción de los tanques en tierra.

ESPECIFICACIÓN DEL GAS DE ALIMENTACIÓN Y DEL PRODUCTO.

El gas de alimentación a la planta de proceso es gas natural pobre, proveniente de la red de ductos estadounidense. Se espera que el gas en el ducto esté preacondicionado, eliminando algunos hidrocarburos, y que el gas natural se deshidrate hasta alcanzar un punto de rocío determinado. La composición mostrada es preliminar y se verificará durante el diseño detallado. El contenido máximo de C5+, incluidos los componentes aromáticos, se evaluará durante el diseño detallado.

Tabla 3-4 Composición del gas de alimentación.

Composición	Unidades	Valor	Notas
Dióxido de carbono	mol%	0.2375	Note 1
Nitrogeno	mol%	1.9231	
Ácido sulfhídrico	mol%	0.0001	Note 2
Metano	mol%	90.9122	
Etano	mol%	6.3255	
Propano	mol%	0.5200	
Iso Butano	mol%	0.0246	
Butano normal	mol%	0.0428	
N-pentano	mol%	0.0000	
Iso pentano	mol%	0.0058	
Pentano normal	mol%	0.0053	
Hexano plus	mol%	0.0016	
Hexano	mol%	0.0008	
Heptano	mol%	0.0008	
Octano	mol%	0.0000	
Nonano plus	mol%	0.0000	
Benzeno	mol%	0.001	Note 3
Mercurio		10 µg/Nm³	Note 4
Heating Value	Btu/scf	1050.8	
Gravedad específica		0.6022	
Punto de rocío de hidrocarburos de Cricondetherm	°F	-70.376009	

Fuente: PROJECT DESIGN BASIS, Document: 026322003-AE-DB-PM0001, LNG Alliance PTE. LTD; Revision E, 3-jul-2025.

Notas:

- a) Se espera un máximo de **1.2 mol% de CO₂** en el gas de alimentación.
- b) Se espera una pequeña cantidad de **H₂S** en el gas de alimentación; por lo tanto, el sistema de pretratamiento deberá estar diseñado para **1 ppmv de H₂S**.
- c) El sistema de pretratamiento deberá estar diseñado para **10 ppmv de benceno**.
- d) El sistema de pretratamiento deberá estar diseñado para un promedio de **10 µg/Nm³ de mercurio (Hg)**.

El proyecto AMIGO producirá dos productos principales: GNL (Gas Natural Licuado) y líquidos de gas natural (condensado). La calidad del condensado dependerá del contenido de C6+ en la materia prima de gas natural y puede variar con el tiempo.

El GNL entregado deberá tener un valor calorífico bruto (GHV) mínimo de mil (1000) BTU/SCF y un GHV máximo de mil ciento cincuenta (1150) BTU/SCF. La especificación del producto GNL se detalla a continuación:

Tabla 3-5 Especificación del GNL producto.

Composición	Unidades	Mínimo	Máximo
C1 (metano)	% mol	84	
C2 (etano)	% mol		11
C3 (propano)	% mol		3.5
C4 y pesados (butano)	% mol		2
N2 (nitrógeno)	% mol		1
H2S (ácido sulfhídrico)	Granos por 100 SCF		0.25
Azufre (total)	Granos por 100 SCF		1.35

Fuente: PROJECT DESIGN BASIS, Document: 026322003-AE-DB-PM0001, LNG Alliance PTE. LTD; Revision E, 3-jul-2025.

Tabla 3-6 Especificación de contenido de hidrocarburos pesados en el GNL producto.

Composición	Unidades	Especificación
C5+ (pentano)	ppmv	< 1000
C6 (hexano)	ppmv	< 100
C7 (heptano)	ppmv	< 10
C8 (octano)	ppmv	< 1
C9 (nonano)	ppmv	< 1
C10+ (decano)	ppmv	< 1
Benceno	ppmv	< 1

Fuente: PROJECT DESIGN BASIS, Document: 026322003-AE-DB-PM0001, LNG Alliance PTE. LTD; Revision E, 3-jul-2025.

CAPACIDAD DE LA TERMINAL.

La capacidad de la Terminal se toma del documento: **PROJECT DESIGN BASIS 026322003-AE-DB-PM0001**, se traduce del original en inglés.

CAPACIDAD DE LICUEFACCIÓN.

La Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se planea que tenga una capacidad de exportación de 5.1 MTPA (millones de toneladas métricas por año) y con 0.2 MTPA para uso doméstico.

CAPACIDAD DE CARGA.

En la **Fase 1**, las bombas de carga de GNL de la FSU (Unidad Flotante de Almacenamiento) se utilizarán para cargar los buques transportadores de GNL (LNGCs), a una tasa máxima de **12,000 m³/h**.

3.6.2 Descripción del proceso

La descripción de proceso se toma del documento: **PROJECT DESIGN BASIS 026322003-AE-DB-PM0001**, se traduce del original en inglés, se traduce del original en inglés.

La Terminal se divide en cinco áreas operativas principales:

- **Unidades de proceso principal:** Incluyen medición de gas de alimentación, pretratamiento, licuefacción, compresión de gas de descarga final (End Flash & EFG Compression).
- **Instalaciones de exportación de GNL:** Incluyen almacenamiento de GNL en FSU (Unidad Flotante de Almacenamiento), carga de GNL en camiones y descarga de GNL.
- **Unidades de servicios auxiliares:** Incluyen generación de energía, planta desalinizadora, tratamiento de residuos y aguas residuales, desfogue, sistema de nitrógeno, sistema de aceite caliente, suministro de agua.

UNIDADES PRINCIPALES DE PROCESO.

Esta sección incluye las unidades de proceso que tienen la función de licuar el gas de alimentación y llevarlo a las condiciones necesarias para su licuefacción.

Estación de recepción de gas (Medición de entrada).

El gas natural entrará a la Terminal a través del ramal del gasoducto submarino y pasará por una estación de recepción de gas dentro de la propiedad de la Terminal. La estación de recepción de gas constará de:

- Analizadores de gas.
- Instalaciones de medición.
- Separadores y filtros de líquidos.
- Reguladores de control de flujo y presión.
- Conexión al suministro de gas para el sistema de gas combustible.
- Válvulas de aislamiento y de paro de emergencia (ESD).
- Compresores booster de gas (según se requiera para gas combustible de alta presión, HP).

Pretratamiento del gas de alimentación.

El proceso de pretratamiento está diseñado para eliminar los componentes traza del gas de alimentación antes de su entrada al proceso de licuefacción. El proceso de pretratamiento es necesario para proteger el equipo de licuefacción criogénica de componentes que puedan congelarse (por ejemplo, agua, CO₂ y componentes C6+), y de contaminantes corrosivos (por ejemplo, mercurio), y asegurar que se cumplan las especificaciones del cliente para la calidad del GNL.

Unidad de eliminación de gas ácido (AGRU).

La unidad de eliminación de gas ácido (AGRU) elimina el CO₂ hasta la concentración máxima permitida (normalmente 50 ppm). El proceso se basa en un proceso de absorción con amina acuosa regenerativa, utilizando metildietanolamina (MDEA) acelerada con piperazina como solvente.

El solvente de la sección de absorción se flashea a baja presión antes de que se agote el CO₂ absorbido por calentamiento suministrado por el aceite térmico (aceite caliente). El gas flasheado contiene principalmente hidrocarburos absorbidos. Este gas se envía al calentador de fuego para la generación de calor.

Opcionalmente, la corriente de CO₂ puede ser incinerada en el oxidador térmico para eliminar trazas de hidrocarburos y emisiones aromáticas que acompañarán a la corriente de CO₂.

El CO₂ húmedo de la sección de agotamiento térmico se dirige al área del tanque KO del quemador, donde se remueven el agua amarga condensada y el CO₂ residual se manda a venteo el cual está colocado a una altura intermedia en la torre del quemador.

Unidad de remoción de mercurio (MRU).

Para proteger los intercambiadores de calor de aluminio soldado (BAHX) aguas abajo de la corrosión, el mercurio se elimina en una unidad de remoción de mercurio (MRU). La MRU está configurada como un lecho de guarda único e incluye un filtro coalescedor en la entrada y un filtro de polvo en la salida. El adsorbente de mercurio de UOP es adecuado para su uso en corrientes saturadas de agua, por lo que esta unidad se coloca aguas arriba de la unidad de deshidratación para eliminar el mercurio lo más temprano posible en el proceso, proporcionando protección al personal de la planta contra la exposición durante las actividades de mantenimiento en equipos aguas abajo (por ejemplo, el cambio del material del tamiz molecular de la unidad de deshidratación). La MRU ha sido diseñada para eliminar hasta 100,000 ng/Nm³ de Hg del gas de entrada para cumplir con la especificación de <10 ng/Nm³ de Hg.

La unidad de remoción de mercurio (MRU) es un sistema de protección contra el mercurio, que elimina cualquier traza de mercurio hasta una concentración inferior a 10 nanogramos por metro cúbico normal (ng/Nm³). La eliminación se realiza por absorción irreversible en un único lecho estático de adsorbente que contiene el componente activo, sulfuro de cobre.

Unidad de deshidratación de gas (DEHY).

La sección de deshidratación está diseñada para eliminar el agua del gas tratado en la AGRU, que está saturado de agua a 125 °F (aproximadamente 51.7 °C), hasta un contenido de agua inferior a 0.1 ppmv (partes por millón por volumen) para evitar la congelación en los equipos aguas abajo.

Unidad de licuefacción. El calor para la regeneración es suministrado por un intercambiador de calor de gas de regeneración que utiliza aceite térmico. La unidad de deshidratación es un sistema de tres lechos, y cada lecho está lleno de un material de tamiz molecular que adsorbe selectivamente el vapor de agua del gas, dejándolo seco a medida que avanza a través de los recipientes. De forma programada y con permisivo de temperatura, los lechos alternan entre el proceso de adsorción, el proceso de regeneración (incluyendo un período de enfriamiento) y el modo de espera para mantener la operación continua. El proceso de regeneración utiliza una corriente de purga de gas seco, presurizada por el compresor de gas de regeneración, y luego calentada por el intercambiador de calor de aceite de calentamiento, para liberar el agua adsorbida del material del tamiz molecular. El gas de regeneración húmedo se devuelve al inicio de la entrada de la AGRU, mezclándose con el gas no tratado que ingresa a la planta.

Un compresor de gas de regeneración hace circular una pequeña cantidad de gas seco del sistema DEHY, calentado por un sistema de aceite caliente, para regenerar el lecho saturado de agua. El gas de regeneración saturado de agua se dirige al inicio de la AGRU para su procesamiento.

Unidad de eliminación de hidrocarburos pesados (HHCU).

Después de que se eliminan los componentes del gas ácido, el agua y el mercurio, el gas de alimentación entra en la unidad de eliminación de pesados (HHC) para eliminar los hidrocarburos pesados que se congelan a temperaturas de GNL. La HHC consta de:

- Un (1) patín de bombas con dos (2) bombas de reflujo de eliminación de pesados (relevé instalado al 100%) y
- Una (1) caja fría de eliminación de pesados con
 - Un (1) tambor separador de alimentación de pesados,
 - Una (1) columna depuradora de eliminación de pesados,
 - Un (1) tambor de reflujo de eliminación de pesados, y
 - Un (1) intercambiador de eliminación de pesados.

La caja fría HHC está llena de aislamiento de perlita y provista de una purga de nitrógeno seco.

La columna depuradora de eliminación de pesados consta de dos (2) secciones de lecho empacado que contienen empaques aleatorios y componentes internos asociados.

El servicio de refrigeración en el sistema de eliminación de pesados es suministrado por el efecto Joule-Thomson (J-T) del gas de proceso.

Remoción de benceno.

La composición del gas de alimentación contiene trazas, aproximadamente una fracción de 0.001 mol% de benceno. El benceno presente en la composición del gas de alimentación es tratado en la unidad de pretratamiento, diseñada para manejar concentraciones de hasta 10 ppmv de benceno. El tratamiento y disposición de este compuesto inicia en la unidad de pretratamiento con aminas, aunque el proceso no está diseñado para remover el benceno este proceso prepara el gas para la siguiente etapa donde es separado en la unidad de remoción de hidrocarburos pesados y dirigido hacia los tanques de gas combustible desde donde es enviado al quemador para su disposición mediante combustión controlada o es quemado como parte del gas combustible.

Si bien las trazas de benceno se incluyen en las simulaciones correspondientes, no se identificaron impactos significativos en términos de distancias por afectación tóxica; por lo tanto, su presencia se reporta únicamente con fines informativos.

Unidad de compresión de gas tratado.

La unidad TGC (compresión de gas tratado) consta de un compresor booster con separador de succión y post-enfriador. El gas tratado pobre de la HHC se comprime de 42.5 barg a 81.0 barg en los compresores de gas tratado accionados eléctricamente. La corriente de descarga se enfría en el post-enfriador y se envía a la unidad de licuefacción a alta presión y en fase densa. **Unidad de licuefacción (UL).**

La unidad de licuefacción (UL) utiliza un ciclo de refrigeración mixto (MR) (es decir, un sistema cerrado) con extracción o descargas mínimas de agua. Cada tren utilizará tres (3) unidades de licuefacción de refrigerante mixto simple (SMR) paralelas (3x33%) por tren. La planta incluye un conjunto de recipientes de almacenamiento de refrigerante que alimentan la unidad de licuefacción.

Se seleccionó el proceso de licuefacción IPSMR de Chart. El proceso de licuefacción consiste en un ciclo de refrigerante mixto (MR) mejorado que utiliza múltiples niveles de refrigeración.

El compresor de refrigerante mixto (MR) en cada unidad de licuefacción (LU) será un compresor centrífugo API 617 de dos etapas, del tipo *back-to-back* y dividido verticalmente, accionado por una turbina de gas LM6000PF+ de bajas emisiones de NOx/DLE.

El calor de proceso de la planta de GNL se disipará al aire ambiente a través de enfriadores de aire. Estos enfriadores se ubicarán dentro de la planta de GNL en lugares que eviten la recirculación del escape de la turbina o la interferencia con otros enfriadores de aire.

Descarga final de GNL (End Flash) y compresión de gas de evaporación (BOG) / gas de descarga final (EFG).

El GNL subenfriado y presurizado de las tres unidades de licuefacción se dirige al sistema común de recompresión de descarga final de GNL (End Flash) y gas de evaporación (BOG)/gas de descarga final (EFG). La sección de agotamiento de GNL incluye un expansor de GNL monofásico (turbina hidráulica) y un tambor de descarga final de GNL (LNG End Flash Drum).

Una válvula de expansión J-T de capacidad total (100%) y una válvula de expansión J-T de 25% de capacidad para el arranque están dispuestas en paralelo como un *bypass* para el arreglo entero del conjunto del expansor de GNL. El GNL del tambor de descarga final se envía a la unidad de almacenamiento a través de las bombas de agotamiento de GNL.

La evaporación natural (BOG) del almacenamiento de GNL, y cualquier retorno de vapor excedente del buque transportador de GNL durante la descarga (cualquier vapor que exceda el volumen de balance de vapor en el almacenamiento de GNL) se reincorporan al sistema de descarga final de GNL para su recompresión. El gasoducto desde la terminal marina hasta el área de proceso tendrá 1.5 km de longitud y, en consecuencia, este vapor estará relativamente caliente al ingresar al área de la planta de proceso, especialmente a bajas tasas de flujo.

El compresor EFG/BOG es un compresor de succión en frío, y consecuentemente, el retorno de BOG/vapor debe ser enfriado por *quench* para disminuir su temperatura previa a la compresión. El enfriamiento por *quench* con GNL se toma de la línea común de GNL aguas arriba del expansor de GNL/J-T. El gas de recirculación del compresor EFG (antisurge y capacidad de control) también estará sujeto al enfriamiento por *quench* con GNL. El BOG/EFG comprimido se utiliza como gas combustible, y el exceso de gas se recircula a la succión del compresor de gas tratado.

INSTALACIONES DE EXPORTACIÓN DE GNL.

Almacenamiento de GNL.

La instalación utilizará almacenamiento flotante exclusivamente para la gestión del inventario de GNL. Dos unidades de almacenamiento flotante (UAF) proporcionarán la capacidad de almacenamiento principal, cada una con un volumen neto utilizable de 145.000 m³, lo que resulta en una capacidad neta total de almacenamiento de 290.000 m³. Cada UAF estará equipada con ocho bombas centrífugas sumergidas, verticales, accionadas por motor eléctrico, con un caudal de 1.750 m³/h por bomba.

Las UAF estarán amarradas permanentemente en atracaderos dedicados dentro de la terminal marítima, diseñados para permitir el movimiento normal de los buques, manteniendo al mismo tiempo condiciones operativas seguras. Las tuberías criogénicas conectarán ambas UAF al sistema de carga marítima mediante colectores que permitan una operación flexible desde una o ambas UAF a los dos atracaderos de carga de GNL ubicados en el extremo del muelle que da al mar.

La transferencia de GNL desde la barcaza de licuefacción y energía a las UAF utilizará líneas de transferencia criogénicas aisladas, diseñadas para minimizar la entrada de calor y mantener la temperatura del producto. El BOG generado en las FSU se recolectará y se devolverá al tambor de vaporización final de la barcaza de licuefacción y energía mediante líneas de retorno de vapor dedicadas. Los sopladores de BOG en cada FSU proporcionarán la presión diferencial necesaria para la transferencia de vapor. Cada FSU mantendrá sistemas de manejo de carga independientes, lo que permitirá la continuidad de las operaciones durante las actividades de mantenimiento en el buque acompañante.

Manejo de BOG (Manejo de gas de evaporación / Manejo de gas de ebullición).

AMIGO LNG gestionará el gas de evaporación (BOG) de acuerdo con las prácticas de la industria mundial del gas y el GNL, de la siguiente manera:

- La unidad de descarga final de GNL (End Flash) y compresión de BOG/EFG se utilizará para recuperar los vapores generados por la pérdida de calor de tanques y tuberías, el gas desplazado durante el llenado de buques y el gas de flash de licuefacción.
- Los gases recuperados se utilizarán como combustible por la instalación de generación de energía auxiliar de la planta de GNL; y
- El desfogue y la tubería asociada para el venteo de gas purgado durante el arranque de la planta y la ventilación/desfogue de gas durante situaciones operativas de emergencia.

Descarga de GNL.

Habrán dos (2) áreas de carga o atraque diseñadas para manejar buques de GNL grandes (convencionales) con una capacidad de carga de entre 130,000 m³ y 266,000 m³, y un área de atraque para manejar buques de GNL de pequeña escala en el rango de 5,000 m³ a 30,000 m³.

Las bombas de carga de GNL suministrarán GNL desde el tanque de almacenamiento de GNL en el FSU al buque transportador de GNL (LNGC) a través de los brazos de carga instalados en el muelle marino. La transferencia de GNL desde el tanque en el FSU al LNGC se diseñará a una tasa de 12,000 m³/hr a través de los brazos de carga marinos (dimensiones: 16", un total de 4 unidades) provistos en el muelle. Tres (3) brazos de carga marinos se utilizarán para la transferencia de GNL, mientras que un (1) brazo se utilizará para el retorno de vapor desde el LNGC al tanque de almacenamiento en tierra. De los 3 brazos de carga utilizados para la transferencia de GNL, un (1) brazo será de tipo híbrido, el cual podrá usarse tanto para la transferencia de GNL como para el retorno de vapor.

Cada plataforma de carga de GNL (área de atraque) incluirá:

- Tres (3) brazos de carga de GNL
- Un (1) brazo de retorno de vapor
- Grúa de servicio
- Defensas de atraque
- Ganchos de amarre y sistema de tensión
- Sistemas de monitoreo de atraque
- Equipo de protección contra incendios con torres monitoras de agua contra incendios
- Tuberías criogénicas de GNL y canaletas de recolección de drenaje
- Terraplén para acceso terrestre y
- Pasarela para acceso a buques
- Cuatro (4) duques de alba (delfines) de atraque
- Seis (6) duques de alba (delfines) de amarre
- Pasarelas que conectan los duques de alba (delfines) y la plataforma de carga y
- Sistema de recolección de drenajes de GNL

Estación de carga de autotanques e isotanques:

Amigo LNG cuenta con una estación de carga de autotanques para facilitar la carga de iso-tanques y autotanques, la configuración de la estación de carga es:

Plataforma de 50,57 m de largo y 32,82 m de ancho (1 658,87 m²), en acero estructural y concreto, configurada para despacho terrestre de GNL y condensado:

- Posición 1(GNL): Llenado completo en ≤ 1 h
- Posición 2 (GNL / Condensado): Llenado completo en ≤ 1 h

Contará con bahías y brazos de carga con líneas de retorno de vapores de gas para el llenado seguro de autotanques criogénicos. Incluye sistema de recuperación de vapores, válvulas de seguridad, monitoreo de condiciones operativas y control de acceso además de sistemas de detección de gas y supresión de fuego.

El GNL se alimenta desde la FSU mediante tuberías criogénicas de acero inoxidable o acero con alto contenido de níquel (tipo 36), diseñadas para soportar -162°C y revestidas con aislamiento térmico avanzado para minimizar pérdidas y evitar evaporación. Las líneas, trazadas sobre el muelle, están diseñadas, fabricadas e instaladas conforme a normas internacionales, y contemplan mantenimiento periódico. Además, sus materiales y recubrimientos están seleccionados para resistir condiciones ambientales extremas propias del entorno donde se ubica el proyecto.

En este análisis de riesgo se simulan escenarios de riesgo de fuga en estación de carga de camiones como caso alternativo de pérdida de contención de LNG en uniones bridadas en la estación de carga de autotanques; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición, Está pendiente la selección de la plataforma de carga de autotanques y la ingeniería a detalle de la estación en esta fase del diseño de la instalación, el anexo 12. Información/Procedimientos/Filosofía de carga y descarga de isotanques.

SERVICIOS AUXILIARES.

Generación de energía.

La demanda total de energía eléctrica se estima en 82.1-99.7 MW en operación normal y 106.8 MW durante la descarga. Se utilizarán dos (2) turbinas LM9000 para la generación de energía del sitio del Proyecto en una configuración de "N-only". El respaldo en caso de desconexión de una máquina en funcionamiento, así como la nivelación de picos para el consumo simultáneo de energía, serán proporcionados por el suministro de generadores a bordo de cada FSU.

Gas combustible.

El Sistema de gas combustible está diseñado para proporcionar gas combustible a todos los consumidores en AMIGO GNL. El propósito del sistema de tratamiento de gas combustible es eliminar posibles líquidos/burbujas de flujo bifásico (slugs), sobrecalentando el gas combustible para asegurar que no ocurra condensación y filtrar el gas combustible suministrado a las turbinas de gas.

El sistema de gas combustible proporcionará:

- Gas combustible de alta presión (HP) a las turbinas de gas de licuefacción y a las turbinas de generación de energía.
- Gas combustible de baja presión (LP) mezclado con condensado de la unidad HHC a un calentador a fuego directo.
- Gas LP para uso general de purga.

La presión mínima requerida para la turbina de gas LM6000PF+ es de 46 barg a 49 barg. El sistema de gas combustible operará ligeramente más alto (normalmente 51.5 barg) para permitir un margen operativo. Dado que la presión del gas de entrada de la planta es inferior a la presión mínima del gas combustible, se requiere un compresor de refuerzo de gas combustible para el suministro de gas combustible HP de arranque. Esto deberá ser revisado nuevamente cuando se seleccionen las turbinas de gas de generación de energía.

Sistema de aceite caliente.

El calor para satisfacer los requisitos de calentamiento se obtiene mediante la recuperación del calor residual de las turbinas de gas de generación de energía. Además, el calor para arranque y para la nivelación de picos se genera en un único calentador a fuego directo (u horno) que utiliza gas combustible suministrado por el sistema de gas combustible.

Se utilizará un fluido de transferencia de calor / aceite térmico (aceite caliente). El sistema de aceite caliente se diseñará con dos temperaturas de suministro, las cuales se muestran:

- 315 °C para la regeneración del tamiz molecular. Gas calentado a 290 °C.
- 180 °C para el rehedidor de amina, el calentamiento de gas combustible y otros procesos y calentamiento auxiliar.

Se proporciona un enfriador de descarga / enfriador de ajuste enfriado por aire en el sistema de distribución central para manejar la generación mínima de calor en el sistema de recuperación de calor residual y los calentadores de fuego.

Sistema de nitrógeno.

Dos (2) paquetes de generación de nitrógeno (más un tercer paquete de reserva) producirán aproximadamente 400 m³/h de nitrógeno cada uno. El nitrógeno se distribuirá a:

- El sistema de desfogue
- El sistema de recepción y tratamiento de entrada
- El sistema de eliminación de gas ácido

- El sistema de refrigeración
- El área de servicios auxiliares de la planta de GNL
- Las áreas de soporte y de carga.

El sistema tendrá la capacidad de llenar cilindros (o "botellas") de nitrógeno para uso en áreas no atendidas por el sistema de distribución.

El almacenamiento y la vaporización de nitrógeno líquido proporcionarán capacidad adicional y respaldo durante el arranque de la planta, durante picos de demanda intermitentes o cuando los paquetes de generación de nitrógeno estén fuera de servicio.

Sistema de desfogue.

Los sistemas de desfogue deberán proporcionar una disposición eficiente y segura de fluidos peligrosos de los sistemas de proceso en caso de alteraciones operativas, de proceso o emergencias. Para todas las descargas, el sistema se segrega en los siguientes subsistemas:

- **Sistema de desfogue húmedo de alta presión (HP):** (todas las fuentes de alivio de HP hasta e incluyendo el sistema de eliminación de hidrocarburos pesados (HHC) / deshidratación).
- **Sistema de desfogue frío de alta presión (HP):** (todas las fuentes secas de HP y alivio de GNL).
- **Desfogue frío de baja presión (LP):** (para BOG de almacenamiento de GNL y retorno de vapor).
- **Desfogue húmedo de baja presión (LP):** (un sistema menor provisto para eliminar la ventilación de hidrocarburos).

La segregación entre el sistema de desfogue húmedo y el de frío/GNL es necesaria para prevenir la congelación de agua durante la descarga.

El sistema de desfogue frío de HP también se utiliza para el drenaje de GNL. El sistema de desfogue frío de HP tendrá dos cabezales: un cabezal de vapor y un cabezal de alivio de GNL.

Todas las tuberías del sistema de desfogue se dirigirán a una torre de desfogue con múltiples puntas de desfogue. Se proporcionarán sistemas de ignición redundantes.

Reposición de refrigerante mixto.

El sistema de reposición de refrigerante mixto (MR) deberá asegurar que sea posible la reposición de componentes individuales a cada tren de licuefacción. Se requieren los siguientes refrigerantes (con indicación de la fuente principal):

- **Nitrógeno** (de nitrógeno de alta pureza generado por la planta de proceso)
- **Etano** (fase líquida importada)
- **Mezcla de butano** (fase líquida importada)
- **Propano** (fase líquida importada)
- **ISO-Pentano** (fase líquida importada)
- **Metano** (de gas natural tratado)

El metano por su nivel de ebullición bajo lo hace ideal para proveer refrigeración en los niveles más bajos del ciclo y al ser el componente principal del gas natural previene la introducción de impurezas al sistema de refrigerantes, EL C1 metano que se necesite reponer es compensado con metano proveniente de la unidad de remoción de pesados, esta reposición se lleva a través de la línea 2"-NG-240313-DCAA-N, mediante la cual se toma un el metano requerido por sistema de refrigerante mixto enviándose este al separador en la línea de succión del compresor del ciclo de refrigerante mixto (MRC) 25-V-001 en

donde se combina con el resto de los refrigerantes en la mezcla de refrigerantes que son usados en el proceso de licuefacción del gas natural.

La reposición de los refrigerantes de importación en el proceso se llevará a cabo mediante iso-tanques. Para garantizar la seguridad y trazabilidad de las operaciones, las conexiones de carga de refrigerantes están identificadas con diferentes colores y debidamente etiquetadas según el tipo de refrigerante correspondiente, además de utilizarse mangueras diferenciadas por color para cada servicio. La terminal utilizará los procedimientos de puesta a tierra, bloqueo y candado de las unidades en su descarga, así como supervisión constante en las operaciones de descarga de los iso-tanques. Una vez concluida la descarga, los remanentes de butano, iso-pentano, etano y propano contenidos en las líneas serán drenados hacia los recipientes 33-V-002, 33-V-003, 33-V-004 y 33-V-005. Asimismo, se contempla el requerimiento de pendiente desde el iso-tanque hasta los tambores de almacenamiento para asegurar un vaciado eficiente. Como medida adicional de seguridad, después de desconectar las mangueras flexibles se instalarán bridas ciegas (end blinds) para garantizar el aislamiento positivo, y las aperturas generadas en las bridas de tuberías estarán provistas de cubiertas de brida correspondientes. Cabe señalar que los iso-tanques utilizados en este procedimiento deberán ser propiedad de los proveedores los cuales serán previamente evaluados y autorizados para suministrar estos materiales a la terminal. Anexo 12. Información/Procedimientos/Filosofía de carga y descarga de isotanques.

Sistema de agua.

El agua obtenida del Mar de Cortés será tratada en unidades de desalinización para producir agua dulce. El sistema de agua dulce suministrará agua al sistema de reticulación de agua de servicio y al sistema de protección contra incendios. El sistema de agua de servicio proporcionará agua para los sistemas de agua desmineralizada y potable.

Sistema de agua dulce.

El agua subterránea en las cercanías del sitio de las Instalaciones de GNL es limitada, y la desalinización de agua de mar por ósmosis inversa suministrará agua dulce durante las operaciones.

Sistema de agua de servicio.

El sistema de agua de servicio incluirá dos (2) tanques de agua dulce de 1,500 m³ suministrados por el sistema de agua dulce con dos (2) bombas de 100 m³/h, una planta de tratamiento de agua potable y pretratamiento de agua de reposición para el sistema de agua desmineralizada.

El efluente generado por el sistema de agua de servicio será tratado antes de su descarga en la Bahía de Guaymas o el Mar de Cortés, de acuerdo con los criterios de descarga del permiso ambiental relevante (permiso de descarga de residuos) emitido por el Gobierno de México.

Otros servicios auxiliares.

Se han identificado los siguientes servicios auxiliares necesarios para el balance general de la planta, y deberán ser considerados:

- Sistemas de drenaje abierto y cerrado
- Sistema de derrame y drenaje criogénico
- Sistema de venteo de fluidos peligrosos (Hazardous Vent System)
- Sistema de descongelación (Defrosting System)
- Aire de instrumentación
- Oxidador térmico (A evaluar como opción)
- Enfriamiento auxiliar
- Planta desalinizadora

4. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

4.1 Aspectos bióticos

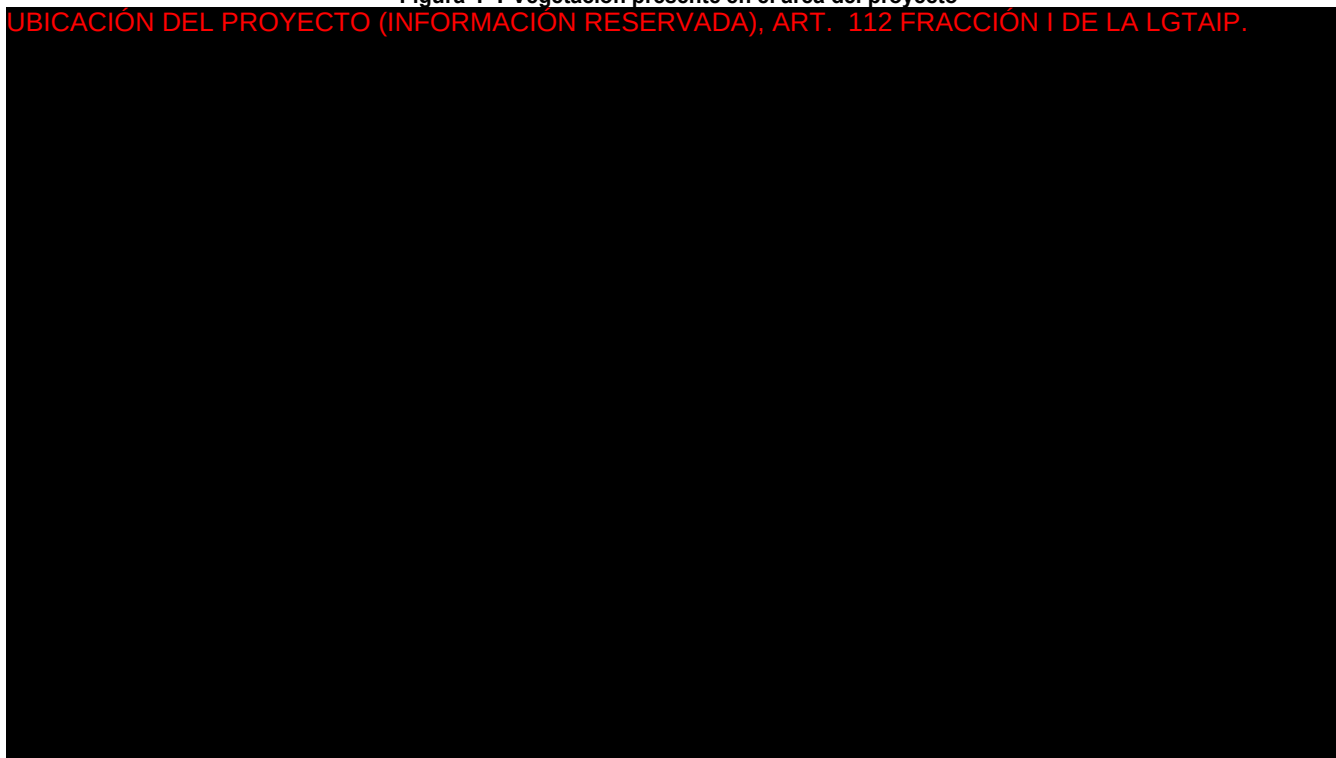
Los ecosistemas son unidades complejas en donde convergen variables bióticas (clases fisonómicas, comunidades vegetales, especies florísticas, entre otras), variables abióticas (clima, geología, geomorfología, topografía, tipo de suelo, régimen hídrico, etc.) y antropogénicas (impacto sobre las anteriores y sus interrelaciones), conformando un sistema con sus propias características y flujos de energía.

4.1.1 Vegetación

La vegetación predominante en la zona del proyecto, es un tipo de vegetación que pertenece a la categoría denominada por Rzedowski como **Vegetación Xerófila**, que es definida por su porte arbustivo, presenta una composición florística pobre o simple y una cobertura de la vegetación que predomina del 30% (Shreve 1964, Rzedowski 2006). La vegetación xerófila de la región tiene la capacidad de sobrevivir a prolongados periodos de sequía (mayores a 6 meses). En este sentido, el desierto sonorense se caracteriza por presentar una amplia variedad de asociaciones florísticas, cuyos elementos se han adaptado u originado en este ambiente árido a lo largo de los últimos 2 millones de años (Axelrod 1958, Ezcurra et al 2006). Entre las principales adaptaciones reconocidas en las plantas de este desierto, se encuentra el desarrollo de órganos suculentos que muestran una gran proporción de las especies que lo habitan (Redman 2001, Wilder et al 2008). Otras adaptaciones permiten a las especies de esta región, tolerar o evadir la condición crítica de la aridez; entre estas se puede mencionar el acortamiento del ciclo de vida (plantas efímeras que completan dicho ciclo a unos cuantos meses, adaptado al periodo de lluvias), modificaciones fisiológicas que optimizan el agua disponible en la planta (como la vía de fotosíntesis denominada metabolismo ácido de las crasuláceas), adaptaciones fenológicas como el crecimiento vegetativo, o el desprendimiento de hojas durante la temporada de sequía, reducción en el tamaño de las estructuras perennes de las plantas, o de la configuración funcional de la planta misma, como la predominancia. En la figura 4.1 se muestra el tipo de vegetación presente en el área del proyecto.

Figura 4-1 Vegetación presente en el área del proyecto

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Mapa Digital de México INEGI, Uso de Suelo y Vegetación

La composición y riqueza florística presente en la zona del proyecto es una conjugación de especies desérticas y otras adaptadas a la vida bajo la influencia de la humedad marina, lo cual ofrece un paisaje característico de esta zona, en la Tabla 4-1 se describen las especies más representativas, así como las medidas de protección de las mismas.

Tabla 4-1 Vegetación representativa de la zona del proyecto.

No.	NOMBRE CIENTIFICO	NOMBRE COMUN	FAMILIA	FORMA DE VIDA
1	<i>Abutilon incanum</i>	Pintapán	Malvaceae	Arbustiva
2	<i>Acacia willardiana</i>	Palo blanco	Fabaceae	Arbustiva
3	<i>Atriplex barclayana</i>	Chamizo salado	Chenopodiaceae	Herbácea
4	<i>Bebbia juncea</i>	Hierba del venado	Asteraceae	Arbustiva
5	<i>Bursera laxiflora</i>	Torote prieto	Burseraceae	Arbustiva
6	<i>Bursera microphylla</i>	Torote	Burseraceae	Arbustiva
7	<i>Carnegiea gigantea</i>	Sahuaro	Cactaceae	Cactácea
8	<i>Cenchrus ciliaris</i>	Zacate buffel	Poaceae	Herbácea
9	<i>Cercidium microphyllum</i>	Palo verde	Fabaceae	Arbustiva
10	<i>Cercidium praecox</i>	Brea	Fabaceae	Arbustiv
11	<i>Colubrina viridis</i>	Granadita	Rhamnaceae	Arbustiva
12	<i>Desmanthus covillei</i>	Baiquillo	Fabaceae	Arbustiva
13	<i>Encelia farinosa</i>	Rama blanca	Asteraceae	Arbustiva
14	<i>Ferocactus emoryi</i>	Biznaga	Cactaceae	Cactácea
15	<i>Forchammeria watsonii</i>	Jito	Resedaceae	Arbustiva
16	<i>Fouquieria macdougalii</i>	Palo Adán	Fouquieriaceae	Arbustiva
17	<i>Haematoxylon brasiletto</i>	Palo Brasil	Fabaceae	Arbustiva
18	<i>Janusia gracilis</i>	Fermina	Malpighiaceae	Trepadora
19	<i>Jatropha cuneata</i>	Matacora	Euphorbiaceae	Arbustiva
20	<i>Lemaireocereus thurberi</i>	Pitahaya	Cactaceae	Cactácea
21	<i>Lysiloma divaricata</i>	Mauto	Fabaceae	Arbórea
22	<i>Mammillaria grahamii</i>	Viejito	Cactaceae	Cactácea
23	<i>Mimosa laxiflora</i>	Uña de gato	Fabaceae	Arbustiva
24	<i>Opuntia fulgida</i>	Choya	Cactaceae	Cactácea
25	<i>Opuntia versicolor</i>	Choya tasajo	Cactaceae	Cactácea
26	<i>Parkinsonia aculeata</i>	Guacaporó	Fabaceae	Arbustiva
27	<i>Prosopis glandulosa</i>	Mezquite	Fabaceae	Arbórea
28	<i>Ruellia peninsularis</i>	Rama parda	Acanthaceae	Arbustiva
29	<i>Solanum hindsianum</i>	Mala mujer	Solanaceae	Arbustiva

4.1.2 Fauna

La fauna silvestre como integrante de los ecosistemas, juega un papel esencial en la dinámica natural de los sistemas ecológicos, de tal manera que su influencia al igual que otros factores repercute en el equilibrio dinámico de éstos. La actividad humana de la zona del proyecto ha generado una gran perturbación, por lo tanto, es previsible que varias especies hayan sido desplazadas por las constante actividad humana.

A nivel municipal se tienen registros de 47 familias de aves con 230 especies en total, representando el 77.70% de la diversidad de fauna en la región. Quince especies se encuentran bajo alguna categoría de protección de la NOM-059-ECOL-2001, siendo la familia *Accipitridae* la de mayor representación con tres especies listadas: gavilán pecho rufo (*Accipiter striatus*), gavilán de Cooper (*Accipiter cooperi*) y aguililla de Harris o aguililla rojinegra (*Parabuteo unicinctus*).

Los mamíferos representan el 13.51% con 17 familias y 40 especies, de éstas una se encuentra dentro de la NOM-059-ECOL-2001, el tejón o tlacololyte (*Taxidea taxus*) y se categoriza como una especie amenazada.

En cuanto a reptiles y anfibios se tienen 26 especies siendo la familia Colubridae la de mayor representación en el área. La serpiente de cascabel (*Crotalus atrox*) y cascabel de cola negra (*Crotalus molossus*), ambas de esta familia se encuentran listadas en la NOM-059-ECOL-2001, en la categoría de protección especial, sin embargo, estas especies no son endémicas de la zona de estudio, así como el sapo boca angosta (*Gastrophryne olivacea*), de la familia Microhylidae. En la tabla V.1.2-1 se describe las especies avistadas en la zona del proyecto.

Tabla 4.2 Fauna avistada en la zona del proyecto, con algún estatus de protección según se especifica en la NOM-059-ECOL-2001.

Tabla 4-2 Fauna avistada en la zona del proyecto

NOMBRE CIENTÍFICO	NOMBRE COMÚN	ESTATUS DE CONSERVACIÓN
<i>Crotalus durissus</i>	Víbora de cascabel	Pr
<i>Crotalus atrox</i>	Cascabel de diamante	Pr
<i>Crotalus cerastes</i>	Cascabel de cuernos	Pr
<i>Masticophis flagellum</i>	Chicotera/Chirrionera	A
<i>Heloderma suspectum</i>	Mostruo de gila	A
<i>Latrodectus mactans</i>	Viuda negra	NE
<i>Aphonopelma sp.</i>	Tarántula del desierto	NE
<i>Lycosidea sp.</i>	Araña lobo	NE
<i>Gopherus morafkai</i>	Tortuga del desierto de Sonora	NE
<i>Lepus californicus</i>	Liebre cola negra	NE
<i>Sylvilagus audubonii</i>	Conejo del desierto	NE
<i>Pecari tajacu</i>	Jabalí/Pecarí de collar	NE
<i>Canis latrans</i>	Coyote	NE
<i>Lynx rufus</i>	Gato montes	NE
<i>Centruroides sculpturatus</i>	Escorpión o alacrán de corteza	NE
<i>Dipsosaurus dorsalis</i>	Iguana del desierto	NE
<i>Peromyscus sp.</i>	Ratón de campo	NE
<i>Melanoplus femurrubrum</i>	Chapulín de patas rojas	NE
<i>Cardinalis cardinales</i>	Cardenal rojo	NE
<i>Dipodomys merriami</i>	Rata canguro de Merriam	NE
<i>Accipiter cooperii</i>	Gavilán de Cooperii	Pr
<i>Neoscona oaxacensis</i>	Araña manchada de jardín	NE
<i>Sceloporus magister</i>	Lagarto espinoso sonorense	NE

(A: amenazada, Pr: sujeta a protección especial, NE: no evaluado)

4.2 Aspectos abióticos

4.2.1 Geología y geomorfología

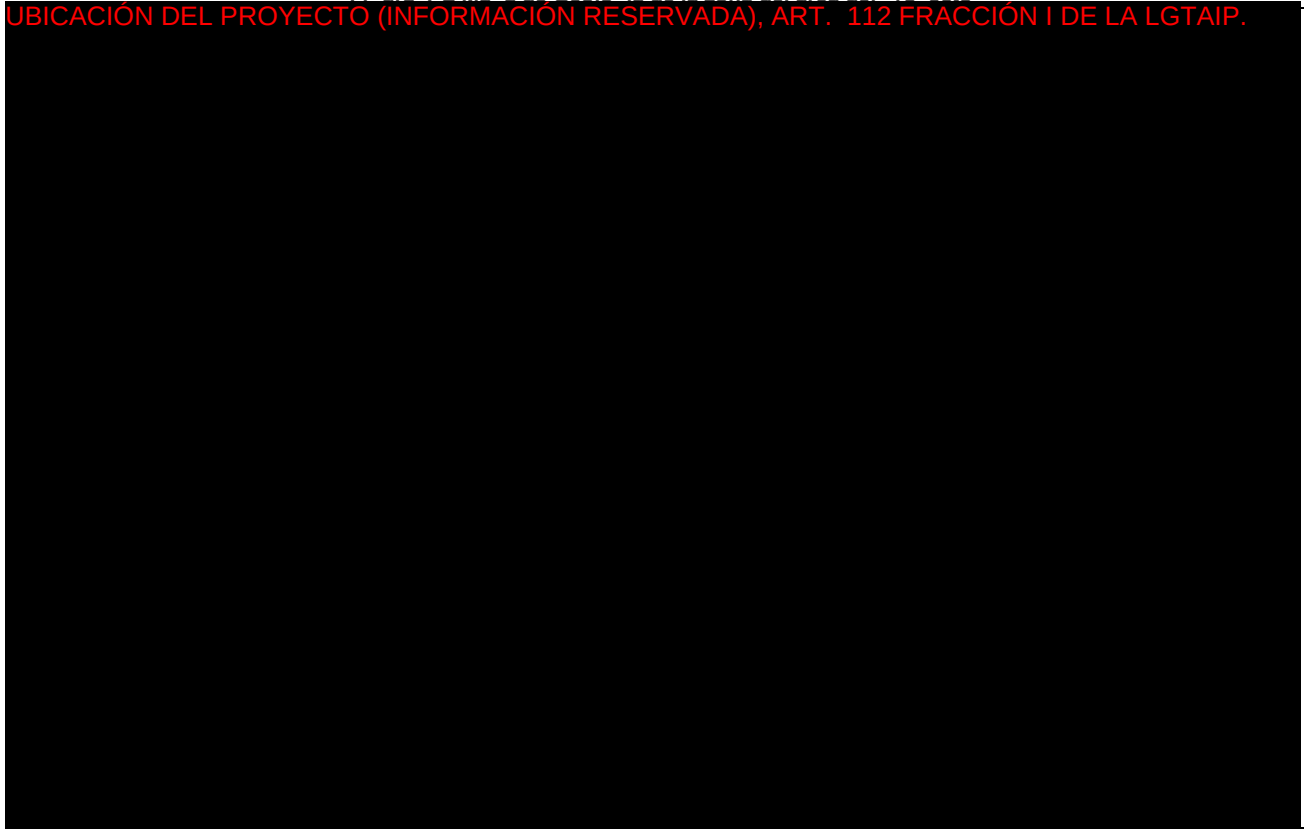
La secuencia estratigráfica de las rocas que afloran en el área, forman una columna cuyas edades abarcan desde el Mesozoico hasta el Reciente. Esta columna está formada por rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas. De éstas, las sedimentarias pertenecientes al Cuaternario ocupan la mayor superficie de la cuenca, correspondiendo a las rocas ígneas del complemento de esta superficie.

Las unidades de rocas MESOZOICAS que afloran dentro de las cuencas del Río Mátape y Arroyo San José de Guaymas, corresponden a la parte final de la Era Mesozoica, es decir, quedan ubicadas en el período Cretácico. Dentro de este período, a la parte inferior corresponden probablemente las rocas intrusivas y a la parte superior las extrusivas.

Dentro de la zona de estudio, las rocas correspondientes al período TERCIARIO, están representadas por rocas ígneas y sedimentarias. Por lo que respecta a las rocas ígneas, éstas son de tipo extrusivo ya que este período es característico en la provincia de la Sierra Madre Occidental. En la figura 4.2 se muestra la geología de la zona del área del proyecto.

Figura 4-2 Mapa de Geología de la zona del área del proyecto

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Mapa Digital de México, INEGI, Geología

Los rasgos morfológicos está representado por la zona costera, la que, a lo largo de toda su extensión, presenta diferentes características y formas. En general esta franja costera se conforma por la combinación de extensas playas bajas y pronunciados acantilados, estos últimos ubicados específicamente en la porción este y centro del municipio de Guaymas, los cuales se presentan intercalados con pequeñas playas de arena o cantos rodados y con bahías someras. En la porción sur costera se identifica rasgos morfológicos representados por marismas, las que se inundan por efecto de las mareas y de las aguas del río Yaqui.

4.2.2 Tipos de suelo

La característica del suelo se realizó en base a la interpretación de la Cartografía Edafológica del INEGI. El suelo predominante es identificado como **"I+Re/1 de tipo litosol"** también conocidos como **Leptosoles**, es un tipo de suelo que se forma a partir de la descomposición de rocas y otros materiales minerales.

Los litosoles son suelos poco profundos que se encuentran en zonas con escasa acumulación de materia orgánica y con una intensa erosión, lo que impide la acumulación de sedimentos. En la microcuenca estos suelos se encuentran en las zonas montañosas, donde la erosión es más intensa. Los litosoles tienen una textura variable y suelen ser pobres en nutrientes, ya que la descomposición de las rocas y minerales es un proceso lento y no genera grandes cantidades de materia orgánica. Estos suelos pueden ser ácidos o alcalinos, dependiendo de la composición de las rocas y minerales presentes.

Los suelos litosoles pueden presentar problemas de erosión y compactación debido a su poca profundidad y su baja capacidad de retención de agua. Esto los hace poco adecuados para la agricultura, aunque pueden ser utilizados para la ganadería extensiva o para la producción forestal. En la figura 4-3 se muestra el tipo de suelo presente en el área del proyecto.

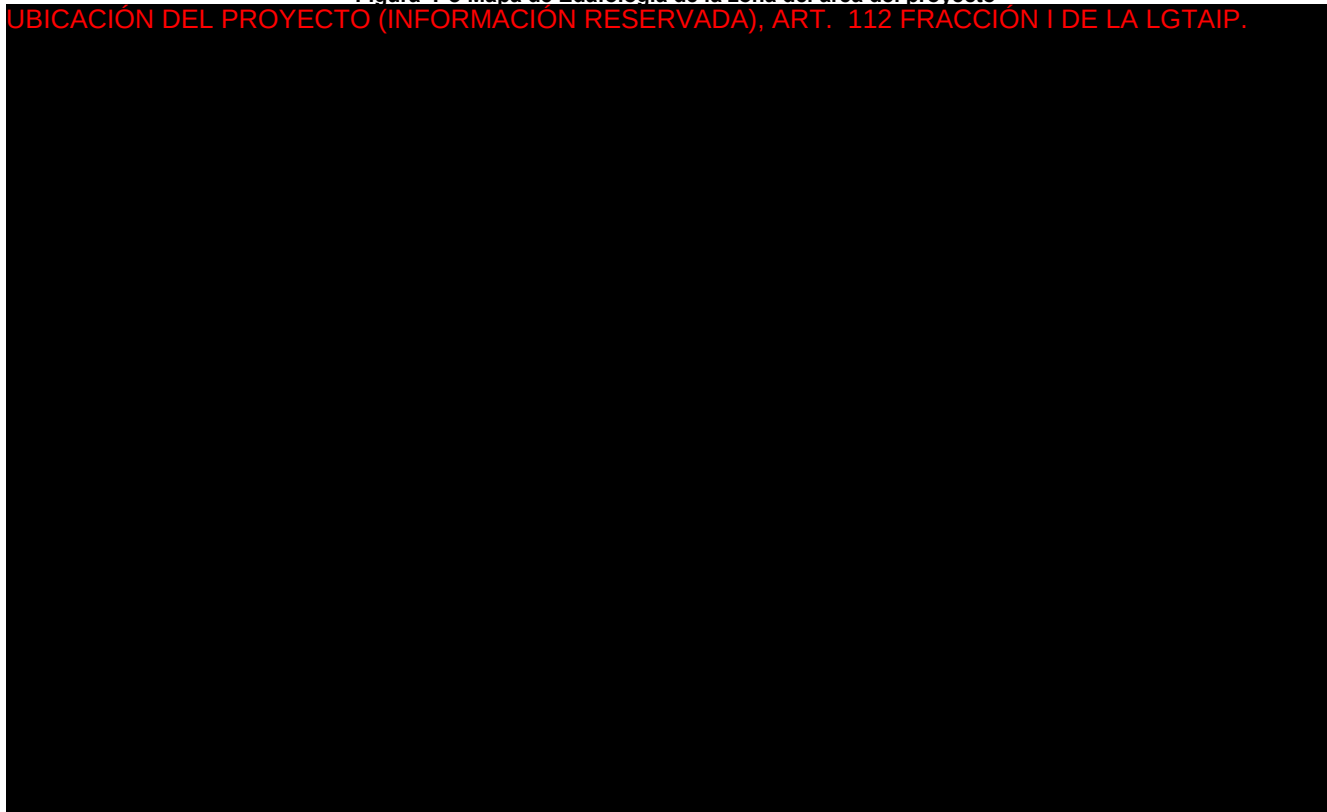
Figura 4-3 Mapa de Edafología de la zona del área del proyecto**UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.****Fuente:** Mapa Digital de México, INEGI, Edafología.

Tabla 4-3 Edafología presente en el área del proyecto.

Tabla 4-3 Tipo De Suelo Presente En La Cuenca Hidrológica Forestal

CLAVE	NOMBRE	% DE OCUPACIÓN
I+Re/1	Litosol	100

Los litosoles tienen una textura variable y suelen ser pobres en nutrientes, ya que la descomposición de las rocas y minerales es un proceso lento y no genera grandes cantidades de materia orgánica. Estos suelos pueden ser ácidos o alcalinos, dependiendo de la composición de las rocas y minerales presentes.

El tipo de suelo I+Re/1 se refiere a un Litosol, y que de acuerdo con la tabla anterior tiene una ocupación del 100% de la superficie total del proyecto. Es un tipo de suelo poco desarrollado que se encuentra en regiones montañosas y áreas rocosas. Algunas de las características incluyen:

Espesor del suelo: el espesor del suelo es muy delgado, generalmente menos de 10 cm.

Horizontes del suelo: el suelo Litosol no tiene horizontes bien definidos, lo que significa que no hay una clara diferenciación entre las capas de suelo.

Materia orgánica: hay muy poca materia orgánica presente en este tipo de suelo debido a su delgadez y su ubicación en áreas rocosas.

Textura: la textura del suelo Litosol es predominantemente rocosa, con una cantidad muy limitada de material fino.

Fertilidad: los suelos Litosol son generalmente muy pobres en nutrientes y, por lo tanto, no son muy adecuados para el cultivo agrícola.

Drenaje: debido a su delgadez, los suelos Litosol tienen una capacidad de retención de agua muy limitada y tienen una alta tasa de infiltración.

4.2.3 Hidrología

4.2.3.1 Hidrología superficial

La zona en donde se ubicara la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se localiza dentro de la Región Hidrológica RH-9 correspondiente a la vertiente del Pacífico y denominada Sonora Sur, ésta Región Hidrológica abarca a tres cuencas: la del río Mátape, que pasa por la porción central del territorio; la del Río Yaqui, en el área sur; y la del Río Sonora, en el límite oeste de Guaymas.

El río Mátape, es la cuenca con mayor importancia por ser la que abarca la mayor parte del territorio municipal, equivale al 57.34% de la superficie total. Además, dentro de esta cuenca se encuentran algunas de las localidades y zonas productivas agrícolas más importantes. El río Mátape o también llamado San Marcial, es el escurrimiento principal que tiene sus orígenes en la sierra de Mazatán a una altitud de 1,200 m.s.n.m., tiene un rumbo general al sur hasta desembocar en el Golfo de California, al oriente de la bahía y puerto de Guaymas. El río Mátape o San Marcial esta cuenca se caracteriza por no contar con corrientes superficiales permanentes, sin embargo presenta una gran cantidad de escurrimiento superficial de tipo intermitentes, que tienen su origen en la serie de cerros y lomeríos que rodean la zona y que drenan en las distintas bahías y esteros.

En la Tabla 4-4 se presentan los cuerpos y corrientes de agua más cercanos al sitio de ubicación del proyecto, así como la dirección y ubicación de cada uno de ellos.

Tabla 4-4 Cuerpos / corrientes de agua

Tipo	Nombre	Dirección y Distancia	
Golfo	Golfo de California	Este	300 m

Fuente: Consulta en el Mapa Digital de México del INEGI Versión 6.1

4.2.3.2 Hidrología subterránea

La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), en la cuenca del río Mátape se identifican dos zonas de explotación de agua subterránea, la primera en importancia es la del acuífero del Valle de Guaymas y la segunda el acuífero San José de Guaymas, en conjunto ambas zonas de explotación forman el Distrito de Riego 084, destinada al uso agropecuario del valle de Guaymas. Entre las principales problemáticas que presentan estos acuíferos es el desequilibrio entre las extracciones de volúmenes de agua y la recarga de los acuíferos, lo que ha generado una sobreexplotación y un déficit importante en el recurso hídrico. Por esta situación se decretó una veda indefinida para el alumbramiento de agua del subsuelo el 28 de noviembre de 1956. En la actualidad, aun cuando se han disminuido las extracciones en forma importante en el acuífero, se presenta un descenso en los niveles estáticos.

La bahía de Guaymas constituye un sistema costero semicerrado con restricción al intercambio con mar abierto con poca entrada aportadas por arroyos. Las condiciones de profundidad del manto freático son de 1 a 3.0 m aumentando con la distancia mar adentro, teniendo un promedio de 3.77m.

4.3 Características climáticas

La región se caracteriza por tener un clima semiárido. Sin embargo, dentro de la cuenca, se pueden identificar diferentes tipos de climas que varían en función de la altitud y localización geográfica. En la zona alta de la cuenca, donde se ubican las montañas, el clima es fresco y húmedo, con precipitaciones superiores a los 700 mm anuales y una temperatura media anual de alrededor de 20°C. Este clima se conoce como clima subhúmedo templado y es propicio para la presencia de bosques de coníferas como el pino y el encino.

En la zona intermedia de la cuenca, donde se encuentran los valles y las mesetas, el clima es semiárido con una temperatura media anual de alrededor de 22°C y precipitaciones que oscilan entre los 300 y 600 mm anuales.

En la zona baja de la cuenca, donde se ubican las planicies y los desiertos, el clima es árido con temperaturas que pueden superar los 40°C en verano y precipitaciones que oscilan entre los 200 y 300 mm anuales.

En algunas partes de la cuenca, se pueden experimentar fenómenos climáticos extremos como sequías prolongadas o lluvias torrenciales. Además, la cuenca también está sujeta a la influencia de los vientos del norte, que pueden provocar fuertes descensos de temperatura en invierno.

Presenta diferentes tipos de climas que varían en función de la altitud y la localización geográfica. La zona alta de la cuenca tiene un clima subhúmedo templado, la zona intermedia tiene un clima semiárido, y la zona baja tiene un clima árido con temperaturas muy altas en verano. El clima presente en la zona del área del proyecto se resume en la Tabla 4-5. Climas presente en la zona del área del proyecto:

Tabla 4-5 Clima presente en la cuenca hidrológica forestal

TIPO	DESCRIPCIÓN	% DE COBERTURA
BW(h')w	Muy árido, cálido, lluvias de verano del 5 al 10.2% anual	100

El clima BW(h')w, se caracteriza por ser un clima muy árido, semicálido, con lluvias entre verano e invierno mayores al 18% anual. Abarca el 53.78 % de la superficie territorial y se identifica en la porción central y sureste del territorio.

4.3.1 Temperatura

Para determinar la temperatura del área en donde se localizará la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se consideraron las normales climatológicas de la CONAGUA, Clave 26204, ubicación Empalme, Sonora, por ser la más cercana (operando con disponibilidad de información). Los datos se presentan en la tabla 4-6.

Tabla 4-6 Normales climatológicas (temperatura) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
MAXIMA EXTREMA	32.9	36.6	39.1	40.6	41.5	42.5	42.0	41.9	42.3	41.1	35.0	31.4	42.5
PROMEDIO DE MAXIMA	28.2	27.2	29.2	33.7	33.4	36.2	37.7	36.1	36.6	35.8	29.3	26.1	32.5
MEDIA	19.1	18.8	20.5	24.3	25.4	29.2	31.7	30.9	30.5	27.5	21.3	18.3	24.8
PROMEDIO DE MINIMA	10.0	10.4	11.8	15.0	17.5	22.1	25.7	25.6	24.3	19.2	13.3	10.4	17.1
MINIMA EXTREMA	-1.5	-1.2	4.6	6.7	10.5	14.2	10.5	2.1	14.7	10.3	4.0	1.0	-1.5

UNIDADES: TEMPERATURA (°C).

OBSERVATORIO SINOPTICO,DEPENDENCIA: SMN-CNA

4.3.2 Dirección y velocidad del viento

El viento es constante y puede ser fuerte, especialmente durante la primavera y el verano. Los vientos predominantes soplan del **suroeste al noreste**, y pueden generar tormentas de polvo y arena, lo que puede ser perjudicial para la salud y la agricultura. La velocidad del viento presenta una magnitud media de 6.7 m/s (ver Tabla 4-7).

Tabla 4-7 Normales climatológicas (vientos máximos diarios) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
MAGNITUD MEDIA	6.0	6.4	6.5	7.0	6.8	6.8	7.5	7.4	6.9	6.1	6.5	6.0	6.7

UNIDADES: VIENTOS (m/s).

OBSERVATORIO SINOPTICO,DEPENDENCIA: SMN-CNA

4.3.3 V.3.3 Humedad relativa

La humedad relativa para la zona del proyecto varía entre los 48% y el 69%, considerándose un promedio de humedad relativa del 58%, (ver Tabla 4-8).

Tabla 4-8 Normales climatológicas (humedad) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TEMPERATURA BULBO HUMEDO	12.1	12.6	13.5	15.5	18.1	21.3	24.3	25.6	24.3	20.1	14.8	12.5	17.9
HUMEDAD RELATIVA MEDIA	59	56	53	48	53	58	65	69	66	59	56	60	58
EVAPORACIÓN	122	143	193	249	281	277	279	223	223	189	150	107	2434.5

Tabla 4-8 Normales climatológicas (humedad) Empalme, Sonora, periodo 1981-2000

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

UNIDADES: HUMEDAD RELATIVA(%).

OBSERVATORIO SINOPTICO,DEPENDENCIA: SMN-CNA

4.4 Riesgos geológicos¹

Sismos

Estos fenómenos tienen como causa directa las acciones y movimientos de la corteza terrestre, los movimientos telúricos en Sonora no son un tema nuevo, a diario se presentan oscilaciones de las placas tectónicas que provocan microsismos, en ocasiones imperceptibles, principalmente se registran en los municipios de San Luis Río Colorado, los ubicados en la zona costera y en los alrededores de la Sierra de Bavispe.

En el estado de Sonora existe dos áreas sísmicamente activas, la primera es provocada por el movimiento de la placa del pacífico, la cual se está desplazando con respecto a la placa Norteamericana aproximadamente en dirección noreste a lo largo de una serie de fallas transformantes que unen centros de expansión, cuya actividad lentamente está alejando a la Península de Baja California del resto del país a una velocidad promedio cercana a 3.6 cm por año, la segunda zona sísmica se encuentra en la Falla Pitaycachi lugar donde se detonó el sismo más relevante del estado de Sonora, ocurrido el 3 de mayo de 1877, conocido como el temblor de Bavispe.

Durante el año 2021, el Servicio Sismológico Nacional (SSN) registró que tan sólo durante el mes de agosto en la zona de Nacozari de García se presentaron 60 sismos, es decir más del 44% de los presentados en Sonora durante dicho periodo, los movimientos telúricos iniciaron en 23 y 26 de junio, con magnitud menor a 4, y manteniéndose en calma hasta el 31 de julio, cuando durante la tarde se registró un sismo de intensidad moderada que alcanzó una magnitud 5 y fue perceptible por los pobladores.

No se reportaron daños de consideración durante los sismos presentados en los últimos 10 años, pero sí ha habido facturas y fisuras en viviendas de interés social y edificios públicos, principalmente en Guaymas.

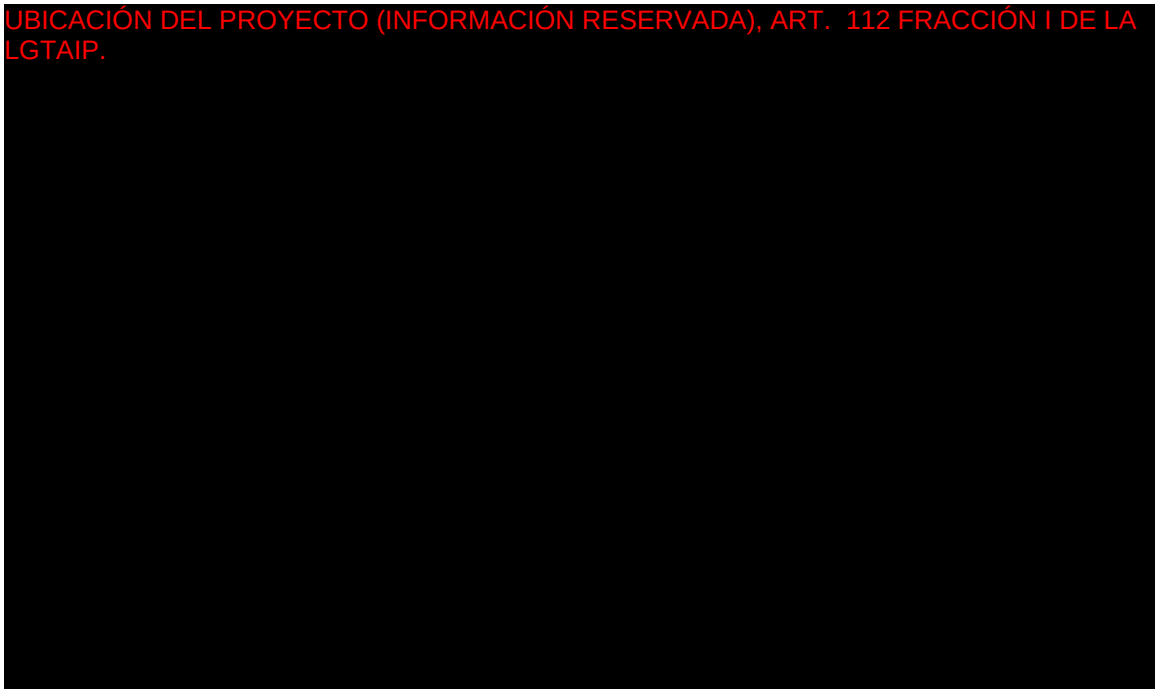
El estado de Sonora, con 72 municipios, se localiza entre las delimitaciones B, C y D con base en la Regionalización Sísmica del Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED La zona B, de sismicidad baja, se caracteriza por ser una región en donde no se registran sismos de forma frecuente. Así mismo, la zona C, de sismicidad alta, se distingue de la anterior, debido a que comúnmente se presentan eventos sísmicos. Finalmente, en la zona D, de sismicidad muy alta, los temblores de gran magnitud ($M > 7$) se presentan con frecuencia y la amplificación del terreno puede ser superior al 70% de la aceleración de la gravedad.

El área del proyecto se encuentra en una zona con alta actividad sísmica (Zona C) de acuerdo con la regionalización sísmica que presenta en el Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED, la cual se muestra en la figura V.4-1.

¹ Centro Nacional de Prevención de Desastres - Atlas Nacional de Riesgos <http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/portal/fenomenos/>

Figura 4-4 Regionalización sísmica CFE 2015

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

Corrimiento de tierra

Un corrimiento de tierra o deslave, es el desplazamiento de una masa grande de tierra que se desprende por una vertiente o ladera, precipitándose a ella. Los deslizamientos es un tipo de corrimiento de tierra que se producen cuando una gran masa de terreno o zona inestable desliza con respecto a una zona estable.

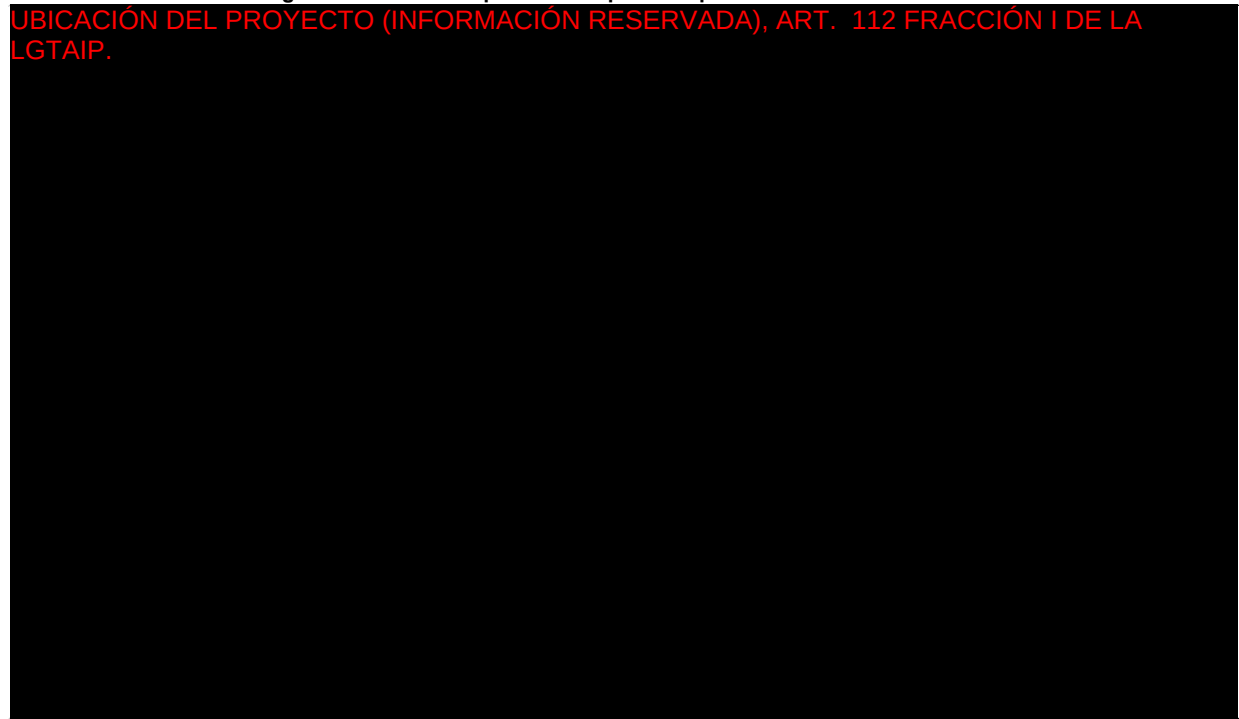
En el municipio de Guaymas, se identifican algunas elevaciones que por sus características, principalmente pedregosas presentan deslizamientos, tanto de rocas como de material de arrastre acarreado por los escurrimientos pluviales. En la parte sur de Guaymas en el flanco oriente del cerro San Rafael, el área de peligroso abarca la vialidad que va hacia el parque industrial S. Taboada, en el cual se realizó corte de material para trazo de esta vialidad, lo que aumentó el peligro de ocurrencia de deslizamiento de rocas y material de arrastre.

Por la conformación topográfica, la localidad de Guaymas es la que presenta las mayores zonas clasificadas de peligro por deslizamiento, presentándose tres niveles de peligro establecidos a partir de la pendiente que presentan: ALTO, MEDIO Y BAJO. El tema de derrumbes, se encuentra muy ligado al de deslizamiento, son también consideradas de peligro por derrumbes de rocas.

La zona en donde se localiza el área del proyecto para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** se establece dentro del área catalogada como de Alto riesgo, ver Figura V.4-2 a continuación:

Figura 4-5 Zonas con potencial importante por Inestabilidad de Laderas

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

Derrumbamientos o hundimientos

El tema de derrumbes, se encuentra muy ligado al deslizamiento, inclusive se considera que el derrumbe de rocas es un tipo de deslizamiento también conocido como “caídos”, que se define como el movimiento abrupto de suelo y fragmentos aislados de rocas que se originan en pendientes muy fuerte y acantilados.

Debido a esto, todas las áreas consideradas como de peligro por deslizamiento, son también consideradas de peligro por derrumbe de rocas. Al igual que el tema anterior la zona que presenta mayor evidencia de derrumbes dentro de la ciudad Guaymas, es el sector Sur de la ciudad, específicamente sobre la carretera que va al parque industrial pesquero. En esta zona se realizó un corte de material en el cerro San Rafael, en el que se dejó expuestas piedras de gran tamaño, las que han ido colapsando con el tiempo y con ayuda de las lluvias y el viento.

En cuanto a los hundimientos, ni Sonora ni el municipio de Guaymas se encuentra en una zona susceptible a hundimientos.

Fallas y fracturas geológicas

Según CENAPRED, una falla es una discontinuidad que se forma por fractura en las rocas de la corteza terrestre, a lo largo de la cual ha habido movimiento de uno de los lados respecto del otro. Las fallas se forman por esfuerzos tectónicos actuantes en la corteza. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla. El fallamiento (o formación de fallas) es uno de los procesos geológicos fundamentales en la formación de montañas.

Las fallas o fracturas que se identificaron en el municipio de Guaymas se localizan en su mayoría en las elevaciones presentes en el territorio, las que tienen mayor consideración son las fallas ya que, a diferencia de las fracturas, éstas presentan un movimiento relativo de los terrenos a ambos lados de la estructura, lo que se considera un peligro para infraestructura y construcciones asentadas sobre o en dirección de la misma.

De acuerdo a la investigación de Vega Granillo *et al*, sobre la geología y riesgos geológicos de la región de Guaymas en particular, las más importantes corresponden a fallas normales y de desplazamientos lateral asociadas con eventos distintivos o de deslizamiento extensional.

En la figura V.4-3 se muestra una imagen de satélite, en donde se observa una ubicación y distribución de fallas y fracturas en la localidad de Guaymas, estas fallas son inferidas y no se han encontrado evidencias en campo de actividad reciente,

por lo que no implica que exista peligro en sentido estricto, sino más bien que dicho lineamientos pueden ser la huella de movimientos tectónicos que tuvieron lugar en épocas anteriores. Dicho esto, se entiende que no existe peligro por fallas y fracturas para el área del proyecto.

Figura 4-6 Fallas identificadas en las elevaciones contenidas en la Ciudad de Guaymas



Fuente: Atlas Nacional Estatal de Riesgos

4.5 Fenómenos meteorológicos²

Ciclones (Huracanes y ondas tropicales)

Debido a la ubicación de la República Mexicana y por la gran extensión de litorales con que cuenta, su territorio es afectado continuamente por ciclones tropicales, tanto en las costas del océano Pacífico, área en donde se encuentra el estado de Sonora, como en las del Golfo de México y el Caribe.

De acuerdo al recorrido y comportamiento histórico que han mantenido los ciclones en el país, se han establecido patrones que ilustran el posible comportamiento de un ciclón, dependiendo de la zona ciclo genética en la que se encuentra y de las condiciones ambientales prevalecientes, lo que permite hacer un pronóstico de su comportamiento y definir las zonas que podrían verse afectadas durante la evaluación de fenómeno.

Según el Atlas de Riesgo del Estado de Sonora del Centro Nacional para la Prevención de Desastres (CENAPRED), los principales desastres que han enfrentado los pobladores de Sonora han sido los de origen hidrometeorológicos, especialmente los generados por lluvias extraordinarias y tormentas tropicales, que durante el periodo comprendido entre 1921 y 2004, un total de 45 ciclones de origen tropical han impactado tierras sonorenses. En la figura V.5-1 se presenta el mapa de la República Mexicana en donde se muestra la frecuencia con el que se presenta los ciclones tropicales.

² Centro Nacional de Prevención de Desastres - Atlas Nacional de Riesgos <http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/portal/fenomenos/>

Figura 4-7 Ciclones tropicales

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

Las temporadas en que se registran estos fenómenos hidrometeorológicos en el Océano Pacífico, comienza en la primera quincena del mes de mayo y finaliza a principios de noviembre, siendo septiembre el mes que presenta más actividad. Para Sonora el Municipio de Guaymas específicamente, los meses que registran más eventos ciclónicos que afectan directamente al territorio son agosto, septiembre y octubre.

De acuerdo al Servicio Meteorológico Nacional, de 2001 a 2010, en Sonora se han registrado 8 fenómenos ciclónicos que han pasado en su trayectoria por el territorio. En la tabla 4-9 se muestran los que han afectado directamente al estado, ya sea porque han tocado tierra o porque se acercaron a una distancia aproximada de 100 km de las costas sonorenses.

Tabla 4-9 Ciclones Tropicales que impactaron a Sonora de 2001 a 2010

Año	Nombre	Categoría de Impacto	Lugar de entrada a tierra o costa más cercana	Estados afectados	Periodo (inicio-final)	Día de impacto	Vientos Max (en impacto)
2010	GEORGETTE	TT(DT)	Cabo San Lucas, BCS (Guaymas, Son)	BCS, SON	21-22 sep.	21-sep(22 sep.)	65(55)
2009	JIMENA	H1 (DT)	Muglé, BCS (Cabo Virgenes BCS)	BCS, SON	BCS, SON, SIN, CHIH, DUR	2 –sep (4-sep)	140(45)
2008	NORBERT	H2(H1)	Pto. Cortpes, BCS (Yavaros, Son)	BCS, SON, CHIH.	3-12 oct	11-Oct(11 oct)	165(140)
	LOWELL	DT	Cabo San Lucas, BCS (San Ignacio Sinaloa)	BCS, SIN, SON	6-11 sep	11 sep	45
2007	HENRIETTE	H!(H1)	San José del Cabo, BCS (Guaymas, Son)	BCS, SON	30 ago -6 sep	4 sep (5 sep)	130 (120)
2003	JAVIER	DT	Punta Abreojos, BCS	BCS, SON	10-19 sep	19 sep	55
	MARTY	H2	15 km al NE de	BCS, SON	18-24 sep	22-sep	160

Tabla 4-9 Ciclones Tropicales que impactaron a Sonora de 2001 a 2010

Año	Nombre	Categoría de Impacto	Lugar de entrada a tierra o costa más cercana	Estados afectados	Periodo (inicio-final)	Día de impacto	Vientos Max (en impacto)
			San José del Cabo BCS				
2001	JULIETTE	H1 (DT 3v)	La Paz	BCS, SON	21 sep- 2 oct	29 sep (30 sep-2 oct)	120 (55)

Fuente: Subdirección General de la Coordinación General de Servicios Meteorológico Nacional.

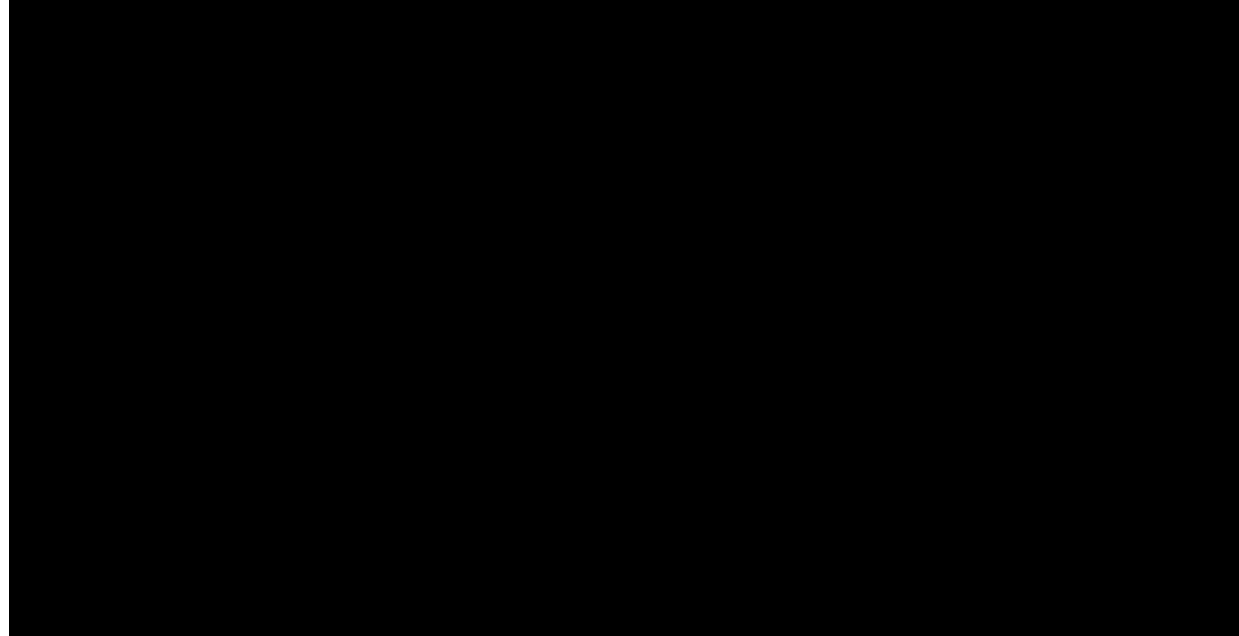
Inundaciones

De todos estos eventos, el que tuvo mayores afectaciones en toda la región y en particular en Guaymas, fue Jimena, el que a pesar de haber descendido a la categoría de Depresión Tropical antes de tocar tierra sonorense, y a que no impactó directamente en el municipio, causó fuertes precipitaciones, rompiendo el record histórico estatal. Las principales precipitaciones registradas alcanzaron los 515 mm/24h, de acuerdo a información del Servicio Meteorológico Nacional (2009).

Este fenómeno ciclónico provocó fuertes daños en la infraestructura carretera y ferroviaria del municipio, así como varios sectores damnificados tanto en el área rural como urbana del municipio. Gran parte de los daños registrados por el paso de esta depresión tropical estuvieron relacionados a las intensas precipitaciones registradas en estos días, las que provocaron inundaciones en las áreas físicamente más vulnerables de la ciudad, así como otras localidades rurales ubicadas en el valle de Guaymas, así como destrucciones en la zona costera. Por lo general, estos fenómenos meteorológicos generan intensas lluvias en lapsos muy cortos, lo que hace que colapse el drenaje pluvial en el área urbana provocando inundaciones en los sectores más bajos. La figura V.5-2 se observa el índice de inundación presente en la zona del área del proyecto.

Figura 4-8 inundación

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

Pérdida del suelo debido a la erosión

De acuerdo a estadísticas del INEGI sobre la erosión en las diferentes entidades federativas, Sonora ocupa el segundo sitio a nivel nacional en cuanto a superficie con erosión severa y muy severa, concentrándose el 12% de la superficie nacional afectada con erosión severa y casi el 11% en el caso de la muy severa. En el municipio de Guaymas es difícil precisar la magnitud y gravedad del procesos de erosión, debido a los diferentes métodos de medición y clasificación utilizadas para

mostrar el grado de avance de este problema. Sin embargo, al encontrarse sobre un valle aluvial, es posible que su territorio esté sufriendo este proceso de degradación en alguna medida.

Erosión Hídrica:

De acuerdo a la SEMARNAT, la erosión de los suelos por causa de lluvia involucra a tres fases o etapas. Primero, el desprendimiento de las partículas del suelo de la superficie del mismo; segundo, el transporte de dichas partículas desprendidas; y por último, la deposición de las partículas desprendidas y transportadas.

La determinación del peligro por erosión hídrica en el municipio de Guaymas según la SEMARNAT, se basa sobre las condiciones del suelo nacional, en el que se muestra el promedio de la pérdida de suelo por erosión hídrica, expresada en toneladas por hectáreas al año, en función de los factores de emotividad de la lluvia, el factor de emotividad del suelo, longitud de la pendiente, el grado de la pendiente, el factor de cobertura vegetal y las prácticas mecánicas del control de erosión.

Con esto puede observarse que gran parte del municipio presenta un peligro NULO por erosión hídrica.

Erosión Eólica:

Dentro del municipio de Guaymas, se identifican varias zonas que presentan erosión eólica de distintos tipos. Ésta es mucho más visible en los valles, donde se presenta una erosión clasificada como “deflación”, que consiste en el barrido, arrastre o alzamiento de las partículas sueltas que se hayan sobre la superficie del suelo. De esta manera es posible identificar evidencia de erosión eólica en los cursos de ríos o escurrimientos secos, así como las playas del municipio. La erosión eólica en el territorio es mucho más severa que la hídrica, ya la mayor parte del municipio de Guaymas presenta una intensidad de pérdida de suelo por acción del viento MUY ALTA.

Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos

La problemática generada en los sistemas hidrológicos del área de ubicación del proyecto es el resultado de verter cantidades de metros cúbicos de aguas negras, lo que ha provocado por años daños ecológicos. Datos de la Secretaría de la Marina por medio de la Dirección General de Investigación y Desarrollo de la Marina, desde 1970 inició la contaminación de la bahía, incrementándose entre 1995 y 1996, hasta la fecha. Las primeras contaminaciones que se presentaron fueron por empresas empacadoras que operaban en el Puerto, y que no contaban con la infraestructura necesaria para el manejo de los residuos peligrosos como lo establece la Norma Oficial Mexicana.

Sequías

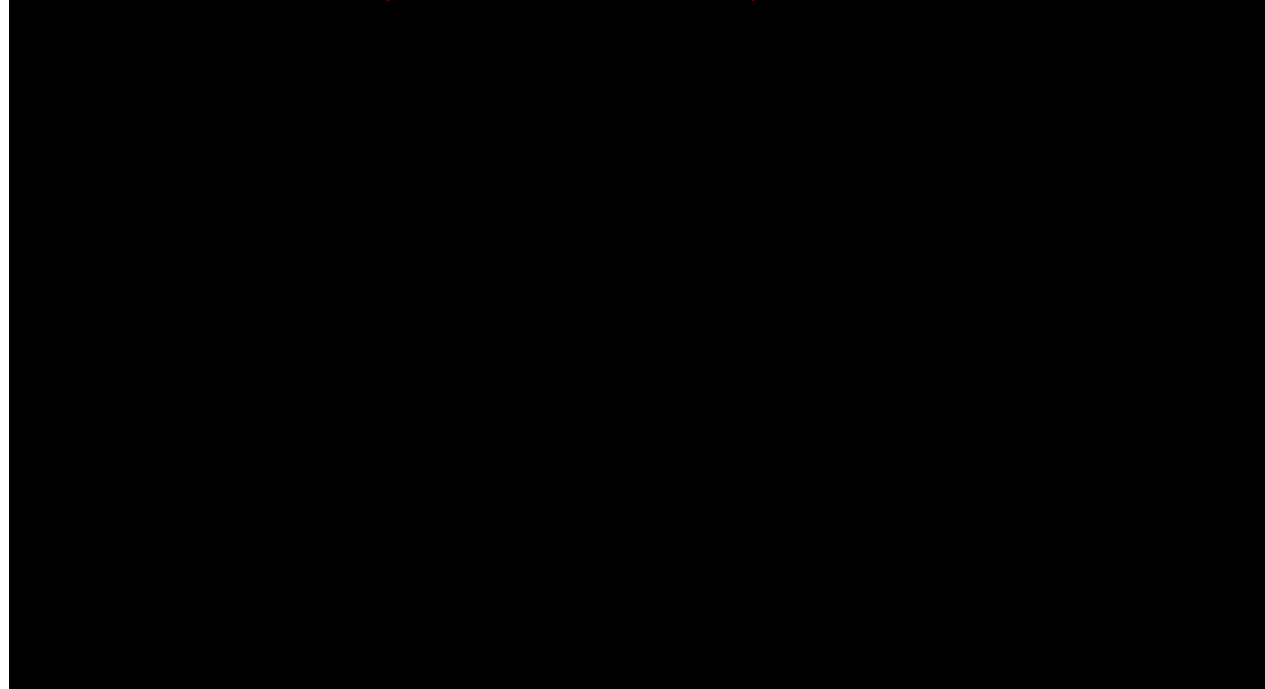
La sequía es un evento meteorológico que ocurre cuando la precipitación en un período de tiempo es menor que el promedio, y cuando esta deficiencia de agua es lo suficientemente grande y prolongada como para dañar las actividades humanas. Las principales causas de las sequías están relacionadas con cambios de las presiones atmosféricas y alteraciones en la circulación general de la atmósfera, generados por modificaciones en el albedo superficial, la existencia de una espesa capa de polvo en la atmósfera, cambios en la temperatura de la superficie de los océanos y mares e incrementos en las concentraciones de bióxido de carbono, ocasionan variaciones espacio - temporales de las precipitaciones.

Sonora se ubica como el primer estado con mayor territorio con sequía, según datos del monitor de sequía en México el equivalente al 80% de su región presenta sequía severa, mientras que el 20% del territorio presenta problemas de sequía moderada, las sequías estacionales, se presentan en la entidad por su climatología, que define claramente sus épocas de lluvias y aridez; identificando al período de octubre a junio como la época de mayor aridez en la entidad, los 72 municipios del estado de Sonora, según registros de precipitación media mensual, presentan problemas de sequía estacional.

Pese a que una gran cantidad de zonas de Sonora se encuentran anormalmente secas, se ha registrado una recuperación desde agosto de 2021 tras los 15 meses de sequía intensa, la situación más crítica de la sequía se vivió en julio del mismo año, ya que para el día 19 de ese mes sólo el 6.5% del Estado estaba libre de alguna afectación por la sequedad, por el contrario 13.1% estaba en el nivel más elevado que es el excepcional y el 24% en el extremo. En la figura V.5-3, se observa el índice de sequía que se presenta en la zona donde se ubicara el proyecto.

Figura 4-9 Grado de peligro por sequía

UBICACIÓN DEL PROYECTO (INFORMACIÓN RESERVADA), ART. 112 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fuente: Atlas de Indicadores Municipales de Peligros, Exposición y Vulnerabilidad calculado por la CENAPRED.

Heladas y granizadas

En los que corresponde a las heladas son un fenómeno que ocurre cuando la temperatura del aire cercano a la superficie del terreno disminuye a 0°C o menos, durante un tiempo mayor a cuatro horas, generalmente estos eventos se presentan en la madrugada o cuando está saliendo el sol, la gravedad de una helada depende de la disminución de la temperatura del aire y de la resistencia de los seres vivos a ella, siendo las regiones más afectadas por este tipo de fenómeno meteorológico, las del norte, noreste y oriente, con algunas afectaciones ocasionales en los Valles agrícolas de las regiones costeras.

Los municipios, que históricamente más han sufrido por este tipo de fenómeno, son los que se encuentran en las región norte, noreste, estos últimos pertenecientes al flanco oeste de la sierra madre, siendo estas comunidades los de mayor vulnerabilidad ya que registran nevadas de 1 a 4 días por año, no se descarta la región sur de Nacozari y Bacadéhuachi y una porción pequeña en la parte alta de Yécora, que se caracteriza por valores mayores a 4 días al año con nevadas, presentándose en el año 2019 dos declaratorias por heladas y nevadas severas en 38 municipios en la entidad.

Según datos de la Unidad Estatal de Protección Civil, en la microcuenca de la Heroica Guaymas, se presentan anualmente un máximo de 10 días con tormentas eléctricas; por otra parte, en la temporada de invierno se presenta un máximo de 20 días con heladas y ocasionalmente un día con tormenta de granizos.

Riesgos radiológicos

Las posibilidades de riesgos radioactivos son nulos, ya que en la zona en donde se ubica el área del proyecto no existe fuentes naturales o artificiales que los puedan ocasionar.

Otros factores meteorológicos adversos

Tormentas eléctricas. Las tormentas eléctricas en el municipio de Guaymas se presentan en la mayoría del territorio a partir de junio hasta el mes de octubre. Las estaciones que registran el mayor número de días con tormentas eléctricas son la que se encuentran en las partes más altas, que corresponden al área en donde se encuentra la presa Punta de Agua.

Las tormentas eléctricas se encuentran generalmente acompañado a otros fenómenos hidrometeorológicos como son lluvias intensas y eventos ciclónicos. Entre los daños generados por estos fenómenos está el incendio de áreas descubiertas, así

como la muerte de animales y en ocasiones de personas. A pesar de esto, no se encontraron información o testimonio de algún evento trágico en el municipio a causa de la caída de un rayo, lo que arroja un riesgo por tormentas eléctricas para el municipio de Guaymas como Bajo.

4.6 Historial epidémico y endémico de enfermedades cíclicas en el área del Proyecto

COVID-19

Coronavirus-2 (SARS-CoV-2) nombrado COVID-19, es la enfermedad infecciosa causada por el coronavirus que se ha descubierto más recientemente. Tanto este nuevo virus como la enfermedad que provoca eran desconocidos antes de que estallara el brote en Wuhan (China) en diciembre de 2019. Actualmente ha sido declarado el fin de la emergencia de salud pública de emergencia internacional por la COVID-19, pero sigue siendo una prioridad de salud pública global.

Sonora

Según informes de contagios por COVID-19, en Sonora, al 22 de diciembre de 2021, se han presentado 105,581 casos de la enfermedad, de los cuales han fallecido 7,658 personas. En la tabla 4-10 se describe la situación de contagios y fallecimiento por COVID-19 de diciembre del 2021.

Tabla 4-10 Situación de contagio y fallecimientos por COVID-19, 22 de Dic. 2021

Status	Resto de países	México	Sonora
Casos	280,334,356	3,951,003	105,581
Activos	24,493,586	353,236	18,437
Fallecidos	5,416,997	298,777	7,658
Recuperados	250,433,963	3,298,990	94,802
Vacunados	4,516,340,335	148,000,000	960,272

En relación a otras enfermedades, para el municipio de Sonora cada año se detectan en promedio 800 casos nuevos por Tuberculosis y fallecen 100 personas por esta causa. Otra de las enfermedades importantes que deben ser de monitoreo permanente son las enfermedades de transmisión sexual, entre ellas el VIH/Sida, en Sonora se han registrado 3,173 casos. En Guaymas solo en el 2019 se detectaron 24 casos en el Seguro Social en un grupo de edades de 18 a 49 años. En el 2015 Sonora ocupó el 2do lugar en incidencia de Dengue, con una tasa de 111.33 casos por cada 100,000 habitantes.

Además de las enfermedades mencionadas y de la epidemia por COVID-19, no se tienen registros de otras epidemias, brotes o acordonamientos sanitarios en la zona donde se ubicará el proyecto.

4.7 Zonas vulnerables, componentes ambientales, infraestructura vial y uso de suelo para el proyecto

En la Tabla 4-11, se describe la ubicación de las zonas vulnerables de población, así como su proximidad a las instalaciones que integran la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, en un radio de 500 metros a partir del límite de las instalaciones.

Tabla 4-11 Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 m

Tipo de zona vulnerable de población	Nombre de la zona vulnerable de población	Ubicación	Distancia en metros
---	En un radio de 500 metros no se encuentran zonas vulnerables de población	---	---

Fuentes: Mapa Digital de México - INEGI Versión 6.3.0.2021 www.gaia.inegi.org.mx
Instituto Nacional de Estadística y Geografía www.inegi.org.mx

En la Tabla 4-12, se describe la ubicación y proximidad de las infraestructuras que colinda con el área del proyecto **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**, en un radio de 500 metros a partir del límite de las instalaciones.

Tabla 4-12 Proximidades con infraestructura para un radio de 500 m

Tipo de infraestructura	Nombre / descripción	Ubicación	Distancia de la instalación en metros
Parque Industrial Pesquero Rodolfo Sánchez Taboada	Parque Industrial Pesquero Rodolfo Sánchez Taboada	Este	50
Carretera / camino	Calle Sánchez Taboada	Este	10

Fuentes: Mapa Digital de México - INEGI Versión 6.3.0.2021 www.gaia.inegi.org.mx
Instituto Nacional de Estadística y Geografía www.inegi.org.mx

En la Tabla 4-13, se describe la ubicación de los componentes ambientales en un radio de 500 metros a partir del límite de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

Tabla 4-13 Proximidades con componentes ambientales para un radio de 500 m

Tipo de infraestructura	Nombre / descripción	Ubicación	Distancia de la instalación en metros
Cuerpo/corriente de agua	Golfo de California, cuerpo de agua perenne	Este	300
Accidente geográfico	Isla Coyote	Este	500

Fuentes: Mapa Digital de México - INEGI Versión 6.3.0.2021 www.gaia.inegi.org.mx
Instituto Nacional de Estadística y Geografía www.inegi.org.mx

En el **Anexo 4** se muestran las colindancias o puntos de interés en el radio de 500 metros del entorno de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.

5. PREMISAS Y CONSIDERACIONES HECHAS PARA LA SELECCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS APLICADAS

Fue requerido que para el análisis de riesgos (ARSH) de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** se tuvieran definidas las fronteras, consideraciones; así como los criterios con los cuales se desarrollan cada una de las metodologías para los análisis preliminar, cualitativo y cuantitativo incluidas en este reporte.

Las fronteras, consideraciones y criterios aplicados se mencionan en las siguientes secciones.

5.1 Análisis preliminar de riesgos

La elección de la metodología a emplear para la identificación preliminar de los peligros y amenazas para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** se sustenta con lo establecido en la guía de la ASEA³, la cual considera la elección de la metodología que identifique de manera preliminar los riesgos propios y características de acuerdo con el tipo de proyecto y acorde a la etapa del ciclo de vida.

Para este análisis se consideró el uso de la metodología de Hazard ID y el análisis de accidentes e incidentes.

La selección de la metodología Hazard ID se considera la más adecuada para el análisis preliminar de riesgos ante eventos meteorológicos debido a la exposición directa de la terminal de licuefacción y almacenamiento LNG Amigo. Por su diseño la terminal está ubicada en la zona costera lo que la hace vulnerable a las condiciones climatológicas de huracán, vientos extremos, oleaje elevado, marejadas ciclónicas, estas condiciones pueden provocar riesgos al proceso, a la seguridad del personal, riesgos ambientales, así como interrupción de la capacidad operativa.

5.2 Análisis cualitativo de riesgos

5.2.1 Sistemas para analizar

Se analizaron todos los sistemas que forman parte de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG. es decir, los sistemas que se encuentran en etapa de ingeniería de detalle.

5.2.2 Definición de los nodos de estudio

La delimitación de los nodos de estudio fue acordada en conjunto con los integrantes del Grupo Multidisciplinario. Para la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se definieron un total de 33 nodos: 32 correspondientes a la metodología HazOp y 1 nodo para la metodología "¿Qué pasa si...?", tal como se indica en la Tabla 5-1. Los diagramas donde se representan los nodos se muestran en el **Anexo 6. Nodos**.

Tabla 5-1 Lista de nodos

Nodo	Condición de diseño / parámetros	
	HazOp	
1. Medición de gas y separador 20-V-001	Regular, medir y monitorear la calidad del gas de llegada a la Terminal y en el Separador 20-V-001 eliminar la humedad contenida por medio de la condensación debido al choque en tamiz interno. 20-PKG-001; T: 30°C / P: 48.3 Barg 20-PKG-001; T: 30°C / P: 47.7 Barg 20-V-001; T: 30°C / P: 48 Barg	
2. Coalescedor de gas de alimentación 20-F-001	Separar los condensados en el Coalescedor 20-F-001, debido al proceso de caída de presión, así como alimentar gas acondicionado al contactor de aminas. 20-F-001 ; T: 29°F / P: 47. 2 Barg	
3. Contactor de amina 22-T-001	Remover el H2S y CO2 utilizando amina a contra flujo en la torre 22-T-001. 22-T-001; T: 49-57°C / P: 46.7 Barg	

³ Punto 5.4.1.1 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 22.

Nodo	Condición de diseño / parámetros
4. Separador de amina 22-V-003	Eliminar la humedad del gas generado durante el proceso de enfriamiento y absorción con amina. 22-V-003; T: 34°C / P: 45.8 Barg
5. Coalescedor de gas 23-F-001 A/B y secadores 23-D-001 A/B/C.	Remover la humedad del gas durante la absorción con amina en el filtro coalescedor de gas 23-F-001 A/B y remover del gas los compuestos de mercurio en los secadores 23-D-001 A/B/C. 23-F-001A; T: 34°C / P: 45.6 Barg
6. Sistema de regeneración de secadores, filtración y guardas de mercurio.	Eliminar la humedad en los secadores 23-D-001 A/B/C, por medio de la circulación de gas natural caliente mediante el 23-HE-001 A/B y 23-E-001, filtrar en 23-F-002 A/B los polvos de los deshidratadores y separar el mercurio en las guardas 23-V-002 A/B para su envío a la sección de remoción de hidrocarburos pesados. 22F-002 A/B; ; T: 34°C / P: 44.6 Barg 23F-002 A/B; ; T: 34°C / P: 44.1 Barg 23-E-001; T: 33-140°C / P: 42.6 Barg
7. Separador de succión gas regenerado 23-V-001, compresor 23-PKG-001 y separador de descarga 23-V-003	Recuperar los gases a la sección de deshidratación y líquidos al separador flash de amina, mediante el enfriamiento y compresión en el 23-E002 enfriador de gas de regeneración y en el compresor de gas e regeneración 23-PKG-001_C-001 Condiciones del compresor: Psuc=40.88 Barg; Pdes=48 Barg. Tsuc=37°C
8. Separador flash de amina	Separar los gases de la amina previo a la regeneración Pop=6 barg y Top=34°C
9. Columna agotadora de amina 22-T-002	Remover el H2S y CO2 de la amina por medio del calentamiento en el fondo. Pop=0.9 barg y Top=102 a 123°C
10. Filtro de carbón de amina 22-F-002	Realizar la filtración de la amina con carbón y remoción de sales termo estables. Pop=3.2 barg y Top=46°C
11. Acumulador de amina 22-V-005	Suministrar y reponer amina al proceso. Condiciones en descarga de bomba 22-P-002 A/B: Pop=5 barg y Top=ambiente.
12. Tambor de reflujo de Amina 22-V-002	Rectificar los vapores de H2S y CO2 del domo de la contactora de amina 22-T-002 y retornar los líquidos del 22-V-002 a la 22-T-002. Pop=0.7 barg y Top=46°C
13. Tanque sumergido de almacenamiento de amina gastada 22-V-004	Almacenar la amina gastada y enviarla a disposición (proceso u disposición temporal). Se asume que el sistema opera. Pop=3.5 barg y Top=amb.
14. Bomba anti espuma 22-PKG-001_P-006	Injectar anti espumante para evitar la formación de espuma, hacia el reflujo de la torre 22-T-002 y al reflujo de la torre 22-T-001
15. Sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001).	No se lleva a cabo el análisis del sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001) dado que no se cuenta con la información de los P&ID de este sistema.
16. Tambor de reflujo para eliminación de hidrocarburos pesados 24-PKG-001_V002	No se lleva cabo el análisis del sistema de recuperación de pesados, dado que al momento de realizar el análisis HazOp no se cuenta con la información de los diagramas de tubería e instrumentación en esta etapa de ingeniería básica (Ingeniería de Audubon)

Nodo	Condición de diseño / parámetros
17. Descarga del compresor 24-PKG-003 y succión de la turbina hidráulica 29-EX-001.	Enfriar la corriente de descarga del compresor 24-PKG-003 en el paquete 25-PKG-002 (Tren 1, 2 y 3) para su envío hacia la turbina hidráulica 29-EX-001; además, se contempla el envío de gas natural para servicio de gas de sello en compresores 26-PKG-001_C-001 y 34-PKG-001_C-001A.
18. Turbina hidráulica de Gas Natural Licuado	Expandir el gas natural para su envío a tambor de succión 34-V-001 P=0.21 barg y Top=rango de 85 °C a -185°C
19. Compresores de gas BOG 34-PKG-001 A/B/C	Incrementar la presión de gas BOG con envío del gas al sistema de gas combustible de la Terminal y enviar a gas BOG a la succión del compresor 24-PKG-003_C001
20. Sistema de licuefacción	Paquete de compresión
21. Tanque de almacenamiento de etano 33-V-002 A/B	Almacenar y reponer el etano para los trenes de licuefacción.
22. Tanque de almacenamiento de butano 33-V-003	Almacenar, reponer y deshidratar el butano para los trenes de licuefacción.
23. Tanque de almacenamiento de i-pentano 33-V-004	Almacenar, reponer y deshidratar el i-pentano para los trenes de licuefacción.
24. Tanque de almacenamiento de propano 33-V-005	Almacenar, reponer y deshidratar el propano para los trenes de licuefacción.
25. Tambor surge de mezcla de refrigerante 33-V-001	Amortiguar y balancear el sistema de mezcla de refrigerantes P=de 6 a 43 barg y Top=ambiente
26. Tambor buffer de LNG 29-V-002	Amortiguamiento y recuperación de condensados del LNG provenientes de las cajas frías 25-PKG-002_E, 26-PKG-002_E y 27-PKG-002_E, para ser enviados a la succión de los compresores BOG. P=6.0 barg y Top=-153.3 °C
27. Sistema de aceite caliente	Proporcionar el intercambio de calor en los intercambiadores 22-E-005, 23-E-001, 45-E-001 y 24-E-004 y enfriador 40-E-001.
28. Gas combustible de servicio para el quemador	Acondicionar el gas de proceso para servicio de gas combustible en equipos de proceso (turbinas, piloto a quemador, oxidizador térmico y calentador de aceite caliente) en la Terminal.
29. Tambor de drenaje cerrado 57-V-001	Recibir el drenaje cerrado de proveniente del 20-V-001, 20-F-001, 22-V-001, 45-V-001, 45-V-002 y del 41-V-001. P=4 barg y Top=ambiente
30. Desfogue caliente 41-V-001	Recibir los desfogues calientes y separar el líquido/gas, para el envío del gas al quemador elevado y envío de líquidos hacia el 57-V-001 P=3 barg y Top=ambiente
31. Desfogue frío 41-V-002	Recibir los desfogues fríos para el envío del gas al quemador elevado P=3 barg y Top=ambiente
32. Cabezal de desfogue baja presión 41-V-003	Recibir los desfogues de baja presión para el envío del gas al quemador elevado P=0.5 barg y Top=ambiente Nota: Se realiza análisis tomando en cuenta la nota 1 del P&ID - F505-1000-PCS-PID-4106, la cual indica: LS-41-V-003@ HOLD mm OPEN ELECTRIC HEATER

Nodo	Condición de diseño / parámetros
	(41-HE-002) THROUGH DCS, considerando que el 41-V-003 contempla un calentador eléctrico similar al 41-V-002.
	¿Qué pasa si...?
01. Servicios auxiliares de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.	Dar el soporte al proceso de producción de la Terminal; la relación de servicios es la siguiente: h) Nitrógeno de alta pureza: para inertizar tuberías y equipos. i) Nitrógeno de baja pureza: para inertizar tuberías y equipos. j) Aire de instrumentos: para el control de los sistemas. k) Aire de servicios: para actividades de mantenimiento. l) Agua desmineralizada (water demin). m) Agua fresca en Planta desaladora. n) Agua de enfriamiento: para el servicio en el intercambio de calor en diversos intercambiadores de calor en el proceso de la Terminal. Energía eléctrica: para la operación de la Terminal.

5.2.3 Metodología de identificación y jerarquización de riesgos

Las metodologías para utilizar en el presente estudio se sustentan con lo establecido en la guía de la ASEA⁴, la cual considera la aplicación de las metodologías listadas en la tabla 9, en la Figura 5-1 se muestra lo aquí mencionado para la selección de las metodologías.

Figura 5-1 Metodologías de acuerdo con la etapa de vida del proceso

Tipo	Nombre
Metodología de Análisis de Riesgo cualitativo	¿Qué pasa si?
	Lista de verificación / ¿Qué pasa si?
	Análisis de Peligros y Operatividad (Hazop)
	Método Muhlbauer
	Análisis de Modos de falla y efecto (FMEA)
	Análisis de Modos de falla y efecto y Criticidad (FMEAC)
	Análisis de Confiabilidad Humana (ACH)

Para la jerarquización se consideró el uso de una matriz de tres niveles de importancia propuesta en el documento Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A. Para ello se le estimaron las frecuencias y severidad (consecuencias) para 4 receptores de riesgo individual (daños a las personas, ambiente, activos / instalaciones y reputación).

5.3 Análisis cuantitativo de riesgos

5.3.1 Análisis de frecuencias

Para este estudio se realizará la estimación de frecuencias de fallo, para aquellos escenarios cuya magnitud de riesgos obtenida en la identificación de peligros se encuentre en las regiones de riesgo no tolerable (A), indeseable (B) por su magnitud de riesgo; estos escenarios serán los mismo que sean seleccionados para la evaluación del análisis de consecuencias.

En caso de ser instalaciones nuevas, se consideraron los datos que aparecen en las bases de datos genéricos con los modos de fallos de equipos y procesos afines con el objeto analizado.

5.3.2 Análisis de consecuencias

Para la etapa de análisis de consecuencias se consideraron los escenarios que de la identificación de peligros se hayan encontrado en la región de alto riesgo (Tipo A y B) de interés particular para la evaluación de consecuencias por el grupo de trabajo conforme al valor de magnitud de riesgo.

⁴ Punto 5.4.1.3 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 23.

Los parámetros de radiación térmica y de sobrepresión que definen las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento a monitorear fueron establecidas de acuerdo con la tabla 31 de la guía de la ASEA⁵, mostrada en la Tabla 5-2, a continuación.

Tabla 5-2 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento

Descripción	Zonas de alto riesgo por daño a equipos	Zona de alto riesgo	Zona de amortiguamiento
Toxicidad (Concentración)	-----	IDLH (ppm)	TLV ₈ (TWA) o TLV ₁₅ (STEL)
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 lb/in ² a 10 lb/in ²	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

5.3.3 Determinación de medidas de reducción de riesgo

Si como resultado del análisis cuantitativo de riesgos, alguno de los escenarios se encuentra posicionado en la región de alto riesgo (A) por su magnitud de riesgo, o no cuenta o no tiene considerados los sistemas de seguridad y/o medidas preventivas que permitan la administración de los riesgos, será necesario determinar el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL), para lo cual se desarrollará un análisis de capas de protección con el fin de conocer la necesidad de implementación de capas adicionales de protección o de un sistema instrumentado de seguridad. La técnica por emplear, así como los reportes fueron basados en el documento de CCPS-AIChE "Layer of Protection Analysis".

5.4 Información para emplear en el análisis

Para la elaboración de este análisis de riesgos fue usada información de la ingeniería de básica, misma que fue proporcionada por Amigo LNG S.A. DE C.V.

En el **Anexo 12** se encuentra una copia simple de la información utilizada para la elaboración del análisis de riesgos para el sector hidrocarburos en sus diferentes etapas de análisis (análisis preliminar de riesgos, análisis cualitativo de riesgos y análisis cuantitativo de riesgos).

6. DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

6.1 Análisis preliminar de peligros

6.1.1 Antecedentes de incidentes y accidentes

El análisis histórico permite tener un conocimiento real de los hechos ocurridos que han afectado o que tienen un alto potencial de afectar al proceso y conducir a situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes, hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles. El análisis de los accidentes o incidentes ocurridos en el pasado permite visualizar el riesgo potencial de las diferentes actividades llevadas a cabo en el almacenamiento de productos petrolíferos.

Esta es una técnica relativamente poco costosa dentro del campo del análisis de riesgo. El proceso consta de la consulta a la fuente o fuentes de información seleccionadas y posteriormente un trabajo de selección y elaboración estadística de los resultados obtenidos.

En general se define como accidente a la "ocurrencia de un suceso o evento inesperado y no deseado, que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y genera lesiones personales, daños materiales y/o daños al medio ambiente".

- **Accidente tecnológico:** cualquier suceso tal como la fuga o escape (gases); vertido o derrame (líquidos) de sustancias inflamables y/o tóxicas; explosión o incendio, que sea consecuencia del desarrollo incontrolado de una actividad industrial o de servicios, dentro o fuera de la entidad, que exponga a los trabajadores; la instalación; al medio ambiente y/o a la comunidad a un peligro grave, inmediato o diferido, creando por tanto una situación de emergencia.
- **Incidente o Avería:** mal funcionamiento de un sistema o proceso que produce afectaciones o daños materiales y/o pérdida de tiempo, pero que no produce situaciones amenazantes para las personas y el medio ambiente. Suele ser el aviso de un futuro accidente, de lo que se infiere la conveniencia de adoptar a tiempo las medidas de corrección

⁵ Punto 5.4.2.2 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 30.

pertinentes. Desde el punto de vista estadístico, es aquel similar a un accidente pero que no causa lesiones o daños a personas. Tiene un potencial de lesión que no se produjo, pero a mayor número de incidentes va a haber una mayor probabilidad de accidentes capaces de producir afectaciones a las personas, a la instalación y/o ambientales.

6.1.2 Metodología Hazard ID

Una gestión eficaz de riesgos requiere un enfoque sistemático para identificar los peligros y eliminar o minimizar los riesgos asociados a ellos. Si bien el término "HAZID" no tiene un significado generalizado, suele entenderse como un método sistemático para identificar los peligros externos asociados a un proceso, operación o área. Para este documento, el proceso HAZID se ilustra en la figura a continuación. Este proceso puede aplicarse a cualquier tipo de proyecto en cualquier fase de su ciclo de vida. La experiencia ha demostrado la eficacia del proceso descrito a continuación:

1. Definir nodos de interés.
2. Definir Categorías de análisis y palabras guía asociada a la categoría.
3. Identificar un evento tope relacionado a la palabra guía.
4. Identificar consecuencias
5. Evaluar el riesgo inherente (sin considerar salvaguardas).
6. Identificar salvaguardas efectivas.
7. Evaluar el riesgo actual (considerando las salvaguardas).
8. Evaluar si es requerida la implementación de recomendaciones.
9. Evaluar el riesgo residual (considerando la implementación de la recomendación).
10. Repetir el proceso para cada combinación de categoría y palabra guía, hasta completar todas las categorías y sus palabras guías.
11. Repetir para todos los nodos, hasta completar todos los nodos.

6.2 Análisis cualitativo de riesgos

6.2.1 Identificación de peligros y operabilidad (HazOp)

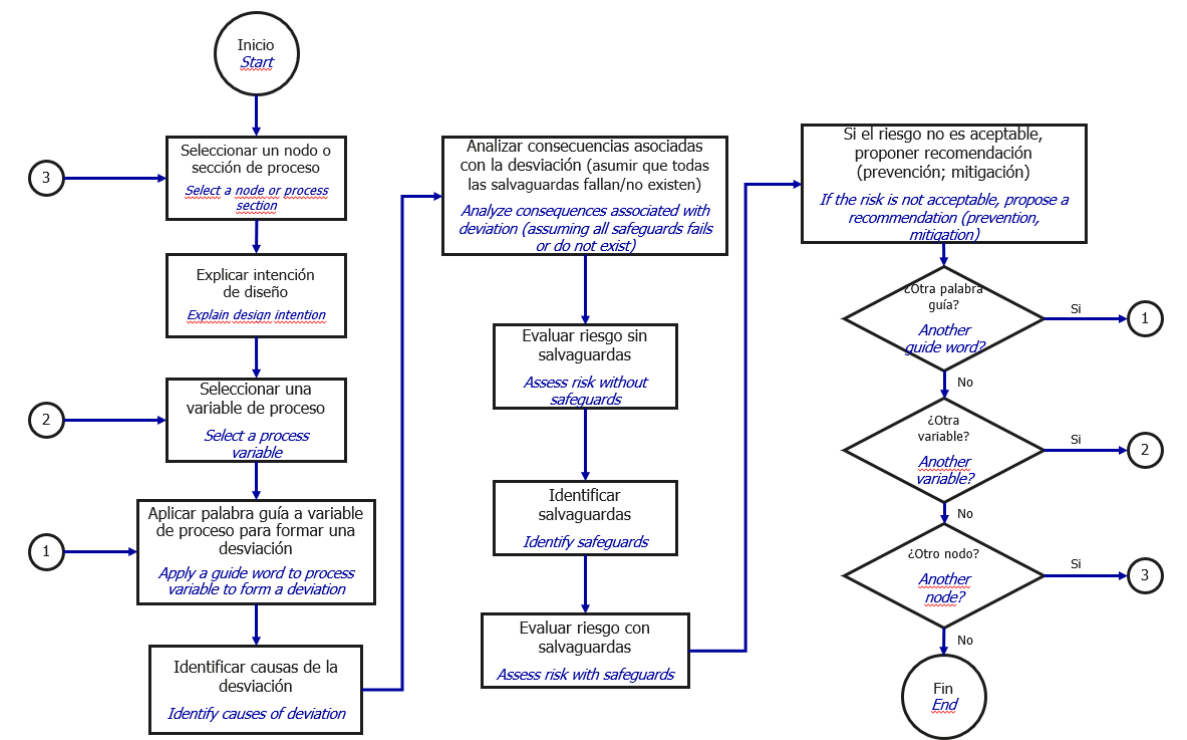
La metodología HazOp considera la formación de un grupo multidisciplinario (GMAR) para la aplicación y evaluación sistemática - estructurada a una sección de proceso o instalación sujeta a estudio (nodo) identificando desviaciones respecto a la intención de su diseño, cómo éstas pueden ocurrir, medidas de seguridad con las que se cuenta para prevenir fallas o mitigar sus consecuencias, determinando su importancia de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia y posibles consecuencias y proponiendo nuevas medidas preventivas o de mitigación para reforzar la seguridad. Sin ser limitante los integrantes el grupo multidisciplinario está conformado por:

- Líder de HazOp.
- Auxiliar de HazOp.
- Ingeniero de proceso.
- Ingeniero de mantenimiento.
- Personal de operación.
- Ingeniero de instrumentos.
- Ingeniero de seguridad.

El análisis debe desarrollarse en un clima de pensamiento creativo (lluvia de ideas), positivo y que permita discusiones que lleven a resultados constructivos.

En la Figura 6-1 a continuación, se muestra el diagrama de bloques que describe la secuencia de actividades que será aplicada durante el desarrollo del análisis HazOp.

Figura 6-1 Protocolo de análisis para realizar HazOp



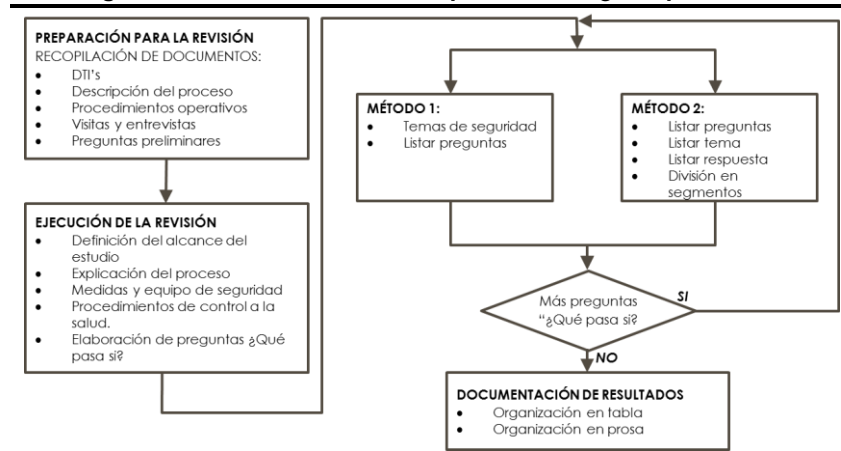
6.2.2 Identificación de peligros (¿Qué pasa si...?)

La metodología de análisis ¿Qué pasa si...? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar, este requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo apliquen. El concepto del análisis ¿Qué pasa si...? anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con “¿Qué pasa si...?”. Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta. Por ejemplo:

- Me preocupa entregar el material equivocado.
- ¿Qué pasa si la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?
- ¿Qué pasa si el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica, protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes. Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos. Puede no haber un patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales. Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solamente componentes de falla o variaciones de proceso. En la Figura 6-2 se muestra el protocolo para identificación de peligros mediante la metodología de ¿Qué pasa si...?

Figura 6-2 Protocolo de análisis para realizar ¿Qué pasa si...?

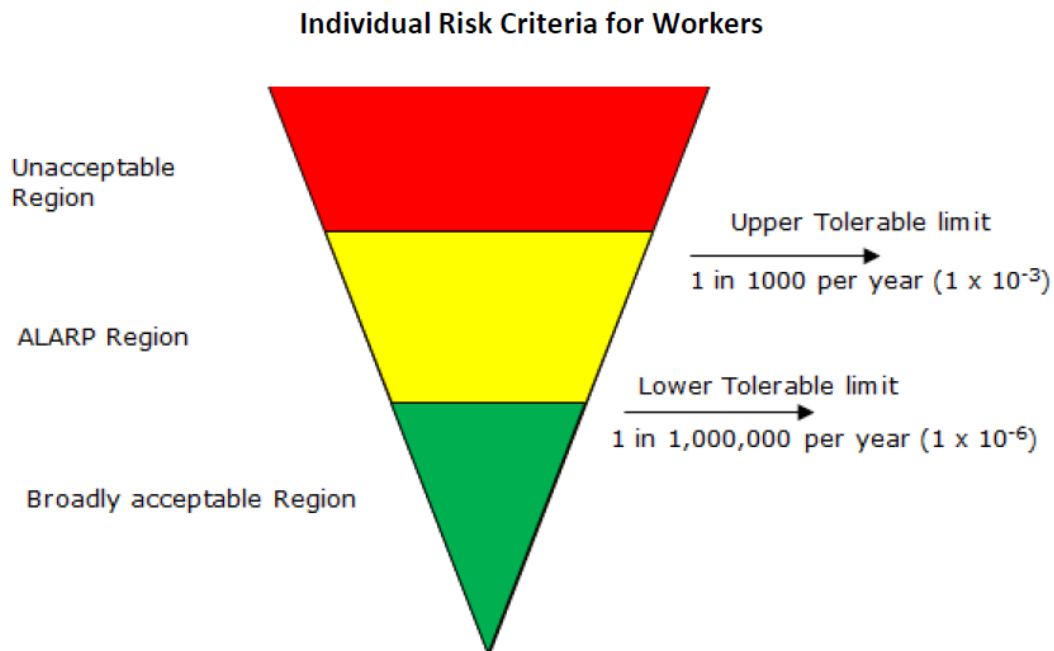


6.2.3 Criterio de aceptación del riesgo y jerarquización de riesgos

Criterio de aceptación del riesgo.

De acuerdo con el procedimiento de análisis de riesgo Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A a continuación de nuestro el principio de riesgo para la determinación del riesgo individual para trabajadores.

Figura 6-3. Principio ALARP



Para el análisis de riesgos cualitativos se tomará la metodología por matriz de riesgos. Una matriz de riesgos está compuesta por una escala de valores de riesgo diseñada para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones. Esa escala debe de cumplir con las siguientes características:

- Ser simple de entender y fácil de usar.
- Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría.
- Definir claramente los niveles de riesgo.

La matriz de riesgos normalmente se emplea para calificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de estos.

La matriz de riesgo, es la herramienta para realizar la evaluación de riesgo inherente, riesgo actual (considerando salvaguardas) y riesgo residual (considerando la implementación de las recomendaciones).

A continuación de muestra la matriz de riesgo empleada y las categorías de consecuencias consideradas:

Tabla 6-1 Categorías de frecuencia

Frecuencia	Categoría	Descripción
5	Casi seguro	Sucede varias veces al año en la ubicación
4	Probable	Sucede varias veces al año en la empresa
3	Posible	Ha ocurrido el incidente en nuestra empresa
2	No probable	Se ha escuchado en la industria
1	Remotamente probable que ocurra	Nunca se ha escuchado en la industria

Referencia: Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A.

Tabla 6-2 Categorías de severidad

Severidad	Personas	Ambiente	Activos / instalaciones	Reputación
5	Múltiples fatalidades	Impacto masivo	Daño extensivo	Impacto a nivel internacional
4	Una fatalidad	Impacto mayor	Daño mayor	Impacto a nivel nacional
3	Daño mayor	Impacto localizado	Daño local	Impacto considerable
2	Daño menor	Impacto menor	Daño menor	Impacto limitado
1	Daño ligero	Impacto leve	Daño leve	Impacto leve

Referencia: Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A.

Figura 6-4. Matriz de riesgos

		Frecuencia				
		5	4	3	2	1
Severidad	5	A	A	B	B	C
	4	A	B	C	C	D
	3	B	B	C	D	D
	2	B	C	D	D	D
	1	C	D	D	D	D

Referencia: Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A.

6.3 Análisis cuantitativo de riesgos

6.3.1 Análisis de frecuencias

6.3.1.1 Árboles de fallos (FTA)

El análisis de árboles de fallos (FTA) es una metodología deductiva y sistemática para analizar la seguridad de sistemas complejos durante sus etapas de diseño, construcción y operación. El fundamento del FTA es representar fallos en sistemas mediante diagramas lógicos llamados árboles de fallos.

Un árbol de fallos es un diagrama lógico - gráfico en el cual se describen todas las combinaciones “creíbles” de fallos o eventos normales que causan un evento indeseado (denominado evento tope). Los fallos que se incluyen en un árbol de fallos pueden ser originadas por:

- Errores humanos.
- Fallos en el equipo.
- Eventos de otra índole (condiciones climatológicas, acciones de sabotaje, etc.).

Los fallos de equipos se clasifican, a su vez, en tres categorías:

- Fallo primario: involucra el fallo de un componente operando bajo las condiciones normales de diseño u operación.
- Fallo secundario: involucra el fallo de un componente operando fuera de las condiciones normales de diseño u operación.
- Fallo de comando: involucra la operación inadecuada del componente, esto es, fuera de lugar o del tiempo de operación normal. Se debe interpretar como el fallo del comando que controla la operación del componente.

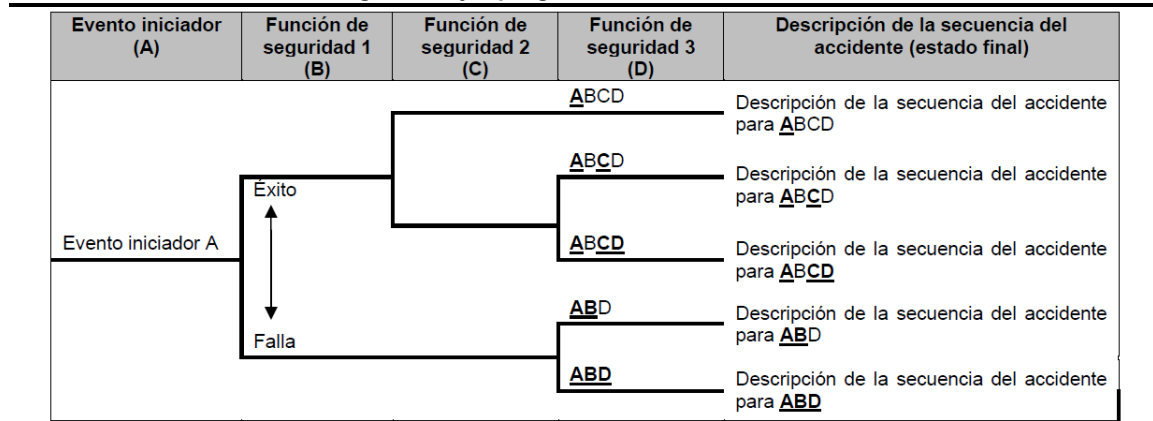
Al construir el árbol de fallos es importante hacer una clara determinación de las interrelaciones entre eventos. Para este fin, es de particular utilidad tener presentes los siguientes conceptos:

- Efectos del fallo: son las consecuencias que originan el fallo de un componente.
- Modos de fallo: son los que especifican el “cómo” un equipo deja de cumplir su función.
- Mecanismos de fallo: consideran la forma en que un modo de fallo puede ocurrir, es decir especifica el “por qué” del fallo.

6.3.2 Árboles de eventos

Un árbol de eventos es un diagrama analítico inductivo que describe la evolución de un suceso iniciador sobre la base de la respuesta de distintos sistemas tecnológicos o condiciones externas. Partiendo del suceso iniciador y considerando los factores condicionantes involucrados, el árbol describe las secuencias accidentales que conducen a distintos eventos. En la siguiente figura se muestra el esquema de un árbol de eventos.

Figura 6-5 Ejemplo genérico un árbol de eventos



El árbol de sucesos así definido tiene las siguientes características:

- El suceso iniciador viene determinado por una frecuencia (f), expresada normalmente en ocasiones por año.
- Los N factores condicionantes son sucesos definidos por su probabilidad de ocurrencia: p_i , $i=1,N$.
- Los sucesos complementarios de estos tienen asociados, una probabilidad de $1-p_i$, $i=1,N$.

Como se considera que los factores condicionantes son sucesos independientes, cada una de las secuencias, s, tiene asociada una frecuencia, f, de:

$$f_s = f * \prod_{i,j} p_i * (1 - p_j)$$

siendo:

i: 1

N_i : el número de sucesos de éxito de la secuencia s.

N_j : el número de sucesos de fallo de la secuencia s.

De esta forma también se cumple que la suma de las frecuencias de todas las secuencias accidentales es igual a la frecuencia del iniciador:

6.3.3 Análisis de consecuencias

Se entiende por análisis de consecuencias a la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas y sus posibles efectos sobre las personas, medio ambiente y bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El análisis de consecuencias de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de análisis de riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso. Mediante el análisis de consecuencias permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, medio ambiente y bienes materiales:

- Fenómenos de tipo mecánico: ondas de sobrepresión y proyectiles.
- Fenómenos de tipo térmico: radiación térmica.
- Fenómenos de tipo químico: fugas o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.

6.3.4 Capas de protección (LOPA)

La metodología LOPA se focaliza en aquellos escenarios accidentales definidos durante la etapa de identificación de peligros que presentan un nivel de riesgo significativo.

Una vez escogidos dichos escenarios, el LOPA ordena de forma estructurada los sucesos iniciadores (las causas) que generan el escenario accidental, así como la totalidad de las salvaguardas existentes en el proceso. A partir de este punto, el LOPA realiza un análisis frecuencial cuantitativo de dichas variables: estima la frecuencia de las causas, así como la probabilidad de fallo de las distintas salvaguardas presentes en el proceso analizado. En el caso de obtener un nivel de riesgo superior al tolerable, y teniendo en cuenta la diferencia entre el nivel de riesgo actual y el considerado como tolerable se define no sólo la tipología de la capa de protección necesaria a instalar, sino también su nivel de fiabilidad que asegure la reducción del nivel de riesgo requerida.

Se consideran capas de protección: (1) las incorporadas en el propio diseño del proceso, (2) el sistema básico de control del proceso, (3) las alarmas, (4) las medidas adicionales de mitigación, como por ejemplo las mecánicas, estructurales, procedimientos; (5) capas de protección independientes, conocidas como IPL's (Independent Protection Layers), cuya fiabilidad se puede estimar a partir de su probabilidad de fallo en demanda (PFD_{avg} , Probability of Failure on Demand).

Una tipología de IPL se conoce bajo el nombre de sistema instrumentado de seguridad (SIS), el cual se define como una combinación de sensores, lógicas y elementos finales. Dicho sistema, en caso de desviación del proceso, implementará una o varias funciones instrumentadas de seguridad (SIF's) cuyo objetivo es devolver el proceso a un estado seguro. La fiabilidad del SIS se mide mediante el nivel SIL (Safety Integrity Level), variable que es función de la PFD_{avg} , o del nivel de reducción del riesgo requerido. Cabe destacar que un SIS puede operar de dos modos distintos: (1) modo de operación en continuo y (2) modo de operación bajo demanda.

7. RESULTADOS DEL ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS, IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

7.1 Análisis preliminar de riesgos

7.1.1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Si bien todos los accidentes que ocurren en la industria a nivel global son distintos entre sí por la forma en que se presente la cadena de eventos iniciadores e intermedios que les dan origen, así como las sustancias químicas involucradas en ellos, todos comparten una característica común: Son acontecimientos no controlados, cuyas consecuencias estarán determinadas por las propiedades de peligrosidad (físicas y químicas) del material involucrado en dicho accidente y en las causas iniciadoras de los mismos. De este modo, los accidentes pueden tener una serie de combinaciones de factores que pueden acentuar aún más sus daños a las personas, al ambiente, a las instalaciones y/o a la población o en ciertos casos, atenuar estos daños. En la Figura 7-1 se resumen las causas más comunes que dan origen a los accidentes y las circunstancias o eventos que los propagan o que mitigan sus efectos.

Figura 7-1 Causas iniciadoras y circunstancias propagadoras de un incidente

PELIGRO	EVENTO INICIADOR	SUCESOS PROPAGANTES	ELEMENTOS MITIGANTES
☐ Almacenamiento de cantidades importantes de sustancias peligrosas. ☐ Materiales altamente reactivos. ☐ Velocidades de reacción especialmente sensibles a impurezas o a parámetros de proceso.	☐ Fallos de maquinaria y equipos de proceso. ☐ Fallos de contención. ☐ Errores humanos. ☐ Pérdidas de servicio. ☐ Agentes externos. ☐ Errores de método de investigación.	☐ Desviaciones de parámetros de proceso. ☐ Fallos de contención. ☐ Emisiones de materiales. ☐ Ignición / Explosión. ☐ Errores de decisión. ☐ Agentes externos. ☐ Errores de método o de información.	☐ Respuesta de seguridad. ☐ Mitigación. ☐ Respuesta de control / Respuesta de los operadores. ☐ Operación de emergencia. ☐ Agentes externos. ☐ Flujo adecuado de información.

En la Tabla 7-1 se presenta la información organizada por años sobre buques que transportan gas natural licuado, en la Tabla 7-2 se muestra un registro de los accidentes más recientes ocurridos en instalaciones terrestres con operación de gas natural licuado y finalmente, la Tabla 7-3 contiene información sobre eventos en gasoductos de gas natural.

Tabla 7-1. Incidentes y accidentes en Buques transportando Gas Natural Licuado (GNL).

Año	Incidente	Tipo de buque	Ubicación del buque – origen / causa del incidente	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
1974	Colisión	GNL BUQUE METHANE PROGRESS	ARZEW, ARGELIA. Colisión con el fondo del puerto, aunque no se produjo derrame ni daños personales.	Daños en el casco	Sin registro	De interés
1979	Colisión	GNL BUQUE EL PASO PAUL KAYSER.	ESTRECHO DE GIBRALTAR. El buque golpeó sobre fondo rocoso, en zona de acercamiento al Estrecho de Gibraltar.	El buque transfirió la carga de LNG a otro buque mientras estaba en el mar (en la zona de la colisión)	Sin registro	De interés
1980	Fuga	LNG LIBRA	Mientras pasaba de Indonesia a Japón, el eje de cola de la hélice se fracturó, dejando el barco sin propulsión. Las autoridades filipinas otorgaron un refugio seguro en el golfo de Davao al que remolcaron el barco. Aquí, con el barco anclado en agua abrigada, la carga se transfirió en 32 horas de bombeo sin incidentes a un barco hermano amarrado al costado.	Luego, el LNG Libra fue remolcado a Singapur, se liberó de gas en el camino y fue reparado allí. En este siniestro, por supuesto, no hubo daños en el casco del barco ni riesgo inmediato para la contención de la carga.	Sin registro	De interés
1985	Fuga	GNL BUQUE METANERO ISABELLA	BARCELONA, ESPAÑA. Fallo durante la descarga en una de las válvulas de carga provocando derrame de GNL en cubierta fracturándola.	Fractura en la cubierta del buque.	Sin registro	De interés
1989	Vapour cloud leak	GNL BUQUE TELLIER	SKIKDA ALGERIA. Clima. Fuertes vientos producen la rotura de un brazo de carga durante maniobras de descarga de LNG en el p2uerto.	La mezcla LNG y aire no alcanza los límites de explosividad. Roturas mecánicas. En el año 2004 en las mismas instalaciones de Skikda se produce un explosión con destrucción total de la Refinería y 23 muertos	Sin registro	Relevante
2001	Sobrellenado	MOSS ROSENBERG DESIGN LNG CARRIER	Un transportista de GNL de 125,000 Moss Rosenberg experimentó un sobrellenado de un tanque de carga, durante las operaciones de enfriamiento, en una terminal de GNL de EE. UU.	El derrame de GNL provocó la aparición de grietas en la tapa de un tanque. El sistema de contención de carga no sufrió daños ni hubo daños estructurales en la embarcación.	Sin registro	Relevante
2001	Vapour cloud leak	GNL BUQUE KHANNUR	MASSACHUSETTS, USA. Error de maniobra en puerto produce el sobrellenado de uno de los tanques del buque provocando varias roturas en el mismo y un Cloud Gas Leak durante varios minutos.	La mezcla LNG y aire no alcanza los límites de explosividad. Los daños se limitan a roturas mecánicas (buque a reparaciones). Carga de LNG transferida.	Sin registro	Relevante

Tabla 7-1. Incidentes y accidentes en Buques transportando Gas Natural Licuado (GNL).

Año	Incidente	Tipo de buque	Ubicación del buque – origen / causa del incidente	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
2002	Vapour Cloud Leak	GNL BUQUE MOSTEFA BEN BOULAID	SKIKDA ALGERIA. Error de maniobra en puerto produce el sobrellenado de uno de los tanques del buque provocando varias roturas en el mismo y un Cloud Gas Leak durante varios minutos.	La mezcla GNL y aire no alcanza los límites de explosividad. Roturas mecánicas mayores que dejan al buque fuera de servicio en reparaciones. Carga de LNG transferida.	Sin registro	Relevante
2002	Colisión	GNL BUQUE NORMAN LADY	ESTRECHO DE GIBRALTAR. Colisión con Submarino USS Oklahoma City en zona de acercamiento al Estrecho de Gibraltar.	El buque transfirió la carga de LNG a otro buque mientras estaba en el mar (en la zona de la colisión). Ambas naves a reparaciones.	Sin registro	De interés
2004	Colisión	GNL BUQUE TENAGA LIMA	MOPKI. COREA DEL SUR. Durante maniobras de acercamiento a puerto, por fuerte corrientes se produce una colisión contra instalaciones en tierra y el agua entra en compartimientos.	La mezcla LNG y aire no alcanza los límites de explosividad. Los daños se limitan a roturas mecánicas (buque debe ser reflotado y queda fuera de servicio en reparaciones). Carga de GNL transferida.	Sin registro	Relevante
2006	Vapour Cloud Leak	GNL BUQUE GOLAR FREEZE	GEORGIA. USA. Clima. Fuertes vientos producen la rotura de un brazo de carga durante maniobras de descarga de LNG en el puerto.	La mezcla GNL y aire no alcanza los límites de explosividad. Roturas mecánicas.	Sin registro	Relevante
2008	Buque en Deriva	GNL BUQUE CATALUNYA SPIRIT	MASSACHUSETTS, USA. El buque pierde propulsión en cercanías del puerto con riesgo de colisión.	4 remolcadores deben activar protocolos de emergencia y rescate del buque para evitar colisiones. Carga de GNL transferida.	Sin registro	De interés
2013	Colisión	GNL BUQUE AL GHARRAFA	ESTRECHO DE MALACCA, SINGAPURE. Colisión con buque porta contenedores.	No se reportaron incendios y/o explosiones. Carga de GNL transferida. Ambas naves a reparaciones.	Sin registro	De interés
2014	Buque en Deriva	GNL BUQUE RAMDANE ABANE	ESTRECHO KILITBAHIR, CAMINO a ALGERIA. El buque pierde propulsión con riesgo de colisión.	Maniobra de anclaje de emergencia. El buque debe ser rescatado y remolcado junto con su carga de GNL. Carga de GNL transferida en puerto.	Sin registro	De interés
2015	Colisión	GNL BUQUE AL ORAIQ	ZEEBURGGE, BELGICA. Colisión con buque Carrier. El buque tanque se hundió e ingresó agua al tanque de LNG	No se reportaron incendios y/o explosiones. Carga de GNL transferida. Buque GNL a reparaciones.	Sin registro	Relevante
2015	Buque en Deriva	GNL BUQUE EXCEL	BAY KACHEMAK ALASKA. Pérdida de propulsión. El buque tiene dos fallas en menos de 48 hrs.	El buque debe ser rescatado y remolcado junto con su carga de GNL. Carga de GNL transferida en puerto.	Sin registro	De interés

Tabla 7-1. Incidentes y accidentes en Buques transportando Gas Natural Licuado (GNL).

Año	Incidente	Tipo de buque	Ubicación del buque – origen / causa del incidente	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
2015	Encallado	GNL BUQUE MAGELLAN SPIRIT	BONNY. NIGERIA. El buque quedo encallado en arena al ingreso a la zona de puerto.	El Buque debió ser reflotado. La carga de GNL fue transferida al GNL EXCELLENCE FSRU. Ambos buques tienen baja calificación de riesgo.	Sin registro	De interés
2015	BLEVE	GNL BUQUE FPSO CIDADE DO SAO MATEUS	CAMARUPI FIELD, BRASIL. Falla en el sistema de bombeo de gas provoca un VCL y posterior explosión.	Dstrucción total del buque. El fuego en las instalaciones produce una explosión que deriva en un BLEVE.	9 muertos y 26 heridos	Relevante
2015	Colisión	GNL BUQUE DE FUWAIRIT	PUERTO DE BARCELONA, ESPAÑA. El buque Fuwairit sufrió un accidente cuando estaba atracado en el puerto de Barcelona, mientras descargaba. Provocando cuatro grietas de considerable tamaño a la altura del tanque de lastre 1 Br. En contacto con el agua formo una impresionante nube blanca y espesa que alcanzaba a cubrir gran parte del casco del buque	Daños a la embarcación.	Sin registro	De interés
2017	Colisión	GNL BUQUE FEDOR LITKE	MAR ÁRTICO. Colisión con buque tanker. Se produce una perforación sobre el casco del LNG tanker y Vapour Gas Leak en el tanque nº4.	La mezcla GNL y aire no alcanza los límites de explosividad. Roturas mecánicas mayores que dejan al buque fuera de servicio en reparaciones. Carga de GNL transferida. El buque tenía muy baja calificación de riesgo.	Sin registro	Relevante
2017	Colisión grave	GNL BUQUE SEVILLA KNUTSEN	GUAM OCEANO PACIFICO, CAMINO A JAPON. Colisión con fondo rocoso, daño severo con ingreso de agua.	Se le negó el ingreso a la Guam Navy Base y quedó en mar abierto para rescate y transferencia de GNL.	Sin registro	De interés
2017	Colisión	GNL BUQUE AL KHATTIYA	PUERTO DE FUJAIRAH, EMIRATOS ÁRABES. Colisión con Oil Tanker en zona de puerto.	El Oil tanker colisiono al GNL tanker cuando este último ya había descargado el contenido de GNL en puerto y estaba anclado. Roturas mecánicas.	Sin registro	De interés
2018	Encallado	GNL BUQUE GASLOG SARATOGA	CRETA, GRECIA. Encalla al entrar a puerto por error de maniobra en canal estrecho.	El buque debe ser remolcado junto con su carga de GNL. Carga de GNL transferida en puerto.	Sin registro	De interés

Tabla 7-2 Accidentes en Instalaciones terrestres con operación de Gas Natural Licuado (GNL).

Año	Incidente	Tipo de instalación-ubicación	Origen y causa	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
1972	Explosión	PLANTA REGASIFICADORA GAS METROPOLITAN, QUEBEC, CANADÁ	Explosión en la licuefacción de GNL debido a una falla que produjo una alta concentración de gas superando la máxima presión en la planta regasificadora de Gas Metropolitan	Sin registro	Sin registro	De interés
1973	Incendio	STATEN ISLAND, NUEVA YORK PEAKSHAVING, DE LA TEXAS EASTERN TRANSMISSION COMPANY	Deteniendo la operación para reparación del tanque tras sospechas de fuga, se incendió el Myliar Lining subiendo la temperatura del tanque generando sobre presión lo que provocó el derrumbe de concreto del tanque matando a todos los trabajadores que se encontraban dentro	Sin registro	40 muertos	De interés
1979	Incendio	COVE PONT LNG TERMINAL. MERYLAND, USA.	El sello de una bomba de impulsión falla y provoca una pérdida de GNL. La pérdida de GNL durante algunos minutos provoca un Cloud Gas Leak con posterior ignición en zona de tableros eléctricos.	El incendio provoca roturas y daños severos en las instalaciones	1 muerto y 1 herido	De interés
1998	Explosión	ESSO GNL TERMINAL. LONGFORD, AUSTRALIA.	Falla en el sistema de frío provoca un cambio brusco de temperatura y rotura en tuberías. Fuga de 25 m3 de hidrocarburos provoca explosión.	La explosión queda contenida en el sector donde se origina. Los daños se limitan a las instalaciones.	2 muertos	De interés
2000	Explosión	AL-AHMADI LNG PLANT. KUWAIT	Pérdida de GNL en línea de condensado produce una nube de vapor VCL, deriva en VCE.	Explosión. Efecto Dominó; la explosión se propaga y provoca BLEVE en otros equipos que almacenan producto diferente al LNG	5 muertos y más de 50 heridos	De interés
2004	Explosión	Planta de licuefacción de GNL de Sonatrach, SKIKDA, ARGELIA	Sin registro	Tres trenes de GNL destruidos la producción del año 2004 se redujo en un 76%	27 muertos y 80 heridos	De interés
2014	Explosión	GNL PLANT. PLYMOUTH, USA	Luego de una parada de mantenimiento se produce una maniobra de Start-up de planta inadecuada. Una purga ineficiente del sistema acumula GNL que provoca una explosión al re-encender el sistema.	La explosión proyecta fragmentos metálicos que destruyen la capa de protección externa de una esfera de almacenamiento de GNL, sin llegar a perforar el tanque.	5 heridos	De interés

Tabla 7-3 Incidentes y accidentes en Gasoductos de Gas Natural.

Año	Incidente	Tipo de instalación y ubicación	Origen y causa	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
2018	-	Gasoductos, Southern California Gas CO, Los Angeles	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2016	-	Gasoductos, Texas Eastern Transmission, LP (Spectra Energy Partners, LP), Westmoreland	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2016	-	Gasoductos, Public Service CO of Colorado, Grand	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2013	Explosión	Gasoductos, Florida Gas Transmission CO, Washington	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2012	-	Gasoductos, National Gas & Oil Corp, Licking	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2012	-	Gasoductos, Public Service Electric & Gas CO, Essex	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2011	-	Gasoductos, Canton Municipal Utility, Madison	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2011	-	Gasoductos, DTE Gas Company, Wayne	Corrosión Externa	Sin Registro	1 muerto	De interés
2010	-	Gasoductos, Northern Illinois Gas CO, Cook	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2008	-	Gasoductos, Peoples Gas Company LLC, Jefferson	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2008	-	Gasoductos, Baltimore Gas and Electric Company, Baltimore City	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2007	-	Gasoductos, Aquila Networks, Rice	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2007	-	Gasoductos, Columbia Gulf Transmission, LLC, Madison	Corrosión Externa	Sin Registro	1 muerto	De interés
2007	-	Gasoductos, Spire Missouri Inc. West, Jackson	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2006	-	Gasoductos, Atmos Energy Corporation – Mississippi, Lauderdale	Corrosión Externa	Sin Registro	1 muerto	De interés
2006	-	Gasoductos, Fort Valley Gas Department, Peach	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2004	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, no proporcionado	-	Sin Registro	Daños a la instalación	De interés
2003	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, no proporcionado	-	Sin Registro	Daños a la instalación	De interés
2002	-	Gasoductos, Atmos Energy Corporation - KY/MID - States (MID - States), Hall	Corrosión Externa	Sin Registro	1 muerto / 1 herido	De interés

Tabla 7-3 Incidentes y accidentes en Gasoductos de Gas Natural.

Año	Incidente	Tipo de instalación y ubicación	Origen y causa	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
2002	-	Gasoductos, Eastern Shore Gas CO, Worcester	Corrosión no específica	Sin Registro	1 muerto / 8 heridos	De interés
2002	Fuga	Gasoductos, -, No proporcionado	Fuga	Sin Registro	3 muertos / 39 heridos	De interés
2001	Explosión o Incendio	Gasoductos, -, Kansas Gas Service, Hutchinson	Explosión o Incendio	Sin Registro	1 muerto / 1 herido	De interés
2001	-	Gasoductos, Dominion Energy West Virginia, Wood	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2001	-	Gasoductos, New México Gas Company, Santa Fe	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2001	-	Gasoductos, Atmos Energy Corporation – Mississippi, Hinds	Corrosión no específica	Sin Registro	1 herido	De interés
2000	-	Gasoductos, Public Service Electric & Gas CO, Morris	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
2000	-	Gasoductos, Columbia Gas of Ohio Inc., Guernsey	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
2000	-	Gasoductos, Western Resources Inc. (AKA KPL CO. OR GAS SERVICE), Washington	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
1999	-	Gasoductos, Spire Missouri Inc. East, St. Louis MO	Corrosión Externa	Sin Registro	1 muerto	De interés
1999	-	Gasoductos, Dominion Energy Ohio, Ashtabula, OH	Corrosión Externa	Sin Registro	2 heridos	De interés
1999	-	Gasoductos, Atmos Energy Corporation - West Texas, Potter, TX	Corrosión Externa	Sin Registro	1 herido	De interés
1999	-	Gasoductos, UGI Penn Natural Gas, Lackawanna	Corrosión no específica	Sin Registro	1 herido	De interés
1999	-	Gasoductos, Centerpoint Energy Resources Corporation, Harris	Corrosión no específica	Sin Registro	1 herido	De interés
1996	Explosión e Incendio	Gasoducto Marino, -, Louisiana US	Ruptura	Sin Registro	Pérdida de producto (8.5 ton)	De interés
1994	Explosión	Gasoductos, -, No proporcionado	Falla de operación	Sin Registro	-	De interés
1994	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, No proporcionado	-	Sin Registro	2 muertos / 114 heridos	De interés
1994	Explosión	Gasoductos, -, No proporcionado	Falla de operación	Sin Registro	Daños materiales	De interés
1990	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, Theran, Irán	-	Sin Registro	13 muertos / 1 herido	De interés
1990	Liberación de gas natural	Gasoductos, -, No proporcionado	-	Sin Registro	-	De interés

Tabla 7-3 Incidentes y accidentes en Gasoductos de Gas Natural.

Año	Incidente	Tipo de instalación y ubicación	Origen y causa	Consecuencias efecto dominó y/o escalabilidad	Letalidad	Relevante o de interés para el presente QRA
1989	Liberación	Gasoductos, -, Sabine Pass, TX	-	Sin Registro	-	De interés
1989	Explosión	Gasoductos, -, Ufa, USSR	-	Sin Registro	645 muertos / 500heridos	De interés
1989	Explosión	Gasoductos, -, No proporcionado	Obras de mantenimiento	Sin Registro	Pérdida de producto	De interés
1986	Fuego	Gasoductos, -, Lancaster, KY	-	Sin Registro	3 quemados	De interés
1985	Fuego	Gasoductos, -, Beaumont, KY	-	Sin Registro	5 muertos / 3 heridos	De interés
1985	Explosión de nubes de vapor	Gasoductos, -, Edmonton, Alberta	-	Sin Registro	-	De interés
1985	Explosión, Fuego	Gasoductos, -, Sharpsville, PA	-	Sin Registro	-	De interés
1984	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, Phoenix, AZ	-	Sin Registro	-	De interés
1983	Escape de vapor	Gasoductos, -, Bloomfield, NM	-	Sin Registro	2 heridos	De interés
1982	Explosión	Gasoductos, -, Hudson, IA	-	Sin Registro	5 muertos	De interés
1982	Nube de vapor y fuego	Gasoductos, -, Pine Bluff, AR	-	Sin Registro	-	De interés
1982	Explosión tardía	Gasoductos, -, Portales, NM	-	Sin Registro	6 muertos	De interés
1980	Incendio	Gasoductos, -, New Orleans, LA	-	Sin Registro	-	De interés
1979	Escape de vapor	Gasoductos, -, Cove point, MD	-	Sin Registro	1 muerto / 1 herido	De interés
1979	Nube de vapor y fuego	Gasoductos, -, Pierre Port, LA	-	Sin Registro	-	De interés
1978	Explosión de nubes de vapor	Gasoductos, -, Poblado Tres, México	-	Sin Registro	40 muertos	De interés
1974	Explosión e Incendio	Gasoductos, -, Munroe, LA	-	Sin Registro	0 muertos	De interés
1973	Explosión de nubes de vapor	Gasoductos, -, Austin TX	-	Sin Registro	6 muertos / muchos heridos	De interés
1969	Explosión de nubes de vapor	Gasoductos, -, Houston, TX	-	Sin Registro	9 heridos	De interés
1966	Incendio	Gasoductos, -, Larose, LA	-	Sin Registro	7 muertos	De interés
1965	Explosión interna	Gasoductos, -, Natchitotches, LA	-	Sin Registro	17 muertos / 9 heridos	De interés

7.1.2 Metodología Hazard ID

El análisis preliminar de peligros aplicado a la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, utilizando la metodología **Hazard ID**, se llevó a cabo con base en la relación de categorías y palabras guía establecidas en el procedimiento **LNG Alliance Risk and Opportunity Management, Doc. No. 48418-HSE-2024-018-A**, las cuales se presentan en la Tabla 7-4:

Tabla 7-4 Relación de categorías y palabras guía.

Categoría	Palabra guía o peligro
1. Desastre natural	1. Tifones (alta velocidad de viento en el medio ambiente)
	2. Huracán
	3. Tornado
	4. Olas extremas
	5. Corrientes marinas extremas
	6. Tsunamis
	7. Calor extremo
	8. Alta humedad
	9. Relámpagos (tormentas eléctricas)
	10. Terremotos / sismos
	11. Inundaciones
	12. Heladas
	13. Fallas / fracturas geológicas
	14. Deslizamientos / corrimientos de tierra
	15. Derrumbes
	16. Hundimiento
	17. Volcanes
2. Efectos externos	18. Caída de objetos
	19. Visibilidad reducida
	20. Sabotaje / terrorismo
	21. Falla estructural
	22. Falla de brazo de carga
3. Factores humanos	23. Accidentes ocupacionales
	24. Entrenamiento inadecuado
	25. Monitoreo del medio ambiente
	26. Monitoreo del tráfico
	27. Manejo de materiales
	28. Hombre al agua
	29. Situaciones de peligros "dinámicos"
4. Falla de equipos / instrumentación	30. Falla de bomba
	31. Falla de sellos
	32. Sistemas de seguridad
	33. Comunicación
	34. Fallas de causa común
5. Desviaciones del proceso	35. Inventario
	36. Liberación de inventario
	37. Desviaciones de presión
	38. Desviaciones de temperatura
	39. Desviaciones de flujo
	40. Desviaciones de nivel
	41. Mezcla incorrecta
	42. Corrosión interna
	43. Erosión
	44. Corrosión externa.
	45. Arranque/parada
	46. Operaciones simultáneas
	47. Inflamabilidad
	48. Inestabilidad térmica
	49. Puntos de inflamación
	50. Temperatura de almacenamiento segura

Categoría	Palabra guía o peligro
6. Problemas de composición	51. Humedad
	52. Concentraciones de H ₂ S
	53. Composición/fase incorrecta
7. Falla de servicios auxiliares	54. Apagón
	55. Agua de enfriamiento
	56. Agua potable
	57. Aire acondicionado
	58. Gas inerte
	59. Nitrógeno
	60. Agua contra incendio
	61. Sistema de climatización (HVAC)
8. Operaciones de emergencia	62. Sistema de lastre
	63. Escape / egreso / rescate
	64. Desconexión durante la carga
9. Pérdida de contención / incendio / explosión	65. Liberación del venteo
	66. Fuga del tanque
	67. Fuga de la tubería/brida
	68. Fuga del área de proceso
	69. Fuga de la línea/brazo de carga
	70. Fuga del sistema de vapor (proceso)
	71. Fuga de gas combustible
	72. Fuga en el tanque de lastre
	73. Drenajes
	74. Incendio de gas
	75. Incendio en la sala de generadores
	76. Riesgos de explosión
	77. Liberación de energía
10. Impacto al ambiente	78. Quema / venteo durante operaciones normales
	79. Quema / venteo durante emergencias
	80. Fugas
	81. Tratamiento / eliminación de aguas residuales
	82. Eliminación de residuos
	83. Tratamiento / eliminación de hidrocarburos
11. Problemas de inspección y mantenimiento	84. Espacio confinado
	85. Trabajo en altura
	86. Accesibilidad a maquinaria / instrumentos
	87. Visibilidad reducida
	88. Anulación necesaria
	89. Desvío requerido
	90. Requisito de carga pesada
	91. Requisito de transporte
12. Peligros de incendio y explosión	92. Materiales inflamables almacenados
	93. Fuente de ignición
	94. Distribución de los equipos (layout)
	95. Protección y respuesta ante incendios
	96. Protección al operador
13. Peligros a la salud	97. Peligro de asfixia
	98. Peligro de toxicidad
	99. Peligro de carcinogenicidad
	100. Peligro físico
	101. Peligro laboral
	102. Peligro de transporte
	103. Peligro mental
	104. Peligro de enfermedad
	105. Peligro químico y de otro tipo
14. Reconocimiento y gestión de peligros	106. Estudios de peligros
	107. Registro de peligros y efectos
	108. Controles del proyecto

	Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS, ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA	
---	---	---

Categoría	Palabra guía o peligro
15. Estrategia de contratación	109. Influencia predominante
	110. Legislación
	111. Estándares externos
	112. Restricciones ambientales externas
16. Competencia	113. Requisitos de formación
	114. Nivel tecnológico
17. Medidas de planificación y recuperación	115. Apoyo/soporte médico.
	116. Apoyo contra incendios
	117. Apoyo en caso de derrames y fugas / limpieza
	118. Apoyo en seguridad / militar
	119. Evacuación
18. Aspectos operacionales (actividades rutinarias y no rutinarias)	120. Actividades operacionales rutinarias
	121. Actividades operacionales no rutinarias (arranque, paro normal, paro de emergencia)
	122. Errores humanos y/o fallas de sistemas
19. Desviaciones a las condiciones normales/máximas/mínimas de operación y de diseño	123. En análisis HazOp se analizan las desviaciones de los parámetros de proceso.

Resultados del Hazard ID

De acuerdo con la evaluación de riesgo en el Hazard ID, a continuación se muestran los resultados de la cantidad de escenarios de riesgo.

Figura 7-2 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	11	8
4	0	3	0	34	6
3	0	1	0	15	5
2	0	0	0	17	1
1	0	0	0	47	4

La evaluación de riesgo inherente, resulta con un total de:

- 0 escenarios riesgo tipo A.
- 15 escenarios riesgo tipo B.
- 42 escenarios tipo C.
- 95 escenarios tipo C.

Figura 7-3 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	2
3	0	0	0	0	8
2	0	0	0	12	20
1	0	0	4	44	62

La evaluación de riesgo actual con salvaguardas, resulta con un total de:

- 0 escenarios riesgo tipo A.
- 0 escenarios riesgo tipo B.
- 0 escenarios tipo C.
- 152 escenarios tipo C.

Figura 7-4 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	2
1	0	0	4	0	6

La evaluación de riesgo residual, se aplica solo a 12 escenarios donde se consideran recomendaciones,

- 0 escenarios riesgo tipo A.
- 0 escenarios riesgo tipo B.
- 0 escenarios tipo C.
- 12 escenarios tipo C.

7.2 Análisis cualitativo de riesgos

7.2.1 Identificación de peligros

Para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** se definieron treinta y tres (33) nodos. De estos, treinta y dos (32) fueron evaluados mediante la metodología **HazOp**, y uno (1) mediante la metodología **¿Qué pasa si...?**.

La Tabla 7-5 presenta la lista de nodos identificados bajo la metodología HazOp, mientras que la Tabla 7-6 muestra la relación de nodos evaluados con la metodología **¿Qué pasa si...?**.

Tabla 7-5 Lista de nodos por nodo de estudio HazOp

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
1. Medición de gas y separador 20-V-001	Regular, medir y monitorear la calidad del gas de llegada a la Terminal y en el Separador 20-V-001 eliminar la humedad contenida por medio de la condensación debido al choque en tamiz interno. 20-PKG-001; T: 30°C / P: 48.3 Barg 20-PKG-001; T: 30°C / P: 47.7 Barg 20-V-001; T: 30°C / P: 48 Barg	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PID-2001	B
		F505-1000-PCS-PID-2002	B
		F505-1000-PCS-PID-2003	B
2. Coalescedor de gas de alimentación 20-F-001	Separar los condensados en el Coalescedor 20-F-001, debido al proceso de caída de presión, así como alimentar gas acondicionado al contactor de aminas.	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-2401	C

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
	20-F-001 ; T: 29°F / P: 47.2 Barg	F505-1000-PCS-PID-2003	B
		F505-1000-PCS-PID-2004	B
		F505-1000-PCS-PID-2201	B
3. Contactor de amina 22-T-001	Remover el H2S y CO2 utilizando amina a contra flujo en la torre 22-T-001.	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2201	B
	22-T-001; T: 49-57°C / P: 46.7 Barg	F505-1000-PCS-PID-2202	B
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B
4. Separador de amina 22-V-003	Eliminar la humedad del gas generado durante el proceso de enfriamiento y absorción con amina.	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
	22-V-003; T: 34°C / P: 45.8 Barg	F505-1000-PCS-PID-2202	B
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
		F505-1000-PCS-PFD-2301B	B
5. Coalescedor de gas 23-F-001 A/B y secadores 23-D-001 A/B/C.	Remover la humedad del gas durante la absorción con amina en el filtro coalescedor de gas 23-F-001 A/B y remover del gas los compuestos de mercurio en los secadores 23-D-001 A/B/C.	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B
		F505-1000-PCS-PID-2301A	B
	23-F-001A; T: 34°C / P: 45.6 Barg	F505-1000-PCS-PID-2301B	B
		F505-1000-PCS-PID-2302A	B
		F505-1000-PCS-PID-2302B	B
		F505-1000-PCS-PID-2302C	B
6. Sistema de regeneración de secadores, filtración y guardas de mercurio.	Eliminar la humedad en los secadores 23-D-001 A/B/C, por medio de la circulación de gas natural caliente mediante el 23-HE-001 A/B y 23-E-001, filtrar en 23-F-002 A/B los polvos de los deshidratadores y separar el mercurio en las guardas 23-V-002 A/B para su envío a la sección de remoción de hidrocarburos pesados.	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
		F505-1000-PCS-PFD-2401	C
		F505-1000-PCS-PID-2001	B
		F505-1000-PCS-PID-2302A	B
		F505-1000-PCS-PID-2303	B
	22F-002 A/B ; T: 34°C / P: 44.6 Barg 23F-002 A/B ; T: 34°C / P: 44.1 Barg 23-E-001; T: 33-140°C / P: 42.6 Barg	F505-1000-PCS-PID-2304	B
		F505-1000-PCS-PID-2305	B
		F505-1000-PCS-PID-2403	B
7. Separador de succión gas regenerado 23-V-001, compresor 23-PKG-001 y separador de descarga 23-V-003	Recuperar los gases a la sección de deshidratación y líquidos al separador flash de amina, mediante el enfriamiento y compresión en el 23-E002 enfriador de gas de regeneración y en el compresor de gas e regeneración 23-PKG-001_C-001	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
		F505-1000-PCS-PID-2004	B
	Condiciones del compresor: Psuc=40.88 Barg; Pdes=48 Barg. Tsuc=37°C	F505-1000-PCS-PID-2203A	B
		F505-1000-PCS-PID-2301A	B
		F505-1000-PCS-PID-2302A	B
		F505-1000-PCS-PID-2302B	B
		F505-1000-PCS-PID-2302C	B
		F505-1000-PCS-PID-2305	B
		F505-1000-PCS-PID-2306	B
		F505-1000-PCS-PID-2307	B
		F505-1000-PCS-PID-2308	B
		F505-1000-PCS-PID-2309	B
		F505-1000-PCS-PID-2310	B
8. Separador flash de amina	Separar los gases de la amina previo a la regeneración Pop=6 barg y Top=34°C	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
		F505-1000-PCS-PID-2203B	B
		F505-1000-PCS-PID-2204	B
		F505-1000-PCS-PID-2205	B
		F505-1000-PCS-PID-3701	B
		F505-1000-PCS-PID-3703	B
9. Columna agotadora de amina 22-T-002	Remover el H ₂ S y CO ₂ de la amina por medio del calentamiento en el fondo. Pop=0.9 barg y Top=102 a 123°C	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2204	B
		F505-1000-PCS-PID-2205	B
		F505-1000-PCS-PID-2207	B
		F505-1000-PCS-PID-2208	B
10. Filtro de carbón de amina 22-F-002	Realizar la filtración de la amina con carbón y remoción de sales termo estables. Pop=3.2 barg y Top=46°C	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2201	B
		F505-1000-PCS-PID-2208	B
		F505-1000-PCS-PID-2209	B
11. Acumulador de amina 22-V-005	Suministrar y reponer amina al proceso. Condiciones en descarga de bomba 22-P-002 A/B: Pop=5 barg y Top=ambiente.	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2204	B
		F505-1000-PCS-PID-2210	B
12. Tambor de reflujo de Amina 22-V-002	Rectificar los vapores de H ₂ S y CO ₂ del domo de la contactora de amina 22-T-002 y retornar los líquidos del 22-V-002 a la 22-T-002. Pop=0.7 barg y Top=46°C	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PID-2205	B
		F505-1000-PCS-PID-2206	B
		F505-1000-PCS-PID-3701	B
13. Tanque sumergido de almacenamiento de amina gastada 22-V-004	Almacenar la amina gastada y enviarla a disposición (proceso u disposición temporal). Se asume que el sistema opera. Pop=3.5 barg y Top=amb.	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2201	B
		F505-1000-PCS-PID-2202	B
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B
		F505-1000-PCS-PID-2203B	B
		F505-1000-PCS-PID-2204	B
		F505-1000-PCS-PID-2205	B
		F505-1000-PCS-PID-2207	B
		F505-1000-PCS-PID-2208	B
		F505-1000-PCS-PID-2209	B
		F505-1000-PCS-PID-2210	B
		F505-1000-PCS-PID-2211	B
14. Bomba anti espuma 22-PKG-001_P-006	Inyectar anti espumante para evitar la formación de espuma, hacia el reflujo de la torre 22-T-002 y al reflujo de la torre 22-T-001	F505-1000-PCS-PFD-2201	C
		F505-1000-PCS-PID-2206	B
		F505-1000-PCS-PID-2209	B
		F505-1000-PCS-PID-2213	B
		F505-1000-PCS-PID-2206	B
15. Sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001).	No se lleva a cabo el análisis del sistema de remoción de pesados (Paquete 24-PKG-001) dado que no se cuenta con la información de los P&ID de este sistema.	F505-1000-PCS-PID-2209	B
		F505-1000-PCS-PFD-2401	C
		F505-1000-PCS-PFD-4501	C
		F505-1000-PCS-PID-2403	B
		F505-1000-PCS-PID-2404	B
		F505-1000-PCS-PID-4501	B

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
16. Tambor de reflujo para eliminación de hidrocarburos pesados 24-PKG-001_V002	No se lleva cabo el análisis del sistema de recuperación de pesados, dado que al momento de realizar el análisis HazOp no se cuenta con la información de los diagramas de tubería e instrumentación en esta etapa de ingeniería básica (Ingeniería de Audubon)	F505-1000-PCS-PFD-2401	C
		F505-1000-PCS-PFD-2501	C
		F505-1000-PCS-PFD-2601	C
		F505-1000-PCS-PFD-2701	C
		F505-1000-PCS-PFD-2901	C
		F505-1000-PCS-PFD-3401	C
		F505-1000-PCS-PID-2403	B
		F505-1000-PCS-PID-2404	B
		F505-1000-PCS-PID-2501	B
		F505-1000-PCS-PID-2504	B
		F505-1000-PCS-PID-2505	B
		F505-1000-PCS-PID-2509	B
		F505-1000-PCS-PID-2510	B
		F505-1000-PCS-PID-2511	B
		F505-1000-PCS-PID-2512	B
		F505-1000-PCS-PID-2513	B
		F505-1000-PCS-PID-2601	B
		F505-1000-PCS-PID-2610	B
		F505-1000-PCS-PID-2611	B
		F505-1000-PCS-PID-2613	B
		F505-1000-PCS-PID-2903	B
		F505-1000-PCS-PID-2904	B
		F505-1000-PCS-PID-3401	B
17. Descarga del compresor 24-PKG-003 y succión de la turbina hidráulica 29-EX-001.	Enfriar la corriente de descarga del compresor 24-PKG-003 en el paquete 25-PKG-002 (Tren 1, 2 y 3) para su envío hacia la turbina hidráulica 29-EX-001; además, se contempla el envío de gas natural para servicio de gas de sello en compresores 26-PKG-001_C-001 y 34-PKG-001_C-001A.	F505-1000-PCS-PFD-2401	C
		F505-1000-PCS-PFD-2301A	B
		F505-1000-PCS-PFD-2501	C
		F505-1000-PCS-PFD-2601	C
		F505-1000-PCS-PFD-2701	C
		F505-1000-PCS-PFD-2901	C
		F505-1000-PCS-PID-2004	B
		F505-1000-PCS-PID-2301A	B
		F505-1000-PCS-PID-2402	B
		F505-1000-PCS-PID-2501	B
		F505-1000-PCS-PID-2502	B
		F505-1000-PCS-PID-2503	B
		F505-1000-PCS-PID-2515	B
		F505-1000-PCS-PID-2601	B
		F505-1000-PCS-PID-2602	B
		F505-1000-PCS-PID-2603	B
		F505-1000-PCS-PID-2901	B
		F505-1000-PCS-PID-2902	B
		F505-1000-PCS-PID-2903	B
		F505-1000-PCS-PID-3402A	B
18. Turbina hidráulica de Gas Natural Licuado	Expandir el gas natural para su envío a tambor de succión 34-V-001 P=0.21 barg y Top=rango de 85 °C a -185°C	F505-1000-PCS-PFD-2901	C
		F505-1000-PCS-PFD-3401	C
		F505-1000-PCS-PID-2901	B
		F505-1000-PCS-PID-2902	B
		F505-1000-PCS-PID-2904	B

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
19. Compresores de gas BOG 34-PKG-001 A/B/C	Incrementar la presión de gas BOG con envío del gas al sistema de gas combustible de la Terminal y enviar a gas BOG a la succión del compresor 24-PKG-003_C001	F505-1000-PCS-PID-3401	B
		F505-1000-PCS-PFD-2401	C
		F505-1000-PCS-PFD-3401	C
		F505-1000-PCS-PFD-4501	C
		F505-1000-PCS-PID-3401	B
		F505-1000-PCS-PID-3402A	B
		F505-1000-PCS-PID-3402B	B
		F505-1000-PCS-PID-3403A	B
		F505-1000-PCS-PID-3403B	B
		F505-1000-PCS-PID-3404A	B
		F505-1000-PCS-PID-3404B	B
		F505-1000-PCS-PID-3405	B
		F505-1000-PCS-PID-3406A	B
		F505-1000-PCS-PID-3406B	B
		F505-1000-PCS-PID-3407A	B
		F505-1000-PCS-PID-3407B	B
		F505-1000-PCS-PID-3408A	B
		F505-1000-PCS-PID-3408B	B
		F505-1000-PCS-PID-3409A	B
		F505-1000-PCS-PID-3409B	B
		F505-1000-PCS-PID-3410A	B
		F505-1000-PCS-PID-3410B	B
		F505-1000-PCS-PID-3411A	B
		F505-1000-PCS-PID-3411B	B
		F505-1000-PCS-PID-4501	B
20. Sistema de licuefacción	Paquete de compresión	F505-1000-PCS-PFD-2501	C
		F505-1000-PCS-PFD-2601	C
		F505-1000-PCS-PFD-2701	C
		F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PID-2502	B
		F505-1000-PCS-PID-2504	B
		F505-1000-PCS-PID-2505	B
		F505-1000-PCS-PID-2506	B
		F505-1000-PCS-PID-2507	B
		F505-1000-PCS-PID-2508	B
		F505-1000-PCS-PID-2509	B
		F505-1000-PCS-PID-2510	B
		F505-1000-PCS-PID-2511	B
		F505-1000-PCS-PID-2512	B
		F505-1000-PCS-PID-2513	B
		F505-1000-PCS-PID-2514	B
		F505-1000-PCS-PID-2602	B
		F505-1000-PCS-PID-2604	B
		F505-1000-PCS-PID-2605	B
		F505-1000-PCS-PID-2606	B
		F505-1000-PCS-PID-2607	B
		F505-1000-PCS-PID-2608	B

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
		F505-1000-PCS-PID-2609	B
		F505-1000-PCS-PID-2610	B
		F505-1000-PCS-PID-2611	B
		F505-1000-PCS-PID-2612	B
		F505-1000-PCS-PID-2613	B
		F505-1000-PCS-PID-2614	B
		F505-1000-PCS-PID-3301	B
21. Tanque de almacenamiento de etano 33-V-002 A/B	Almacenar y reponer el etano para los trenes de licuefacción.	F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PFD-3302	C
		F505-1000-PCS-PID-3304	B
		F505-1000-PCS-PID-3306	B
		F505-1000-PCS-PID-3307	B
		F505-1000-PCS-PID-3310B	B
22. Tanque de almacenamiento de butano 33-V-003	Almacenar, reponer y deshidratar el butano para los trenes de licuefacción.	F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PFD-3303	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PID-3301	B
		F505-1000-PCS-PID-3302	B
		F505-1000-PCS-PID-3304	B
		F505-1000-PCS-PID-3308	B
		F505-1000-PCS-PID-3310A	B
		F505-1000-PCS-PID-3701	B
		F505-1000-PCS-PID-3703	B
23. Tanque de almacenamiento de i-pentano 33-V-004	Almacenar, reponer y deshidratar el i-pentano para los trenes de licuefacción.	F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PID-3301	B
		F505-1000-PCS-PID-3302	B
		F505-1000-PCS-PID-3303	B
		F505-1000-PCS-PID-3304	B
		F505-1000-PCS-PID-3309	B
		F505-1000-PCS-PID-3310B	B
24. Tanque de almacenamiento de propano 33-V-005	Almacenar, reponer y deshidratar el propano para los trenes de licuefacción.	F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PID-3301	B
		F505-1000-PCS-PID-3302	B
		F505-1000-PCS-PID-3304	B
		F505-1000-PCS-PID-3310A	B
		F505-1000-PCS-PID-3311	B
		F505-1000-PCS-PID-3312	B
25. Tambor surge de mezcla de refrigerante 33-V-001	Amortiguar y balancear el sistema de mezcla de refrigerantes P=de 6 a 43 barg y Top=ambiente	F505-1000-PCS-PFD-3301	C
		F505-1000-PCS-PID-2505	B
		F505-1000-PCS-PID-2510	B
		F505-1000-PCS-PID-2513	B
		F505-1000-PCS-PID-2605	B
		F505-1000-PCS-PID-2610	B
		F505-1000-PCS-PID-3304	B
		F505-1000-PCS-PID-3305	B
		F505-1000-PCS-PFD-2901	C

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
26. Tambor buffer de LNG 29-V-002	Amortiguamiento y recuperación de condensados del LNG provenientes de las cajas frías 25-PKG-002_E, 26-PKG-002_E y 27-PKG-002_E, para ser enviados a la succión de los compresores BOG. P=6.0 barg y Top=-153.3 °C	F505-1000-PCS-PFD-3401	C
		F505-1000-PCS-PID-2903	B
		F505-1000-PCS-PID-3401	B
27. Sistema de aceite caliente	Proporcionar el intercambio de calor en los intercambiadores 22-E-005, 23-E-001, 45-E-001 y 24-E-004 y enfriador 40-E-001.	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-2501	C
		F505-1000-PCS-PFD-2601	C
		F505-1000-PCS-PFD-2701	C
		F505-1000-PCS-PFD-3701	C
		F505-1000-PCS-PFD-4001	C
		F505-1000-PCS-PID-2205	B
		F505-1000-PCS-PID-2305	B
		F505-1000-PCS-PID-2404	B
		F505-1000-PCS-PID-2516	B
		F505-1000-PCS-PID-2616	B
		F505-1000-PCS-PID-4001	B
		F505-1000-PCS-PID-4003	B
		F505-1000-PCS-PID-4004	B
		F505-1000-PCS-PID-4005	B
		F505-1000-PCS-PID-4006	B
		F505-1000-PCS-PID-4501	B
28. Gas combustible de servicio para el quemador	Acondicionar el gas de proceso para servicio de gas combustible en equipos de proceso (turbinas, piloto a quemador, oxidizador térmico y calentador de aceite caliente) en la Terminal.	F505-1000-PCS-PFD-4501	C
		F505-1000-PCS-PID-4501	B
		F505-1000-PCS-PID-4502	B
		F505-1000-PCS-PID-4503	B
		F505-1000-PCS-PID-2514	B
		F505-1000-PCS-PID-2614	B
		F505-1000-PCS-PID-3702	B
		F505-1000-PCS-PID-3703	B
		F505-1000-PCS-PID-4004	B
		F505-1000-PCS-PID-4104	B
		F505-1000-PCS-PID-4107	B
		F505-1000-PCS-PID-4108	B
29. Tambor de drenaje cerrado 57-V-001	Recibir el drenaje cerrado de proveniente del 20-V-001, 20-F-001, 22-V-001, 45-V-001, 45-V-002 y del 41-V-001. P=4 barg y Top=ambiente	F505-1000-PCS-PFD-2001	C
		F505-1000-PCS-PFD-0001	C
		F505-1000-PCS-PFD-4501	C
		F505-1000-PCS-PFD-5701	C
		F505-1000-PCS-PID-2003	B
		F505-1000-PCS-PID-2002	B
		F505-1000-PCS-PID-2004	B
		F505-1000-PCS-PID-2201	B
		F505-1000-PCS-PID-2203A	B
		F505-1000-PCS-PID-2307	B
		505-1000-PCS-PID-2310	B
		F505-1000-PCS-PID-2505	B
		F505-1000-PCS-PID-2510	B
		F505-1000-PCS-PID-2513	B
		F505-1000-PCS-PID-2605	B

Nodo	Condición de diseño / parámetros	No. de dibujo / Referencia	Numero de revisión
		F505-1000-PCS-PID-2610	B
		F505-1000-PCS-PID-2613	B
		F505-1000-PCS-PID-3301	B
		F505-1000-PCS-PID-3302	B
		F505-1000-PCS-PID-3303	B
		F505-1000-PCS-PID-3311	B
		F505-1000-PCS-PID-4104	B
		F505-1000-PCS-PID-4501	B
		F505-1000-PCS-PID-5701	B
		F505-1000-PCS-PID-5702	B
30. Desfogue caliente 41-V-001	Recibir los desfuegos calientes y separar el líquido/gas, para el envío del gas al quemador elevado y envío de líquidos hacia el 57-V-001 P=3 barg y Top=ambiente	F505-1000-PCS-PID-5702	B
		F505-1000-PCS-PID-4103	B
		F505-1000-PCS-PID-4001	B
		F505-1000-PCS-PID-4107	B
31. Desfogue frío 41-V-002	Recibir los desfuegos fríos para el envío del gas al quemador elevado P=3 barg y Top=ambiente	F505-1000-PCS-PID-4101	B
		F505-1000-PCS-PID-4107	B
		F505-1000-PCS-PID-4102	B
		F505-1000-PCS-PID-4105	B
		F505-1000-PCS-PID-4109	B
32. Cabezal de desfogue baja presión 41-V-003	Recibir los desfuegos de baja presión para el envío del gas al quemador elevado P=0.5 barg y Top=ambiente Nota: Se realiza análisis tomando en cuenta la nota 1 del P&ID - F505-1000-PCS-PID-4106, la cual indica: LS-41-V-003@ HOLD mm OPEN ELECTRIC HEATER (41-HE-002) THROUGH DCS, considerando que el 41-V-003 contempla un calentador eléctrico similar al 41-V-002.	F505-1000-PCS-PID-4106	B

Tabla 7-6 Lista de nodo de estudio ¿Qué pasa si...?

Nodo	Intención de diseño
1.Servicios auxiliares de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG.	Dar el soporte al proceso de producción de la Terminal; la relación de servicios es la siguiente: a) Nitrógeno de alta pureza: para inertizar tuberías y equipos. b) Nitrógeno de baja pureza: para inertizar tuberías y equipos. c) Aire de instrumentos: para el control de los sistemas. d) Aire de servicios: para actividades de mantenimiento. e) Agua desmineralizada (water demin). f) Agua fresca en Planta desaladora. g) Agua de enfriamiento: para el servicio en el intercambio de calor en diversos intercambiadores de calor en el proceso de la Terminal. Energía eléctrica: para la operación de la Terminal.

7.2.2 Jerarquización de escenarios de riesgo

La jerarquización de riesgos mediante matriz de riesgos para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG** es conforme al documento Risk and Opportunity Management, LNG Alliance. No. de doc. 48418-HSE-2024-018-A. La matriz es representada por 5 valores de frecuencia y 5 valores de severidad para 4 receptores de riesgo (daños a las personas, ambiente, activos / instalación y reputación).

	Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS, ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA	
---	---	---

Del análisis HazOp, y de acuerdo a los criterios de selección de escenarios de riesgo definidos, en la tabla 7-7 se muestra la relación de escenarios de mayor riesgo de interés:

Tabla 7-7 Selección de escenarios de Mayor Riesgo.

Nodo	No. Escenario	Desviación	Causa	Consecuencia	Tipo de Riesgo
01 y 07	E01-TEA-N01-CMP	1.1.1.1; 7.7.2.1	No flujo de gas en el suministro a la Terminal (p.ej. fuga o ruptura en la tubería de transporte de alimentación a la Terminal)	Fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001_E-003.	C
17, 19 y 20	E02-TEA-N20-CMP	17.3.1.1; 19.3.1.1; 20.3.1.1; 20.3.2.1; 20.3.3.1	- Envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento. - Envío de gas BOG hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento. - Ruptura de tubos en 25-E-002 A/B/C/D. - Ruptura de tubos en 25-E-003 A/B/C - Ruptura de tubos en 25-E-004 A/B/C	Formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento por envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento.	C
07	E03-TEA-N07-CMP	7.3.1.1	Ruptura de alguno de los tubos en el enfriador de descarga del compresor de gas Regen 23-PKG-001 E-003	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	C
18	E04-TEA-N18-CMP	18.7.2.1	Aumento de presión en el 29-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 29-V-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Pérdida de contención en el 29-V-001, con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C
17	E05-TEA-N17-CMP	17.7.2.1	Falla del lazo de control de presión PIC-1501 con PV-1501 en posición abierta.	Pérdida de contención de mezcla de refrigerante a través de los sellos a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001.	C
21	E06-TEA-N21-PC	21.1.1.1	Falla en la conexión para la descarga de etano del Iso tanque.	Pérdida de contención de etano en uniones bridadas del tanque 33-V-002 A/B; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C
22	E07-TEA-N22-PC	22.1.1.1; 22.7.1.1	- Falla en la conexión para la descarga de butano del Iso tanque. - Falla del lazo de control de presión PIC-0801 con válvula PV-0801A en posición abierta y PV-0801B cerrada	Pérdida de contención de butano en el 33-V-003 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C
23	E08-TEA-N23-PC	23.1.1.1; 23.7.1.1	- Falla en la conexión para la descarga de i-pentano del iso tanque. - Falla del lazo de control de presión PIC-0901 con válvula PV-0901A en posición abierta y PV-0901B cerrada	Pérdida de contención de i-pentano en el 33-V-004 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C
24	E09-TEA-N24-PC	24.1.1.1	Falla en la conexión para la descarga de propano del iso tanque.	Pérdida de contención de propano en uniones bridadas del tanque 33-V-005; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	C
26	E10-TEA-N26-CA	26.6.1.1	Falla del lazo de control de nivel LIC-0301 con LV-0301 en posición cerrada	Pérdida de contención de LNG en uniones bridadas en la estación de carga de autotanques; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	B
6 y 28	E11-TEA-N28-CMP	6.3.1.1; 28.3.1.2	- Ruptura de alguno de los tubos en el 23-E-001. - Ruptura de alguno de los tubos en el 45-E-001	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002 A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C	B

	Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, Guaymas, Sonora. ANÁLISIS DE RIESGOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS, ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA	
---	---	---

Tabla 7-7 Selección de escenarios de Mayor Riesgo.

Nodo	No. Escenario	Desviación	Causa	Consecuencia	Tipo de Riesgo
No aplica	E12-TEA-NSR-PC	Sin referencia	Posible efecto domino	Pérdida de contención en el fondo de la columna agotadora de amina 22-T-002	-
No aplica	E13-TEA-NSR-PC	Sin referencia	Posible efecto domino	Pérdida de regeneración en los deshidratadores 23-D-001 A/B/C, con fuga de gas natural; con incendio o explosión al encontrar una fuente de ignición.	-
No aplica	E14-TEA-NSR-CMP	Sin referencia	Posible efecto domino	Pérdida de contención a través de uniones bridadas en el 33-V-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	-
No aplica	E15-TEA-NSR-CMP	Sin referencia	Posible efecto domino	Fuga en la línea de 24"Ø de alimentación al tanque de almacenamiento de gas natural licuado de 45000 m ³	-
18	E16-TEA-N18-CMP	18.11.1.1	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-E001	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001	C
26	E17-TEA-N26-CMP	26.7.1.1	Falla del lazo de control de presión PIC-0301 con PV-0301B abierta y PV-0301A cerrada	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	B
30	E18-TEA-N30-CMP	30.6.1.1	Falla del lazo del LSL-0401 al no mandar parar la bomba.	Fuga de gas combustible a través de los sellos de la bomba 41-P-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	B
31	E19-TEA-N31-CMP	31.5.1.1; 31.10.1.1	Falla del lazo de control LIC-0502 con paro de la resistencia	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-002; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C
32	E20-TEA-N32-CMP	32.5.1.1; 32.10.1.1	- Falla del lazo de control LIC-0602 con paro de la resistencia - Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-003	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-003; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C

Fuente: Listado de escenarios de Mayor Riesgo (tomando en consideración los riesgos A, B o C, de la evaluación con salvaguardas) y se consideran 4 escenarios como peores casos, por ser de interés de acuerdo al volumen del recipiente y/o la sustancia peligrosa a evaluar.

Y como resultado de la evaluación de riesgo en la metodología HazOp, se obtienen los siguientes resultados por matriz de riesgo:

Figura 7-5 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	167	2
4	0	0	0	41	2
3	0	0	0	270	6
2	0	0	0	15	0
1	0	0	0	195	10

Figura 7-6 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	8	0
4	0	0	0	45	0
3	0	0	0	100	7
2	0	0	0	186	7
1	0	0	0	337	18

Figura 7-7 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	6	0
3	0	0	0	33	0
2	0	0	0	67	6
1	0	0	0	383	18

En la tabla 7-8, se muestran la cantidad de escenarios obtenidos por tipo de riesgo para la evaluación cuantitativa HazOp

Tabla 7-8 Resumen de resultados HazOp

Tipo de riesgo	Riesgo inherente	Riesgo actual	Riesgo residual
A	0	0	0
B	167	8	0
C	43	45	6
D	498	655	507

Del análisis ¿Qué pasa si...?, en su evaluación de riesgo se obtienen los siguientes resultados:

Figura 7-8 Mapa de riesgo inherente (sin salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	11	2
4	0	0	0	7	1
3	0	0	0	6	1
2	0	0	0	3	0
1	0	0	0	9	0

Figura 7-9 Mapa de riesgo actual (con salvaguardas)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	2	0
2	0	0	0	4	6
1	0	0	0	22	6

Figura 7-10 Mapa de riesgo residual (implementando recomendaciones)

Severidad	Frecuencia				
	5	4	3	2	1
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
1	0	0	0	8	0

En la tabla 7-9, se muestran la cantidad de escenarios obtenidos por tipo de riesgo para la evaluación cuantitativa ¿Qué pasa si...?

Tabla 7-9 Resumen de resultados ¿Qué pasa si...?

Tipo de riesgo	Riesgo inherente	Riesgo actual	Riesgo residual
A	0	0	0
B	11	0	0
C	9	0	0
D	20	40	8

Las hojas de trabajo del análisis HazOp y ¿Qué pasa si...? se presentan en el **Anexo 7 y Anexo 8** respectivamente, y en el **Anexo 6. Nodos** se encuentran los diagramas de tubería e instrumentación nodalizados. Adicionalmente y por metodología se encuentran las listas de asistencia de cada una de las reuniones multidisciplinarias para la identificación de peligros de la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

7.3 Análisis cuantitativo de riesgos

7.3.1 Análisis de frecuencias

El análisis de frecuencias se realiza para la siguiente relación de escenarios:

Tabla 7-10 Escenario de mayor riesgo para análisis de frecuencias.

Ref. en HazOp	Ref. en análisis de consecuencias	Causa	Consecuencia	Categoría	Severidad	NRT en LOPA
1.1.1.1.	E01-TEA-N01-CMP	No flujo de gas en el suministro a la Terminal (p.ej. fuga o ruptura en la tubería de transporte de alimentación a la Terminal)	Paro súbito de la Terminal con daño a equipos de proceso (turbinas, compresores), con potencial pérdida de contención en éstos equipos; posible incendio en caso de encontrar una fuente de ignición (fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001 E-003)	Activos, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
7.7.2.1	E01-TEA-N01-CMP	Falla de lazo de control PIC-1001 con PV-1001 en posición cerrada.	Aumento de presión en la descarga del compresor 23-PKG-001_C-001, con potencial pérdida de contención de gas de regeneración a través de los sellos del compresor; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
17.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 24-E-002 A/B/C.	Envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
19.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-PKG-001_E-003 A/B/C o en 34-PKG-001_E-004 A/B/C	Envío de gas BOG hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
20.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-002 A/B/C/D	Envío de mezcla de refrigerante hacia el sistema de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
20.3.2.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-003 A/B/C	Envío de mezcla de refrigerante hacia el sistema de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
20.3.3.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-004 A/B/C	Envío de mezcla de refrigerante hacia el sistema de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
7.3.1.1	E03-TEA-N07-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el enfriador de gas de regeneración 23-E-002 en succión del 23-V-001	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
18.7.2.1	E04-TEA-N18-CMP	Falla del lazo PIC-0202 con PV-0202A y PV-0202B cerradas	Alta presión a la descarga del compresor con potencial pérdida de contención a través de los sellos del compresor 24-PKG-	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷

Ref. en HazOp	Ref. en análisis de consecuencias	Causa	Consecuencia	Categoría	Severidad	NRT en LOPA
			003; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición			
17.7.2.1	E05-TEA-N17-CMP	Falla del lazo de control de presión PIC-1501 con PV-1501 en posición abierta.	Aumento de presión en la corriente de sellos a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001 y 27-PKG-001_C-001 con potencial daño a los sellos del compresor con pérdida de contención a través de los sellos del compresor	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
26.6.1.1	E10-TEA-N26-CA	Falla del lazo de control de nivel LIC-0301 con LV-0301 en posición cerrada	Disminución del nivel en el 29-V-002 con pérdida del sello líquido en el recipiente y arrastre de gas por la corriente de condensados hacia auto tanques y al cabezal del "spring header".	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
6.3.1.1.	E11-TEA-N28-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 23-E-001	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002 A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
28.3.1.2	E11-TEA-N28-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 45-E-001	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002 A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
18.11.1.1	E16-TEA-N18-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-E001	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001 y aumento de presión en succión y descarga del compresor 34-PKG-001_C-001A, 34-PKG-001_C-001B y 34-PKG-001_C-001C ; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
26.7.1.1	E17-TEA-N26-CMP	Falla del lazo de control de presión PIC-0301 con PV-0301B abierta y PV-0301A cerrada	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
30.6.1.1	E18-TEA-N30-CMP	Falla del LIC-0402 al no mandar parar la bomba 41-P-001.	Disminución de nivel en el 41-V-001 con arrastre de gas a la succión de la bomba 41-P-001, con posible fuga de gas combustible a través de los sellos de la bomba 41-P-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
31.5.1.1	E19-TEA-N31-CMP	Falla del lazo de control LIC-0502 con paro de la resistencia. Nota: Durante la demanda de un desfogue frío	Disminución de temperatura y aumento de nivel en el 41-V-002, con potencial daño a la integridad del recipiente; posible pérdida de contención de LNG; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷

Ref. en HazOp	Ref. en análisis de consecuencias	Causa	Consecuencia	Categoría	Severidad	NRT en LOPA
31.10.1.1	E19-TEA-N31-CMP	Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-002 Nota: durante la demanda (evento de desfogue frío)	Disminución de temperatura y aumento de nivel en el 41-V-002, con potencial daño a la integridad del recipiente; posible pérdida de contención de LNG; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
32.5.1.1	E20-TEA-N32-CMP	Falla del lazo de control LIC-0602 con paro de la resistencia Nota: Durante la demanda de un desfogue frío de baja presión	Disminución de temperatura y aumento de nivel en el 41-V-003, con potencial daño a la integridad del recipiente; posible pérdida de contención de LNG; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷
32.10.1.1	E20-TEA-N32-CMP	Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-003 Nota: durante la demanda (evento de desfogue frío de baja presión)	Disminución de temperatura y aumento de nivel en el 41-V-003, con potencial daño a la integridad del recipiente; posible pérdida de contención de LNG; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Personal, Reputación	5	1X10 ⁻⁷

Referencia: Análisis HazOp, Análisis LOPA y Análisis de consecuencias de la Terminal de Licuefacción Almacenamiento Amigo LNG.

En el **Anexo 9** se incluye el informe detallado del análisis de frecuencia, el cual contempla la modelación por medio de árboles de falla para las causas identificadas en el HazOp y la determinación de la frecuencia de ocurrencia del evento (consecuencia) mediante la metodología árbol de eventos.

7.3.2 Resultados del análisis de árbol de fallas.

En la tabla 7-11 se muestran los resultados del cálculo de la frecuencia de falla de las causas para los escenarios de interés en el análisis.

Tabla No. 7-11 Resultados del análisis de árbol de fallas.

No	Referencia en HazOp	Ref. en análisis de consecuencias	Causa	Frecuencia de ocurrencia del evento iniciador (evento/año)
1.	1.1.1.1.	E01-TEA-N01-CMP	No flujo de gas en el suministro a la Terminal (p.ej. fuga o ruptura en la tubería de transporte de alimentación a la Terminal)	1.00E-01
2.	7.7.2.1	E01-TEA-N01-CMP	Falla de lazo de control PIC-1001 con PV-1001 en posición cerrada.	4.5312E-02
3.	17.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 24-E-002 A/B/C.	1.00E-06
4.	19.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-PKG-001_E-003 A/B/C o en 34-PKG-001_E-004 A/B/C	1.00E-06
5.	20.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-002 A/B/C/D	1.00E-06
6.	20.3.2.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-003 A/B/C	1.00E-06
7.	20.3.3.1	E02-TEA-N20-CMP	Ruptura de tubos en 25-E-004 A/B/C	1.00E-06
8.	7.3.1.1	E03-TEA-N07-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el enfriador de gas de regeneración 23-E-002 en succión del 23-V-001	1.00E-06
9.	18.7.2.1	E04-TEA-N18-CMP	Falla del lazo PIC-0202 con PV-0202A y PV-0202B cerradas	1.3864E-02
10.	17.7.2.1	E05-TEA-N17-CMP	Falla del lazo de control de presión PIC-1501 con PV-1501 en posición abierta.	4.5312E-02
11.	26.6.1.1	E10-TEA-N26-CA	Falla del lazo de control de nivel LIC-0301 con LV-0301 en posición cerrada	5.5776E-02
12.	6.3.1.1.	E11-TEA-N28-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 23-E-001	1.00E-06
13.	28.3.1.2	E11-TEA-N28-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 45-E-001	1.00E-06
14.	18.11.1.1	E16-TEA-N18-CMP	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-E001	1.00E-06
15.	26.7.1.1	E17-TEA-N26-CMP	Falla del lazo de control de presión PIC-0301 con PV-0301B abierta y PV-0301A cerrada	1.3864E-02
16.	30.6.1.1	E18-TEA-N30-CMP	Falla del LIC-0402 al no mandar parar la bomba 41-P-001.	1.3202E-02

No	Referencia en HazOp	Ref. en análisis de consecuencias	Causa	Frecuencia de ocurrencia del evento iniciador (evento/año)
17.	31.5.1.1	E19-TEA-N31-CMP	Falla del lazo de control LIC-0502 con paro de la resistencia. Nota: Durante la demanda de un desfogue frío	1.3202E-02
18.	31.10.1.1	E19-TEA-N31-CMP	Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-002. Nota: durante la demanda (evento de desfogue frío)	1.000E-1
19.	32.5.1.1	E20-TEA-N32-CMP	Falla del lazo de control LIC-0602 con paro de la resistencia. Nota: Durante la demanda de un desfogue frío de baja presión	1.3202E-02
20.	32.10.1.1	E20-TEA-N32-CMP	Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-003. Nota: durante la demanda (evento de desfogue frío de baja presión)	1.000E-1

En el **Anexo 9**, se muestran las hojas de trabajo elaboradas para cálculo de la frecuencia de falla de las causas.

7.3.3 Resultados del análisis de árbol de eventos.

En la tabla 7- 12 se muestran los resultados del cálculo de la frecuencia de ocurrencia de los eventos (consecuencias) identificadas en el análisis HazOp.

Tabla No. 7-12 Resultados del análisis de árbol de eventos.

No.	Ref. en HazOp	Ref. en análisis de consec.	Resultados del análisis de árbol de eventos				Resultados del análisis de sensibilidad		
			Frecuencia del evento	NRT	FRR	¿Se requiere reducción de riesgo?	Frecuencia mitigada del evento	FRR	¿Se alcanza el NRT con las recomendaciones?
1.	1.1.1.1.	E01-TEA-N01-CMP	4.2000E-05	1.00E-07	420	Si	4.0000E-08	0.40	Si
2.	7.7.2.1	E01-TEA-N01-CMP	1.9031E-06	1.00E-07	19.03	Si	1.9031E-10	0.00	Si
3.	17.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	2.4000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
4.	19.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	2.4000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
5.	20.3.1.1	E02-TEA-N20-CMP	2.4000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
6.	20.3.2.1	E02-TEA-N20-CMP	2.4000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
7.	20.3.3.1	E02-TEA-N20-CMP	2.4000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
8.	7.3.1.1	E03-TEA-N07-CMP	8.8000E-09	1.00E-07	0.09	No	No se requiere	No se requiere	Si
9.	18.7.2.1	E04-TEA-N18-CMP	5.8229E-07	1.00E-07	5.82	Si	5.8229E-08	0.58	Si
10.	17.7.2.1	E05-TEA-N17-CMP	1.9031E-06	1.00E-07	19.03	Si	1.9031E-09	0.02	Si
11.	26.6.1.1	E10-TEA-N26-CA	2.3426E-04	1.00E-07	2,342.59	Si	2.3426E-08	0.23	Si
12.	6.3.1.1.	E11-TEA-N28-CMP	1.9000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
13.	28.3.1.2	E11-TEA-N28-CMP	1.9000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
14.	18.11.1.1	E16-TEA-N18-CMP	1.9000E-09	1.00E-07	0.02	No	No se requiere	No se requiere	Si
15.	26.7.1.1	E17-TEA-N26-CMP	1.2200E-07	1.00E-07	1.22	Si	1.2200E-08	0.12	Si
16.	30.6.1.1	E18-TEA-N30-CMP	1.4522E-06	1.00E-07	14.52	Si	1.5250E-09	0.02	Si
17.	31.5.1.1	E19-TEA-N31-CMP	1.5500E-05	1.00E-07	155	Si	2.0463E-08	0.2	Si
18.	31.10.1.1	E19-TEA-N31-CMP	1.5500E-05	1.00E-07	155	Si	9.9975E-08	1	Si
19.	32.5.1.1	E20-TEA-N32-CMP	5.5448E-07	1.00E-07	5.54	Si	5.5448E-09	0.06	Si

No.	Ref. en HazOp	Ref. en análisis de consec.	Resultados del análisis de árbol de eventos				Resultados del análisis de sensibilidad		
			Frecuencia del evento	NRT	FRR	¿Se requiere reducción de riesgo?	Frecuencia mitigada del evento	FRR	¿Se alcanza el NRT con las recomendaciones?
20.	32.10.1.1	E20-TEA-N32-CMP	4.2000E-06	1.00E-07	42	Si	4.2000E-08	0.42	Si

No aceptable	De acuerdo a criterios de riesgo de figura 6.3 Principio ALARP
Aceptable	

En el **Anexo 9**, se muestran las hojas de trabajo elaboradas para cálculo de la frecuencia de ocurrencias de falla de las causas.

7.3.4 Análisis de consecuencias

Una vez obtenido el listado de los escenarios de riesgo para la elaboración del análisis de consecuencias, estos serán complementados de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4.2.2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA 2020. A continuación, se mencionan las consideraciones generales para el programa de simulación matemática (PHAST) para los escenarios de fuga y rotura propuestos:

- La composición del gas y mezcla de refrigerantes fue tomada del documento: Beat and Material Balance, No. F505-1000-PCS-HMB-0001.
- Los casos más probables fueron determinados con base a la experiencia operativa, los peores casos fueron la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto y los casos alternos serán los casos creíbles de una liberación accidental, pero no correspondan al peor caso ni al caso más probable.
- El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la terminal para atención del evento peligroso mismo que fue consensado con el EOAR.
 - Se considera un tiempo de 600 segundos para cada uno de los eventos simulados (se considera el sistema de detección de sustancias inflamables en las áreas de proceso, activando el sistema de paro de emergencia, así mismo el proceso considera sistemas de seguridad de acuerdo a los parámetros fuera de rango, donde estos activan el paro de emergencia mandando a cierre las válvulas de aislamiento, y envío de la carga al sistema de desfogue y quemador).
- Los flujos masico y condiciones de operación fueron establecidos de acuerdo al Balance de Materia con numero de documento F505-1000-PCH-HMB-0001.
- El cálculo del inventario fugado de cada escenario simulado será el producto del tiempo de 10 min, y las consideraciones de temperatura, presión, composición de la sustancia y diámetro equivalente de fuga, siendo el valor de tasa de descarga obtenida desde el simulador PHAST.
- La condición meteorológica será bajo el siguiente criterio:
 - Estabilidad atmosférica 6.7 D: Temperatura promedio máxima 32.5 °C y humedad relativa del 58% para simular de noche, de acuerdo a la estadística del sitio.
 - Cabe mencionar que en las memorias de cálculo también se ingresaran las Estabilidad atmosférica 1.5 F⁶ y 1.5 A/B Temperatura media 32.5 °C y humedad relativa del 58% para simular de noche, por si en estudios posteriores o procedimientos específicos de seguridad se requieren usar los resultados con estas estabildades.

⁶ Condiciones meteorológicas sugeridas por el documento "Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos, ASEA, página 29.

- Condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes durante el tiempo del evento.
- Para las direcciones de las fugas se tomarán de manera horizontal, para considerar el mayor alcance de dispersión.
- El punto de ignición para las fugas será tomar en cuenta las ubicaciones designadas por el software de acuerdo a los límites de inflamabilidad así también se considera como referencia la ubicación de los quemadores elevados
- Para la simulación del evento de explosión se utilizó el modelo de Multi-energía, del software Phast, ya que éste es más sofisticado y físicamente más realista que el modelo de TNT, así mismo, predice la duración y la sobrepresión del evento y representa mejor la explosión de la nube de vapor.
- Para el modelo de Jet Fire, del software Phast considera el punto de ignición en el punto de la fuga, las condiciones de operación (presión, temperatura, composición de la sustancia).
- En el caso de las simulaciones en donde la mezcla contemple un componente tóxico (por ejemplo benceno), en el simulador se seleccionará el componente tóxico contenido en la mezcla; en los resultados del simulador se determinarán las distancias de afectación por toxicidad en el modelo de dispersión.

La Tabla 7.13 muestra el listado de escenarios de riesgo identificados para **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**. En la Tabla 7.12 se detallan los escenarios que implican pérdida de contención de sustancias peligrosas (casos más probables, peores casos y casos alternos).

Tabla 7-13 Criterios y condiciones de simulación para los escenarios de mayor riesgo.

ID HazOp	Tag Escenario	Descripción	Flujo (kg/h)	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Duración de la Fuga (s)	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (m ³)	Escenario
1.1.1.1; 7.7.2.1	E01-TEA-N01-CMP	Fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001 E-003.	41,176.70	41.6	37	600	3.39452	-	CMP
17.3.1.1; 19.3.1.1; 20.3.1.1; 20.3.2.1; 20.3.3.1	E02-TEA-N20-CMP	Formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento por envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento.	32,584.30	47.6	37	600	1.01809	-	CMP
7.3.1.1	E03-TEA-N07-CMP	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	41,994.60	41.6	37	600	8.72261	-	CMP
18.7.2.1	E04-TEA-N18-CMP	Pérdida de contención en el 29-V-001, con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	55,762.50	0.2	-162.6	600	2.17528	-	CMP
17.7.2.1	E05-TEA-N17-CMP	Pérdida de contención de mezcla de refrigerante a través de los sellos a los compresores 25-PKG-001 C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001 C-001.	24,928.00	16.4	88.7	600	2.17528	-	CMP
21.1.1.1	E06-TEA-N21-PC	Pérdida de contención de etano en uniones bridadas del tanque 33-V-002 A/B; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	-	6.5	-41	1	-	250	PC
22.1.1.1; 22.7.1.1	E07-TEA-N22-PC	Pérdida de contención de butano en el 33-V-003 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	-	3	25	1	-	200	PC
23.1.1.1; 23.7.1.1	E08-TEA-N23-PC	Pérdida de contención de i-pentano en el 33-V-004 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	-	3	25	1	-	350	PC
24.1.1.1	E09-TEA-N24-PC	Pérdida de contención de propano en uniones bridadas del tanque 33-V-005; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	-	10	25	1	-	400	PC
26.6.1.1	E10-TEA-N26-CA	Pérdida de contención de LNG en uniones bridadas en la estación de carga de autotanques; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	536,421.9	0.1	-153.3	600	2.48358	-	CA
6.3.1.1; 28.3.1.2	E11-TEA-N28-CMP	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002	32,641.40	47.6	150	600	0.841338	-	CMP

Tabla 7-13 Criterios y condiciones de simulación para los escenarios de mayor riesgo.

ID HazOp	Tag Escenario	Descripción	Flujo (kg/h)	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Duración de la Fuga (s)	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (m ³)	Escenario
		A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C							
Sin referencia	E12-TEA-NSR-PC	Pérdida de contención en el fondo de la columna agotadora de amina 22-T-002		0.9	102	16.4444	41.8592	91	PC
Sin referencia	E13-TEA-NSR-PC	Pérdida de regeneración en los deshidratadores 23-D-001 A/B/C, con fuga de gas natural; con incendio o explosión al encontrar una fuente de ignición.	41,103.20	42.3	260	28.7652	1428.92		PC
Sin referencia	E14-TEA-NSR-CMP	Pérdida de contención a través de uniones bridadas en el 33-V-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	859,925.90	4.3	28.5	600	0.0894719		PC
Sin referencia	E15-TEA-NSR-CMP	Fuga en la línea de 24"Ø de alimentación al tanque de almacenamiento de gas natural licuado de 45000 m ³	-	0.1	-162	600	20.8828	45000	PC
18.11.1.1	E16-TEA-N18-CMP	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001	101,855.00	0.09	-84.7	600	2.41726		CMP
26.7.1.1	E17-TEA-N26-CMP	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	-	6	-153.3	600	4.41525	13.194	CMP
30.6.1.1	E18-TEA-N30-CMP	Fuga de gas combustible a través de los sellos de la bomba 41-P-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	-	3	amb	600	0.113444	709.31	CMP
31.5.1.1; 31.10.1.1	E19-TEA-N31-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-002; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	-	3	amb	108.974	15.4516	606	CMP
32.5.1.1; 32.10.1.1	E20-TEA-N32-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente	-	0.5	amb	393.41	2.16066	731.57	CMP

Tabla 7-13 Criterios y condiciones de simulación para los escenarios de mayor riesgo.

ID HazOp	Tag Escenario	Descripción	Flujo (kg/h)	Presión (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Duración de la Fuga (s)	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (m ³)	Escenario
		41-V-003; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición							

CMP: Caso Mas Probable, **CA:** Caso Alterno, **PC:** Peor Caso, **NA:** No aplica

Nota: para los escenarios E06-TEA-N21-PC, E07-TEA-N22-PC, E08-TEA-N23-PC, E09-TEA-N24-PC, se considera un modelo de ruptura, con liberación instantánea de todo el inventario del recipiente.

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) para la estabilidad meteorológica de 6.7 D (para la estabilidad 1.5 F y 1.5 A-B ver hojas de resultados en anexo 10) se describen en la Tabla 7-14 a continuación.

Tabla 7-14 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Tag Escenario	Descripción del Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de daño a Equipos*			
		Radiación Térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 PSI)**	Radiación Térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 PSI)**	Radiación Térmica		Sobrepresión**	
						(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 PSI)	(10 PSI)
E01-TEA-N01-CMP	Fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001 E-003.	CHOF: 37.42 m	EXP: 35.48 m	CHOF: 27.91 m	EXP: 19.18 m	CHOF: 22.26 m	CHOF: n/a.	EXP: 8.221 m	EXP: 4.103 m
E02-TEA-N20-CMP	Formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento por envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento.	-	EXP: 163.46 m	-	EXP: 99.51 m	-	-	EXP: 48.52 m	EXP: 23.76 m
E03-TEA-N07-CMP	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 63.31 m	EXP: 55.40 m	CHOF: 46.17 m	EXP: 29.94 m	CHOF: 38.18 m	CHOF: 29.56 m	EXP: 12.83 m	EXP: 6.405 m
E04-TEA-N18-CMP	Pérdida de contención en el 29-V-001, con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHOF: 24.17 m	EXP: 36.90 m	CHOF: n/a.	EXP: 19.94 m	CHOF: n/a	CHOF: n/a	EXP: 8.549 m	EXP: 4.266 m
E05-TEA-N17-CMP	Pérdida de contención de mezcla de refrigerante a través de los sellos a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001.	CHOF: 115.94 m	EXP: 103.49 m	CHOF: 82.94 m	EXP: 55.93 m	CHOF: 68.17 m	CHOF: 53.44 m	EXP: 23.97 m	EXP: 11.96 m
E06-TEA-N21-PC	Pérdida de contención de etano en uniones bridadas del tanque 33-V-002 A/B; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHAF: 46.66 m FB: 436.05 m	EXP: n/a	CHAF: 29.17 m FB: 241.08 m	EXP: n/a	CHAF: 20.87 m FB: 154.84 m	CHAF: 11.76 m FB: 87.3031 m	EXP: n/a	EXP: n/a
E07-TEA-N22-PC	Pérdida de contención de butano en el 33-V-003 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHAF: 516.09 m FB: 985.878 m	EXP: 1129.39 m	CHAF: 312.2 m FB: 551.31 m	EXP: 610.42 m	CHAF: 219.14 m FB: 356.069 m	CHAF: 131.36 m FB: 200.08 m	EXP: 261.64 m	EXP: 130.57 m

Tabla 7-14 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Tag Escenario	Descripción del Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de daño a Equipos*			
		Radiación Térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 PSI)**	Radiación Térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 PSI)**	Radiación Térmica		Sobrepresión**	
						(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 PSI)	(10 PSI)
E08-TEA-N23-PC	Pérdida de contención de i-pentano en el 33-V-004 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHAF: 461.45 m	EXP: 642.55 m	CHAF: 276.57 m	EXP: 347.29 m	CHAF: 199.15 m	CHAF: 156.92 m	EXP: 148.86 m	EXP: 74.28 m
E09-TEA-N24-PC	Pérdida de contención de propano en uniones bridadas del tanque 33-V-005; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHAF: 588.67 m FB: 1749.55 m	EXP: 1441.61 m	CHAF: 356.33 m FB: 992.47 m	EXP: 779.18 m	CHAF: 250.70 m FB: 649.24 m	CHAF: 147.31 m FB: 376.91 m	EXP: 333.98 m	EXP: 166.67 m
E10-TEA-N26-CA	Pérdida de contención de LNG en uniones bridadas en la estación de carga de autotankers; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 51.037 m	EXP: 62.39 m	CHOF: 36.05 m	EXP: 33.72 m	CHOF: 28.87 m	CHOF: 22.88 m	EXP: 14.455 m	EXP: 7.21 m
E11-TEA-N28-CMP	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002 A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C	CHOF: 14.6079 m	EXP: n/a	CHOF: 12.035 m	EXP: n/a	CHOF: 10.29 m	CHOF: n/a	EXP: n/a	EXP: n/a
E12-TEA-NSR-PC	Pérdida de contención en el fondo de la columna agotadora de amina 22-T-002	-	-	-	-	-	-	-	-
E13-TEA-NSR-PC	Pérdida de regeneración en los deshidratadores 23-D-001 A/B/C, con fuga de gas natural; con incendio o explosión al encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 683.84 m	EXP: 433.463 m	CHOF: 469.246 m	EXP: 234.28 m	CHOF: 370.96 m	CHOF: 298.32m	EXP: 100.42 m	EXP: 50.11 m
E14-TEA-NSR-CMP	Pérdida de contención a través de uniones bridadas en el 33-V-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: n/a	EXP: n/a	CHAF: n/a	EXP: n/a	CHOF: n/a	CHOF: n/a	EXP: n/a	EXP: n/a
E15-TEA-NSR-CMP	Fuga en la línea de 24"Ø de alimentación al tanque de almacenamiento de gas natural licuado de 45000 m ³	CHOF: 137.36 m	EXP: 173.84 m	CHOF: 94.04 m	EXP: 93.95 m	CHOF: 61.50 m	CHOF: n/a	EXP: 40.27 m	EXP: 20.09 m

Tabla 7-14 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Tag Escenario	Descripción del Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de daño a Equipos*			
		Radiación Térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 PSI)**	Radiación Térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 PSI)**	Radiación Térmica		Sobrepresión**	
						(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 PSI)	(10 PSI)
E16-TEA-N18-CMP	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001	CHOF: 31.65 m	EXP: 40.72 m	CHOF: n/a	EXP: 22.00 m	CHOF: n/a	CHOF: n/a	EXP: 9.433 m	EXP: 4.70 m
E17-TEA-N26-CMP	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHOF: 66.37 m	EXP: 85.04 m	CHOF: 46.49 m	EXP: 45.96 m	CHOF: 36.653 m	CHOF: 27.20 m	EXP: 19.7031 m	EXP: 9.83 m
E18-TEA-N30-CMP	Fuga de gas combustible a través de los sellos de la bomba 41-P-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 4.890 m	EXP: n/a	CHOF: n/a	EXP: n/a	CHOF: n/a	CHOF: n/a	EXP: n/a	EXP: n/a
E19-TEA-N31-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-002; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHOF: 89.04 m	EXP: 79.11 m	CHOF: 61.70 m	EXP: 42.76 m	CHOF: 44.5512 m	CHOF: n/a	EXP: 18.328 m	EXP: 9.14 m
E20-TEA-N32-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-003; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	CHOF: 27.43 m	EXP: 25.36 m	CHOF: m	EXP: 13.70 m	CHOF: m	CHOF: m	EXP: 5.875 m	EXP: 2.93 m

* Los valores para los radios de posible afectación son en metros.

** Las distancia de afectación para el evento de explosión, son influidas por la localización del punto de ignición dada por el simulador y la distancia donde se da la relación de oxígeno y combustible.

CHOF: Chorro de fuego. **CHAF:** Charco de fuego temprano. **CHAT:** Charco de fuego tardío, **FB:** Bola de Fuego, **EXP:** Ignición tardía (UVCE), **N.A.:** No se Alcanza

En el **Anexo 10** se incluyen las hojas de datos de simulación con la descripción de cada escenario analizado, las hojas de resultados de los eventos, las gráficas de cada escenario obtenido de la evaluación de acuerdo a la magnitud de las zonas de riesgo y amortiguamiento y la memoria numérica generada por el programa de simulación PHAST professional para la **Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG**.

8. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO

8.1 Análisis de vulnerabilidad.

A continuación, en la Tabla 8-11, se describen los escenarios de riesgo para conocer los posibles receptores de riesgo dentro de las instalaciones, así como de instalaciones aledañas y de los componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, etc.), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que se encuentren inmersos dentro de las conas de alto riesgo y de amortiguamiento.

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
E01-TEA-N01-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación, además que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 19.18 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² , para un Jet fire desde el punto de la fuga.	
	Derivado de la dispersión de la mezcla y con respecto al rastreo a la concentración del benceno, no se alcanzan distancias de IDLH ni STEL.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	
E02-TEA-N20-CMP	Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 4 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que no se esperan daños a los equipos causados por radiación térmica debido a que no se alcanzan las intensidades de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación para los efectos de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI por ello no se alcanzan asentamientos; aunque estos tienen distancia de afectación de 48.5 m y 23.7 m respectivamente.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara en la Planta de Tratamiento de agua, si se presenta la ruptura de tubos en cambiadores de calor, enviado gas hacia la torre de agua de enfriamiento, se forme una nube explosiva y este alcance un punto de ignición.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E03-TEA-N07-CMP	Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso de la Planta de Tratamiento de Agua circundante al evento de explosión para la magnitud de 10 PSI.	
	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 38.18 m y 29.56 m con radiación térmica de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² respectivamente, para un Jet fire desde el punto de la fuga. Derivado de la dispersión de la mezcla y con respecto al rastreo a la concentración del benceno, no se alcanzan distancias de IDLH ni STEL. Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento. Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 6.4 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que se esperan daños a los equipos a una distancia de 29.56 m desde el punto de la fuga causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m², para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E04-TEA-N18-CMP	Personas / Población: El evento no presenta radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² por ello no se esperan daños a la población. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en daños menores atendidos con primeros auxilios, si durante el evento si alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 24.17 m con radiación térmica de 1.4 kW/m², para un Jet fire desde el punto de la fuga. Además se pudiera presentar un evento de explosión se tendrían daños graves a una distancia de 8.5 m y 4.02 m con magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente. Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento. Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 4.2 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que no se esperan daños a los equipos causados por radiación térmica debido a que no se alcanzan las intensidades de 37.5 kW/m².	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E05-TEA-N17-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 68.17 m con radiación térmica de 12.5 kW/m², y 53.44 m con radiación térmica de 37.5 kW/m², para un Jet fire desde el punto de la fuga. Además se pudiera presentar un evento de explosión se tendrían daños graves a una distancia de 23 m y 11.96 m con magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente. Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento. Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 11.96 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que se esperan daños	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	a los equipos que se localicen dentro de una distancia de afectación de 53.44 m causados por radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	
E06-TEA-N21-PC	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 154.84 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² , y 87.30 m con radiación térmica de 37.5 kW/m ² , para un Fire Ball desde el punto de la fuga.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. Se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E07-TEA-N22-PC	Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 87.3 m causados por radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: El evento si sobrepasa los límites de la instalación con una zona de afectación de 356.06 m y 200.08 m con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² para el evento de Fire Ball y ondas de sobrepresión con distancias de 261.6 m y 130.57 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente, cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación, además que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de radiación térmica de 37.5 kW/m ² , para un Fire Ball y zona de daño de 10 PS para el evento de sobrepresión.	
E08-TEA-N23-PC	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. Se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 200 m causados por radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E08-TEA-N23-PC	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con una zona de afectación de 199.15 m y 156.92 m con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² para el evento de charco de fuego y ondas de sobrepresión con distancias de 148.8 m y 74.2 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente, cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación, además que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de radiación térmica de 37.5 kW/m ² , para un charco de fuego y zona de daño de 10 PS para el evento de sobrepresión.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. Se esperan afectaciones a los receptores ambientales marítimos por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 156.92 m causados por radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E09-TEA-N24-PC	Personas / Población: El evento si sobrepasa los límites de la instalación con una zona de afectación de 649.24 m y 376.91 m con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² para el evento de Fire Ball y ondas de sobrepresión con distancias de 166.67 m y 333.98 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente, cabe mencionar que la zona afectada se localiza en una barcaza dentro de mar en el puerto de la instalación, además que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de radiación térmica de 37.5 kW/m ² , para un Fire Ball y zona de daño de 10 PS para el evento de sobrepresión.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. Se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en los equipos localizados en las barcazas de instalación causados por radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E10-TEA-N26-CA	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 28.87 m y 22.88 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² respectivamente, para un Jet fire desde el punto de la fuga, y ondas de sobrepresión con distancias de 14.45 m y 7.21 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en el área de carga de autotankers que se localicen a una distancia de 7.21 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que se esperan daños a los equipos a una distancia de 22.88 m desde el punto de la fuga causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m ² , para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E11-TEA-N28-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
E12-TEA-NSR-PC	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 10.29 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² , para un Jet fire desde el punto de la fuga.	
	Derivado de la dispersión de la mezcla y con respecto al rastreo a la concentración del benceno, no se alcanzan distancias de IDLH ni STEL.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en el área de aceite térmico que se localicen a una distancia de 10.29 m desde el punto de la fuga causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m ² , para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E13-TEA-NSR-PC	Personas / Población: No se esperan daños a las personas o personal de acuerdo a las características de la sustancia fugada (Metil Dietanol Amina).	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: El derrame de la Metil Dietanol Amina, se contiene en el drenaje de la instalación, por lo tanto no se esperan daños al medio ambiente.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: No se esperan daños a la instalación, derivado del derrame de Metil Dietanol Amina.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E14-TEA-NSR-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 370.96 m y 298.32 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² respectivamente, para un Jet fire desde el punto de la fuga, y ondas de sobrepresión con distancias de 100.42 m y 50.11 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente.	
	Derivado de la dispersión de la mezcla y con respecto al rastreo a la concentración del benceno, no se alcanzan distancias de IDLH ni STEL.	
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar)	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E14-TEA-NSR-CMP	Bienes: Se esperan daños en toda el área de las barcasas para el evento de explosión con una magnitud de 10 PSI, y causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m ² , para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: Por el evento de fuga de gas no se esperan eventos incendio o explosión debido a que el gas fugado se dispersa en el medio ambiente y no se alcanza a formar una nube explosiva.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: No se esperan daños al medio ambiente.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Bienes: No se esperan daños a la instalación.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E15-TEA-NSR-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 61.50 m con radiación térmica de 12.5 kW/m², para un Jet fire desde el punto de la fuga, y ondas de sobrepresión con distancias de 40.27 m y 4.70 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar). Bienes: Se esperan daños en el área del Carrier de LGN para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que se esperan daños a los equipos a una distancia de 61.5 m desde el punto de la fuga causados por radiación térmica con intensidades de 12.5 kW/m², para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E16-TEA-N18-CMP	Personas / Población: El evento no presenta radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² por ello no se esperan daños a la población. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en daños menores atendidos con primeros auxilios, si durante el evento si alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 40.72 m con radiación térmica de 1.4 kW/m², para un Jet fire desde el punto de la fuga. Además se pudiera presentar un evento de explosión se tendrían daños graves a una distancia de 9.43 m y 4.70 m con magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente. Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento. Bienes: Se esperan daños a los equipos de proceso que se localicen a una distancia de 4.7 m para un evento de explosión con una magnitud de 10 PSI. Cabe mencionar que no se esperan daños a los equipos causados por radiación térmica debido a que no se alcanzan las intensidades de 37.5 kW/m².	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E17-TEA-N26-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 36.65 m y 27.20 m con radiación térmica de 12.5 kW/m² o 37.5 kW/m² respectivamente, para un Jet fire desde el punto de la fuga, y ondas de sobrepresión con distancias de 19.70 m y 9.83 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

Tabla 8-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
E18-TEA-N30-CMP	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar)	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en toda el área de las barcasas para el evento de explosión con una magnitud de 10 PSI, y causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m ² , para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: El evento no presenta radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² por ello no se esperan daños a la población. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en daños menores atendidos con primeros auxilios, si durante el evento si alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 4.89 m con radiación térmica de 1.4 kW/m ² , para un Jet fire desde el punto de la fuga.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento. Bienes: No se esperan daños a los equipos de proceso debido a que no se alcanzan intensidades de radiación térmica de 37.5 kW/m ² .	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E19-TEA-N31-CMP	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación con radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 44.55 m con radiación térmica de 12.5 kW/m ² , para un Jet fire desde el punto de la fuga, y ondas de sobrepresión con distancias de 18.32 m y 9.14 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar)	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en toda el área de las barcasas para el evento de explosión con una magnitud de 10 PSI, y causados por radiación térmica con intensidades de 37.5 kW/m ² , para un evento de Jet fire.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI, además no se alcanzan las intensidades de radiación térmica de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 5.87 m y 2.93 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
E20-TEA-N32-CMP	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar)	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Bienes: Se esperan daños en toda el área de las barcasas para el evento de explosión con una magnitud de 10 PSI.	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Personas / Población: El evento no sobrepasa los límites de la instalación magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI, además no se alcanzan las intensidades de radiación térmica de 12.5 kW/m ² o 37.5 kW/m ² cabe mencionar que no se localizan asentamientos poblaciones a 500 m circundantes a límite de la instalación. Con respecto a los daños al personal de la instalación, pudiera resultar en fatalidad si durante el evento alguno de los operadores se localizara dentro de la zona de daños de 5.87 m y 2.93 m para magnitudes de sobrepresión de 3 PSI y 10 PSI respectivamente	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios
	Medio Ambiente: Se esperan afectación ambiental es por la generación de gases y humos de la combustión durante el evento de incendio. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna por la localización del evento (mayormente en el mar)	Sistema de detección de gas y fuego Paro de emergencia automático, desde SCD. Sistemas de mitigación contraincendios

8.2 Interacciones de riesgo

En este apartado se identificarán escenarios de Casos Mas Probables y Casos Alternos que tienen el potencial de crear un efecto dominó, de acuerdo con las distancias obtenidas de los radios de afectación para las zonas de alto riesgo por daño a equipos y zona de alto riesgo. En la Tabla 8-2 se mencionan la interacción de riesgos y la descripción de los posibles receptores de riesgo.

Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E01-TEA-N01-CMP	Compresor 23-PKG-001_E-003	Gas Natural	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Alarma de baja presión en PI-0104	Asegurar que el PSHH-0903 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión de descarga en el compresor 23-PKG-001_C-001 Asegurar que el TSHH-0902A realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión de descarga en el compresor 23-PKG-001_C-001
				Sobrepresión	10 lb/in ²	4.103	Barcaza (área de pretratamiento)	4 m	Alarma de alta presión en PIA-1001.	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	22.26	Barcaza (área de pretratamiento)	22 m	Alarma de alta presión en PI-0905 (sistema de control del compresor).	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	8.22	Barcaza (área de pretratamiento)	8 m	Alarma de alta temperatura en TI-0904 (sistema de control del compresor). Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
E02-TEA-N20-CMP	Planta de agua de enfriamiento	Gas metano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
				Sobrepresión	10 lb/in ²	23.76	Planta de tratamiento de agua	0 m	Sistema de paro de emergencias.	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica		

Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				Sobrepresión	3 lb/in ²	48.52	Planta de tratamiento de agua Planta de fuerza	0 m 40 m		Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 34-PKG-001_E-003 A/B/C y en 34-PKG-001_E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-002 A/B/C/D, configurando alarma de alto nivel en el SCD Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-003 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD.

Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E03-TEA-N07-CMP	Enfriador 23-E-002	Gas metano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	29.56	Barcaza (área de pretratamiento)	29 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	Asegurar que en el enfriador 23-E002 se cuente con cobertura de detección de gas y fuego
				Sobrepresión	10 lb/in ²	6.45	Barcaza (área de pretratamiento)	22 m		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	38.18	Barcaza (área de pretratamiento)	0-68 m		
				Sobrepresión	3 lb/in ²	12.83	Barcaza (área de pretratamiento)	0-68 m		
E04-TEA-N18-CMP	29-V-001	LNG	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	PSV-0104A / PSV-0201A Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	Asegurar que el PSHH-0403 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el domo del 22-V-001.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	4.26	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica		
				Sobrepresión	3 lb/in ²	8.54	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m		
E05-TEA-N17-CMP	25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001.	Gas refrigerante	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	53.44	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	PSV-1501A en cada una de las corrientes de alimentación de gas de sello a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001 Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	
				Sobrepresión	10 lb/in ²	11.96	N.A.	N.A.		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	68.17	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m		
				Sobrepresión	3 lb/in ²	23.97	N.A.	N.A.		
E10-TEA-N26-CA	Estación de carga de autotankers	Gas Natural Licuado	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	22.88	Estación de carga de autotankers	0 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	
				Sobrepresión	10 lb/in ²	7.21	Estación de carga de autotankers	0 m		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	28.87	Estación de carga de autotankers	0 m		

Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				Sobrepresión	3 lb/in ²	14.45	Estación de carga de autotanks	0 m		Asegurar que el LSSL-0302 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 29-V-002. Asegurar que las válvulas laterales del RO-0301 (válvulas 29BA0309, 29BA0311 y 29GL0301), se mantengan abiertas durante la operación normal del 29-V002.
E15-TEA-NSR-CMP	Línea de 24"Ø de alimentación a Carrier de LGN	Gas Natural Licuado	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Sistema de secuencia en hardware para carga de autotank	Sistema de paro de emergencias. Sistema de agua contraincendios.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	20.09	LGN Carrier (almacenamiento de Gas Natural Licuado)	0 m		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	61.50	LGN Carrier (almacenamiento de Gas Natural Licuado)	0 m		
				Sobrepresión	3 lb/in ²	40.27	LGN Carrier (almacenamiento de Gas Natural Licuado)	0 m		
E16-TEA-N18-CMP	34-V-001	Gas Natural	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	PSV-0101A (PSV en 34-V-001)	Asegurar que el PSHH-0203/0603/0903 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga del compresor 34-PKG-001_C-001A, 34-PKG-001_C-001B y 34-PKG-001_C-001C
				Sobrepresión	10 lb/in ²	4.70	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Alarma de alta presión en PI-0203/0603/0903 HS-0101/0102/0103	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Control de presión PIC-0101	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	9.43	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego	
E17-TEA-	29-V-002	Gas Natural Licuado	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	27.20	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m		

Tabla 8-2 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
N26-CMP			Alto riesgo	Sobrepresión	10 lb/in ²	9.83	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Alarma de alta presión en PI-0301	Confirmar el dimensionamiento de la válvula de seguridad PSV-0302 A/B, para el caso de: válvula PV-0301B abierta y válvula PV-0301A cerrada por falla del PT-0301 o PIC-0301. Asegurar que el PSHH-0302 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el 29-V-002
				Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	36.65	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	TSV-0303	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	19.70	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	
E19-TEA-N31-CMP	41-V-002	Gas Natural Licuado	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Alarma de baja temperatura en TI-0501	Asegurar que el LSHH-0501 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 41-V-002.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	9.14	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Alarma de alto nivel en LIC-0502	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	44.55	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	18.32	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Sistema de paro de emergencias.	
E20-TEA-N32-CMP	41-V-003	Gas Natural Licuado	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Alarma de baja temperatura en TI-0601	Asegurar que el LSHH-0601 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 41-V-003.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	2.93	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Alarma de alto nivel en LIC-0602	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	No alcanzado	No Aplica	No Aplica	Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	5.87	Barcaza (área de licuefacción)	0-68 m	Sistema de paro de emergencias.	

Los efectos de incidencia de la radiación térmica hacia equipos de proceso pueden desencadenar un efecto dominó, incrementándose así, el riesgo por alcance hacia el interior o exterior de la instalación.

Un efecto dominó se puede definir⁷ como "un conjunto correlativo de sucesos en los que las consecuencias de un accidente previo se ven incrementadas por éstos, tanto espacial como temporalmente, generando un accidente grave". Otra definición que se presenta es la siguiente⁸: la concatenación de efectos que multiplica las consecuencias, debido a que los fenómenos peligrosos pueden afectar, además de los elementos vulnerables exteriores, otros recipientes, tuberías o equipos del mismo establecimiento o de otros establecimientos próximos, de tal manera que se produzca una nueva fuga, incendio, reventón, estallido en los mismos, que a su vez provoque nuevos fenómenos peligrosos.

A partir de esta definición, se puede deducir lo siguiente:

Un efecto dominó implica la existencia de un accidente "primario" que afecta a una instalación "primaria" (este accidente puede no ser un accidente grave), pero que induce uno o varios accidentes "secundarios" que afectan a una o varias instalaciones "secundarias". Este accidente o accidentes secundarios deben ser accidentes más graves y deben extender los daños del accidente "primario".

La extensión de los daños pueden ser: espacial (áreas no afectadas en el accidente primario, ahora resultan afectadas), como temporal (el accidente secundario afecta a la misma zona pero retardado en el tiempo; en este caso las instalaciones primarias y secundarias pueden ser la misma), o ambas.

De acuerdo con el ensayo de laboratorio desarrollado por TNO⁹ se determinó que, para el acero, la intensidad de radiación crítica es de 100 kW/m² posterior a 20 minutos de incidencia, los efectos de la incidencia de radiación térmica sobre equipos de proceso fabricados de acero al carbón dependen de si hay combustible o no en el equipo, la naturaleza y la duración de la exposición (ver Figura IX.2-1). Según Loss¹⁰ se tiene como valor de intensidad de radiación crítica a equipos de proceso el de 37.5 kW/m². El documento NTP 326¹¹ maneja en base a investigación propia, un valor máximo de radiación tolerable para acero de 40 kW/m².

7 Domino effects phenomena: definition, overview and classification. C. Delvosalle. First European Symp. On Domino Effects, Leuven, Bélgica. Septiembre, 1996.

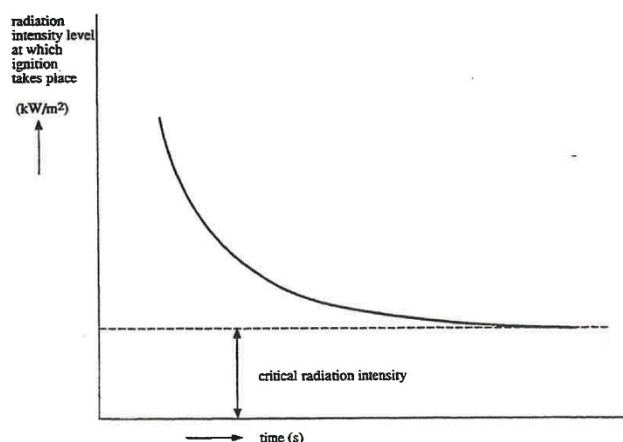
8 Real Decreto 1254/99.

9 "Methods for the determination of possible damage to people and objects resulting from release of hazardous materials" (Green Book), first Edition 1992.

10 Loss Prevention in the Process Industries volumen 2, Second Edition 1996.

11 Radiación térmica en incendios de líquidos y gases, Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo – Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, España.

Figura 8-1 Intensidad de radiación crítica



Sobre los efectos de las ondas de choque por eventos de sobrepresión (explosiones) en equipos de proceso, el lineamiento de análisis de consecuencias del CCPS¹² hace mención que para recipientes como filtros se necesita una onda de 9.5 psi para arrancarlo de sus cimientos, recipientes a presión horizontales se necesita una onda de 6 psi para moverlo y para recipientes a presión verticales se necesita una onda de 12 psi para moverlo.

Con base en lo antes mencionado, se desarrolla el análisis de efecto dómينو para los escenarios mencionados a continuación en la Tabla IX.2-2, ya que por los radios de posible afectación son los que tendrían posibles daños a otros equipos de proceso.

Tabla 8-3 Escenarios por efecto dominó.

Escenario (Evento inicial)	Descripción	Sustancia involucrada	Evolución del escenario (Efecto dómينو)	Identificación del Escenario de efecto dómينو
E01-TEA-N01-CMP	Fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001_E-003.	Gas natural	Derivado del evento de explosión en la barcaza de pretratamiento, se ve comprometida la integridad de los deshidratadores 23-D-001 A/B/C, con fuga de gas natural; con incendio o explosión al encontrar una fuente de ignición.	E13-TEA-NSR-PC
E03-TEA-N07-CMP	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Gas natural	Derivado del evento de explosión en la barcaza de pretratamiento, se ve comprometida la integridad de los deshidratadores 23-D-001 A/B/C, con fuga de gas natural; con incendio o explosión al encontrar una fuente de ignición.	E13-TEA-NSR-PC

12 Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases, AIChE – CCPS, 1999.

Tabla 8-3 Escenarios por efecto dominó.

Escenario (Evento inicial)	Descripción	Sustancia involucrada	Evolución del escenario (Efecto dómino)	Identificación del Escenario de efecto dómino
E04-TEA-N18-CMP	Pérdida de contención en el 29-V-001, con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Gas natural	Derivado del evento de explosión en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC
E05-TEA-N17-CMP	Pérdida de contención de mezcla de refrigerante a través de los sellos a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001.	Gas refrigerante	Derivado del evento de explosión o radiación térmica en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC
E16-TEA-N18-CMP	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001	Gas Natural	Derivado del evento de explosión en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC
E17-TEA-N26-CMP	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Gas Natural Licuado	Derivado del evento de explosión o radiación térmica en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC
E19-TEA-N31-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-002; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Gas Natural Licuado	Derivado del evento de explosión en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC
E20-TEA-N32-CMP	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-003; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	Gas Natural Licuado	Derivado del evento de explosión en la barcaza de licuefacción, se ve comprometida la integridad de los tanques de almacenamiento de etano, propano, butano y pentano, este encuentra un punto de ignición y se genera la explosión de la nube de vapor de uno a la vez o de manera simultánea.	E06-TEA-N21-PC; E07-TEA-N22-PC; E08-TEA-N23-PC; E09-TEA-N24-PC

Es importante mencionar que los eventos de efecto domino, fueron considerados dentro de los modelos evaluados en el análisis de consecuencias como peores casos. Así como también para que ocurra la fragilización del material por un efecto dominó, la exposición de los equipos de proceso, a niveles de radiación térmica de 37.5 kW/m², debe ser por tiempo prolongado.

A continuación se muestra la interacción de riesgo para los Peores Caso evaluados en el presente análisis.

Tabla 8-4 Interacciones de riesgos para peores casos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E06-TEA-N21-PC	Tanque 33-V-002 A/B	Etano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	87.3031	Barcaza (área de licuefacción).	0 m	Alarma de alta-alta presión en PIA-0602/0603/0702/0703.	No se emite recomendación.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	N.A.	N.A.	N.A.	Válvula de Seguridad de Presión PSV-0601/0701.	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	154.84	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 100 m 145 m	Válvula de Seguridad de Presión PSV-1004 (isotank). Sistema de detección de gases y Sistema de paro de emergencia.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	N.A.	N.A.	N.A.	Sistema de supresión de fuego con Red de agua contraincendios.	
E07-TEA-N22-PC	Tanque 33-V-003	Butano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	200.08	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 100 m 200 m	Alarma de alta-alta presión PIA-0802/0803. Control y alarma de alta presión PCI-0801. Alarma de alta presión en PIA-0103.	Asegurar que el PIA-0104 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión corriente arriba del filtro 33-F-001 Asegurar que el TIA-0105 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja temperatura corriente abajo del secador 33-D-001.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	130.57	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento).	0 m 100 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	356.069	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN). Área de Quemadores.	0 m 100 m 200 m 230 m	Sistema de paro de emergencias.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	261.64	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 100 m 200 m 230 m		
E08-TEA-N23-PC	Tanque 33-V-004	I-Pentano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	156.92	Barcaza (área de licuefacción). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 130 m		

Tabla 8-4 Interacciones de riesgos para peores casos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Alto riesgo	Sobrepresión	10 lb/in ²	74.28	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento).	0 m 70 m	Control y alarma de alta presión PIC-0902.	Asegurar que el TIA-0105 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja temperatura corriente abajo del secador 33-D-001. Asegurar que el LIA-0902 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 33-V-004.
				Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	199.15	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 70 m 120 m	Alarma de alta-presión PIA-0902. Alarma de alta presión en PIA-0103.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	148.86	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 70 m 120 m	Sistema de detección de gases y supresión de fuego. Sistema de paro de emergencias.	
E09-TEA-N24-PC	33-V-005	Propano	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	376.91	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN). Área de Quemadores.	0 m 150 m 175 m 220 m	Control y alarma de alta presión en PIC-1201. Alarma de alta-alta presión en PIA-1203. Válvula de Seguridad de Presión PSV-1201.	Asegurar que el PIA-0104 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión corriente arriba del filtro 33-F-001.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	166.67	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento)	0 m 150 m 175 m	Alarma de alta presión en PIA-0103. Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	649.24	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN). Área de Quemadores. Planta de tratamiento de agua.	0 m 150 m 175 m 220 m 569 m	Sistema de paro de emergencias.	
				Sobrepresión	3 lb/in ²	333.98	Barcaza (área de licuefacción). Barcaza (área de pretratamiento). FNL (almacenamiento de LGN). Área de Quemadores.	0 m 150 m 175 m 220 m		

Tabla 8-4 Interacciones de riesgos para peores casos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Punto de fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona alto riesgo	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E13-TEA-NSR-PC	Deshidratadores 23-D-001 A/B/C	Gas Natural (Metano)	Alto riesgo a equipos	Radiación Térmica	37.5 kW/m ²	298.32	Barcaza (área de pretratamiento). Barcaza (área de licuefacción). Área de Quemadores FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 148 m 240 m 250 m	Control de presión PIC-0301. Válvula de Seguridad de Presión PSV-0301A/B (set a 10 Barg). Válvula de Seguridad de Presión PSV-02A01A/02B01A/02C01A. Alarma de alta presión en PI-02A04/02B04/02C04. Control de temperatura y alarma de alta temperatura en TIC-0503. Sistema de detección de gases y supresión de fuego.	Asegurar que el TSHH del 23-HE-001 (equipo paquete) realice acción para llevar el proceso a un estado seguro.
				Sobrepresión	10 lb/in ²	50.11	Barcaza (área de pretratamiento).	0 m		
			Alto riesgo	Radiación Térmica	12.5 kW/m ²	370.96	Barcaza (área de pretratamiento). Barcaza (área de licuefacción). Área de Quemadores }FNL (almacenamiento de LGN).	0 m 148 m 240 m 250 m		
				Sobrepresión	3 lb/in ²	100.42	Barcaza (área de pretratamiento).	0 m		

De acuerdo a las interacciones del riesgo el Peor caso hipotético que se puede presentar en la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LGN, es el descrito como escenario "E09-TEA-N24-PC, Pérdida de contención de propano en uniones bridadas del tanque 33-V-005; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición" con el efecto de radiación térmica para el evento de bola de fuego, alcanzando una distancia de 376.91 m con una radiación térmica con intensidad de 37.5 kW/m² y para el evento de explosión una distancia desde el punto de la ignición hasta los 166.67 m con una sobrepresión de magnitud de 10 PSI; así también se esperan los daños en todos los equipos de la barcaza de licuefacción, barcaza de pretratamiento, buques de almacenamiento Gas Natural Licuado y área de quemadores; cabe mencionar que las personas que se localicen dentro de las zonas antes mencionadas, tienen una probabilidad del 99.9% de fallecimiento. Además se tienen resultados de zonas de alto riesgo donde se consideran daños por quemaduras de segundo y tercer grado o ruptura de tímpanos del personal que se encuentren localizadas en estas zonas, para el evento de bola de fuego resulta una distancia de 649.24 m a 992.47 m y con una radiación térmica de intensidad de 12.55kW/m² a 5kW/m² y para el evento de explosión una distancia de 333.98 m a 779.18 m con una sobrepresión de magnitudes de 3.0 PSI a 1.0 PSI, por lo anterior descrito el evento se considera catastrófico.

9. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO

En la siguiente tabla se muestra el reposicionamiento de la evaluación de riesgo

Tabla 9-1 Reposicionamiento de los escenarios de riesgo

Nodo	No. Escenario	Desviación	Causa	Consecuencia	Riesgo cualitativo (1)	Riesgo cuantitativo (2)
01 y 07	E01-TEA-N01-CMP	1.1.1.1; 7.7.2.1	No flujo de gas en el suministro a la Terminal (p.ej. fuga o ruptura en la tubería de transporte de alimentación a la Terminal)	Fuga a través de los sellos del compresor 23-PKG-001_E-003.	C	D
17, 19 y 20	E02-TEA-N20-CMP	17.3.1.1; 19.3.1.1; 20.3.1.1; 20.3.2.1; 20.3.3.1	- Envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento. - Envío de gas BOG hacia la corriente de agua de enfriamiento, con formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento. - Ruptura de tubos en 25-E-002 A/B/C/D. - Ruptura de tubos en 25-E-003 A/B/C - Ruptura de tubos en 25-E-004 A/B/C	Formación de nube explosiva en equipos de proceso de la Planta de agua de enfriamiento por envío de gas natural hacia la corriente de agua de enfriamiento.	C	D
07	E03-TEA-N07-CMP	7.3.1.1	Ruptura de alguno de los tubos en el enfriador de descarga del compresor de gas Regen 23-PKG-001 E-003	Fuga de gas en el enfriador 23-E-002; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	C	D
18	E04-TEA-N18-CMP	18.7.2.1	Aumento de presión en el 29-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 29-V-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	Pérdida de contención en el 29-V-001, con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D
17	E05-TEA-N17-CMP	17.7.2.1	Falla del lazo de control de presión PIC-1501 con PV-1501 en posición abierta.	Pérdida de contención de mezcla de refrigerante a través de los sellos a los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001, 27-PKG-001_C-001.	C	D
21	E06-TEA-N21-PC	21.1.1.1	Falla en la conexión para la carga de etano al Iso tanque.	Pérdida de contención de etano en uniones bridadas del tanque 33-V-002 A/B; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D
22	E07-TEA-N22-PC	22.1.1.1; 22.7.1.1	- Falla en la conexión para la carga de butano al Iso tanque. - Falla del lazo de control de presión PIC-0801 con válvula PV-0801A en posición abierta y PV-0801B cerrada	Pérdida de contención de butano en el 33-V-003 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D
23	E08-TEA-N23-PC	23.1.1.1; 23.7.1.1	- Falla en la conexión para la carga de i-pentano al iso tanque. - Falla del lazo de control de presión PIC-0901 con válvula PV-0901A en posición abierta y PV-0901B cerrada	Pérdida de contención de i-pentano en el 33-V-004 con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D

Tabla 9-1 Reposicionamiento de los escenarios de riesgo

Nodo	No. Escenario	Desviación	Causa	Consecuencia	Riesgo cualitativo (1)	Riesgo cuantitativo (2)
24	E09-TEA-N24-PC	24.1.1.1	Falla en la conexión para la carga de propano al iso tanque.	Pérdida de contención de propano en uniones bridadas del tanque 33-V-005; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	C	D
26	E10-TEA-N26-CA	26.6.1.1	Falla del lazo de control de nivel LIC-0301 con LV-0301 en posición cerrada	Pérdida de contención de LNG en uniones bridadas en la estación de carga de autotanques; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	B	D
6 y 28	E11-TEA-N28-CMP	6.3.1.1; 28.3.1.2	- Ruptura de alguno de los tubos en el 23-E-001. - Ruptura de alguno de los tubos en el 45-E-001	Flujo bifásico (gas combustible + aceite de calentamiento) en la succión de la bomba 40-P-002 A/B/C con daño mecánico en la bomba; pérdida de contención a través de los sellos de la bomba 40-P-002 A/B/C	B	D
18	E16-TEA-N18-CMP	18.11.1.1	Ruptura de alguno de los tubos en el 34-E001	Paso de gas natural (corriente proveniente de la succión del compresor 24-PKG-003_C-001) con aumento de presión en el 34-V-001 con potencial pérdida de contención en uniones bridadas del 34-V-001	C	D
26	E17-TEA-N26-CMP	26.7.1.1	Falla del lazo de control de presión PIC-0301 con PV-0301B abierta y PV-0301A cerrada	Aumento de presión en el 29-V-002 con pérdida de contención de LNG en uniones bridadas; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	B	D
30	E18-TEA-N30-CMP	30.6.1.1	Falla del lazo del LSL-0401 al no mandar parar la bomba.	Fuga de gas combustible a través de los sellos de la bomba 41-P-001; incendio en caso de encontrar una fuente de ignición.	B	D
31	E19-TEA-N31-CMP	31.5.1.1; 31.10.1.1	Falla del lazo de control LIC-0502 con paro de la resistencia	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-002; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D
32	E20-TEA-N32-CMP	32.5.1.1; 32.10.1.1	- Falla del lazo de control LIC-0602 con paro de la resistencia - Falla de la resistencia (medio de calentamiento) en el 41-V-003	Pérdida de contención de LNG por daño a la integridad del recipiente 41-V-003; con incendio en caso de encontrar una fuente de ignición	C	D

Fuente: Listado de escenarios de Mayor Riesgo (tomando en consideración los riesgos A, B o C, de la evaluación con salvaguardas) y resultados del análisis cuantitativo de frecuencias.

- El riesgo cualitativo, representa la evaluación de riesgo realizada en las sesiones HazOp, empleando las matrices de riesgo.
- El riesgo cuantitativo, representa el tipo de riesgo de acuerdo a los resultados del análisis cuantitativo de riesgo.

10. DETERMINACIÓN DE MEDIDAS DE REDUCCIÓN DE RIESGOS ADICIONALES PARA ESCENARIOS DE RIESGO

10.1 Análisis capas de protección (LOPA)

Las medidas de seguridad de prevención de riesgos en la industria de los procesos se diseñan considerando la frecuencia de la exposición al riesgo por personas, la probabilidad de la presencia del evento iniciador del riesgo, y la severidad de las consecuencias si el mismo es eventualmente iniciado. Las medidas de seguridad de mitigación de riesgos se diseñan para controlar los eventos peligros iniciados y para reducir el impacto del evento a las instalaciones, el medio ambiente y la vida humana. El modelo jerárquico siguiente muestra las medidas de seguridad contra riesgos industriales, en niveles o capas de protección y su orden secuencial.

Figura 10-1. Capas de protección.



Los niveles de protección de contención de riesgos son los siguientes:

1. Diseño seguro del proceso.
2. Sistema básico de control de procesos (SBCP).
3. Alarmas críticas e intervención del operador.
4. Sistemas instrumentados de seguridad (SIS).
5. Protecciones activas (dispositivos de relevo).
6. Protecciones pasivas (barreras físicas de contención).
7. Plan de emergencia de la planta y de la comunidad.
8. Protección post liberación.

Las medidas de seguridad son independientes entre sí en cuanto a su función. Por eso, dispositivos de regulación y control del nivel más bajo, por regla general no se emplean simultáneamente para aplicaciones de seguridad de un nivel superior. Ahora bien, las medidas de seguridad deben ser evaluadas sistemáticamente para asegurar la vigencia, conveniencia y actualización como sistemas de reducción de riesgos.

Uno de los indicadores para la evaluación de las medidas de seguridad es la seguridad funcional implementada, es decir la garantía de funcionamiento de la medida de seguridad con respecto a una posible demanda real del riesgo de la planta de procesos, expresada y cuantificada comúnmente como “probabilidad de falla en demanda”. Entre los diferentes aspectos

que están dentro de la seguridad funcional, es la especificación de requerimientos de seguridad; y para la reducción de riesgo necesaria, es necesario plantearse lo siguiente:

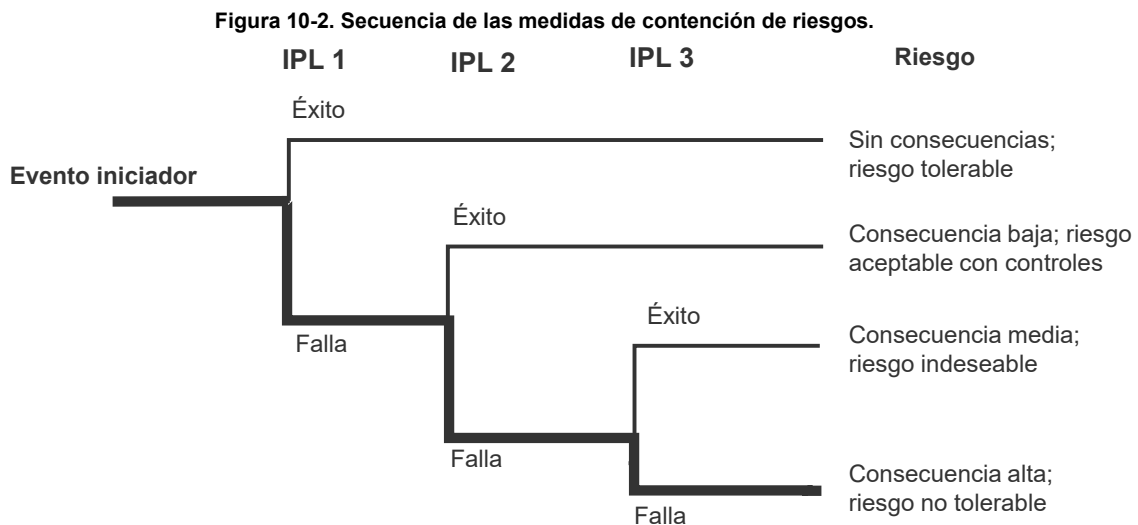
¿Cuál es la función de seguridad? - Que hace la medida de seguridad.

¿Cuál es el nivel de integridad de seguridad? - Qué grado de certidumbre existe del desempeño de la función de seguridad.

Ambos parámetros, seguridad y el nivel de integridad de seguridad especifican a la seguridad funcional como un requisito de toda medida de seguridad, considerando a la medida de seguridad como un todo dentro de un ambiente particular. Los riesgos industriales son de muy distinta naturaleza y sus consecuencias pueden variar desde mínimas hasta realmente catastróficas.

Ha sido necesario analizar mediante numerosas técnicas cada uno de estos riesgos para determinar las medidas para su prevención y en su caso la mitigación de las consecuencias. La enorme variedad de los riesgos industriales ha requerido una enorme variedad de medidas de protección y/o barreras de contención. Los intentos por clasificar estas medidas de protección y/o barreras de contención han dado lugar a lo que se le denomina niveles de protección de contención de riesgos.

Una filosofía de seguridad consiste en que, si la probabilidad del evento iniciador del riesgo y/o desarrollo de las consecuencias de un riesgo que ha sido iniciado exceden la protección de una medida de seguridad, deberá encontrar en su recorrido medidas adicionales inclusive de tecnología diversa y/o de origen externo de mayor contención y/o mitigación. La figura siguiente representa como una o más capas de protección se anteponen a la trayectoria del riesgo.



Dónde:

IPL1, IPL2, IPL3: Son capas de protección independientes implementadas para la reducción del riesgo.

Las medidas de seguridad independientes conforman niveles de protección para la interrupción del escenario de riesgo (evento iniciador).

Los sistemas instrumentados de seguridad son muy importantes en la administración de riesgos debido a que reducen o evitan las consecuencias de los peligros al personal, al ambiente e instalaciones. Los riesgos deben prevenirse como un objetivo inicial del diseño y deben ser mitigados para reducir el riesgo al personal. Por lo tanto, los sistemas instrumentados de seguridad cumplen una función primordial evitando los eventos de riesgo o minimizando la severidad de las consecuencias al personal, al público, al medio ambiente, a la producción e instalaciones. La norma IEC-61511-2016 considera o recomienda el uso al menos de uno de los siguientes métodos para la determinación del nivel de integridad de seguridad:

- Método semicuantitativo.
- Matriz de riesgo.
- Gráfico de riesgo.

- Análisis de capas de protección.

El análisis LOPA es una metodología semicuantitativa que sirve para revisar de manera analítica las protecciones existentes en un sistema, esta técnica evalúa cada una de las capas de protección presentes. En el desarrollo se hace una revisión profunda de las protecciones actuales con las que cuenta el sistema y se determina el rango de riesgo de un evento con dichas capas de protección. Las preguntas que normalmente LOPA responde durante el análisis son:

1. ¿Cuál es el riesgo asociado con los escenarios identificados como indeseables?,
2. ¿Cuál es la probabilidad de ocurrencia de un evento indeseado? y
3. ¿Son suficientes las medidas de seguridad actuales?

LOPA es un método que relaciona la frecuencia del evento iniciador con las probabilidades de falla de las capas de protección de una manera cuantitativa. El procedimiento del análisis LOPA se describe a continuación:

- a. Identificación de los escenarios de mayor riesgo.
- b. Seleccionar un escenario de riesgo.
- c. Identificar el evento inicial del escenario y la frecuencia de ocurrencia del evento.
- d. Identificar IPL's y estimar su PFD.
 - Diseño del proceso.
 - Sistema de control básico.
 - Alarmas críticas e intervención del operador.
 - Función instrumentada de seguridad.
 - Dispositivos mecánicos activos de protección (dispositivos de relevo).
 - Dispositivos mecánicos pasivos de protección (Sistemas de contención física).
 - Sistemas de respuesta a emergencias.

Para darle validez a una capa de protección independiente, se debe cumplir con lo siguiente:

- Independiente: De la causa y otras IPL ya consideradas.
- Efectiva: En la prevención de las consecuencias no deseadas, asociada al escenario (decidir, detectar, interrumpir o cambiar el rumbo del evento)
- Auditable: Se debe demostrar que la IPL cumplirá su función (registros de instalación, pruebas, mantenimientos).
- Diseño: Se debe demostrar que el diseño de la IPL es para prevenir / mitigar el escenario.

Consideraciones adicionales:

- Si el evento iniciador, está relacionado con un lazo de control con señal al SCD, como máximo se considerará una capa de protección relacionada con el SCD.
 - Si el evento iniciador, es diferente al SCD, entonces como máximo se considerarán dos capas de protección relacionada con el SCD.
 - Se dará crédito a las capas de protección post liberación en aquellos casos en que la descripción del evento sea creíble con al menos una fatalidad y que no existan suficientes capas de protección independientes que prevengan la ocurrencia del evento.
- e. Determinación de la frecuencia de los escenarios.
 - f. Uso del LOPA para tomar decisiones de riesgo.

En el **Anexo 11** se incluyen las siguientes tablas:

- Relación de personal que participó en las sesiones LOPA.
- Lista de escenarios-accidentes para LOPA.
- Valor de frecuencias típicas para eventos iniciadores.
- Valor de probabilidad de falla en demanda (PFD).
- Relación de recomendaciones LOPA.
- Criterio individual de aceptación del riesgo.
- Categorías de consecuencia y Nivel de riesgo tolerable (NRT).
- Tablas hojas de trabajo LOPA.
- Lista maestra de capas de protección independientes (IPL) con probabilidad de falla en demanda y factor de reducción de riesgo
- Listado de Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS).
- Lista de asistencia del 07-julio-2025.
- Lista de asistencia del 9-julio-2025.
- Lista de asistencia del 10-julio-2025.

11. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

11.1 Sistemas de seguridad

La Terminal se diseñará con los más altos estándares de seguridad. Los principios fundamentales para la seguridad del personal y la protección de los activos incluirán un diseño inherentemente seguro, un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) de alta integridad, sistemas de alerta temprana que incluyan detección de incendios, gases y frío/niebla, rutas de escape eficientes para el personal a zonas de reunión seguras o refugios temporales, sistemas integrales de despresurización y capacidades de extinción de incendios.

Los requisitos de seguridad específicos para la industria marina abordarán los desafíos específicos de la configuración de la instalación. Para las barcasas de pretratamiento y las barcasas de licuefacción y energía basadas en la gravedad, los sistemas de seguridad se centrarán en la monitorización de la integridad estructural y los riesgos de las instalaciones fijas. Para las unidades flotantes de servicio (FSU), los sistemas de seguridad abordarán el movimiento de la embarcación, la integridad del amarre y los requisitos de respuesta ante emergencias marinas. La coordinación entre los sistemas de seguridad en tierra y en alta mar garantizará una respuesta integrada ante emergencias. Se establecerán limitaciones operativas dependientes de las condiciones meteorológicas y procedimientos de parada segura para todas las operaciones marinas. Se desarrollarán procedimientos de evacuación y rescate marinos tanto para las estructuras fijas basadas en la gravedad como para las FSU flotantes.

Principios de diseño inherentemente seguros.

El principio principal de diseño de la planta será la seguridad por distancia. Este principio exige la separación de las plantas de proceso con inventario inflamable de la sala de control, las funciones críticas de seguridad y las áreas donde el personal permanece durante períodos prolongados. Los sistemas de proceso estarán separados por distancia y aislamiento para minimizar la cantidad de fluido inflamable afectado por incendios o fugas. Los sistemas de proceso con inventario inflamable estarán separados de la infraestructura fuera de los límites de la propiedad y de las áreas públicas. Se minimizará la cantidad de inventario inflamable o peligroso almacenado in situ.

Para las operaciones marinas, se aplicarán principios adicionales de diseño inherentemente seguros. Las operaciones de proceso estarán separadas de las áreas de alojamiento y control marinas en todas las instalaciones. Se proporcionarán sistemas marinos redundantes de energía, control y respuesta a emergencias en todas las instalaciones marinas. El diseño garantizará la evacuación segura tanto de las estructuras gravitacionales como de las unidades flotantes de almacenamiento (FSU) en situaciones de emergencia. El inventario de proceso en todas las instalaciones marinas se minimizará mediante la filosofía de procesamiento continuo.

Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

El Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) será un sistema de alta disponibilidad que realiza un apagado seguro y controlado (total o parcial) cuando se exceden las condiciones especificadas del proceso o del diseño. El SIS contará con controladores, comunicaciones y fuentes de alimentación redundantes. Cuando sea necesario para sistemas de protección de alta integridad, las E/S implementarán instrumentación triplemente redundante con votación de dos de tres para eliminar canales y dispositivos con fallos. El SIS monitoreará las entradas y salidas analógicas para detectar fallos en los dispositivos y las conexiones a los dispositivos de campo para detectar cableado abierto y cortocircuito.

La instalación de GNL AMIGO utilizará un único sistema SIS integrado que abarcará todas las barcasas e instalaciones en tierra. Los controladores principales del SIS estarán ubicados en la Sala de Control Central (CCR) de la instalación en tierra. Los paneles de E/S remotos se distribuirán entre la barcaza de pretratamiento, la barcaza de licuefacción y energía, y ambas unidades de suministro de combustible (FSU) para proporcionar capacidades locales de recolección y actuación de señales. La comunicación entre el CCR terrestre y los sistemas de E/S remotos basados en barcasas se realizará mediante enlaces de comunicación triplemente redundantes, compuestos por cables de fibra óptica redundantes primarios con enrutamiento diverso, un sistema de comunicación inalámbrica redundante secundario (microondas o radio) y un sistema de respaldo de comunicación satelital terciario para funciones de seguridad críticas. Cada barcaza y FSU mantendrá capacidades lógicas de seguridad locales para garantizar un apagado seguro incluso en caso de pérdida total de comunicación con el CCR terrestre.

Los sistemas de seguridad del mismo fabricante que el PCS pueden residir en la misma red de controladores y utilizar el mismo sistema de visualización que este. Sin embargo, se impedirán los cambios en el SIS desde la HMI del operador para mantener la integridad del sistema de seguridad. El SIS estará compuesto por sensores para detectar condiciones peligrosas, solucionadores lógicos para interpretar las señales de los sensores de forma lógica y elementos finales para tomar medidas correctivas que eviten o mitiguen los riesgos, llevando el proceso a un estado seguro. Para las estructuras gravitacionales (barcazas de pretratamiento y barcazas de licuefacción y energía), el SIS incluirá la monitorización del asentamiento mediante instrumentos de nivel de precisión, sistemas de detección de movimiento lateral, monitorización de la inclinación estructural con generación automática de alarmas y monitorización de la presión de los apoyos de cimentación, cuando corresponda.

Para los buques flotantes de lastre (FSU), el SIS incluirá la monitorización del estado y la integridad del sistema de lastre, el movimiento del buque y las tensiones de las líneas de amarre, así como los parámetros de calado y asiento.

Las funciones del SIS del sistema de manejo de BOG incluirán la monitorización de la presión del tanque de la unidad de suministro de gas (FSU) con alarmas y disparos de alta presión, la monitorización del estado del soplador de BOG con conmutación automática en caso de fallo, la monitorización del caudal de cada FSU para garantizar una evacuación adecuada de BOG, la monitorización del nivel y la presión del tambor de reflujo final, la prevención de reflujo mediante la monitorización de la posición de la válvula de retención, la monitorización de la temperatura para detectar la posible condensación de vapor en las líneas de BOG y el aislamiento automático en caso de detección de condiciones anormales.

Para la implementación del SIS se cumplirán los siguientes requisitos: se realizará una evaluación ARP/LOPA, se desarrollarán las especificaciones de requisitos de seguridad (SRS). El diseño del SIS cumplirá con la norma ISA 84. El objetivo principal del SIS será la protección del personal, los activos y el medio ambiente.

El SIS contará con fuentes de alimentación redundantes y comunicación con el DCS. El hardware y el software del SIS se diseñarán de acuerdo con la norma ANSI ISA 84.00.01, Partes 1-3 (2004) e IEC 61508/61511 - Seguridad Funcional: Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos.

El hardware y el software del SIS se diseñarán utilizando un Ciclo de Vida del SIS adecuado para evitar la omisión involuntaria de elementos importantes de diseño, implementación o mantenimiento. El SIS será un sistema separado, diverso y funcionalmente independiente del DCS, y no dependerá del correcto funcionamiento de ningún otro sistema para realizar las funciones de parada del proceso. El hardware del SIS utilizará solucionadores lógicos capaces de alcanzar el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) objetivo de la SIF de la planta más alto requerido. Se proporcionarán diagnósticos de sensores según sea necesario para cumplir con las clasificaciones SIL objetivo de la SIF del SIS.

El SIS se comunicará con el DCS mediante E/S cableadas y/o módulos de comunicación redundantes. La interfaz del operador para el SIS se realizará mediante pantallas DCS e interruptores manuales ubicados en la consola del operador en la sala de control central. Las señales de entrada del SIS provendrán de transmisores; no se utilizarán señales de bajo nivel (termopar/RTD cableado directamente).

El SIS marino cumplirá con los requisitos pertinentes de las sociedades de clasificación para instalaciones marinas. La instrumentación crítica de seguridad incorporará compensación de movimiento del buque para las unidades flotantes de flotación (FSU). Se instalarán sistemas de desconexión de emergencia para todas las conexiones de tierra a buque. El monitoreo meteorológico y la aplicación de límites operativos estarán integrados en la lógica del SIS.

Las funciones del SIS específicas para barcazas y FSU incluirán secuencias de parada de emergencia de la unidad de proceso coordinadas en todas las instalaciones, aislamiento de la línea de transferencia entre barcazas ante la detección de fugas o condiciones anormales, protección y deslastre de carga del generador de turbina de gas de la barcaza de pretratamiento, protección y aislamiento del inventario de MR de la barcaza de licuefacción y energía, protección contra sobrepresión del tanque de carga de la FSU y venteo de emergencia, aplicación de límites operativos basados en la meteorología y el monitoreo ambiental, integración del sistema marino para el control de lastre en las FSU durante situaciones de emergencia y parada de emergencia coordinada en toda la planta con secuencias de aislamiento por etapas. El SIS estará diseñado para mantener condiciones seguras en cada barcaza y FSU, incluso durante la pérdida de comunicación con otras instalaciones o sistemas terrestres. Se dispondrá de capacidades locales de parada de emergencia en ubicaciones estratégicas de cada instalación, con una indicación clara del estado del sistema.

Filosofía de parada de emergencia.

El SIS realizará las funciones de Parada de Emergencia (ESD) independientemente del Sistema de Control Distribuido (DCS). El sistema ESD se proporcionará a todas las instalaciones del proyecto, incluyendo las instalaciones en tierra, la Barcaza de Pretratamiento, la Barcaza de Licuefacción y Energía, y ambas Unidades de Servicio de Refrigeración (FSU). El sistema ESD puede iniciarse automática o manualmente y reaccionará ante condiciones anormales del proceso o mediante la iniciación manual, apagando el sistema de proceso para evitar fugas de hidrocarburos o daños en los equipos.

La iniciación automática se basará en la detección de incendios y/o gases, así como en condiciones anormales del proceso dentro de los límites de cada instalación. La iniciación manual se realizará mediante el accionamiento de pulsadores estratégicamente ubicados dentro de los límites de cada instalación.

Todas las funciones ESD serán a prueba de fallos y estarán conectadas directamente al gabinete del SIS correspondiente, ubicado en toda la instalación. Los gabinetes principales del SIS estarán ubicados en la Sala de Control Central (CCR) en la instalación en tierra, con gabinetes de E/S remotos distribuidos entre todas las barcasas y FSU.

El sistema ESD se interconectará con el sistema F&G para iniciar el apagado automático del proceso en caso de detección de incendio o gas en la instalación correspondiente. El ESD también puede activarse manualmente desde el CCR mediante un botón de apagado de emergencia cableado, ubicado en la consola del operador. Se instalarán estaciones de pulsadores ESD en las siguientes ubicaciones estratégicas: áreas de proceso en la barcaza de pretratamiento, áreas de proceso en la barcaza de licuefacción y energía, estaciones de control de la FSU en ambos buques, pasarelas y puntos de acceso de la terminal marítima, áreas de conexión entre barcasas, edificios PDC, puertas y área de carga de camiones de GNL.

Se instalará un sistema ESD conectado entre la terminal marítima y los buques metaneros para garantizar la activación correcta y secuencial del ESD durante las operaciones de transferencia de GNL. Este ESD conectado utilizará un enlace buque-costa (SSL) eléctrico o de fibra óptica. Se instalará un sistema de respaldo independiente, que puede ser eléctrico, de fibra óptica o neumático, para reducir los modos de fallo comunes.

El SIS proporcionará una cobertura integral para monitorear todos los peligros potenciales dentro de todas las instalaciones e iniciar automáticamente las medidas de apagado y contención adecuadas. Se instalarán válvulas de cierre para aislar el proceso en caso de interrupción. Estas válvulas se activarán mediante estaciones de parada de emergencia (ESD) ubicadas en toda la planta, terminal marítima o barcasas, o mediante enclavamientos lógicos del proceso definidos en diagramas de causa y efecto.

Filosofía de parada de emergencia en barcasas.

El sistema de Parada de Emergencia en Barcasas (ESD) en barcasas proporcionará una capacidad de parada coordinada entre las instalaciones en tierra, la Barcaza de Pretratamiento, la Barcaza de Licuefacción y Energía, y ambas Unidades de Tratamiento de Agua (FSU). La jerarquía de ESD se estructurará en Nivel 1: Parada de Unidad para el aislamiento de cada unidad de proceso; Nivel 2: Parada de Barcaza para el aislamiento completo del proceso en barcaza; y Nivel 3: Parada de Instalación para la parada de emergencia de toda la planta.

Los activadores de ESD de estructura basados en la gravedad para la Barcaza de Pretratamiento y la Barcaza de Licuefacción y Energía incluirán la detección de asentamiento excesivo, detección de fuego o gas, pérdida de energía, fallas críticas de servicios públicos, incluyendo aire y nitrógeno para instrumentación, y pérdida de comunicación entre barcasas o con el CCR en tierra.

Las conexiones de proceso entre barcasas estarán equipadas con válvulas de aislamiento de emergencia tanto en el extremo de envío como en el de recepción. Estas válvulas estarán diseñadas para cerrarse en caso de falla de señal o energía. La secuencia de ESD garantizará el aislamiento seguro de las corrientes de proceso entre barcasas, la despresurización de las tuberías entre barcasas hacia la antorcha, el mantenimiento de los servicios esenciales para una parada segura y la preservación de la integridad estructural durante situaciones de emergencia.

Parada de emergencia de la FSU

Las funciones de ESD específicas de la FSU incluirán la respuesta ante movimientos excesivos del buque o tensiones en las líneas de amarre, fallos del sistema de lastre, superación de los límites de calado o estabilidad, el aislamiento de las líneas de transferencia de GNL hacia/desde la barcaza de licuefacción y energía, el aislamiento de las líneas de BOG hacia el tambor de evaporación final, el apagado de los sopladores de BOG con cambio automático a modo de espera, la activación de los sistemas de alivio de presión de los tanques de carga si es necesario, el aislamiento de los brazos de carga de GNL durante las operaciones de transferencia de carga y el mantenimiento de los sistemas esenciales del buque para garantizar su estabilidad.

Cada FSU mantendrá la capacidad local de ESD para garantizar un aislamiento seguro incluso durante la pérdida de comunicación con otras instalaciones. El sistema ESD de la FSU se coordinará con el ESD de toda la instalación para garantizar una secuencia de apagado adecuada, manteniendo al mismo tiempo la seguridad de la embarcación.

Coordinación de respuesta a emergencias.

El sistema ESD estará diseñado para aislar y apagar de forma segura todas las instalaciones, manteniendo al mismo tiempo la integridad estructural de las estructuras gravitacionales mediante la monitorización de cimentaciones, la operación de sistemas marinos esenciales, la alimentación de emergencia para sistemas críticos, rutas seguras de venteo y despresurización, y la capacidad de evacuación del personal.

La coordinación entre el ESD en tierra y el ESD en barcaza garantizará secuencias de apagado seguras en toda la planta con los tiempos de retardo adecuados para evitar sobretensiones, mantener la estabilidad de las embarcaciones y permitir una despresurización controlada.

Detección de fuego y gas (F&G)

Se instalará un sistema integral de detección de incendios y gases (F&G) en la Terminal, que abarcará todas las instalaciones terrestres, la barcaza de pretratamiento, la barcaza de licuefacción y energía, y ambas unidades de suministro de gas (FSU). La exposición del personal en la terminal de GNL se minimizará mediante el uso de tecnología de control y monitoreo automatizados, incluyendo la cobertura de CCTV. El sistema de detección de F&G será un sistema independiente de alta integridad SIL 3.

En áreas donde una fuga de GNL pueda representar un accidente creíble, se utilizará la detección de frío y/o la detección de niebla óptica como medidas adicionales de alerta temprana. Este requisito es particularmente crítico para la barcaza de licuefacción y energía, las FSU y todas las áreas de transferencia de GNL.

Todos los monitores de área de incendios y gases (F&G) estarán cableados desde el dispositivo de campo a la caja de conexiones inteligente de F&G más cercana, como entradas analógicas o discretas. Los monitores de área contarán con detección de gases inflamables y llamas. Se instalarán alarmas audibles y visuales en toda la terminal y en todas las barcasas para alertar a los operadores de la planta. El gabinete principal del sistema de combustible y gas (F&G) se ubicará en el CCR con paneles de E/S distribuidos en cada barcaza y unidad de suministro de combustible (FSU). Los sistemas de F&G se alimentarán mediante un sistema UPS.

Los detectores de incendio y gas serán adecuados para operar en las áreas peligrosas y el entorno marino predominante en las instalaciones del proyecto. Los detectores de incendio incluirán detectores de calor, detectores de humo, detectores de llama UV/IR, detectores ópticos/de humo combinados, pulsadores manuales ubicados en lugares estratégicos y de fácil acceso, y detectores de baja temperatura para la detección de derrames de GNL. Los detectores de gases inflamables incluirán detectores de gas de camino abierto, detectores de gas IR (infrarrojos) puntuales, detectores ultrasónicos de fugas de gas para áreas de alta presión, detectores de gas portátiles para operadores al ingresar a espacios confinados y detectores de H₂S en áreas de manejo de gases ácidos.

Detección de gases y gases en la barcaza de pretratamiento

La barcaza de pretratamiento requerirá una cobertura integral de F&G, como se indica a continuación: Las áreas de pretratamiento de gas incluirán detección de vapores tóxicos para las unidades de remoción de mercurio, detección de H₂S además de gas combustible para las unidades de remoción de gases ácidos, detección de gas combustible y vapor de glicol para las unidades de deshidratación, detección de fugas de gas y líquido combustible para la unidad de remoción de hidrocarburos pesados, y detectores resistentes a las vibraciones para las áreas de compresión de gas tratado. Las áreas de distribución de energía incluirán detección de humo y calor para las salas eléctricas.

Las áreas de servicios públicos incluirán detección de calor y humo para los sistemas de aceite caliente, detección de llamas y monitoreo de alta temperatura para el oxidador térmico, y detección de deficiencia de oxígeno para la generación de nitrógeno.

Los requisitos específicos de la barcaza incluirán detección de gas combustible y humo en las salas de bombas de lastre (si corresponde), detección de humo y calor en las salas de bombeo y detección de gas y frío en los puntos de conexión entre barcasas.

Detección de gas y fuego en barcaza de licuefacción.

La barcaza de licuefacción y energía requerirá cobertura especializada de gases y gases combustibles, como se indica a continuación: Las áreas de proceso de licuefacción incluirán detección de baja temperatura y gases combustibles para los módulos de caja fría, detección de gases combustibles y llamas resistentes a las vibraciones para las áreas de compresores de MR, detección específica de refrigerantes para las áreas de almacenamiento y reposición de MR, y detección de gases combustibles y baja temperatura para el sistema de gas de reflujo final.

Las áreas de transferencia de GNL incluirán detección de frío y gas para las líneas de descarga de GNL a las unidades de suministro de gas (FSU), detección de gases combustibles para las líneas de retorno de BOG desde las FSU y detección integral de gas y frío para las galerías de tuberías entre barcasas.

Las áreas de generación de energía incluirán detección de calor, humo y gases combustibles en los recintos de las turbinas de gas, detección de gases combustibles con aislamiento automático para los patines de gas combustible, detección de calor y humo para los sistemas de aceite lubricante y detección de humo y calor para las salas eléctricas.

Los sistemas marinos de las barcasas incluirán detección de humo, calor y gases según las normas marinas para los espacios de máquinas, detección de humo según SOLAS para las áreas de alojamiento y detección de humo e iluminación de emergencia para las rutas de escape.

Detección de gases en FSU.

Cada FSU estará equipada con sistemas integrales de detección, como se indica a continuación:

La detección en el área de carga incluirá detección de gases combustibles y bajas temperaturas en las áreas de la cúpula de los tanques de carga, detección integral de gases con enclavamientos de ventilación forzada para las salas de bombas de carga, detección de gases y frío para las áreas de colectores de carga, detección de gases combustibles para las áreas de sopladores de BOG y detección de llamas para las salidas de las válvulas de alivio de presión (PRV) de los tanques de carga en las áreas de los mástiles de ventilación.

Los sistemas marinos incluirán detección de calor, humo y gases combustibles para las salas de máquinas, detección de migración de gases para las salas de bombas de lastre, detección de humo y calor para las salas eléctricas y detección de humo según los requisitos SOLAS para los espacios de alojamiento.

Las estaciones de transferencia de GNL incluirán detección de gases y frío para las áreas de conexión de los brazos de carga, detección de frío para las áreas de acoplamiento de liberación de emergencia y detección de bajas temperaturas para las bandejas de goteo de los colectores.

Integración del sistema de detección.

Se ubicarán sensores de detección de gas en todos los puntos estratégicos, incluyendo conexiones de tuberías entre barcas, zonas de carga marítima en el muelle, perímetros de áreas de proceso, zonas de congestión de equipos, puntos bajos con posible acumulación de vapor, tomas de aire de edificios y límites de rutas de escape.

El sistema de F&G interactuará con los sistemas de parada de emergencia para el aislamiento automático del proceso, sistemas de diluvio y extinción de incendios para su activación automática, sistemas de climatización (HVAC) para la parada automática al detectar gas, sistemas de alarma de personal para evacuación y sistemas de control de lastre para la monitorización de la estabilidad de la unidad de suministro de combustible (FSU) durante emergencias.

Se instalarán monitores inteligentes ultravioleta/infrarrojo (UV/IR) en todas las instalaciones, con especial atención a las áreas de proceso con gas presurizado, los recintos de turbinas de generación de energía, las áreas de antorcha y los módulos de proceso de alta congestión.

Se incluirán detectores de alta temperatura para detectar incendios en las líneas de ventilación de las válvulas de alivio de los tanques de carga de la FSU, la chimenea del oxidador térmico, los componentes del sistema de aceite caliente y los sistemas de escape de las turbinas de gas. Toda la detección de F&G en las estructuras gravitacionales estará diseñada para mantener su funcionalidad durante asentamientos menores dentro de los límites de diseño, condiciones climáticas extremas y pérdida de la alimentación de tierra, con transferencia automática a UPS/energía de emergencia.

El sistema integrado de F&G proporcionará un monitoreo integral en todas las instalaciones, con alarmas centralizadas en la CCR en tierra y alarmas locales en cada barcaza y FSU para garantizar una respuesta rápida ante cualquier incendio o gas.

Sistema de CCTV.

Las instalaciones del proyecto contarán con un sistema integral de vigilancia con cámaras CCTV que cubra todas las instalaciones en tierra, la barcaza de pretratamiento, la barcaza de licuefacción y energía, ambas FSU y las áreas de la terminal marítima. Todos los datos de seguridad y vigilancia operativa se monitorearán desde la Sala de Control Central (CCR) en la instalación en tierra mediante enlaces de comunicación redundantes. Se ubicarán cámaras de alta resolución para condiciones de poca luz con carcassas de grado marino en toda la terminal de GNL, incluidas todas las barcasas y FSU. El sistema de CCTV tendrá una doble función: vigilancia de seguridad para el monitoreo perimetral y el control de acceso, y monitoreo operativo para la supervisión de procesos y la respuesta a emergencias.

Las cámaras se ubicarán de forma que proporcionen una visión sin obstáculos de todas las áreas críticas.

Especificaciones de la cámara.

Todas las cámaras cumplirán los siguientes requisitos mínimos: resolución de alta definición (mínimo 1080p, preferiblemente 4K para áreas críticas), capacidad día/noche con iluminación infrarroja, carcasa de grado marino de acero inoxidable 316L para instalaciones en barcasas, certificación a prueba de explosiones para áreas peligrosas, estabilización de imagen para cámaras montadas en FSU, función de giro, inclinación y zoom (PTZ) para puntos de monitoreo críticos, capacidad de análisis para detección de movimiento y alertas de intrusión, y almacenamiento a bordo mínimo de 30 días.

Arquitectura del sistema.

El sistema de CCTV empleará una arquitectura distribuida con grabadoras de vídeo en red (NVR) en el CCR en tierra como almacenamiento principal, NVR locales en cada barcaza y FSU para redundancia, infraestructura de red redundante, capacidades de conmutación automática por error y funciones de ciberseguridad, incluyendo cifrado y autenticación.

Los requisitos de grabación incluirán grabación continua para todas las cámaras de seguridad, grabación activada por movimiento para las cámaras de monitoreo de procesos, almacenamiento mínimo de 90 días para las cámaras de seguridad, almacenamiento mínimo de 30 días para las cámaras operativas y archivo automático de las grabaciones de incidentes.

Integración operativa.

El sistema de CCTV se integrará con el sistema de detección de incendios y gases para la activación automática de las cámaras en caso de alarma, el sistema de control de acceso para la grabación de entradas y salidas, el sistema de apagado de emergencia para la grabación de incidentes, el Sistema de Gestión del Tráfico de Buques para operaciones marítimas y el sistema de monitoreo estructural para estructuras gravitacionales. El análisis de video avanzado permitirá la detección de intrusiones en el perímetro y áreas restringidas, la detección de merodeo cerca de equipos críticos, la detección de retirada/abandono de objetos, la detección de aglomeraciones en puntos de reunión, la supervisión del cumplimiento del EPI en los puntos de entrada y la detección de humo y llamas como respaldo del sistema de F&G.

Control y visualización.

La monitorización y el control mediante CCTV se realizarán en la Sala de Control Central con acceso completo al sistema y visualización en videowall, estaciones locales de control de barcasas con cámaras específicas para barcasas, oficinas de seguridad con cámaras de seguridad y acceso remoto autorizado mediante dispositivos móviles.

La interfaz del operador permitirá la visualización simultánea de múltiples vistas de cámara, recorridos preestablecidos de cámara para vigilancia rutinaria, recuperación instantánea de grabaciones, integración con mapas de las instalaciones que muestran la ubicación de las cámaras, posicionamiento automático de cámara activado por evento y enmascaramiento de privacidad para áreas sensibles.

Requisitos específicos para la industria marítima.

Las cámaras que monitorizan las operaciones marítimas permitirán la identificación clara de los nombres y números de las embarcaciones, el monitoreo de la tensión de las líneas de amarre como respaldo visual, la evaluación del estado del mar y las condiciones meteorológicas, el monitoreo de la posición del brazo de carga, la vigilancia de la interfaz buque-costa y el monitoreo de la aproximación de las embarcaciones en caso de emergencia.

Todas las cámaras de la zona marítima estarán ubicadas de forma que eviten interferencias con las luces de navegación de las embarcaciones e incluir protectores solares adecuados para evitar que el deslumbramiento afecte las operaciones de las embarcaciones.

Sistemas de comunicación.

La terminal contará con sistemas de comunicación integrales para garantizar una comunicación fiable entre todas las partes de la terminal, incluyendo la Sala de Control Central (CCR), la Barcaza de Pretratamiento, la Barcaza de Licuefacción y Energía, ambas Unidades de Servicio de Emergencia (FSU), las oficinas de seguridad y todas las demás ubicaciones críticas.

El sistema de comunicación constará de un sistema telefónico con tecnología VoIP y terminales en todos los puntos de control y áreas de proceso, un enlace de barco a tierra (SSL) para las comunicaciones con buques metaneros durante las operaciones de carga, un sistema de radio marina VHF para las comunicaciones con buques marítimos, walkie-talkies VHF portátiles con unidades intrínsecamente seguras para las operaciones de campo, un sistema de megafonía y alarma general para la cobertura de toda la instalación con zonas locales, una red Wi-Fi industrial que proporcione seguridad para dispositivos móviles y comunicación de datos, y un sistema de comunicación entre barcasas con enlaces dedicados entre todas las instalaciones.

La infraestructura de comunicación principal utilizará vías redundantes, incluyendo cables de fibra óptica a través de bandejas de cables aéreos entre las instalaciones como método principal, enlaces inalámbricos de microondas o radio como respaldo secundario y comunicación satelital para emergencias como opción terciaria.

Se instalarán sistemas de walkie-talkies a prueba de explosiones para todas las áreas de proceso, las operaciones de carga en el muelle y en cada barcaza y unidad de servicio de flota (FSU). La estación base del sistema de walkie-talkie se instalará en el CCR con repetidores en cada barcaza y unidad de suministro de combustible (FSU) para garantizar una cobertura completa. La comunicación entre el CCR y todas las barcasas y unidades de suministro de combustible (FSU) se realizará mediante enlaces de comunicación redundantes.

Requisitos de comunicación de las barcasas.

Cada barcaza y unidad de suministro de combustible (FSU) estará equipada con un sistema telefónico local integrado con la red de toda la instalación, altavoces de megafonía en todas las áreas de trabajo y rutas de escape, bocinas de alarma de emergencia con señales distintivas, estaciones de carga y unidades de repuesto para walkie-talkie, radio VHF marina para la comunicación entre buques y sistemas de intercomunicación en los puntos de control críticos y las pasarelas de acceso.

La barcaza de pretratamiento y la barcaza de licuefacción y energía contarán con salas de comunicación dedicadas que albergarán bastidores para equipos de comunicación, conmutadores y enrutadores de red, estaciones base de radio y sistemas UPS para los equipos de comunicación.

Comunicación de emergencia.

El sistema de comunicación de emergencia garantizará una comunicación fiable en todas las situaciones de emergencia, incluyendo cortes de suministro eléctrico con transferencia automática a SAI/sistema de alimentación de emergencia, canales de emergencia dedicados en todos los sistemas de comunicación, integración con sistemas de alarma de incendios y gas para alertas automáticas, mensajes de emergencia pregrabados para situaciones específicas y capacidad de anulación manual desde múltiples ubicaciones.

Todos los sistemas de comunicación estarán diseñados para permanecer operativos durante condiciones climáticas severas, cortes de suministro eléctrico, fallos individuales de equipos mediante redundancia y situaciones de evacuación de emergencia.

El sistema de megafonía proporcionará una cobertura audible clara en todas las áreas, con monitorización del nivel de ruido ambiental y ajuste automático del volumen en zonas de alto ruido, como estaciones de compresión y recintos de turbinas.

Sistema de despresurización.

En una planta de gas que maneja gas natural a alta presión, la única medida eficaz de extinción de incendios es la despresurización. El sistema automatizado de despresurización (sistema de caída de presión) garantizará que todos los volúmenes afectados de tamaño y presión significativos en el área afectada se descarguen de forma segura al quemador tras un incendio confirmado o una activación manual.

Un incendio confirmado se definirá como la activación simultánea de dos detectores de incendios independientes (uno de fuego y otro de gas) o la activación del pulsador de alarma de incendios de campo.

El sistema de despresurización estará dividido en zonas para permitir la despresurización selectiva, manteniendo al mismo tiempo la integridad operativa de las áreas no afectadas. Las zonas terrestres incluirán la recepción y medición de entrada, la estación de carga de camiones y el sistema de antorcha. Las zonas de pretratamiento para barcasas incluirán unidades de extracción de mercurio con aislamiento individual, unidades de extracción de gases ácidos con aislamiento individual, unidades de deshidratación con aislamiento individual, unidad de extracción de hidrocarburos pesados, compresión de gas tratado y tuberías entre barcasas hacia la barcaza de licuefacción y energía.

Las zonas de licuefacción y energía para barcasas incluirán unidades de licuefacción con aislamiento individual, sistemas de compresión de gas MR, sistema de gas de reflujo final, transporte de GNL a las unidades de suministro de combustible (FSU), área de generación de energía, sistema de aceite caliente y conexiones de tuberías entre barcasas.

Las zonas FSU de cada buque incluirán sistemas de tanques de carga, sistemas de manejo de BOG y sistemas de carga.

Donde se manipule GNL en la barcaza de licuefacción y energía, las FSU o el muelle, la protección contra sobrepresión incluirá válvulas de seguridad de presión (PSV) y válvulas de seguridad de temperatura (TSV). Las descargas de los tanques de carga de la unidad de suministro de combustible (FSU) y otros equipos de baja presión se recogerán en colectores y se enviarán al sistema de gas de expansión final (Final Flash Gas) en la barcaza de licuefacción y energía. Todos los sistemas estarán diseñados para soportar la presión nominal total del sistema de GNL.

Filosofía de despresurización.

El diseño del sistema de despresurización considerará la despresurización por etapas para prevenir sobretensiones, el aislamiento de tuberías entre barcasas y las secuencias de despresurización, el mantenimiento de los servicios esenciales durante los eventos de despresurización, la prevención de condiciones de vacío en sistemas criogénicos y una secuenciación adecuada para evitar el arrastre de líquido a la antorcha.

Las tasas de despresurización se limitarán a 100 psi por minuto para sistemas de acero al carbono, 50 psi por minuto para sistemas de acero inoxidable y 15 psi por minuto para sistemas criogénicos para prevenir el choque térmico.

Consideraciones específicas para barcasas.

La despresurización de las tuberías entre barcasas incluirá: válvulas de aislamiento automáticas en ambos extremos de las líneas de transferencia, conexiones de purga dedicadas para los volúmenes atrapados, lógica de despresurización secuencial para evitar el reflujo y la consideración de la contracción térmica durante la despresurización de la línea de GN y válvulas de aislamiento automáticas en ambos extremos de las líneas de transferencia.

Integración del sistema de antorcha.

El sistema de antorcha de la instalación, ubicado en el muelle, recibirá flujos de despresurización de todas las barcasas a través de sistemas de tuberías elevados. La antorcha estará diseñada para manejar un evento de despresurización de contingencia máxima, la despresurización simultánea de las zonas de incendio designadas, el gas frío del alivio del sistema criogénico y el gas húmedo de las unidades de proceso aguas arriba.

Los cabezales de antorcha de las barcasas contarán con traceado térmico y aislamiento cuando sea necesario para evitar la condensación y la formación de hidratos. Cada barcaza contará con cabezales de antorcha dedicados con capacidad de aislamiento para permitir el mantenimiento sin afectar a otras instalaciones.

Manejo de BOG de las FSU durante la despresurización.

Durante las operaciones normales, el BOG de las FSU se dirige al sistema de gas de reflujo final. Durante los eventos de despresurización, la presión de los tanques de carga de las FSU se mantendrá dentro de límites seguros, los sopladores de BOG se ajustarán automáticamente para mantener la presión de los tanques, se dispondrá de venteo de emergencia a la atmósfera si el sistema de gas de reflujo final está aislado, y se mantendrá la coordinación con los procedimientos de emergencia del buque metanero durante las operaciones de carga.

El sistema de despresurización estará diseñado para garantizar una purga segura y controlada, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del personal mediante una rápida reducción de la presión en caso de incendio, la protección de los equipos mediante tasas de despresurización controladas, la protección ambiental mediante la correcta eliminación de las antorchas y la flexibilidad operativa mediante el aislamiento por zonas.

Protección contra derrames de GNL.

Se implementarán sistemas de protección contra derrames de GNL en todas las áreas de proceso donde se manipule este gas para proteger las estructuras contra la fragilización por baja temperatura resultante de fugas accidentales.

El diseño del sistema cumplirá con el código NFPA y los requisitos legales locales, basándose en los resultados de estudios que determinen el volumen máximo de GNL descargado durante fugas accidentales individuales. Se instalará un sistema de detección de derrames con detección de baja temperatura que, al detectarla debido a una fuga de GNL, genere una alarma local y en el CCR.

Se prestará especial atención a la protección contra derrames de GNL en el sector marino para proteger la integridad estructural y prevenir impactos ambientales. En el caso de las estructuras gravitacionales, la protección contra derrames se centrará en la protección del casco de la barcaza y las áreas de cubierta debajo de los equipos de GNL para evitar daños estructurales por exposición criogénica. En el caso de las unidades flotantes de almacenamiento de gas (FSU), se considerarán medidas adicionales como la protección del casco y el mantenimiento de la estabilidad durante derrames. Los sistemas de drenaje estarán diseñados para recolectar y vaporizar de forma segura pequeños derrames de GNL mediante tuberías de drenaje aisladas, dirigidas a zonas de vaporización seguras, alejadas del personal y los equipos.

El diseño evitará la acumulación de GNL en las superficies de cubierta e incluir disposiciones para la protección contra descargas al mar, a fin de evitar el contacto del casco con líquidos criogénicos.

Todas las barcazas y buques de la FSU estarán equipados con sistemas especializados de protección contra derrames de GNL, diseñados para operaciones marítimas. Estos sistemas incluirán sistemas de detección de baja temperatura con clasificación marina, sistemas de barrera de vapor para evitar la formación de nubes de vapor de GNL sobre el agua, sistemas de emergencia para la descarga de GNL en tanques de carga, si es necesario, se considerará la coordinación con los sistemas de extinción de incendios marítimos y procedimientos de respuesta ante derrames en función de las condiciones meteorológicas.

Extinción de incendios.

El sistema de extinción de incendios de AMIGO LNG proporcionará protección integral a todas las instalaciones en tierra, las dos barcazas de proceso por gravedad y las unidades de extinción de incendios (FSU). La filosofía de diseño del sistema prioriza el uso de agua dulce para la extinción inicial de incendios a fin de minimizar los daños a los equipos, con un cambio automático a un suministro ilimitado de agua de mar para incendios prolongados. Este enfoque protege los equipos sensibles de la corrosión por agua de mar durante las pruebas, los escapes accidentales y los incendios menores.

El sistema de extinción de incendios incluirá sistemas de diluvio para la refrigeración de los equipos, monitores de agua contra incendios estratégicamente ubicados, una extensa red de mangueras e hidrantes contra incendios, sistemas de espuma para incendios en charcas líquidas, sistemas de CO₂ o agua nebulizada para espacios cerrados, sistemas de polvo químico seco para incendios de gas tridimensionales y extintores portátiles distribuidos por todas las instalaciones.

El agua dulce para la extinción de incendios será generada por la planta desalinizadora en tierra y almacenada en tanques de agua contra incendios específicos con una capacidad de 2 x 3000 m³. La configuración de las bombas de agua contra incendios incluirá dos bombas de agua contra incendios 100% dulce accionadas eléctricamente con la fuente de alimentación principal, dos bombas de agua contra incendios 50% de agua de mar accionadas eléctricamente con la fuente de alimentación principal y dos bombas de agua contra incendios 50% diésel-eléctricas de agua de mar. Las cuatro bombas 50% de agua de mar se instalarán en dos ubicaciones separadas para garantizar la integridad y redundancia del sistema ante posibles problemas de entrada. El sistema de distribución de agua contra incendios utilizará un anillo principal de agua contra incendios enterrado con múltiples secciones aisladas para mantener la disponibilidad del sistema durante el mantenimiento o en caso de avería.

Protección contra incendios específica para barcasas.

Los sistemas de diluvio de la barcaza de pretratamiento protegerán las cuatro unidades de eliminación de mercurio, las cuatro unidades de eliminación de gases ácidos, las cuatro unidades de deshidratación, la unidad de eliminación de hidrocarburos pesados y el área de compresión de gases tratados.

La barcaza de licuefacción y energía requiere protección contra incendios especializada debido a la naturaleza criogénica de sus operaciones. Las tres cámaras frigoríficas de licuefacción estarán protegidas por sistemas de polvo químico diseñados para incendios de gas criogénico, ya que los sistemas a base de agua podrían causar choque térmico y daños a los equipos. Las áreas de compresores MR contarán con sistemas de refrigeración por diluvio con un drenaje minucioso para evitar la formación de hielo. El sistema de gas de revaporización final y las áreas de descarga de GNL utilizarán una combinación de polvo químico para la extinción directa de incendios y monitores de agua ubicados para proporcionar refrigeración sin afectar directamente a los equipos criogénicos. Los dos generadores de turbina de gas contarán con sistemas específicos de supresión de CO₂ para sus recintos, complementados con sistemas de diluvio activados por calor para la refrigeración externa. El sistema de aceite caliente y el oxidador térmico estarán protegidos por una combinación de sistemas de refrigeración por diluvio y espuma adecuados para el servicio de hidrocarburos calentados. Cada unidad de almacenamiento de combustible (FSU) estará equipada con sistemas integrales de extinción de incendios marinos diseñados para proteger los sistemas de carga de GNL, manteniendo al mismo tiempo la integridad del buque. Las bombas de extinción de incendios de agua de mar con respaldo de energía de emergencia proporcionarán agua contra incendios ilimitada. Las salas de bombas de carga deberán contar con sistemas de inundación total de CO₂ que cumplan con los requisitos del Código IGC, con sistemas de espuma que proporcionen protección de respaldo. Los sistemas de rociado de agua protegerán las cúpulas de los tanques de carga y las áreas de colectores, con un diseño cuidadoso para evitar la acumulación de agua que podría afectar la estabilidad del buque. Las áreas de manejo de BOG, incluyendo los sopladores que envían vapor al sistema de gas de expansión final, deberán contar con sistemas adecuados de detección y supresión de gases.

Coordinación de protección contra incendios entre barcasas.

La distribución de agua contra incendios entre barcasas utilizará sistemas de tuberías fijas soportadas en las mismas estructuras que transportan las tuberías de proceso y los servicios públicos. Cada barcaza contará con válvulas de aislamiento que permitan retirar del servicio las secciones sin afectar la protección contra incendios de otras instalaciones.

Los monitores de incendios se ubicarán estratégicamente para cubrir las áreas de transferencia entre barcasas, con especial atención a la transferencia de gas tratado desde la barcaza de pretratamiento a la barcaza de licuefacción y energía, y las líneas de descarga de GNL desde la barcaza de licuefacción y energía a las unidades de servicio de flotación (FSU). La ubicación de los monitores considerará la geometría fija de las instalaciones gravitacionales, lo que permitirá una cobertura óptima sin necesidad de compensación de movimiento.

Protección contra eventos naturales que incluyen huracanes y tormentas tropicales,

Las estructuras y los equipos han sido diseñados de acuerdo con los estándares internacionales relevantes para la gestión de riesgos de clima extremo, inundaciones y rayos. La planta de GNL está diseñada para resistir y estar estructuralmente intacta para manejar un huracán de categoría 5, aunque la probabilidad de este evento (Cat 5) es muy baja en Guaymas. El diseño del proceso de la planta de GNL y el almacenamiento de GNL tiene un búfer de temperatura máxima + un diseño de temperatura extrema adicional de 15 grados C, lo que proporciona una expansión adecuada de las juntas e interfaces en caso de temperaturas extremas durante la operación. Sin embargo, el impacto de las inundaciones y el aumento del nivel del mar en la terminal es mínimo ya que la elevación del sitio del proyecto es de unos 10 m por encima del nivel medio del

agua del mar. Se ha desarrollado un plan de respuesta a emergencias que detalla las áreas de responsabilidad y los procedimientos a seguir en caso de una emergencia. Anexo 6 Procedimientos: 48418-HSE-2025-022-A Plan de Acción Ante Eventos Hidrometeorológico

Protección contra incendios en terminales marítimas.

El área de la terminal marítima donde atracan los buques metaneros para las operaciones de carga requiere sistemas especializados de protección contra incendios. Se colocarán plataformas de polvo químico seco para proteger los brazos de carga y las áreas de conexión de los colectores. Estos sistemas proporcionan una rápida capacidad de extinción para incendios de gas tridimensionales que puedan ocurrir durante las operaciones de conexión o desconexión. Los monitores de agua y los sistemas de espuma proporcionarán capacidades de enfriamiento y supresión de vapor. Los buques metaneros atracados en el muelle deberán utilizar sus propios sistemas de protección contra incendios, cumpliendo con los requisitos legales y de la sociedad de clasificación aplicable. Los requisitos de la terminal especifican que al menos dos remolcadores, utilizados para llegadas y salidas, deben estar equipados con capacidades de extinción de incendios. Además, un remolcador permanecerá en espera cerca de la terminal, dedicado al buque metanero durante las operaciones de carga.

Integración y control del sistema.

El sistema de extinción de incendios estará completamente integrado con los sistemas de respuesta a emergencias de la instalación. La activación se realizará automáticamente a través del sistema de detección de incendios y gases, manualmente desde botoneras estratégicas o remotamente desde el CCR. El diseño del sistema garantizará la disponibilidad de agua contra incendios a las presiones y caudales requeridos en todas las ubicaciones simultáneamente, según el escenario de incendio más grande posible.

El almacenamiento de concentrado de espuma se centralizará en la zona de atraque de barcasas, con sistemas de distribución para suministrar una solución de espuma dosificada a todas las áreas donde se requiera protección con espuma. La capacidad de almacenamiento de concentrado se dimensionará para operaciones prolongadas, basándose en el escenario de incendio de charco más grande posible, además de los márgenes de seguridad adecuados.

Todos los sistemas contra incendios cumplirán con las normas NFPA aplicables para instalaciones industriales, complementadas con los requisitos del Código SOLAS e IGC para los aspectos marinos de la instalación. La integración de las normas de protección contra incendios industriales y marinos garantiza una cobertura integral para esta configuración única de instalación.

11.2 Medidas preventivas

Para el diseño de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, actualmente en etapa de ingeniería básica, se utilizaron normas, códigos y estándares vigentes y aplicables, con el objetivo de garantizar condiciones seguras de operación y proteger adecuadamente a los receptores de riesgo. Para mayor detalle, consúltase el apartado 3.2 del presente reporte de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos (ARSH).

En cumplimiento con la normatividad aplicable al tipo de sistema, Amigo LNG S.A. de C.V. cuenta con procedimientos y programas que resultan cada vez más esenciales para alcanzar un alto nivel de seguridad. Estos instrumentos permiten prevenir, mitigar y reforzar las capacidades existentes en materia de protección. A continuación, se enlistan algunos de los procedimientos y/o protocolos:

- 48418-HSE-2024-018-A Risk and Opportunity Management
- 48418-HSE-2024-023-A HSEQ Corrective Actions
- 48418-HSE-2024-024-A HSEQ Incident Management Plan
- 48418-HSE-2024-025-A HSEQ Internal Audit Procedure
- 48418-HSE-2025-022-A Plan de Acion Ante Eventos Hidrometeorologicos
- 48418-HSE-2019-014-B Plan de respuesta a emergencia AMIGO LNG
- 48418-HSE-2024-026-A Filosofía de operación carga y descarga de isotanques

En el **Anexo 12, Información**, se incluyen los procedimientos que se mencionan en el presente apartado.

11.3 Recomendaciones técnico-operativas

De acuerdo con la percepción y experiencia del grupo de análisis de riesgo que participó en la identificación de peligros, existen ciertas acciones o medidas que deben ser tomadas en cuenta para reducir el nivel de riesgo total, incrementar la seguridad, disponibilidad y funcionalidad del sistema, así como llevar al mínimo el riesgo residual.

Como parte de lo anterior y con el objetivo de mantener el grado de riesgo en niveles de aceptabilidad, como alcance de este análisis de riesgos para la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG es necesario el llevar a cabo la aplicación de recomendaciones y con esto poder administrar el nivel de riesgo identificado, mismas que se enuncian en la tabla a continuación:

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
Recomendaciones HazOp						
R1	Configurar alarma de alta presión en el PI-0504 con señal en el sistema de control distribuido.	6	8. Control de actividades y procesos	6.3.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R2	Asegurar que el LSL-0302 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 29-V-002.	26	8. Control de actividades y procesos	26.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R3	Asegurar que las válvulas laterales del RO-0301 (válvulas 29BA0309, 29BA0311 y 29GL0301), se mantengan abiertas durante la operación normal del 29-V002.	26	8. Control de actividades y procesos	26.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R4	Evaluar si la corriente (número de línea 14"-HM-400601-BCAH-H) proveniente de los intercambiadores 22-E-005, 23-E-001, 45-E-001 y 24-E-004, es necesario que sea enviada de forma directa hacia el separador 40-V-002 para prevenir los daños en la bomba 40-P-002 A/B/C en caso paso de gas combustible hacia el sistema de aceite caliente o en los recuperadores de calor 25-PKG-003_WHRU-001, 26-PKG-003_WHRU-001 o 27-PKG-003_WHRU-001 cuando el gas alcance la temperatura de autoignición	6, 28	8. Control de actividades y procesos	6.3.1.1, 28.3.1.1, 28.3.1.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R5	Asegurar que el LSL-0401 realice acción por bajo-bajo nivel en el 41-V-001 llevando el proceso a un estado seguro.	30	8. Control de actividades y procesos	30.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R6	Asegurar que el PSL-0103 realice acción en la Terminal, para llevar el proceso a un estado seguro.	1	8. Control de actividades y procesos	1.1.1.1, 1.7.1.1, 1.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R7	Asegurar que el PSL-0902 realice acción de paro del compresor 23-PKG-001_C-001.	1	8. Control de actividades y procesos	1.1.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R8	Asegurar que el PSL-0903 realice acción de paro del compresor 23-PKG-001_C-001.	1	8. Control de actividades y procesos	1.1.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R9	Asegurar que el compresor 23-PKG-001_C-001 cuente con protecciones inherentes (protecciones por vibración, desplazamiento, velocidad y aceite).	1, 5, 7	8. Control de actividades y procesos	1.1.1.1, 5.3.1.2, 5.11.1.2, 7.5.1.1, 7.5.2.1, 7.6.1.2, 7.8.1.1, 7.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R10	Asegurar que en el enfriador 23-E002 se cuente con cobertura de detección de gas y fuego	7	8. Control de actividades y procesos	7.3.1.1		C
R11	Asegurar que el PSHH-0903 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión de descarga en el compresor 23-PKG-001_C-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R12	Asegurar que el TSHH-0902A realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión de descarga en el compresor 23-PKG-001_C-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R13	Instalar válvula PSV ubicándola entre la descarga del compresor en el 23-V-003 y corriente arriba de la válvula PV-1001.	7	8. Control de actividades y procesos	7.7.2.1	Diseño de ingeniería (proceso)	C
R14	Instalar alarma de alta presión en la el cabezal general de retorno de agua de enfriamiento, con señal al SCD.	17	8. Control de actividades y procesos	17.3.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R15	Implementar control administrativo para el monitoreo de las variables de proceso (presión, temperatura) con lectura local en la Terminal, estableciendo la frecuencia de monitoreo en función de la criticidad del riesgo.	17	8. Control de actividades y procesos	17.3.1.1	Diseño de ingeniería (proceso)	C
R16	Asegurar que el PSHH-0403 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el domo del 22-V-001.	18	8. Control de actividades y procesos	18.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R17	Asegurar que el TSLL-0204/0604/0904 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja temperatura en la succión de los compresores 34-PKG-001_C-001A, 34-PKG-001_C-001B y 34-PKG-001_C-001C	18	8. Control de actividades y procesos	18.10.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R18	Asegurar que el PSHH-0203/0603/0903 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga del compresor 34-PKG-001_C-001A, 34-PKG-001_C-001B y 34-PKG-001_C-001C	18	8. Control de actividades y procesos	18.11.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R19	Verificar si es requerido un separador a la descarga de la primera etapa / succión de la segunda etapa del compresor 34-PKG-001_C-00 1 A/B/C por la posibilidad de un escenario de ruptura de alguno de los tubos en los 34-PKG-001_E-00 2A/2B/2C (Nota: la presión del agua de enfriamiento en los intercambiadores 34-PKG-001_C-00 1 A/B/C es mayor a la presión de la descarga de la primera etapa del compresor 34-PKG-001_C-001 A/B/C).	19	8. Control de actividades y procesos	19.4.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R20	Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 34-PKG-001_E-003 A/B/C y en 34-PKG-001_E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	19	8. Control de actividades y procesos	19.3.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R21	Asegurar que la conexión para la carga a los iso tanques (etano, i-pentano, i-butano, propano, aceite caliente), cuenten con un mecanismo de conexión segura (sistema de válvulas, conexiones y sellos que previenen fugas y derrames).	21, 22, 23, 24, 27	8. Control de actividades y procesos	21.1.1.1, 22.1.1.1, 23.1.1.1, 24.1.1.1, 27.1.3.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R22	Asegurar que el TIA-0105 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja temperatura corriente abajo del secador 33-D-001.	22, 23	8. Control de actividades y procesos	22.7.1.1, 23.7.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R23	Confirmar el dimensionamiento de la válvula de seguridad PSV-0302 A/B, para el caso de: válvula PV-0301B abierta y válvula PV-0301A cerrada por falla del PT-0301 o PIC-0301. Nota: La entrada de presión, proveniente del sistema de remoción de pesados es de 10 barg y la presión de diseño del 29-V-002 es de 10 barg.	26	8. Control de actividades y procesos	26.7.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R24	Asegurar que el PSHH-0302 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el 29-V-002	26, 26	8. Control de actividades y procesos	26.7.1.1, 26.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R25	Asegurar que el LSHH-0501 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 41-V-002.	31	8. Control de actividades y procesos	31.5.1.1, 31.10.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R26	Asegurar que el LSHH-0601 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 41-V-003.	32	8. Control de actividades y procesos	32.5.1.1, 32.10.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R27	Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-002 A/B/C/D, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	20.3.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R28	Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-003 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	20.3.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R29	Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	20.3.3.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	C
R30	Asegurar que el paquete HIPPS 20-PKG-001, realice acción en la Terminal, para llevar el proceso a un estado seguro.	1	8. Control de actividades y procesos	1.7.1.1, 1.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R31	Asegurar que LSLI configurado en el LIA-03045 realice acción en la Terminal, para llevar el proceso a un estado seguro.	1	8. Control de actividades y procesos	1.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R32	Configurar alarma de bajo nivel en el LIT-0305 configurada en el ESD	1	8. Control de actividades y procesos	1.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R33	Configurar alarma de bajo nivel en el LIT-0403 A/B/C configurada en el ESD.	2	8. Control de actividades y procesos	2.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R34	Asegurar que LSLI-0404 realice acción en la Terminal, para llevar el proceso a un estado seguro.	2	8. Control de actividades y procesos	2.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R35	Configurar alarma de bajo nivel en el LIT-0404 A/B/C configurada en el ESD.	2	8. Control de actividades y procesos	2.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R36	Asegurar que el LSLI-0403 realice acción en la Terminal, para llevar el proceso a un estado seguro.	2	8. Control de actividades y procesos	2.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R37	Asegurar que el LSHH-0103 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en la contactora de amina 22-T-001.	3	8. Control de actividades y procesos	3.5.1.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R38	Asegurar que el LSLL-0103 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en la contactora de amina 22-T-001.	3	8. Control de actividades y procesos	3.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R39	Asegurar que el PSHH-0303 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el separador flash de amina 22-V-001.	3, 4, 5, 7	8. Control de actividades y procesos	3.6.1.1, 4.6.1.1, 5.6.1.1, 5.6.2.1, 7.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R40	Asegurar que el LSLL-0202 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el separador de amina 22-V-003.	4	8. Control de actividades y procesos	4.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R41	Asegurar que el LSLL-01A03 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el filtro coalescedor de entrada 23 F-001A.	5	8. Control de actividades y procesos	5.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R42	Asegurar que el LSLL-01B03 y LSLL-01A04 realicen acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el filtro coalescedor de entrada 23-F-001 A/B.	5	8. Control de actividades y procesos	5.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R43	Asegurar que el LSLL-01A04 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el filtro coalescedor de entrada 23 F-001A.	5	8. Control de actividades y procesos	5.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R44	Asegurar que el LSLL-01B04 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el filtro coalescedor de entrada 23 F-001B.	5	8. Control de actividades y procesos	5.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R45	Asegurar que el TSHH del 23-HE-001 (equipo paquete) realice acción para llevar el proceso a un estado seguro.	6	8. Control de actividades y procesos	6.1.1.1, 6.1.2.1, 6.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R46	Asegurar que el TSHH-0601 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura corriente abajo del 23-E-002.	7	8. Control de actividades y procesos	7.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R47	Asegurar que el LSHH-0703 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el separador de gas MS Regen 23-V-001.	7	8. Control de actividades y procesos	7.5.1.1, 7.5.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R48	Asegurar que el LSLL-0703 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el separador de gas MS Regen 23-V-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R49	Asegurar que el PSLL-0902 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión de succión en el compresor 23-PKG-001_C-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.6.1.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R50	Asegurar que el PSLL-0903 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión de descarga en el compresor 23-PKG-001_C-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.7.1.1, 7.8.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R51	Implementar la instalación de un sistema anti surge en la succión - descarga del compresor 23-PKG-001_C-001	7	8. Control de actividades y procesos	7.6.1.2	Diseño de ingeniería (proceso)	D
R52	Asegurar que el LIA-1001 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 23-V-003.	7	8. Control de actividades y procesos	7.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R53	Asegurar que el LSHH-0303 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el separador flash de amina 22-V-001.	8	8. Control de actividades y procesos	8.5.1.3, 8.5.2.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R54	Asegurar que el LSLL-0502 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en la columna agotadora de amina 22-T-0025.	8	8. Control de actividades y procesos	8.5.1.3, 8.5.2.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R55	Asegurar que el TSHH-0502 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la columna agotadora 22-T-002.	9	8. Control de actividades y procesos	9.9.1.1, 9.11.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R56	Asegurar que el PSLL-0901/0905 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión de succión en bomba 22-P-003 A/B.	9	8. Control de actividades y procesos	9.1.1.3, 9.1.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R57	Asegurar que el PSLL-0701/0712 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión de succión en bomba 22-P-002 A/B.	8	8. Control de actividades y procesos	8.5.1.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R58	Asegurar que el FSLL-0901 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo flujo en descarga de bombas 22-P-0901	10, 11	8. Control de actividades y procesos	10.1.3.1, 11.1.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R59	Configurar alarma de alta presión en PI-0903 con señal al SCD.	10	8. Control de actividades y procesos	10.1.4.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R60	Asegurar que el PSL-0901/0905 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión en la succión de las bombas 22-P-003 A/B	10	8. Control de actividades y procesos	10.2.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R61	Asegurar que las válvulas check en descargas de bombas 22-P-003 sean de diferente tipo y diferente marca.	10	8. Control de actividades y procesos	10.7.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R62	Asegurar que el LSHH-1001 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el tanque de reposición de amina 22-V-005.	11	8. Control de actividades y procesos	11.5.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R63	Asegurar que el LSHH-1001 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el tanque de reposición de amina 22-V-005.	11	8. Control de actividades y procesos	11.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R64	Asegurar que el LSHH-0603 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 22-V-002	12	8. Control de actividades y procesos	12.5.1.1, 12.5.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R65	Asegurar que el LSHH-0603 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 22-V-002	12	8. Control de actividades y procesos	12.6.1.1, 12.6.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R66	Asegurar que el PSHH-0603 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en el domo de la 22-T-002.	12	8. Control de actividades y procesos	12.1.1.2, 12.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R67	Asegurar que el FSHH-0101W realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto flujo en corriente hacia el MAIN BAHX-1 26-PKG-002_E-001 Nota: aplica para la corriente en cada uno de los trenes MAIN BAHX-1, MAIN BAHX-2 y MAIN BAHX-3 (MAIN BAHX-1 25-PKG-002_E-001, MAIN BAHX-1 26-PKG-002_E-001 y MAIN BAHX-1 27-PKG-002_E-001)	17	8. Control de actividades y procesos	17.8.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R68	Configurar alarma de alta presión en PI-0201 con señal al SCD (corriente abajo de los 24-E-002 A/B/C)	17	8. Control de actividades y procesos	17.8.1.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R69	Asegurar que el PSHH-0403 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión de descarga en tambor flash de LNG 29-V-001	17	8. Control de actividades y procesos	17.1.1.1, 17.2.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R70	Asegurar que el PSLL-0202, PSLL-0602 y PSLL-0902 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión en la succión del compresor 34-PKG-001 C-001 A/B/C.	18	8. Control de actividades y procesos	18.6.1.2, 18.8.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R71	Asegurar que el LSHH-0402 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 29-V-001.	18	8. Control de actividades y procesos	18.5.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R72	Asegurar que el LSHH-0102 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 34-V-001.	19	8. Control de actividades y procesos	19.5.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R73	Asegurar que el compresor 34-PKG-001_C001 A/B/C cuente con señal de condición de estado (running status) en el ESD o PLC del compresor.	19	8. Control de actividades y procesos	19.1.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R74	Asegurar que el PSHH-0403/0803/1103 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga del compresor 34-PKG-001_C-001A, 34-PKG-001_C-001B y 34-PKG-001_C-001C	19	8. Control de actividades y procesos	19.1.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R75	Asegurar que el LIA-0602/0702 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 33-V-002A y 33-V-002B.	21	8. Control de actividades y procesos	21.7.2.1, 21.7.3.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R76	Asegurar que el PIA-0104 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión corriente arriba del filtro 33-F-001	22, 23, 24	8. Control de actividades y procesos	22.1.5.1, 23.1.5.1, 24.7.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R77	Asegurar que el LIA-0802 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 33-V-003	22	8. Control de actividades y procesos	22.6.1.1, 22.8.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R78	Asegurar que el LIA-0802 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 33-V-003	22	8. Control de actividades y procesos	22.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R79	Asegurar que el LIA-0902 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 33-V-004	23	8. Control de actividades y procesos	23.6.1.1, 23.8.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R80	Asegurar que el LIA-0902 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 33-V-004	23	8. Control de actividades y procesos	23.7.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R81	Asegurar que el LIA-0502 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 33-V-001	25	8. Control de actividades y procesos	25.5.1.1, 25.7.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R82	Asegurar que el FIA-1601B realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo en corriente de aceite hacia los recuperadores de calor 25-PKG-003_WHRU-001, 26-PKG-003_WHRU-001 y 27-PKG-003_WHRU-001	27	8. Control de actividades y procesos	27.1.4.2, 27.1.6.1, 27.9.3.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R83	Asegurar que el LSHH-0102 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 45-V-001	28	8. Control de actividades y procesos	28.5.1.1, 28.5.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R84	Asegurar que el LSHH-0301 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 45-V-002	28	8. Control de actividades y procesos	28.5.3.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R85	Asegurar que el LSL-0202 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 57-V-001.	29	8. Control de actividades y procesos	29.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R86	Configurar alarma de bajo nivel en el LI-0201 en el ESD, para el 57-V-001	29	8. Control de actividades y procesos	29.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R87	Definir la filosofía de operación de la inyección de nitrógeno para el 41-V-001, así como el detalle de la operación del lazo de la válvula UV-0401, para el control de baja presión o alta temperatura en el 41-V-001	30	8. Control de actividades y procesos	30.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R88	Asegurar que el LSL-0501 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 41-V-002.	31	8. Control de actividades y procesos	31.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R89	Asegurar que el LSL-0601 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 41-V-003.	32	8. Control de actividades y procesos	32.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R90	Asegurar que el PSHH-0604 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión de succión en la primera etapa descarga en compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R91	Asegurar que el PSHH-0606 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga de la 1ra etapa del compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.7.1, 20.1.14.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R92	Asegurar que el PSHH-0705 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga de la 2da etapa del compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.7.1, 20.1.16.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R93	Asegurar que el LSHH-1002 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 25-V-002.	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.9.1, 20.2.7.1, 20.5.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R94	Asegurar que el TSHH-0702 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la succión de la 2da etapa del compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.2.1.2, 20.2.2.2, 20.2.3.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R95	Asegurar que el LSHH-0503 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un alto-alto nivel en el 25-V-001.	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.5.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R96	Asegurar que el PSLL-0601 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión en la succión del 1ra etapa del compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.10.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R97	Asegurar que el PSLL-0702 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una baja-baja presión en la succión del 2da etapa del compresor 25-PKG-001_C-001	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.14.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R98	Asegurar que el PSHH-0210 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la corriente de salida de la caja fría MAIN BAHX	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.10.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R99	Asegurar que el TSHH-1202 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la corriente de salida de mezcla refrigerante de los 25-E-004 A/B/V	20	8. Control de actividades y procesos	20.9.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R100	Asegurar que el FSLL-0201 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo flujo en la corriente de entrada de vapor de mezcla refrigerante del 25-V-003 hacia la caja fría MAIN BAHX	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.16.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R101	Asegurar que el FSLL-0203 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo flujo en la corriente de líquido de mezcla de refrigerante del 25-V-003 hacia la caja fría MAIN BAHX	20	8. Control de actividades y procesos	20.9.2.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R102	Asegurar que el FSLL-0206 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo flujo en la corriente de líquido de mezcla de refrigerante del 25-V-002 hacia la caja fría MAIN BAHX	20	8. Control de actividades y procesos	20.1.9.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R103	Asegurar que el PSHH-0203 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga de la 1ra etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R104	Asegurar que el PSHH-0303 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga de la 2da etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R105	Asegurar que el PSHH-0403 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta presión en la descarga de la 3ra etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R106	Asegurar que el TSHH-0202 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la descarga de la 1ra etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R107	Asegurar que el TSHH-0302 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la descarga de la 2da etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R108	Asegurar que el TSHH-0402 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta-alta temperatura en la descarga de la 3ra etapa del compresor BOG 34-PKG-001_C-001 A/B/C	19	8. Control de actividades y procesos	19.9.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R109	Asegurar que el PDSH-0301 realice acción en el ESD para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra una alta presión diferencial en la corriente de descarga del compresor Booster 24-PKG-003_C-001 de LNG hacia el 29-V-001/002	17	8. Control de actividades y procesos	17.11.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
R110	Asegurar que el LSL-0102 realice acción en el ESD, para llevar el proceso a un estado seguro, protegiendo contra un bajo-bajo nivel en el 45-V-001	28	8. Control de actividades y procesos	28.6.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	D
Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
Recomendaciones LOPA						
R111	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSS-0103 alcance un SIL 1 con FRR>10	1	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R112	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSS-0902 alcance un SIL 1 con FRR>10	1	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R113	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSS-0903 alcance un SIL 1 con FRR>10	1	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R114	Asegurar que el HIPPS en el paquete 20-PKG-001 alcance un SIL 1 con FRR>10	1	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 1.2, 1.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R115	Asegurar que el PSS-0103 alcance un SIL 1 con FRR>10	1	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 1.2, 1.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R116	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSL-0103 alcance un SIL 1 con FRR>10	3	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 3.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R117	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSH-0303 alcance un SIL 1 con FRR>10	3	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 3.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R118	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSL-01A03 alcance un SIL 1 con FRR>10	5	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R119	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSL-01B03 alcance un SIL 1 con FRR>10	5	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R120	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSH-0303 alcance un SIL 1 con FRR>10	5	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.3, 5.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R121	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSL-01A04 alcance un SIL 1 con FRR>10	5	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R123	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSL-01B04 alcance un SIL 1 con FRR>10	5	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R123	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSH del 23-HE-001 alcance un SIL 1 con FRR>10	6	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 6.1, 6.2, 6.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R124	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSS-0902 alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R125	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LIA-1001 alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R126	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0303 alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R127	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSLL-0903 alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R128	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0903 alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.6	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R129	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSHH-0902A alcance un SIL 1 con FRR>10	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.6	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R130	Asegurar que la función instrumentada de seguridad FSLL-0901 alcance un SIL 1 con FRR>10	10	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 10.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R131	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0603 alcance un SIL 1 con FRR>10	12	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 12.1, 12.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R132	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0403 alcance un SIL 1 con FRR>10	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.1, 17.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R133	Instalar alarma de alta presión en la el cabezal general de retorno de agua de enfriamiento, con señal al SCD.	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R134	Asegurar que la función instrumentada de seguridad FSHH-0101W alcance un SIL 1 con FRR≥ 100	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.7	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R135	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0402 alcance un SIL 1 con FRR>10.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R213	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0402 alcance un SIL 1 con FRR≥100.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R137	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSLL-0204/0604/0904 alcance un SIL 1 con FRR≥100.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R138	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0203/0603/0903 alcance un SIL 1 con FRR>10.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.6	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R139	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0403/0803/1103 alcance un SIL 1 con FRR≥100	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R140	Rec. HazOp: Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 34-PKG-001_E-003 A/B/C y en 34-PKG-001_E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R141	Verificar si es requerido un separador a la descarga de la primera etapa / succión de la segunda etapa del compresor 34-PKG-001_C-00 1 A/B/C por la posibilidad de un escenario de ruptura de alguno de los tubos en los 34-PKG-001_E-00 2A/2B/2C (Nota: la presión del agua de enfriamiento en los intercambiadores 34-PKG-001_C-00 1 A/B/C es mayor a la presión de la descarga de la primera etapa del compresor 34-PKG-001_C-001 A/B/C).	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.4	Diseño de ingeniería (proceso)	B
R142	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0203 alcance un SIL 1 con FRR>10.	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R143	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0303 alcance un SIL 1 con FRR>10.	4, 19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 4.1, 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R144	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0403 alcance un SIL 1 con FRR>10.	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R145	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSHH-0202 alcance un SIL 1 con FRR>10.	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R146	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSHH-0302 alcance un SIL 1 con FRR>10.	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R147	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TSHH-0402 alcance un SIL 1 con FRR>10.	19	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 19.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R148	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0604 alcance un SIL 1 con FRR>10.	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R149	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0606 alcance un SIL 1 con FRR>10.	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R150	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0705 alcance un SIL 1 con FRR>10.	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R151	Rec. HazOp: Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-002 A/B/C/D, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.7	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R152	Rec. HazOp: Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-003 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.8	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R153	Rec. HazOp: Implementar pierna de nivel en la corriente de retorno de agua de enfriamiento de los intercambiadores 25-E-004 A/B/C, configurando alarma de alto nivel en el SCD. (Nota: arreglo similar de LIT-0204 con LI-0204 para los intercambiadores 22-E-001 A/B. Como referencia, ver nota 9 del P&ID F505-1000-PCS-PID-2202 Rev. B)	20	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 20.9	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R154	Rec. HazOp: Asegurar que la conexión para la carga a los iso tanques (etano, i-pentano, i-butano, propano, aceite caliente), cuenten con un mecanismo de conexión segura (sistema de válvulas, conexiones y sellos que previenen fugas y derrames).	21, 22, 23	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 21.1, 22.1, 23.1, 24.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R155	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LIA-0602/0702 alcance un SIL 1 con FRR>10.	21	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 21.2, 21.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R156	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TIA-0105 alcance un SIL 1 con FRR≥100.	22, 23	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 22.2, 23.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R157	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LIA-0802 alcance un SIL 1 con FRR>10.	22	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 22.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R158	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LIA-0902 alcance un SIL 1 con FRR>10.	23	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 23.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R159	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PIA-0104 alcance un SIL 1 con FRR>10.	24	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 24.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R160	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TIA-0105 alcance un SIL 1 con FRR $\geq$ 100.	26	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 26.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R161	Asegurar que la función instrumentada de seguridad TIA-0105 alcance un SIL 1 con FRR $>$ 10.	26	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 26.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R162	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0302 alcance un SIL 1 con FRR $\geq$ 100.	30	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 30.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R163	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0501 alcance un SIL 1 con FRR $\geq$ 100.	31	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 31.1, 31.2, 31.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R164	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0601 alcance un SIL 1 con FRR $\geq$ 100.	32	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 32.1, 32.2, 32.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R165	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSSL-0202 alcance un SIL 1 con FRR $>$ 10.	4	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 4.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R166	Implementar un programa de muestreo para el control y seguimiento de trazas de mercurio, CO ₂ , C ₁ -C ₆ , BTEX, C ₆ +, N ₂ mediante la estación de muestreo SC-0302, para evitar los potenciales daños a equipos corriente abajo de las guardas de mercurio 23-F-003-A/B debido a la presencia de mercurio	5, 6	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 5.1, 5.2, 6.6	Mantenimiento / Laboratorio	B
R167	Configurar alarma de alta presión en el PIT-0404 configurando la señal en el sistema paro de emergencia ESD	6	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 6.4	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R168	Instalar válvula PSV ubicándola entre la descarga del compresor en el 23-V-003 y corriente arriba de la válvula PV-1001	7	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 7.6	Diseño de ingeniería (proceso)	B
R169	Asegurar que la turbina de los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001 y 27-PKG-001_C-001 cuenten con un sello doble, el cual esté conectado hacia el sistema de desfogue.	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.6	Diseño de ingeniería (proceso)	B
R170	Asegurar que la turbina de los compresores 25-PKG-001_C-001, 26-PKG-001_C-001 y 27-PKG-001_C-001, cuente con funciones de seguridad, tales como alarmas, disparos de la turbina, compresor por vibración, desplazamiento, alta temperatura de aceite y venteos de emergencia.	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.6	Diseño de ingeniería (proceso)	B
R171	Configurar alarma de alta presión en PI-0201 con señal al SCD (corriente abajo de los 24-E-002 A/B/C)	10	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.8	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R172	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PDSH-0301 alcance un SIL 1 con FRR $>$ 10	17	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 17.9	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R6173	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0102 alcance un SIL 1 con FRR $>$ 10.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
R174	Asegurar que la turbina Hidráulica 29-EX-001, cuente con funciones de seguridad, tales como alarmas, disparos de la turbina, vibración, desplazamiento, alta temperatura de aceite y venteos de emergencia.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R175	Asegurar que los compresores 34-PKG-001_C-001 A/B/C, cuenten con funciones de seguridad, tales como alarmas y disparos por vibración, desplazamiento, alta temperatura de aceite y venteos de emergencia.	18	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 18.5	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R176	Implementar un programa enfocado en la prevención de fuentes de ignición el cual deberá ser aplicado durante la actividad de carga y descarga en autotanks (etano, propano, butano, pentano)	21, 22, 23, 24	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 21.1, 22.1, 23.1, 24.1	HSE	B
R177	Configurar transmisor de presión del PIT-0803 / PIA-0803 con señal de alarma en el ESD (cambiando su ubicación del SCD al ESD)	22	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 22.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R178	Configurar transmisor de presión del PIT-0903 / PIA-0903 con señal de alarma en el ESD (cambiando su ubicación del SCD al ESD)	23	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 23.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R179	Configurar alarma de bajo nivel en el LIT-0302 del recipiente 29V-002, configurando su señal en el ESD)	26	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 26.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R180	Asegurar que la función instrumentada de seguridad PSHH-0302 alcance un SIL 1 con FRR>10.	26	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 26.3	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R181	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSLL-0102 alcance un SIL 1 con FRR>10.	28	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 28.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R182	Configurar alarma de bajo nivel en el LIT-0401 con señal al ESD, para el 41-V-001	30	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 30.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R183	Asegurar que la función de seguridad Alarma de baja presión en PIC-0703 e inyección de propano de respaldo (rack de botellas de respaldo) por medio de la baja-baja presión en PIC-0703, abriendo la UV-0801, sea alojada en un sistema de control diferente al Sistema de control distribuido de la Terminal	28, 30	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 28.3, 28.4, 30.2	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B
R184	Considerar la implementación de un plan de sello doble para la bomba 40-P-002 A/B/C, el cual contemple la indicación local y configuradas en el SCD con alarmas de los parámetros de control	28	8. Control de actividades y procesos	LOPA Scenarios: 28.1	Diseño de ingeniería (proceso)	B

Tabla 11-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
Recomendaciones Qué pasa sí?						
R185	1. Configurar alarma de bajo flujo en el FI-1301 con señal al SCD.	1	8. Control de actividades y procesos	Consecuencias: 1.5.1.4	Ingeniería.	D
R186	2. Asegurar que el cabezal principal de agua proveniente de la Planta desaladora, cuente con una alarma de bajo flujo con señal al SCD.	1	8. Control de actividades y procesos	Consecuencias: 1.6.1.1	Ingeniería.	D
Num	Recomendación	Nodo	Elemento SASISOPA	No. de escenario	Responsable	Riesgo
Recomendaciones del análisis de frecuencias						
R187	Asegurar que la función instrumentada de seguridad LSHH-0501 alcance un SIL 2 con $FRR \geq 155$.	31	8. Control de actividades y procesos	Consecuencias: 31.10.1.1	Diseño de ingeniería (instrumentación)	B

12. CONCLUSIONES

Se llevó a cabo la revisión de la información de ingeniería básica, tal como documentos de diagramas de flujo de proceso, diagramas de tubería e instrumentación, bases de diseño, planos de localización general del sitio, hojas de datos de sustancias peligrosas, filosofía de operación, procedimiento de análisis de riesgo de LNG Alliance, entre otros documentos así como de los resultados obtenidos de las diferentes metodologías de identificación y evaluación de riesgo para Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se concluye que:

- La evaluación preliminar de peligros consistió en analizar peligros, tomando como referencia categorías y palabras guía y ser analizados mediante la metodología Hazard ID; entre los peligros de mayor relevancia son los relacionados con factores externos tales como sismicidad, así como también los peligros relacionados con eventos de incendios, siendo este de interés dadas las características de las sustancias manejadas en el proceso; para la reducción del riesgo se está proponiendo la implementación de un plan de emergencias; en la evaluación del riesgo inherente, es decir sin considerar las salvaguardas, la distribución del riesgo es: riesgo tipo A= 0%, riesgo tipo B= 9.87%, riesgo tipo C= 27.63% y riesgo tipo D= 62.5%; en la evaluación del riesgo con salvaguardas, el riesgo tipo D es 100%; por lo que se concluye en la evaluación preliminar que con las salvaguardas contempladas, para los riesgos identificados, se concluye que el riesgo es aceptable para los peligros identificados y evaluados en el Hazard ID.
- En la identificación y evaluación de peligros mediante metodologías cualitativas, tal como el Que pasa si?, existen riesgos inherentes de relevancia; el de mayor interés dada la evaluación del riesgo el servicio de nitrógeno de alta pureza; cabe mencionar que este sistema cuenta con diferentes salvaguardas que mantienen el nivel de riesgo aceptable.
- De la identificación de peligros mediante la metodología HazOp, se concluye que el nivel de riesgo de los escenarios identificados de la Terminal, siendo un total de 708 escenarios; la distribución del riesgo en el análisis HazOp sin considerar las salvaguardas es riesgo tipo A= 0%, riesgo tipo B= 23.59%, riesgo tipo C= 6.07% y riesgo tipo D= 70.34%; en la evaluación del riesgo dándole crédito a las salvaguardas contempladas en la ingeniería básica, es: riesgo tipo A= 0%, riesgo tipo B= 1.13%, riesgo tipo C= 6.36% y riesgo tipo D= 92.51%; cabe mencionar que la reducción del riesgo se debe a que en la ingeniería básica se están contemplando salvaguardas relacionadas con el Sistema de Control Distribuido, Sistema Paro por Emergencia que considera el aislamiento de equipos, secciones de proceso y paro de la Terminal y protecciones mecánicas tales como válvulas de seguridad de presión PSV's, asociadas a un sistema de despresurización (desfogue frío, desfogue caliente) el cual envía el exceso de gas hacia un sistema de quemadores elevados, siendo este tipo de protecciones las asociada a la prevención de eventos de pérdida de contención, cabe mencionar que para lograr mantener el nivel de riesgo en un nivel tipo D, es requerido que las recomendaciones que se obtienen del presente ARSH sean implementadas, lo cual se confirme con la evaluación de riesgo residual, es decir, considerando las recomendaciones y realizando la evaluación del riesgo a los escenarios relacionados a recomendaciones, se concluye que: el riesgo tipo A= 0%, riesgo tipo B= 0%, riesgo tipo C= 1.17% y riesgo tipo D= 98.83%, por lo que se concluye el que riesgo en la evaluación de riesgo cualitativo es Tipo D (región de riesgo aceptable).
- En la evaluación del riesgo semicuantitativo mediante la metodología LOPA, se concluye, que el nivel de riesgo es aceptable tomando en cuenta las diferentes capas de protección independientes acreditadas en la evaluación y para mantener el riesgo en la región aceptable, se concluye que deberán ser implementadas las recomendaciones obtenidas en el análisis LOPA; cabe mencionar que la mayoría de las acciones / recomendaciones están enfocadas en la confiabilidad de las funciones instrumentadas de seguridad, las cuales deberán alcanzar un nivel de integridad de seguridad y factor de reducción de riesgo, requerido por el proceso y su seguridad.
- De la evaluación cuantitativa de riesgo mediante análisis de consecuencias y análisis de frecuencias, verifica que si existen eventos de interés, por las consecuencias que se pueden manifestar, así como también, con la evaluación cuantitativa de frecuencias mediante árbol de fallas y árbol de eventos, se confirma que las recomendaciones consideradas desde el análisis cualitativo y semicuantitativo deberán ser implementadas para mantener el riesgo en un nivel aceptable.

En conclusión y de acuerdo los resultados obtenidos de la identificación y evaluación del riesgo (preliminar, cualitativo y semicuantitativo) de la Terminal de Licuefacción y Almacenamiento Amigo LNG, se concluye que para los peligros y riesgos, el nivel está en la región aceptable de riesgo; es importante mencionar, que para mantener el riesgo en este nivel se deberán implementar las recomendaciones propuestas en el presente análisis de riesgo del sector hidrocarburos.

13. BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Guía para la elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos, Agencia de seguridad, Energía y Ambiente.
- ✓ Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables (PERD book).
Author: Center for Chemical Process Safety, American Institute of Chemical Engineers.
First published: 2 January 1989.
Print ISBN:9780816904228 |Online ISBN:9780470938355.
- ✓ SILSafeData, failure rates for process industry applications.
Author: Exida.
<https://silsafedata.com/>
© 2024 SILSafeData.com.
- ✓ Layer of Protection Analysis: Simplified Process Risk Assessment.
Author: Center for Chemical Process Safety, American Institute of Chemical Engineers.
Published: October 2001.
ISBN: 978-0-8169-0811-0.
- ✓ Guidelines for Initiating Events and Independent Protection Layers in Layer of Protection Analysis
Author: American Institute of Chemical Engineers.
Published: February 2015.
ISBN: 978-0-470-34385-2.
- ✓ Guidelines for hazard evaluation procedures with worked examples, CCPS, AIChE, 1992, 2008.

14. RELACIÓN DE PERSONAL QUE ELABORA EL ARSH.

En la siguiente Tabla se relaciona el personal de Bureau Veritas que participó en la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH).

Tabla 14-1 Relación de personal que elabora el ARSH

Participante	Cargo	Firma
NOMBRE Y FIRMAS DE PERSONAS FISICAS, ART. 115 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP.		