Elaboración, Verificación, Aprobación y Trazabilidad del documento

REV.	ELABORADO	FECHA	VERIFICADO	FECHA	APROBADO	FECHA
00						

Notas de seguimiento de cambios

Rev. 00	Emisión del Documento

CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS 5
ÍNDICE DE FIGURAS 7
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN 8
1.1. PROYECTO 23
1.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL DUCTO 25
1.2.2. COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO 25
1.2.2.1. Válvulas de corte (SDV´s) y trampas de diablos 27
1.2.2.2. Espesores 28
1.2.2.3. Sistema de protección catódica 29
1.2.2.4. Cruzamientos 31
1.2.3. SISTEMAS DE SEGURIDAD DEL PROYECTO 31
2.2.3.1. FSRU 31
2.2.3.2. Bahía de amarre 34
2.2.3.3. Ductos 35
2.2.3.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural 35
2.2.3.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres 41
1.2. TRANSPORTE POR DUCTOS 46
1.3. DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN 47
1.4. TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS 47
2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO 48
2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA SUSTANCIA A TRANSPORTAR 48
2.2. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN 49
3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO 87
4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS 88
4.1. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO 88
4.1.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS 88
4.1.2. ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES 90
4.1.3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y DE ESCENARIOS DE RIESGO 97
4.1.4. JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO 112
4.2. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO 133
4.2.1. ANÁLISIS DE FRECUENCIAS 134
4.2.2. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS 134

5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....144
6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO 145
6.1. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD 145
6.2. INTERACCIONES DE RIESGO.....161
7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO 169
8. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO 170
8.1. SISTEMAS DE SEGURIDAD.....170
8.1.1. FSRU.....170
8.1.2. Bahía de amarre.....172
8.1.3. Ductos.....173
8.1.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural.....173
8.1.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres 177
8.2. MEDIDAS PREVENTIVAS.....181
8.2.1. FSRU.....181
8.2.2. Bahía de amarre.....182
8.2.3. Ductos.....183
Espesores 183
Sistema de protección catódica 183
8.2.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural.....185
8.2.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres 187
8.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....188
9. CONCLUSIONES 198
10. RESUMEN EJECUTIVO 200
11. ANÁLISIS DE CAPAS DE PROTECCIÓN (LOPA) 218
12. ANEXOS 219

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas UTM Plataforma de Servicio. 11
Tabla 2. Coordenadas UTM Gasoducto....12
Tabla 3. Coordenadas UTM Estación de Recibo, Medición, Compresión y Regulación de Gas Natural. 12
Tabla 4. Coordenadas UTM estación de almacenamiento de GN, venta y distribución de GNC. 13
Tabla 5. Características técnicas zona marina y marítimo-terrestre km 0+000 al km 39+127 25
Tabla 6. Características técnicas zona terrestre km 00+000 al km 00+217 25
Tabla 7. Especificaciones de ducto. 26
Tabla 8. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100). 27
Tabla 9. Tabla de puntos de ajuste (SDV-3100). 28
Tabla 10. Características del Sistema No. 1. 30
Tabla 11. Cruces....31
Tabla 12. Resumen de sustancias peligrosas. 48
Tabla 13. Composición (%) molar del gas natural....48
Tabla 14. Condiciones de operación del gasoducto de 24" Ø X 39 km. 54
Tabla 15. Condiciones de diseño de gasoducto de 24" Ø x 39 km. 54
Tabla 16. Condiciones de operación en llegada a estación. 54
Tabla 17. Condiciones de operación entrada/salida de compresores de GN. 54
Tabla 18. Condiciones de operación de línea de suministro de 12" Ø. 54
Tabla 19. Condiciones de diseño de línea de suministro de 12" Ø. 54
Tabla 20.Condiciones de operación de compresores de GNC. 55
Tabla 21. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100). 56
Tabla 22. Tabla de puntos de ajuste (SDV-3100). 60
Tabla 23. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100). 68
Tabla 24. Elementos analizados. 89
Tabla 25. Incidentes en gasoductos, período 2001-2020. 90
Tabla 26. PHMSA Incidentes de ductos: Promedio de varios años (2001-2020). 91
Tabla 27. Resumen de incidentes en gasoductos por causa, período 2016-2020. 93
Tabla 28. Antecedentes de Accidentes e Incidentes. 95
Tabla 29. Metodologías cualitativas y semicuantitativas de Análisis de Riesgos. 105
Tabla 30. Nodos analizados e intención de diseño. 109
Tabla 31. Tabla de categorización de frecuencias. 113

Tabla 32. Tabla de categorización de consecuencias....114
Tabla 33. Criterios de tolerabilidad....115
Tabla 34. Resumen de riesgos totales....132
Tabla 35. Escenarios de Riesgo identificados. 132
Tabla 36. Criterios para realizar simulaciones. 134
Tabla 37. Criterios para realizar simulaciones (Temperatura y humedad)....135
Tabla 38. Valores umbrales y descripción del evento de sobrepresión. 136
Tabla 39. Efectos de la intensidad de la radiación. 138
Tabla 40. Resultados de la simulación de escenarios de riesgo (zonas de amortiguamiento y de alto riesgo). 141
Tabla 41. Resultados de la simulación de escenarios de alto riesgo por daños a equipos. 142
Tabla 42. Descripción de los posibles receptores de riesgo. 145
Tabla 43. Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo. 161
Tabla 44. Jerarquización inicial de riesgos más altos. 169
Tabla 45. Reposicionamiento de los riesgos más altos. 169
Tabla 46. Características técnicas zona marina y marítimo-terrestre km 0+000 al km 39+127 183
Tabla 47. Características técnicas zona terrestre km 00+000 al km 00+217 183
Tabla 48. características del Sistema No. 1. 185
Tabla 49. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgos. 189
Tabla 50. Programa para la implementación de las recomendaciones. 193
Tabla 51. Resumen de riesgos totales. 198
Tabla 52. Resumen de riesgos totales. 203
Tabla 53. Escenarios de Riesgo identificados. 203
Tabla 54. Resultados de la simulación de escenarios de riesgo (zonas de amortiguamiento y de alto riesgo). 206
Tabla 55. Resultados de la simulación de escenarios de alto riesgo por daños a equipos. 207
Tabla 56. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgos. 209
Tabla 57. Programa para la implementación de las recomendaciones. 213

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de los procesos involucrados en el Proyecto. 8
Figura 2. Ubicación general del Proyecto. 11
Figura 3. Carretera Federal 180 Champotón – Campeche. 14
Figura 4. Carretera vecinal 188 a Haltunchén. 14
Figura 5. FSRU en la estación con LNGC. 49
Figura 6. Atraque de LNGC a FSRU. 50
Figura 7. Transferencia Barco a Barco (STS) en progreso. 51
Figura 8. Ilustración del proceso regasificación - un sistema de 750 MMscfd con 3 trenes. 53
Figura 9. PHMSA Incidentes de ductos: Count (2001-2020) 92
Figura 10. PHMSA Incidentes de oleoductos: Fatalidades (2001-2020) 92
Figura 11. PHMSA Incidentes de oleoductos: Lesiones (2001-2020) 92
Figura 12. PHMSA Incidentes de oleoductos: Total de costos (2001-2020) 93
Figura 13. Causas de incidentes en gasoductos, 2016-2020 94
Figura 14. Lesiones por causa de incidentes en gasoductos, 2016-2020 94
Figura 15. Muertes por causa de incidentes en gasoductos, 2016-2020 94
Figura 16. Relación de eventos por año. 97
Figura 17. Posibles desviaciones por componente del proceso 107
Figura 18. Proceso metodológico del HazOp 108
Figura 19. Formato para documentar la metodología HazOp 111
Figura 20. Calibración de las matrices de riesgos 115

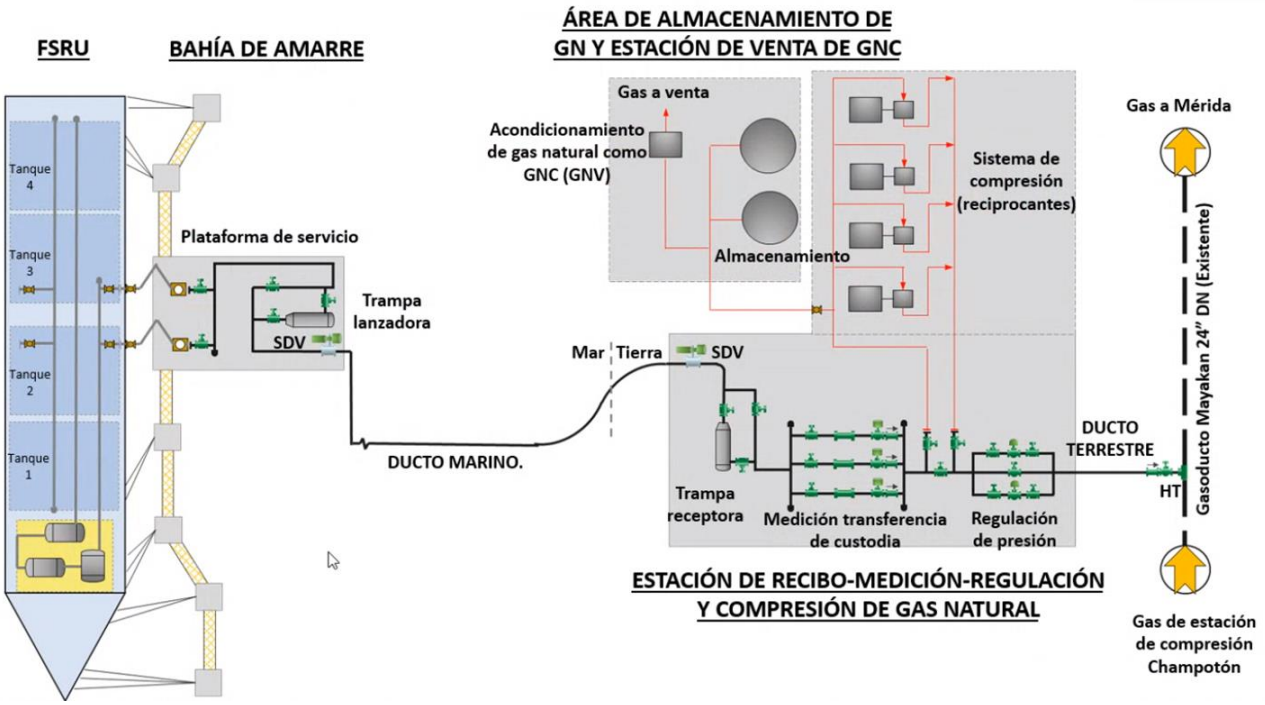
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

El presente Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (ARSH) forma parte integral de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad regional (MIA-R) del Proyecto denominado "**Desarrollo de infraestructura para el suministro de Gas Natural para la Península de Yucatán**"; corresponde al sector energético; y consiste en el recibo de Gas Natural Licuado (GNL) y transporte de Gas Natural (GN) almacenado en una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas (FSRU, por sus siglas en inglés) que será recibida por una plataforma de servicio a construirse en el Golfo de México y a partir de ahí el gas será enviado en estado gaseoso hacia el gasoducto de Mayakan existente de 24" Ø, a través de un nuevo gasoducto de 24" Ø X 39.11 km de longitud.

Se contempla un área de recibo y medición de gas ubicada en tierra y un gasoducto terrestre de 24" Ø x 0.218 km de longitud con el cual se realizará la interconexión al gasoducto existente de Mayakan de 24" Ø (Filosofía de Operación, PROY-MEXITERM-FO-A-003; Rev. No. 3). El Proyecto también contempla el suministro y almacenamiento de GN, acondicionamiento como gas natural comprimido (GNC) para su venta a tráileres y a vehículos, autobuses y camiones (Filosofía de Operación, PROY-MEXITERM-FO-A-003; Rev. No. 3).

A continuación, se presenta de manera esquemática el Proyecto.

Figura 1. Esquema de los procesos involucrados en el Proyecto.



Las obras y actividades que son parte del presente Proyecto son:

1. ***FSRU***
   - Recibirá GNL para pasar por un proceso de regasificación y enviar el gas hacia el gasoducto vía unos brazos mecánicos instalados en una bahía de amarre.
2. ***Plataforma de servicio.***
   - En la bahía de amarre se recibe el GN para dirigirlo hacia el gasoducto de 24". La bahía de amarre cuenta con: una trampa de diablos lanzadora y una SDV.
3. ***Gasoducto.***
   - El gasoducto comprende: Tramo Marino (km 0+000 al km 37+121); tramo Marítimo-Terrestre (km 37+121 al km 39+127) y tramo Terrestre (km 00+000 al km 00+218.631). Cuenta con una SDV a la salida de la bahía de amarre y una SDV a la llegada en tierra.
4. ***Estación de recibo, medición, compresión y regulación de Gas Natural.***
   a. Estación de recibo y medición.
      - El GN se recibe mediante el ducto de 24", se cuenta con una trampa de diablos receptora, para después dirigirla a un paquete de medición de gas tipo LACT arreglo 2 + 1 y dirigirlo hacia la estación de compresión y la estación de almacenamiento.

   b. Estación de Compresión y Regulación.
      - La estación de compresión consta de 5 paquetes de compresores (skids), contemplando una ampliación a 15 compresores. Aumentará la presión de 50 kg/cm^2 a 80 kg/cm^2. En la línea de alimentación a la estación de compresión, existe una derivación para la estación de almacenamiento de GN.

   c. Estación de recibo y medición.
      - El GN de descarga de la estación de compresión para dirigirla a un paquete de regulación de presión para posteriormente inyectar el fluido en el gasoducto Mayakan.
5. ***Estación de almacenamiento de GN, venta y distribución de gas natural comprimido (GNC).***
   - De la derivación proveniente de la estación de compresión, se dirige el flujo hacia un paquete de regulación y transferencia de custodia, posteriormente pasa por un paquete de odorización de gas natural para dirigirse hacia las esferas de almacenamiento. Existe una derivación de la estación de almacenamiento. Ambos flujos se unen y se dirigen a un paquete de regulación, un paquete de secado y posteriormente al sistema de compresión para dirigir el GN a 254 kg/cm^2 hacia el área de venta y distribución de GNC (Postes de llenado para distribución de GNC por tráileres, dispensadores de llenado para venta de GNC a vehículos y dispensador de llenado para venta de GNC a camiones).
   - PA-2500, Paquete de aire de planta e instrumentos, capacidad 530 SCFM @ PD 10.5 kg/cm^2.
   - FB-3450, Tanque de diésel sucio, capacidad nominal 19.3 m^3.
   - PA-3450, Paquete de centrifugación de diésel, capacidad 6 gpm.
   - FB-3452, Tanque de diésel limpio, capacidad nominal 5.4 m^3.
   - PA-3451, Paquete de distribución de diésel limpio, capacidad de 6 gpm.
   - GA-2320, Bomba de agua de pozo, capacidad 135 GPM, 10.5 HP.
   - FG-2320A/B, Filtro grueso.
   - FB-2320, Tanque de agua de servicios, capacidad nominal 274 m^3.
   - GA-2351/R, Bombas de agua potable, capacidad 50 GPM, 7 HP.
   - FG-2350, Tanque de agua potable, capacidad nominal 21.6 m^3.
   - FG-2350A/B, Filtro fino.

- FB-2350, Tanque de agua potable, capacidad nominal 21.6 m^3.
- PA-2351/2352, Paquetes hidroneumáticos, capacidad 2.84 m^3.
- PA-3600, Paquete de tratamiento de aguas residuales (PTAR), capacidad 5 m^3 / día.
- FB-3601, Sisterna de agua tratada, capacidad 12 m^3.
- TACI-100/101, Tanque de agua contraincendio, capacidad nominal 1900 m^3.
- GA-600/R, Bombas para pozo profundo, capacidad 2000 gpm, 350 HP.
- BA-100/101, Bombas contraincendio principales, capacidad 4000 gpm, 600 HP.
- BA102R/103R, Bombas contraincendio de relevo, capacidad 4000 gpm, 600 HP.
- BA-104, Bomba reforzadora Jockey, capacidad 250 gpm, 85 HP.
- FA-2700, Venteo con arrestador de flama aérea de almacenamiento.

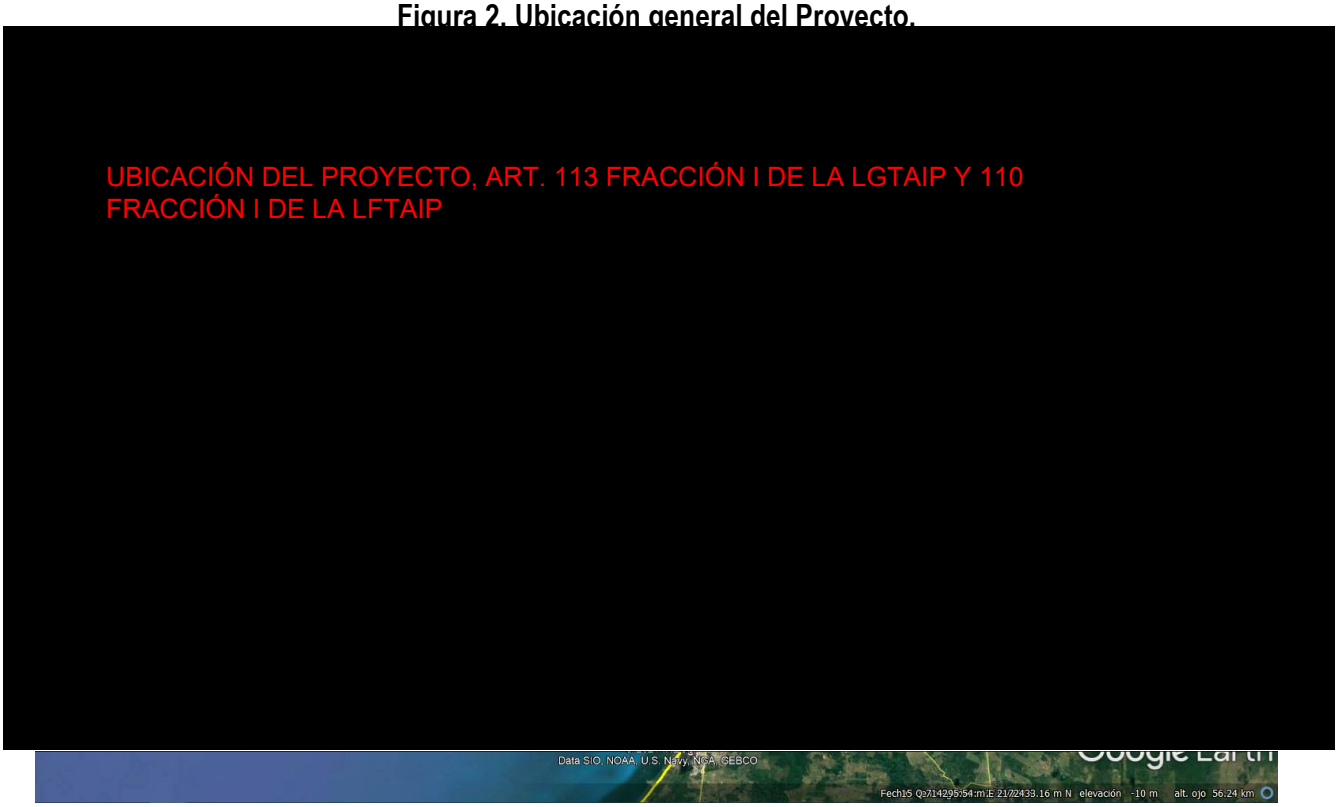
6. ***Como servicios auxiliares se cuenta con: Sistema de diésel, sistema de gas de instrumentos (sólo bahía de amarre), sistema de aire de instrumentos (procesos en tierra), sistema de agua (potable, de servicios y contraincendio) y planta de tratamiento de agua residual.***
7. ***Caminos de acceso y vialidades internas.***
8. ***Oficinas administrativas, estacionamientos, caseta de vigilancia, sanitarios, talleres, zonas almacenamiento, almacén residuos peligrosos, áreas verdes.***

El Proyecto se ubica en el Golfo de México y en el municipio de Seybaplaya en el estado de Campeche (la creación del municipio de Seybaplaya fue publicada en el Periódico Oficial del Estado el 26 de abril de 2019).

En la zona marina el Proyecto se ubicará en mar territorial y aguas marinas interiores del Golfo de México (Artículo 23 y 34 de la Ley Federal del Mar), frente a las costas de Seybaplaya, Estado de Campeche.

En la zona terrestre se ubicará en la localidad de Haltulchén Norte en el municipio de Seybaplaya, Estado de Campeche.

Figura 2. Ubicación general del Proyecto.



En la siguiente Tabla se incluyen las coordenadas UTM de la Plataforma de Servicio.

Tabla 1. Coordenadas UTM Plataforma de Servicio.

Coordenadas UTM Zona 15	
X	Y
COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
Piernas descenso	
Dos	
Tirante de Agua (m)	
15	

Fuente: PROY-MEXITERM-FO-A-003; Rev. No. 3.

En la siguiente Tabla se incluyen las coordenadas UTM del gasoducto.

Tabla 2. Coordenadas UTM Gasoducto.

Coordenadas UTM Zona 15	
X	Y
Tramo Marino	
Inicia en Unión Brida de Curva de Expansión	
*	[redacted]
Termina al inicio de la Perforación Direccional	
*	[redacted]
Tramo Marítimo-Terrestre	
Inicio de Perforación Direccional	
*	[redacted]
Termina Perforación Direccional	
*	[redacted]
Tramo Terrestre	
Inicio ducto terrestre	
*	[redacted]
Interconexión Hot-Tapp Gasoducto Mayakán	
*	[redacted]

Fuente: Plano de alineamiento de Gasoducto (1 de 4); D-PROY-MEXITERM-Q-200; Plano de alineamiento de Gasoducto (2 de 4); D-PROY-MEXITERM-Q-200; Plano de alineamiento de Gasoducto (3 de 4); D-PROY-MEXITERM-Q-200; Plano de alineamiento de Gasoducto (4 de 4); D-PROY-MEXITERM-Q-200; Plano de alineamiento terrestre de Gasoducto de 24" Ø X 0.7 km de equipos de medición a interconexión con Gasoducto Mayakan; D-PROY-MEXITERM-Q-201.

En la siguiente Tabla se incluyen las coordenadas UTM de la Estación de Recibo, Medición, Compresión y Regulación de Gas Natural.

Tabla 3. Coordenadas UTM Estación de Recibo, Medición, Compresión y Regulación de Gas Natural.

Coordenadas UTM Zona 15	
X	Y
[redacted]	

* COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Fuente: PROY-MEXITERM-FO-A-003; Rev. No. 3.

En la siguiente Tabla se incluyen las coordenadas UTM de la estación de almacenamiento de GN, venta y distribución de GNC.

Tabla 4. Coordenadas UTM estación de almacenamiento de GN, venta y distribución de GNC.

Coordenadas UTM Zona 15	
X	Y
Área de almacenamiento de GN	
COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
Área de venta y distribución de GNC	
COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
741,122.470	2,157,313.705

Fuente: PROY-MEXITERM-FO-A-003; Rev. No. 3.

Vía de acceso.

Terrestre.
La principal vía de acceso al Proyecto será utilizando la Carretera Federal 180 Champotón – Campeche, tomando la desviación al poblado de Haltunchén mediante la Carretera vecinal 188.

Figura 3. Carretera Federal 180 Champotón – Campeche.

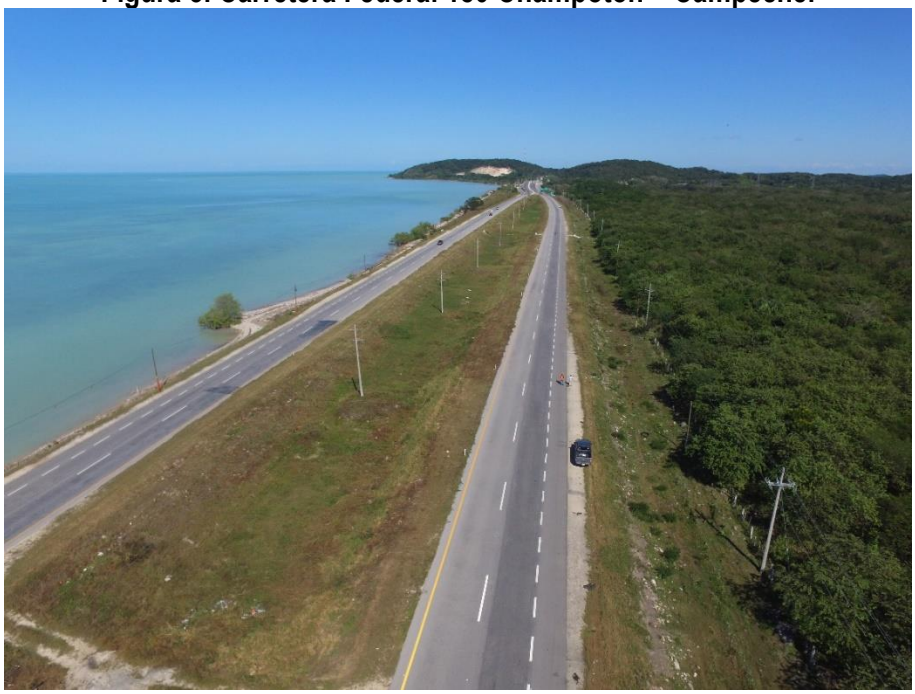


Figura 4. Carretera vecinal 188 a Haltunchén.

Marítima.

Las rutas de navegación son establecidas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT) y la Secretaría de Marina (SEMAR); la flota de navegación para el acceso vía marítima la integran lanchas

rápidas para el transporte del personal, así como barcos y barcazas para el transporte de materiales e insumos.
Estos medios de transporte partirán del puerto de Seybaplaya, Campeche, siendo este el centro de operaciones y logística del Proyecto.

Normatividad

Disposiciones administrativas ASEA

- ✓ 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 que se indican. (13 de mayo de 2016).
- ✓ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el expendio simultáneo de Petrolíferos y/o Gas Natural. (9 de agosto de 2019).
- ✓ Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para el requerimiento mínimo de los seguros que deberán contratar los regulados que realicen las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación o expendio al público de hidrocarburos o petrolíferos. (23 de julio de 2018).
- ✓ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos. (31 de marzo de 2017).
- ✓ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para que los Regulados lleven a cabo las Investigaciones Causa Raíz de Incidentes y Accidentes ocurridos en sus Instalaciones. (24 de enero de 2017).
- ✓ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para llevar a cabo las Auditorías Externas a la operación y el desempeño de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos. (24 de enero de 2017).
- ✓ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. (4 de noviembre de 2016).
- ✓ 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 de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos. (17 de julio de 2018).
- ✓ Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos. (22 de marzo de 2019).

Leyes y reglamentos

- ✓ Constitución política de los estados unidos mexicanos.
- ✓ Reglamento federal de seguridad y salud en el trabajo (2014)
- ✓ Ley de aguas nacionales.

- ✓ Ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente (LGEEPA) y sus reglamentos.
- ✓ Reglamento para el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.
- ✓ Reglamento federal de seguridad higiene y medio ambiente de trabajo.
- ✓ Reglamento para la protección al ambiente contra la contaminación originada por la emisión del ruido.
- ✓ Reglamento de la ley de aguas nacionales
- ✓ Reglamento de la ley general de equilibrio ecológico y la protección al ambiente en materia de auditoría ambiental.
- ✓ Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias.
- ✓ Reglamento de la ley federal sobre metrología y normalización.
- ✓ Reglamento de la ley general para la prevención y gestión integral de los residuos
- ✓ Ley federal del trabajo.

Norma Oficial Mexicana (NOM)

NOM-001-SECRE-2010	Especificación del gas natural.
NOM-003-SEGOB-2011	Señales y avisos para protección civil – colores, formas y símbolos a utilizar.
NOM-005-SCT4-2006	Especificaciones técnicas que deben cumplir los aros salvavidas.
NOM-003-ASEA-2016	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-006-ASEA-2017	Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo.
NOM-007-ASEA-2016	Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
NOM-009-ASEA-2017	Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.
NOM-010-ASEA-2016	Gas natural comprimido (GNC) Requisitos mínimos de seguridad para terminales de carga y terminales de descarga de módulos de almacenamiento transportables y estaciones de suministro de vehículos automotores.
NOM-012-ASEA-2016	Instalaciones de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización).
NOM-002-SPTS-2010	Condiciones de seguridad, prevención y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-017-STPS-2017	Equipo de protección personal, selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-018-SPTS-2015	Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
NOM-022-SPTS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo, condiciones de seguridad.
NOM-025-SPTS-2008	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
NOM-026-SPTS-2009	Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
NOM-027-STPS-2008	Actividades de soldadura y corte – condiciones de seguridad e higiene.

NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad
NOM-100-STPS-1994	Seguridad-Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con presión contenida.
NOM-102-STPS-1994	Seguridad-Extintores contra incendio a base de bióxido de carbono-Parte 1: Recipientes
NOM-104-STPS-2001	Agentes extinguidores-Polvo químico seco tipo ABC a base de fosfato mono amónico
NOM-008-SCFI-2017	Sistema general de unidades de medida
NOM-013-SCFI-2004	Instrumentos de medición-manómetros con elemento elástico-especificaciones y métodos de prueba.
NOM-064-SCFI-2000	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce.

Normas Mexicanas (NMX)

NMX-J-010-ANCE-2017	Conductores-conductores con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 v-especificaciones.
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos-tensiones eléctricas normalizadas
NMX-C-414-ONNCCE-2017	Cementantes hidráulicos -Especificaciones y métodos de ensayo
NMX-C-258-ONNCCE-2010	Materiales termoaislantes granulares sueltos utilizados como relleno-determinación de la densidad
NMX-C-122-ONNCCE-2019	Agua para Concreto – Especificaciones
NMX-C-407-ONNCEE-2001	Varilla corrugada de acero proveniente de lingote y palanquilla para refuerzo de concreto - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-B-294-1986	Varillas corrugadas de acero, torcidas en frío, procedentes de lingote o palanquilla, para refuerzo de concreto
NMX-B-457-CANACERO-2019	Varilla corrugada de acero baja aleación para refuerzo de concreto-especificaciones y métodos de prueba
NMX-B-254-CANACERO-2008	Acero estructural-especificaciones y métodos de prueba
NMX-B-284-CANACERO-2017	Acero estructural de alta resistencia y baja aleación al manganeso vanadio
NMX-B-177-1990	Tubos de acero con o sin costura negros y galvanizados por inmersión en caliente
NMX-B-252-1998	Requisitos generales para planchas, perfiles, tablaestacas y barras de acero laminado, para uso estructural

Normas Internacionales/ Organización Internacional De Normalización (ISO)

ISO-7061	Ships and marine technology – Aluminum shore gangways for seagoing vessels
ISO 834-10	Fire resistance tests – Elements of building construction -Part 10: Specific requirements to determine the contribution of applied fire protection materials to structural steel elements.
ISO 9001:2015	Quality management systems-requirements
ISO 10418/ API RP 14C	Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms".

ISO 15589-2 2012	Petroleum and natural gas industries-cathodic protection of pipeline transportation systems part-2 offshore pipeline.
ISO 21809-5	Lastre de concreto para tuberías de conducción.
ISO 13623	Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems
ISO 13702	Petroleum and natural gas industries – Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations- Requirements and guidelines.
ISO 14520-1	Gaseous fire-extinguishing systems – Physical properties and system design – Part 1. General requirements.
ISO 14723	Petroleum and natural gas industries- Pipeline transportation systems- Pipeline valves.
ISO 16903	Petroleum and natural gas industries characteristics of LNG, influencing the desing, and material selection
ISO 20340	Paints and varnishes -Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures.
ISO 28460	Petroleum and natural gas industries installation and equipment for liquefied natural gas ship to shore interface and port operations.
ISO 8501-1	Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Visual assessment of Surface cleanliness Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings
ISO 12944-1	Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems - Part 1: General introduction – First edition
ISO 12944-2	Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems Part 2: Classification of environments
ISO 12944-5	Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective Paint systems

ESPECIFICACIONES Y NORMAS EXTRANJERAS

American Petroleum Institute (API)

API RP 14F	Recommended practice for design and installation of electrical systems for offshore production platforms.
API RP-500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2 (1997).
API RP-550	Recommended practice for electrical installations at petroleum facilities classified as class I, division I and division 2.
API STD 541	Form-wound Squirrel Cage Induction Motors -375 kW (500 Horsepower) and largers
API STD 546	Brushless Synchronous Machines - 500 kVA and Larger
API RP-551	Process Measurement Instrumentation.
API STD 611	General-purpose Steam Turbines for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services

API STD 612	Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries—Steam Turbines—Special-purpose Applications,
API STD 618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industries Services
API 620	Design and construction of large, welded, low pressure storage tanks.
API STD 661	Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries - Air-cooled Heat Exchangers.
API SPEC 5L	Specification for Line Pipe.
API RP.14C	Recommended practice for analysis, design, installation, and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms.
API RP.14E	Prácticas recomendadas para el diseño de sistemas de tuberías en plataformas costa fuera.
API-RP-14G	Recommended practice for fire prevention and control on fixed open-type offshore production platforms, fourth edition.
API-RP-14J	Recommended practice for design and hazards analysis for offshore production facilities.
API-STD-521	Pressure relieving and depressuring systems
API RP 554	Process Instrumentation and Control.
API-STD 1104	Welding of pipelines and related facilities

American Society Of Mechanical Engineers (ASME)

ASME B16.10	Face-to-Face and End-to-End dimensions of valves-Face and End-to-End dimensions of valves
ASME B16.15	Pipe flanges, and flanged fittings nps ½ through nps
ASME B16.5	Bridas y accesorios bridados de acero para tuberías.
ASME B16.9	Accesorios de acero soldable.
ASME B16.25	Buttwelding ends
ASME B16.34	"Valves-flanged, threaded and welding end" (Válvulas bridadas, terminación roscada y soldada).
ASME B18.2.1	Hex bolts and heavy hex bolts
ASME B31.3	"Process piping" (Tubería de proceso)
ASME B31.8	"Gas transmission and distribution piping systems" (Sistemas de tubería de transmisión y distribución de gas).
ASME B36.10M	Tubería de acero con y sin costura.
ASME - Section VIII Division 1	Rules for construction of Pressure Vessels (Reglas para construcción de recipientes a presión)
ASME SECCIÓN II	Materials
ASME SECCIÓN V	Boiler and pressure vessels code nondestructive examination
ASME SECCIÓN IX	Welding and brazing qualification

American Welding Society (AWS)

AWS A3.0	Standard welding terms and definitions
AWS D1.1 2010	Código de Soldadura Estructural - Acero AWS D1.1 2010 Parte 1,

American Society For Testing And Materials (ASTM)

ASTM A 333	Standard Specification for Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service and Other Applications with Required Notch Toughness
ASTM A 350	Standard Specification for Carbon and Low-Alloy Steel Forgings, Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
ASTM A 53	Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot- Dipped, Zinc- Coated, Welded and Seamless.
ASTM A 106/A-106M	Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High–Temperature Service.
ASTM A 193/A-193M	Materiales para espárragos de acero de aleación e inoxidable para servicio de alta temperatura.
ASTM A 194/A-194M	Materiales para tuercas de acero al carbón y acero de aleación para servicios de alta presión y alta temperatura.
ASTM A 420	Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service.
ASTM A36/A36M	Standard specification for carbon structural steel

National Association Of Corrosion Engineers (NACE)

NACE- SP0169	Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems
SSPC-SP/NACE No. 1	White Metal Blast Cleaning

Det Norske Veritas (DNV)

DNV-RP-B401	Cathodic protection design
DNV-OS-F101	Submarine pipeline systems.
DNV-RP-F110	Global Buckling of Submarine Pipelines.

International Society Of Automation (ISA)

ANSI/ISA S5.1	Instrumentation Symbols and Identification
ANSI/ ISA S5.2	Binary Control Logic Diagrams for Process Operations"
ISA S5.3	Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems".
ANSI/ ISA S5.5	Graphic Symbols for Process Display".
ISA S20	Specification forms for process measurement and control instruments, primary elements and control valves".
ANSI/ ISA S84.00.01	Application of safety instrumented systems for process industries".

Institute Of Electrical And Electronic Engineers (IEEE)

IEEE STD 80: 2013	Sistema de puesta a tierra
IEEE Std. 141	Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (1993).
IEEE 142: 2007	Recommended practice for electric power distribution for industrial plants
IEEE Std. 399	Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (1997).

IEEE Std. 446	Recommended Practice for Emergency and Standby Power System for Industrial and Commercial Applications (1995).
IEEE Std. 519	Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems (1992).
IEEE Std. 665	Standard for Generating Station Grounding.
IEEE Std 979	Guide for Substation Fire Protection.
IEEE Std. 1242:	Guide for Specifying and Selecting Cable for Petrochemical Plants (2002).

International Electrotechnical Commission (IEC)

IEC 61508:2010	Estándar Seguridad Funcional: Sistemas de Seguridad (Functional Safety of Electrical/electronic/programmable Electronic safety-related systems.)
IEC 61131-3	Controladores Programables 1994, Parte 3, Lenguajes De Programación (IEC 61131-3 Programmable Controllers 1994, Part 2)
IEC-61511-1	Functional Safety-Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Part1, Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements

National Electrical Manufactures Association (NEMA)

NEMA C 80.5:2015	Electrical rigid aluminum conduit
NEMA ICS 6: 2016	Enclosures for Industrial Controls and Systems".

National Fire Protection Association (NFPA)

NFPA 10: 2018	Norma para extintores portátiles contraincendios.
NFPA 13: 2019	Standard for the installation of sprinkler systems
NFPA 14: 2015	Standard for the installation of Standpipe and hose systems.
NFPA 15: 2012	Standard for water aerosol fixed systems for fire protection.
NFPA 20: 2019	Standard for the installation of stationary pumps for fire protection
NFPA 22: 2108	Standard for water tanks for private fire protection
NFPA 24: 2019	Standard for the installation of private fire service mains and their appurtenances
NFPA 25: 2017	Standard for the inspection, testing and maintenance of water based fire protection systems
NFPA 30: 2018	Flammable and combustible liquids code
NFPA 59: 2108	Standard for the production, storage and handling of liquefied natural g
NFPA 70:	National Electrical Code (2008).
NFPA 101: 2018	Life safety code.
NFPA 170: 2015	Standard for fire safety and emergency symbols 2015.
NFPA 325:	Guide to fire hazard properties of flammable Liquids, gases and volatile solids (1994).
NFPA 497:	Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas (1997).
NFPA 780: 2017	Standard for the installation of lightning protection systems.

Occupational Safety And Healt Administration (OSHA)

OSHA	Final ergonomics standard, machine guarding, workplace safety

Safety Of Life At Sea (SOLAS)

SOLAS 1974-78	Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar 1974.
SOLAS 2004	Consolidated text of international convention for the safety of life at sea, 1974 and its protocol of 1988. Articles, annexes, and certificates.

American Institute Of Steel Construction (AISC)

AISC-2017	Manual of steel construction, 15 th edition
ACI 318-19	Requisitos de reglamento para concreto estructural y comentarios
ASCE 7-16	Minimum design loads for buildings and other structures

MANUALES Y NORMAS MEXICANAS

Comisión Federal De Electricidad (CFE)

MDOC C.1.4-2008	Manual de diseño de obras civiles, diseño por viento
MDOC C.1.3-2015	Manual de diseño de obras civiles, diseño por sismo

Gobierno De La Ciudad De México

NTC-ACERO-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de estructuras de acero
NTC-CONCRETO-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de estructuras de concreto
NTC-MAMPOSTERÍA-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de estructuras de mampostería
NTC-CIMENTACIONES-2017	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de cimentaciones
NTC-CRITERIOS-2017	Normas técnicas complementarias sobre criterios y acciones para el diseño estructural de edificaciones
NTC-SISMO-2017	Normas técnicas complementarias para diseño por sismo
NTC-VIENTO-2017	Normas técnicas complementarias para diseño por viento

Instituto Mexicano De La Construcción En Acero A.C. (IMCA)

IMCA-2014	Manual de construcción en acero

Secretaria De Comunicaciones Y Transportes (SCT)

SCT-2018	Manual de proyecto geométrico de carreteras
N-CMT-4-01/02	Características de los materiales- Materiales para pavimentos- Materiales para revestimiento
N-CMT-1-03/02	Características de los materiales- Materiales para terracerías- Materiales para subrasante
N-CTR-CAR-1-01-009/11	Construcción Carreteras- Conceptos de obra- Terracerías-Terraplenes

1.1. PROYECTO

Los equipos que forman parte del presente Proyecto son:

1. ***FSRU***
   - 4 Tanques de carga de gas natural licuado (GNL).
   - Cilindro de succión de GNL y recondensados.
   - Compresor de trabajo para recondensados.
   - Compresor de trabajo para máquinas.
   - Compresor de trabajo (respaldo).
   - 3 trenes de regasificación (cada uno consta de un Boil-Off Gas [BOG] enfriador, un evaporador de GNL, un calentador de ajuste de GN y 2 intercambiadores de calor [en el sistema de enfriamiento de propano]).
2. ***Plataforma de servicio.***
   - HL-2100, Trampa de diablos lanzadora.
   - PA-2200, Paquete depurador de gas de instrumentos.
   - FB-2450, Tanque de diésel sucio.
   - PA-2450, Paquete de centrifugación de diésel.
   - FB-2452, Tanque de diésel limpio.
   - PA-2451, Paquete de distribución de diésel limpio.
   - Motogenerador principal.
   - Motogenerador de respaldo.
   - Muro de contención.
   - Sistema venteo.
3. ***Gasoducto.***
   - Tramo Marino (km 0+000 al km 37+121).
   - Tramo Marítimo-Terrestre (km 37+121 al km 39+127).
   - Tramo Terrestre (km 00+000 al km 00+218.631).
4. ***Estación de recibo, medición, compresión y regulación de Gas Natural.***

d. Estación de recibo y medición.
   - HR-3100, Trampa de diablos receptora de 24" X 30" de 600# para Gasoducto de llegada.
   - PA-3150, Paquete de medición de gas tipo LACT arreglo 2 + 1.
   - PA-3151, Paquete de regulación de presión 600#.
   - PA-3500, Paquete de aire e instrumentos.
   - Subestación eléctrica.

e. Estación de Compresión y Regulación.
   - C-3210-01/02/03/04/05, Compresores Skids.
   - MD-3100-01, Patín de filtración de líquidos.
   - TK-8500-01, Tanque de drenaje abierto.
   - TK-8500-02, Tanque de drenaje cerrado.
   - G-8300-01A/B, Generador de gas.
   - G-8300-02, Generador de diésel.
   - CR-0001-01, Sala de control.
   - C-8100-01A/B, Compresor de aire.

- TK-8400-01, Tanque de agua contra incendio.
- P-8400-01A/B, Bomba de combate de incendio.
- VS-6200-01, Vent Stack.

5. ***Estación de almacenamiento de GN, venta y distribución de gas natural comprimido (GNC).***
   - ERM-2150, Paquete de regulación y transferencia de custodia, capacidad 120 MMSCFD.
   - PA-2150, Paquete de odorización de gas natural.
   - TE-2001 – 2008, Esferas para almacenamiento de gas natural, capacidad 12.5 MMSCF.
   - GB-2250, Paquete de compresión de GN.
   - ERM-3150, Paquete de regulación y transferencia de custodia, capacidad de 6 MMSCFD.
   - PA-3250, Paquete de secado de gas natural, capacidad de 6 MMSCFD.
   - GB-3250/3260/3270/3280, Compresores reciprocantes para gas natural comprimido, capacidad 1020.83 SCFM.
   - FA-3701, Venteo con arrestador de flama.
   - PLL-01-08, Postes de llenado para distribución de GNC por tráileres.
   - DP-01-04, Dispensadores de llenado para venta de GNC a vehículos.
   - DP-05/06, Dispensador de llenado para venta de GNC a camiones.
   - PA-2500, Paquete de aire de planta e instrumentos, capacidad 530 SCFM @ PD 10.5 kg/cm^2.
   - FB-3450, Tanque de diésel sucio, capacidad nominal 19.3 m^3.
   - PA-3450, Paquete de centrifugación de diésel, capacidad 6 gpm.
   - FB-3452, Tanque de diésel limpio, capacidad nominal 5.4 m^3.
   - PA-3451, Paquete de distribución de diésel limpio, capacidad de 6 gpm.
   - GA-2320, Bomba de agua de pozo, capacidad 135 gpm, 10.5 HP.
   - FG-2320A/B, Filtro grueso.
   - FB-2320, Tanque de agua de servicios, capacidad nominal 274 m^3.
   - GA-2351/R, Bombas de agua potable, capacidad 50 gpm, 7 HP.
   - FG-2350, Tanque de agua potable, capacidad nominal 21.6 m^3.
   - FG-2350A/B, Filtro fino.
   - FB-2350, Tanque de agua potable, capacidad nominal 21.6 m^3.
   - PA-2351/2352, Paquetes hidroneumáticos, capacidad 2.84 m^3.
   - PA-3600, Paquete de tratamiento de aguas residuales (PTAR), capacidad 5 m^3 / día.
   - FB-3601, Sisterna de agua tratada, capacidad 12 m^3.
   - TACI-100/101, Tanque de agua contraincendio, capacidad nominal 1900 m^3.
   - GA-600/R, Bombas para pozo profundo, capacidad 2000 gpm, 350 HP.
   - BA-100/101, Bombas contraincendio principales, capacidad 4000 gpm, 600 HP.
   - BA102R/103R, Bombas contraincendio de relevo, capacidad 4000 gpm, 600 HP.
   - BA-104, Bomba reforzadora Jockey, capacidad 250 gpm, 85 HP.
   - FA-2700, Venteo con arrestador de flama aérea de almacenamiento.

1.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL DUCTO

El FSRU estará ubicado en el Golfo de México, frente al poblado Haltunchén, a 39 km de la costa. Las coordenadas son las siguientes:

UBICACIÓN

COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

[redacted]

Para el transporte de gas a tierra, el ducto marino tendrá una longitud de aproximadamente 39 km, y se compone por un tramo marino, un tramo marítimo-terrestre (perforación direccional) y un tramo terrestre. El gasoducto tendrá una trampa lanzadora en una plataforma de servicios costa afuera y una trampa receptora a ser ubicada dentro del área de recibo de gas natural (en tierra).

En la siguiente tabla se describen las especificaciones del ducto.

1.2.2. COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO

Las características de ducto para cada zona se mencionan a continuación:

Tabla 5. Características técnicas zona marina y marítimo-terrestre km 0+000 al km 39+127

Características	Descripción
Tubería de acero al carbón	Extremos biselados, servicio amargo grado L-485 (X-70) de 24" Ø nominal x 0.500" de espesor
Revestimiento anticorrosivo	1 lote para soportar 34.5°C de temperatura (incluye materiales para juntas de campo).
Protección catódica	Ánodo de sacrificio de aluminio tipo brazalete. El diámetro del ánodo será de 24" y un espesor de 63.5 mm (2.5") para tubería submarina. Se consideran 262 ánodos con una separación entre ánodos de 165 m. En la curva de expansión se considera 1 ánodo de sacrificio y en el ducto ascendente se considera 1 ánodo de sacrificio. Para ambos casos se considera un espesor de 63.5 mm (2.5") y un peso neto de 234 kg (516 lb).
Lastre de concreto	Revestimiento de concreto lastre de 3,000 kg/m^3 de densidad y 76.2 mm (3") de espesor de acuerdo con ISO-21809-5-2017.

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3

Tramo terrestre:

Tabla 6. Características técnicas zona terrestre km 00+000 al km 00+217

Características	Descripción
Tubería de acero al carbón	Extremos biselados, servicio amargo, espesor 0.500".
Revestimiento anticorrosivo	Deberá soportar una temperatura de diseño de 34.5°C, sin presentar deterioro de sus propiedades físicas y químicas para una vida útil de 20 años con una eficiencia de 98 %
Protección catódica	Sistema por corriente impresa (sistema No. 1), localizado en el área de trampas de recibo y que se compone por: a) Rectificador enfriado por aire para operar a 110 V de entrada y 110 V y 100 amperes de salida; y b) Una cama anódica formada por 12 ánodos de fierro al alto cromo - silicio.

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-501 Rev. 3

Tabla 7. Especificaciones de ducto.

Nombre o segmento del ducto	Origen (km)	Destino (km)	Coordenadas UTM Inicio		Coordenadas UTM Fin		Espesor (in)	Diámetro (in)	Presión de Prueba Hidrostática kg/cm²	Especificación del ducto	Código de diseño	Presión de diseño y operación (kg/cm²)			
			X	Y	X	Y							Min	Nor	Máx
Tramo marítimo	00+000	37+121	[redacted]				0.5	24		Acero al carbón API 5L X-70		Dis	104	104	104
												Op	56	67	81
Tramo marítimo-terrestre	37+121	39+127					0.5	24		Acero al carbón API 5L X-70		Dis	104	104	104
												Op	56	67	81
Tramo terrestre	00+000	00+218.631					0.5	24		Acero al carbón API 5L X-70		Dis	104	104	104
												Op	56	67	81

COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Nota: Las especificaciones del ducto deben cubrir la longitud del tramo evaluado. *in: pulgadas.

En el **Anexo A** se incluye: DTI´s; DFP´s; filosofías de operación; planos de trazo y perfil del ducto; bases de diseño, memorias de cálculo, entre otros.

1.2.2.1. Válvulas de corte (SDV´s) y trampas de diablos

El gasoducto cuenta en su trayectoria con 2 válvulas de corte (SDV´s) y trampas de diablos de envío y recepción para mantenimiento e inspección. La primera al inicio del tramo marino y la segunda al término del tramo marítimo-terrestre. A continuación, se describe cada una de ellas

Tramo marino

Trampa de diablos Lanzadora permanente (HL-2100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En su salida, el gasoducto contará con una trampa de diablos lanzadora permanente identificada como HL-3100. La trampa en su entrada cuenta con una válvula manual de 24" DN e incorpora un detector de paso de diablos XI-2100, dos manómetros de presión PI-2105 (ubicado sobre el tubo) y PI-2104 (ubicado sobre la cubeta) los cuales son auxiliares para la corrida del diablo. Así también, cuenta con drenes y venteos. En el cuerpo de la cubeta se tiene una línea de pateo de con válvula manual de 8" DN y una válvula de seguridad PSV-2100, dimensionada por expansión térmica.

Durante la operación normal del gasoducto, las válvulas manuales de 24" DN y 8" DN deberán permanecer cerradas.

Válvula de paro por emergencia (SDV-2100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En la plataforma de servicios de la bahía de amarre, el ducto contará en su salida con una trampa lanzadora identificada como HL-2100. Seguidamente se tendrá la SDV-2100, en modo automático la operación es neumática. En la operación neumática la SDV-2100 mandará a cierre en el caso de que dentro del gasoducto se alcance la presión de ajuste por baja presión activándose el interruptor por baja PSL-2100 ó la presión de ajuste por alta presión activándose el interruptor PSH-2100, cualquiera de ellos mandará a cierre la válvula de corte SDV-2100. Ambos interruptores se encontrarán dentro del tablero local de control TLC-2100. En modo manual podrá realizarse su apertura y cierre y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. El fluido motriz para el actuador será gas de instrumentos proveniente de un paquete de acondicionamiento de gas que toma un pequeño volumen a través de la línea 2"-GN-2401-C-D01TPER y lo envía al paquete PA-2200 para su acondicionamiento. Los interruptores neumáticos PSH/PSL tendrán los siguientes puntos de ajuste (valores a ratificar por el cliente) indicados en la siguiente tabla.

Tabla 8. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100).

Instrumento	Punto de ajuste (kg/cm^2) man	Variable	Acción
PSH-2100	86	Alta presión	Cierre de SDV-2100
PSL-2100	40	Baja presión	Cierre de SDV-2100

Para el monitoreo de la posición de la SDV-2100, cada posicionador ZSO-2100 y ZSC-2100, serán cableado para poder enviar una señal digital hacia el PLC de los brazos mecánicos.

Tramo marítimo-terrestre

Válvula de paro por emergencia (SDV-3100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En la plataforma de servicios de la bahía de amarre, el ducto contará en su salida con una trampa lanzadora identificada como HL-3100. Seguidamente se tendrá la SDV-3100, en modo automático la operación puede ser neumática y electrónica. En la operación neumática la SDV-3100 mandará a

cierre en el caso de que dentro del gasoducto se alcance la presión de ajuste por baja presión activándose el interruptor por baja PSL-3100 ó la presión de ajuste por alta presión activándose el interruptor PSH-3100, cualquiera de ellos mandará a cierre la válvula de corte SDV-3100. Ambos interruptores se encontrarán dentro del tablero local de control TLC-3100. En la operación electrónica el cierre de la SDV-3100 estará a cargo de la lógica programada y configurada en el TMR del SPPE ubicado en el cuarto de control de la estación de recibo-medición de gas natural, las señales de presión estarán monitoreadas por los PIT-3100A/B/C y serán canalizadas punto a punto al TMR del SPPE, en el caso de que dos de los tres PIT's censen una baja-baja o una alta-alta presión el TMR mandará la señal de paro a la SDV-3100. En modo manual podrá realizarse su apertura y cierre y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. El fluido motriz para el actuador será aire de instrumentos proveniente de un paquete a instalar en la zona de compresión de gas. Los interruptores neumáticos PSH/PSL tendrán los siguientes puntos de ajuste (valores de acuerdo con las presiones de llegada para condiciones mínimas de flujo) indicados en la siguiente tabla.

Tabla 9. Tabla de puntos de ajuste (SDV-3100).

Instrumento	Punto de ajuste (kg/cm^2) man	Variable	Acción
PSH-3100	60	Alta presión	Cierre de SDV-3100
PSL-3100	30	Baja presión	Cierre de SDV-3100

Para el monitoreo de la posición de la SDV-3100, cada posicionador ZSO-3100 y ZSC-3100, serán cableado para poder enviar una señal digital hacia el TMR del SPPE del FSRU.

Trampa de diablos receptora permanente (HR-3100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

El gasoducto cuenta con una trampa de diablos de recibo permanente identificada como HR-3100, para la cual se requiere la instalación de una fosa de captación donde sean recolectados los líquidos obtenidos de una corrida de diablos para su posterior remoción a través de pipas. La trampa en su entrada cuenta con una válvula manual de 24" DN e incorpora un detector de paso de diablos XI-3100, dos manómetros de presión PI-3100 (ubicado sobre el tubo) y PI-3101 (ubicado sobre la cubeta) los cuales son auxiliares para la corrida del diablo. Así también, cuenta con drenes y venteos y una válvula de seguridad PSV-3100, dimensionada por expansión térmica. En el cuerpo de la cubeta se tiene una línea de pateo de con válvula manual de 8" DN.

Durante la operación normal del gasoducto, las válvulas manuales de 24" DN y 8" DN deberán permanecer cerradas.

1.2.2.2. Espesores

El sistema de transporte de gas natural cumple con la NOM-007-SECRE-2010, aplicable a el diseño, ingeniería, compra, construcción, comisionamiento, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de gas natural, y según lo dispuesto en la misma, con las normas internacionales y las buenas prácticas prudentes de la ingeniería.

La temperatura de transporte de gas natural estará comprendida entre 17ºC y 25ºC. No se consideró sobreespesor de corrosión e internamente la tubería no tiene recubrimiento. Se consideró tubería de 24" en material API 5L X70. Se determinó un espesor mínimo de 0.500 pulgadas para todo el ducto.

1.2.2.3. Sistema de protección catódica

Para el diseño de la protección catódica, se dividió el ducto en dos tramos. El primer tramo es el marino y marítimo-terrestre y el segundo tramo lo conforma el tramo terrestre. A continuación, se describe cada uno de ellos.

Tramo marino y marítimo-terrestre (Ver plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3).

El sistema de protección catódica debe fabricarse e instalarse de acuerdo a la ISO-589-2. Asimismo, para todo el recubrimiento anticorrosivo, su remoción y reparación en los tramos de tubo con ánodo debe aplicarse de acuerdo con el código ISO-21809-1. La cara interna y los bordes del ánodo deberán revestirse a base de primer y acabado según el código ISO-21809-5.

Las placas de sujeción se colocarán a 180° de separación y se soldará a la tubería solo en la dirección circunferencial (doblar la placa a la curvatura necesaria). El ánodo de sacrificio será de aluminio tipo brazalete con un espesor 63.5 mm (2.5"). El acero en la construcción del ánodo deberá ser placa de acero ASTM A-36.

La colocación del lastrado de concreto en tramos con ánodos deberá cumplir con lo establecido en el código ISO-21809-5.

Se deberá dejar un espacio de 50.8 mm (2 pulgadas) libres, entre el ánodo y la terminación del concreto, posteriormente a la instalación del ánodo, dicho espacio debe rellenarse con concreto de peso normal, sin agregado mineral. La superficie de los ánodos debe protegerse durante el proceso de aplicación del lastrado de concreto, para evitar daños en el mismo. Dicha protección se debe eliminar al terminar el proceso.

Las placas de sujeción del ánodo deberán soldarse a la tubería precalentando el área, empleando electrodos con bajo contenido de hidrógeno. La conexión eléctrica entre el ánodo y la tubería será por aluminotermia (cadweld), de acuerdo a la norma NOM-008-SECRE-2012.

Se deberá considerar un molde especial para la fabricación de los ánodos requeridos.

Se colocará una placa de poliuretano PRC permathane de 9.525 mm (0.375") de espesor para aislar los ánodos de sacrificio de la tubería debido a la temperatura de diseño del ducto de 34.5°C. El poliuretano, el núcleo de solera y el redondo son parte del espesor total del ánodo de sacrificio; 3.00" (76.20 mm).

Tramo terrestre (Ver plano D-PROY-MEXITERM-Q-501 Rev. 3)

Se deben seguir las siguientes normas: NOM-001-SEDE-2012. Instalaciones eléctricas; NOM-003-ASEA-2016.- distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos. ISO-15589-1-2003.- cathodic protection of pipeline transportation systems petroleum and natural gas industries.

Para la protección catódica del DDV donde se instalará el cruzamiento direccional del gasoducto de 24" ø al arribo playero en el sistema de medición y el gasoducto terrestre que conectará con gasoducto de 30" mayakan, se instalará un sistema por corriente impresa (sistema no. 1) localizado en el área de trampas de recibo.

El sistema de protección catódica del gasoducto de 24" ø del arribo playero al área de medición y del ducto terrestre compuesto por:

a) Rectificador enfriado por aire para operar a 110 volts de entrada y 100 volts, 100 amp. de salida;
b) Una cama anódica formada por 12 ánodos de fierro alto al cromo al silicio.

La cama anódica se localizará en el área de medición y a una distancia mínima de 50 metros del ducto más cercano.

Todas las soldaduras de las interconexiones serán realizadas por aluminotermia. Todas las soldaduras se aislarán con resina epóxica líquida vaciada en molde o similar.

Se instalarán juntas aislantes bridadas al inicio y final del gasoducto para aislar eléctricamente.

Se instalarán postes de medición y de señalamiento tipo "R" a la salida del cruce direccional, inicio y final del ducto terrestre y cama anódica. Se instalarán postes de señalamiento preventivo en trazo del gasoducto (Ver plano de señalamientos, D-PROY-MEXITERM-Q-581 Rev. 3).

A continuación, se presentan las características del Sistema No. 1.

Tabla 10. Características del Sistema No. 1.

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA N° 1 (PROYECTO)	
RECTIFICADOR	
TIPO	ANTIVANDALISMO
TENSION DE CORRIENTE ALTERNA	127 VOLTS
FASES	1
TENSION DE SALIDA C.D.	20-20 VOLTS
INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTA	20 AMP.
ENFRIAMIENTO	POR AIRE
LOCALIZACIÓN	AREA DE TRAMPAS
CAMA ANODICA	
MATERIAL	TIPO FIERRO AL ALTO CROMO-SILICIO
PESO	27 LB.
No. DE ANODOS	10
RESISTIVIDAD DELTERRENO PROMEDIO	XXXXX OHMS-CM
ESPACIAMIENTO ENTRE ANODOS	10 m
CALIBRE DEL CABLE	1/0 AWG
LOCALIZACION	AREA DE TRAMPAS
SEÑALIZACION	
SEÑALIZACION CAMA ANODICA	2
MEDICION Y AMOJONAMIENTO	3
CABLES	
ANODICO	CAL 1/0 AWG
CATODICO	CAL 1/0 AWG
AISLAMIENTO	HMWPE

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3

En el **Anexo A** se incluyen los planos del sistema de protección catódica (Q-500 y Q-501).

1.2.2.4. Cruzamientos

Para el presente Proyecto sólo existe el cruce con la Carretera 180 el cual será resuelto con la técnica de perforación direccional.

Tabla 11. Cruces

Código del Documento	Descripción del Documento	Longitud Cruce (m)	Ubicación inicio	Ubicación término
D-PROY-MEXITERM-Q-200 (4 de 4)	Alineamiento de gasoducto de 24" Ø x 39.084 km aprox. de FSRU hacia interconexión con estación de medición terrestre (4 de 4)	1,989.448	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	

En el **Anexo A** se incluyen los planos de ingeniería.

1.2.3. SISTEMAS DE SEGURIDAD DEL PROYECTO

2.2.3.1. FSRU

Sistemas de seguridad y automatización

El FSRU es una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (Floating Storage Regasification Unit, por sus siglas en ingles FSRU) deberá ser construido para hacer cumplir con los requerimientos del Ship Clasification Society. Además de los requisitos de las regulaciones se deberán llevar a cabo pruebas de seguridad basadas en riesgo para asegurar que el FSRU cumpla con los criterios de nivel de aceptación de riesgo de acuerdo con regulaciones aplicables. La protección contra fuego como equipos portátiles y extinción de incendios deberán ser proporcionados con total cumplimiento con los requerimientos de SOLAS, IMO Gas Carrier Code y Classification Society.

El sistema de paro por emergencia (SPPE) deberá ser proporcionado en completo apego con el IGC Code y Clasitication Society. El diseño deberá considerar:

- Un paro automático seguro de la línea de exportación, equipo o maquinaria ante la detección de una condición anormal potencialmente peligrosa.
- Un sistema de control para operaciones de despresurización.
- Un sistema de enclavamiento para proteger equipos valiosos durante todas las fases de operación.

El sistema de Paro por emergencia (PPE), tendrá la capacidad de continuar operando, aún bajo el caso de falla de un equipo crítico. El SPPE deberá comunicarse con el Sistema de Automatización Integrado (SAI) para desplegar gráfico y anunciar alarmas.

Los Sistemas de Protección de Alta Integridad (High Integrity Pressure Protective Sistems) HIPPS por sus siglas en inglés, están relacionados más comúnmente a los Sistemas Instrumentados de Seguridad de Protección de Altas Presiones, basados en los estándares IEC 61508 y IEC 61511. Los sistemas HIPPS van siempre asociados con una capa de protección independiente estos pueden ser transmisores de presión y válvulas de seguridad que deberán instalarse cerca del cabezal de exportación de gas del FSRU.

Deberá proporcionarse un sistema de detección de gas y fuego para detección de fuga de GNL, gas natural, fuego y humo. Este sistema deberá estar conectado y comunicado con el SPPE y el SAI para anunciar paros y alarmas. El sistema deberá ser capaz de comunicar el estado de cada detector (alarma y falla). El sistema de gas y fuego deberá ser capaz de:

- Detectar en una etapa temprana la presencia de fuego, gases flamables o gases tóxicos en todas las áreas del FSRU.
- Activar alarmas en el SAI.
- Iniciar (de manera automática o por acción de un operador) la apropiada alarma audible y visible en zonas donde es detectado un riesgo.
- Iniciar acciones como paro de emergencia de equipos de proceso, arranque de bombas contra incendio, apertura de válvulas de diluvio.

Para centralizar el control de carga del producto, descarga, regasificación y operaciones de lastre deberá contar con un sistema de monitoreo y control (SMC), centralizado es una estación principal como un cuarto de control de almacenamiento y una sala de control de estación de compresión.

Los sistemas que requieran operación local o equipos paquetes que no sean críticos para la producción y requieran operación poco frecuente, el monitoreo y control deberá ser realizado de manera local con su panel de control (PLC) a un costado del equipo paquete.

Los sistemas de control de proceso e instrumentación de la planta de regasificación deberán ser conectados al SAI del FSRU. Los interlocks de seguridad y las secuencias automatizadas deberán ser revisadas durante el HAZOP del FSRU.

Sistema de seguridad industrial

Para la protección de la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural (FSRU) se debe de considerar los siguientes sistemas, para proporcionar los medios para combatir cualquier escenario de incendio en dicha instalación y cumplir con los criterios estandarizados de equipos y sistemas mínimos que deben tener el FSRU. La Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural (FSRU), debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

✓ Sistema de extinción

Los extintores portátiles de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS2010, NFPA 10 última edición. Deberá existir un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones, ya sea por materiales solidos (Clase A), líquidos inflamables (Clase B), instalaciones eléctricas (Clase C) y metales combustibles (Clase D) que puedan preverse en condiciones normales. Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

✓ Sistema de contra incendio

Deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-013-ASEA-2021, NOM-002-STPS-2010, NFPA 15, NFPA 20 en su última edición.

✓ Sistema de Detección y alarma

El Sistema de Gas y Fuego debe considerar los lineamientos indicados en la norma NOM-002-STPS2010, NFPA 101, NFPA 72 última edición. Se utilizará como monitoreo y control en tiempo real de los sistemas de seguridad, el cual debe incluir sin ser limitativo lo siguiente:

- Detección de fuego áreas abiertas.
- Detección de gas combustible.
- Detección de gas tóxico.
- Detectores de humo.
- Estaciones de alarma manuales: por fuego y abandono de instalación.
- Alarmas audibles.
- Alarmas visibles.
- Red contra incendio a base de agua (monitoreo y apertura remota de válvulas de diluvio del sistema de aspersión).
- Monitoreo y arranque de Bombas Contra incendio.
- Monitoreo del Sistema de Supresión de Fuego a Base de Agente Limpio.

Los detectores de fuego, gas combustible y gas tóxico deberán ser certificados por UL y/o aprobado por FM para servicio de protección contra incendios. Los dispositivos del sistema de detección y alarma deben ser fabricados para utilizarse en áreas Clase I, División 1, Grupos B, C y D, y ser a prueba de explosión NEMA 4X y 7.

✓ Señalamiento y Ruta de Evacuación

Los letreros deberán diseñarse para cumplir y apegarse totalmente, a los requerimientos establecidos en las normas oficiales mexicanas:

- NOM-002-STPS-2010 "Condiciones de Seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo".
- NOM-003-SEGOB-2011 "Señales y avisos para protección civil - colores, formas y símbolos a utilizar".
- NOM-018-STPS-2015 "Sistema para la identificación y comunicación de riesgos por sustancias químicas en los centros de trabajo".
- NOM-026-STPS-2008 "Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías".
- NFPA-101 última edición "Life Safety Code".

Se debe establecer una ruta de escape en toda el área del FSRU. Las rutas de escape deben estar indicadas en toda la instalación del FSRU. El ejecutor debe de localizar el punto de reunión más favorable para el personal que se encuentre laborando en las instalaciones.

✓ Equipo de Salvamento

Los Equipos de Salvamento deben ser diseñados para proveer máxima seguridad personal y confiabilidad de los equipos. El cual debe incluir sin ser limitativo lo siguiente:

- Equipo de respiración autónoma.
- Aros Salvavidas.
- Chalecos Salvavidas.
- Paquetes Contenedores de Chalecos Salvavidas.

- Botes de salvamento.

El cumplimiento de estos requerimientos no libera al ejecutor de la responsabilidad de suministrar cada uno de los sistemas en condiciones óptimas para operar bajo las condiciones especificadas de diseño para estas instalaciones de acuerdo con normatividad vigente.

2.2.3.2. Bahía de amarre

Sistema de monitoreo y control

En la plataforma de servicios, deberá considerarse la instalación de una SDV para protección del gasoducto marino. La cual deberá operar localmente en modo automático mediante interruptores por alta y baja presión (pilotos) que la mandaran a cierre de acuerdo con sus respectivos puntos de ajuste.

En modo manual deberá poder realizarse su apertura y cierre mediante el tablero de control neumático (TLC) ubicado a pie de válvula. Deberá contar con un dispositivo mecánico para poder realizar pruebas parciales. Así también deberá incluir para respaldo neumático, un tanque de nitrógeno con accesorios.

Se contará con dos brazos mecánicos operados eléctrica e hidráulicamente para la interconexión del FSRU a la plataforma de servicios y realizar el trasvase de gas mediante dos conexiones de 12" 600# R.F. que se conectaran a un cabezal del 24" en la trampa lanzadora HL-2100 para su posterior recibo en tierra.

Cada brazo deberá ser controlado localmente mediante un panel de control, ubicado en la plataforma de servicios, conformado por un PLC, el cual estará intercomunicado con el sistema de control distribuido (DCS, por sus siglas en inglés) y con el sistema de paro por emergencia (ESD, por sus siglas en inglés) del FSRU mediante un enlace Modbus redundante. Cabe mencionar que la potencia para el movimiento de estos brazos será suministrada por una unidad hidráulica.

El control remoto se dará mediante un radio control con una capacidad de operación máxima de 200 metros de distancia, en donde es posible arrancar y parar los motores de ambos brazos, seleccionar cualquier brazo para maniobrar, bloquear o desbloquear cualquier brazo, abrir o cerrar el acoplador, cerrar válvulas, disminuir la velocidad de los brazos, entre otras funciones.

El paro por emergencia será por medio de un botón ubicado en cada panel de control local, además contará con transmisores de presión en voteo 2oo3 para detectar alarmas en los pasos de los brazos cuando estos se extiendan o giren.

Seguridad industrial

De acuerdo con los criterios considerados de la norma NOM-013-ASEA-2021 en las instalaciones de la Bahía de Amarre, se debe conformar principalmente por los siguientes Sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

✓ Sistema de extinción

El ejecutor debe de considerar los extintores portátiles para protección de los equipos en caso de un conato de incendio. Los extintores de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002STPS-2010, NFPA 10 última edición.

✓ Equipo de Salvamento

Los Equipos de Salvamento deben ser diseñados para proveer máxima seguridad personal y confiabilidad de los equipos. El suministro consta de:

- Aros Salvavidas.
- Chalecos Salvavidas.
- Paquetes Contenedores de Chalecos Salvavidas.
- Balsas de salvamento.
- Equipo de respiración autónoma.

Los aros salvavidas se emplearán para el rescate cuando una persona caiga al mar. Los aros salvavidas deben estar ubicados en toda la periferia de la plataforma, procurando cubrir todo el perímetro. Los aros salvavidas deben cumplir con lo especificado por la Norma Oficial Mexicana NOM-005-SCT4-2006 y el Convenio Internacional para la seguridad de la vida en el mar (SOLAS 74).

Los chalecos salvavidas deben estar de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-006-SCT42006 y el Convenio Internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS 74). El chaleco debe contar con aprobación y certificación de la Guardia Costera de Estados Unidos (U.S.C.G.) y bajo las últimas especificaciones de S.O.L.A.S. (Safety Of Life At Sea).

Las balsas salvavidas auto inflables deben cumplir con el Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS 74). Las balsas de salvamento deben marcarse conforme a los requerimientos de SOLAS y de la USCG y todo el marcaje e instrucciones deberán ser en idioma español.

Los equipos de respiración autónoma deberán cumplir con NFPA 1981 última edición.

✓ Señalización de Letreros y Ruta de Evacuación

Los letreros deben cumplir y apegarse estrictamente a los requerimientos y criterios, establecidos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación" en cuanto a su diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje.

2.2.3.3. Ductos

El ducto estará protegido principalmente por las SDV´s (una al inicio del tramo marino y otra al final del tramo marítimo-terrestre) y la protección catódica, los cuales se describieron en el apartado 1.2.2. de este documento.

2.2.3.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural

Sistema de monitoreo y control

La instrumentación del gasoducto de 24" DN contará con monitoreo local y remoto de presión, temperatura y flujo totalizado, el cual se interconectará punto a punto al gabinete SMC visualizándose

la información en la IHM local y en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control, así mismo estará protegido mediante una válvula de corte SDV y su instrumentación asociada. Esta instrumentación se interconectará punto a punto al gabinete del sistema de Paro Por Emergencia (PPE) y se visualizará en las estaciones de operación (ESD) del cuarto de control. Cabe señalar que el gabinete PPE contara con una Interfaz Humano Maquina (IHM) instalada en la puerta para visualizar localmente las condiciones de paro por emergencia.

La válvula SDV funcionará neumáticamente en modo automático y modo manual: En modo automático mediante interruptores por alta y baja presión (pilotos) que la mandaran a cierre de acuerdo con los puntos de ajuste, en modo manual podrá realizarse su apertura y cierre mediante un tablero de control neumático (TLC) ubicado a pie de válvula y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. También, contara con un respaldo neumático mediante un tanque de nitrógeno con accesorios.

Se tienen tres transmisores indicadores de presión que constantemente medirán la presión en el ducto, por lo que, para evitar señales falsas, se requiere que la señal de presión sea confirmada por al menos dos transmisores. (Votación 2oo3).

La válvula SDV contara con un Tablero de Pruebas Parciales (TPP) tipo eléctrico ubicado cerca de la SDV, el cual permitirá operarla localmente, ya sea para cerrarla o abrirla manualmente durante su puesta en servicio o pruebas, para realizarle pruebas de cierre parcial al 20% y para dejarla en modo automático en función de los trasmisores indicadores de presión PIT. Estas pruebas también se realizarán desde las estaciones de operación (ESD) y en la IHM local mediante botones configurados de apertura, cierre y prueba.

Se tiene considerado la implementación de tres niveles de paro para proteger la terminal en caso de un evento no deseado, estos son: Nivel 1 Paro general despresurizado, Nivel 2 Paro general presurizado y Nivel 3 Paro de unidad.

El patín de medición de transferencia de custodia deberá contar con la instrumentación, medidor de flujo, computador de flujo, tuberías, válvulas y accesorios requeridos para su correcto funcionamiento. Así, mismo debe ser suministrado con protocolo Modbus redundante para su integración remota.

El paquete de regulación de presión contara con instrumentación local y remota y válvulas de control electroneumáticas, por lo que sus lazos de control serán cerrados, además se tendrá un monitoreo remoto de la presión a la salida del paquete mediante un PIT, visualizándose su medición y estado de las válvulas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

La visualización de las variables será localmente mediante una Interfaz Humano Maquina (IHM) instalada en la puerta del gabinete SMC, la cual proporcionará información detallada de presión, temperatura, flujo instantáneo, flujo diario, flujo acumulado, presión a la salida del paquete de regulación y en general de todo el ducto.

También se tendrá visualización de las variables de manera remota en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

En el cuarto de control se ubicará el mobiliario ergonómico de las estaciones de operación de los sistemas digitales, tanto el Sistema de Monitoreo y Control (SMC) como el sistema de Paro Por Emergencia (PPE) para que los operadores realicen sus actividades de manera adecuada y visualicen el proceso de toda la terminal en tiempo real.

Sistema de seguridad en cuarto de control, cuarto eléctrico, cuarto de batería, caseta de vigilancia, edificio y servicio a transportistas

El Cuarto de Control, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y Servicio a Transportistas deberán de contar con los Sistemas de Seguridad correspondientes, de acuerdo con normatividad vigente. El sistema por instalar depende de las características propias de cada cuarto a considerarse, así como de la condición de permanencia de personal en su interior.

Los criterios considerados en: el Cuarto de Control, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y Servicio a Transportistas, debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

- Sistema de extinción: extintores portátiles. Los extintores de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA 10 última edición. Deberá existir un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones, ya sea por materiales solidos (Clase A), líquidos inflamables (Clase B), instalaciones eléctricas (Clase C) y metales combustibles (Clase D) que puedan preverse en condiciones normales. Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.
- Sistema de Detección y alarma, deberán cumplir y estar especificados de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA 101, NFPA 72 última edición.
- Sistema de Supresión a base de agente limpio, NFPA-2001 última edición.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.

Se debe considerar la instalación de un Sistema de Supresión a base de agente limpio (Heptafluoropropano FM-200) en las siguientes instalaciones, localizados en el Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán:

• Cuarto de Control.
• Cuarto Eléctrico.

Este Sistema de Supresión deberá de tener los elementos necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA-2001 Y NFPA 72 última edición, así como todas las partes de éste y accesorios para su interconexión con el CEP de Gas y Fuego, para tener un sistema integral operando al 100% y a entera satisfacción del personal.

Se debe de dar cumplimiento a los siguientes requerimientos de acuerdo con los criterios de diseño del área, son de manera enunciativa más no limitativa:

- Tablero de control para supresión de incendio.
- Sistema de fuerza interrumpible.
- Generador de tonos.
- Bancos de Batería.

- Banco de cilindros de agente limpio extintor Heptafluoropropano Principal y reserva.
- Soportería.
- Tuberías.
- Alarmas Audibles y Visibles.
- Detectores de humo.
- Estaciones manuales.
- Instrumentación. Elementos varios necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NFPA-2001 (interruptor por alta presión, estación manual de disparo, botón de aborto, luces de estado, alarmas audibles, detectores de humo, interruptor selector principal/reserva, indicador visual de descarga, interruptor supervisor de presión en cilindro).
- Juego de letreros de Advertencia, identificación e instrucciones de operación de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.
- Material eléctrico.
- Detectores de has hidrogeno, se deberá de considerar un kit de separación, en donde permita que el sensor se encuentre en el interior del cuarto de baterías y el transmisor en el exterior.
- Detectores de calor en el área de Transformadores.

Se debe considerar la instalación de un sistema de extinción a base de agente limpio tipo inundación total, para el área plena y el falso plafón, conforme a normatividad vigente.

Todos los circuitos eléctricos del sistema deben trabajar a falla segura, excepto la válvula solenoide que activará el sistema de agente limpio extintor, la cual deberá trabajar normalmente desenergizada, para evitar el disparo del sistema en el caso de que ocurra falla en el suministro eléctrico al sistema de control local.

Todos los materiales en los cuales sea necesario deberán tener recubrimiento anticorrosivo, pintura y acabado final en color rojo bermellón, de acuerdo con la ISO-12944-2017, adecuados para el servicio y las condiciones ambientales prevalecientes en la instalación.

El sistema de aire acondicionado (HVAC) debe garantizar condiciones especificadas o requeridas por el SG&F, para desenergizar el equipo de HVAC en caso de un conato de incendio. En la succión de las manejadoras de aire se contará con detectores de Gas Tóxico y Gas Combustible. Estos detectores y sus alarmas asociadas cumplen con la NFPA 72 última edición.

El cuarto de Baterías debe cumplir con detector de Gas Hidrógeno para monitorear la concentración y evitar que se alcancen niveles explosivos. El detector que operará debe cumplir con lo indicado en la API-RP-14C.

En caso de que algunos de los equipos o dispositivos no funcionen correctamente, este deberá ser sustituido por una nueva unidad con las características correspondientes de acuerdo con la normatividad vigente. Dicho reemplazo de componentes del sistema de supresión debe estar aprobados y listados por organismos reconocidos como UL y/o FM.

Todos los trabajos mencionados, deben incluir, inspección, evaluación, ingeniería de detalle, fabricación, suministro, instalación, interconexión, sistemas de seguridad, integración, configuración de señales, pruebas, revisión de seguridad, capacitación de personal (el cual será aprobado y validado previamente por el área de ingeniería del ejecutor) para la operación del Sistema de Supresión y Detección y Alarma, además de considerar los aspectos de seguridad que marquen la normatividad vigentes para estos trabajos.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

El cumplimiento de estos requerimientos no libera al ejecutor de la responsabilidad de suministrar cada uno de los sistemas en condiciones óptimas para operar bajo las condiciones especificadas de diseño para estas instalaciones.

Sistemas de seguridad

La instalación de la estación de recibo de gas en la cual se contará con, trampa de diablo, sistema de medición, regulación y servicios auxiliares deberá contar con las facilidades de acceso y salida rápida del personal (rutas de evacuación), extintores portátiles y de carretilla aso como letreros y señalamientos para la seguridad del personal a cargo de la estación o de visita y señalamientos de restrictivos para identificar el ducto enterrado.

✓ Letreros de Señalización y Rutas de Escape

Los señalamientos incluyen toda la información pertinente que tenga relación con números de emergencia, autoridades o áreas a quien informar, enunciados indicando la presencia de tubería de gas a presión enterrada para evitar excavaciones y alguna otra información relacionada a la seguridad, identificación, información de la presencia del tubo y localización.

Todos los letreros deben estar basados en la normatividad aplicable descritos en el punto 11.1 de las Bases de Usuario, "señalamiento y ruta de evacuación".

Localización de letreros y anuncios

Los avisos son colocados a lo largo de la trayectoria del sistema para transporte, sobre el derecho de vía y lo más visible que sea posible, considerando las zonas estratégicas conforme a continuación se indica:

- Caminos, carreteras y cruzamientos del derecho de vía,
- Corredores de servicio,
- Zonas de urbanización probable,
- Actividades de construcción.
- Sistemas de drenaje,
- Cruzamientos direccionales,
- Otros de ser necesario.

✓ Sistema de Extintores

Se considerará la instalación de extintores portátiles y tipo carretilla de polvo químico seco y se ubicarán estratégicamente en la planta del área de estación de recibo-medición y compresión de gas natural cerca de las rutas de evacuación.

Se deberán distribuir alrededor de la planta extintores tipo carretilla de 56.7 kg (125 lb) de polvo químico seco BC de acuerdo con el alcance del equipo y a la distancia indicada de acuerdo con norma del lugar a proteger. Para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato monoamónico de 20 lbs (9.07 kg) de polvo químico seco ABC, para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico se utilizará extintor portátil de dióxido de carbono (CO_2) de 20 lbs (9.07 kg). Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010 y NFPA 10, última edición.

Sistema de Seguridad en Equipo Paquete de Compresión de Gas Natural

Los sistemas de seguridad y de contra incendio en los equipos paquetes de los Módulos de Compresión y equipos de proceso, se incluyen los siguientes sistemas, dando cumplimiento a los requerimientos mínimos necesarios que el ejecutor debe considerar conforme a la normatividad vigente:

- Sistema de detección de Gas y Fuego.
- Sistema contra incendio.
- Sistema de supresión.
- Sistema de extinción portátil.

El Sistema de Detección y Alarma debe considerar los lineamientos indicados en la norma NFPA-72 última edición. Cada Módulo de compresión debe tener su propio Tablero del Sistema de Detección para su monitoreo y control del sistema y tener una conexión de los elementos al CEP de Gas y Fuego. Debe cumplir de acuerdo con la norma NFPA-72 última edición. Los detectores y alarmas deben supervisar las áreas a proteger donde el tiempo de respuesta es una característica vital y en caso de incendio debe enviar señales al CEP de Gas y Fuego (Cuarto de Control de Almacenamiento).

El sistema de alarma se debe activar automáticamente, cuando el sistema de gas y fuego identifica la presencia de gas y/o fuego en la instalación, esta activación puede ser por zona o en la totalidad de la instalación, la activación de las alarmas también se puede hacer por medio de estaciones manuales localizadas en número suficiente en lugares dentro de la instalación.

La lógica de programación del Tablero Gas & Fuego debe de cubrir los riesgos detectados en el análisis de riesgo.

Los sistemas de contra incendio instalados en el área de los Módulos de Compresión y equipos de procesos deberán estar diseñados de acuerdo con los requerimientos de la normatividad vigente de referencia NFPA-15 última edición, API-RP-2030 y ISO-10418 y de acuerdo con la especificación requerida de cada equipo paquete. Para lo cual se debe revisar, analizar y diseñar un arreglo de

tuberías en aquellas áreas donde se pudiera dar un incendio debido a las condiciones o características de la misma del equipo paquete.

El diseño de los sistemas de aspersores será efectuado tomando en consideración la densidad para proporcionar cobertura por exposición (enfriamiento) y control de incendio de acuerdo con la normatividad de referencia. (API RP-2030, ISO-13702 y NFPA 15 última edición). El diseño, arreglos e instalación de las tuberías y ramales de tuberías del Sistema de Aspersión de agua contra incendio, debe ser de acuerdo con el código NFPA 15 y NFPA 24 última edición. La cantidad y ubicación de los tapones fusibles será de acuerdo con la NFPA 15 última edición.

No se debe permitir utilizar el agua de la red contra incendio para otro servicio que no sea el de contra incendio, por lo que, no se deben realizar ningún tipo de ramificación hacia otros servicios. Todos los materiales de tuberías, de conexiones, válvulas y componentes especiales deben ser listados por UL (Underwriters Laboratories) y/o aprobados por FM (Factory Mutual) para servicio contra incendio.

El Área de los equipos paquetes del Módulo de Compresión y equipos de procesos deberán de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con los requerimientos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación".

Los extintores portátiles de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS2010 y NFPA 10, última edición.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

✓ Sistema de puesta a tierras y descargas atmosféricas
La instalación contara con sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica, equipos del proyecto (equipos electrónicos instrumentos y tableros) ,estructuras metálicas cumpliendo con la NOM-01SEDE-2012 (utilización) y STD-IEEE-80-2000 con la premisa de garantizar la protección del personal y la vida útil de los equipos y la instalación, así como para lograr la operación satisfactoria de las protecciones en caso de que se pudieran producir diferencias de potencial entre dos puntos por condiciones de fallas anormales y fenómenos transitorios en el sistema.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas será diseñado teniendo en consideración la seguridad y protección del personal, de las instalaciones de la planta y la reducción de interferencias sobre cables eléctricos y de instrumentación.

2.2.3.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres

Automatización y control

En esta área se contará con el Cuarto de Control principal que estará dedicado a la operación y el mantenimiento de toda la terminal, contando con los equipos necesarios para realizar el monitoreo, control y verificación del proceso.

Se contará con Transmisores Indicadores de Nivel (LIT) para el monitoreo del llenado de las esferas, así como indicadores de nivel locales (LI) de referencia en la medición. También se contará con válvulas de corte para el control del nivel tanto a la entrada como a la salida de las esferas.

Localmente se tendrán válvulas de alivio (PSV) para protección de las esferas y sus desfogues se ubicarán hacia un lugar seguro.
Se contará con unos patines de medición de transferencia de custodia, los cuales deberán contar con la instrumentación necesaria, medidores de flujo, computadores de flujo, tuberías, válvulas y accesorios requeridos para su correcto funcionamiento. Así, mismo deberán ser suministrados con protocolo Modbus redundante para su integración remota.

Para la regulación de presión se contará con instrumentación local y remota y válvulas de control electroneumáticas, por lo que sus lazos de control serán cerrados, además se tendrá un monitoreo remoto de la presión a la salida del paquete mediante un PIT, visualizándose su medición y estado de las válvulas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

En el área de compresores se tendrá monitoreo de la presión en la descarga mediante Transmisores Indicadores de Presión (PIT), visualizándose su medición en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

Se contará con Transmisores Indicadores de Nivel (LIT) para el monitoreo del llenado de los tanques de almacenamiento, así como indicadores de nivel locales (LI) de referencia en la medición. También se contará con válvulas de corte para el control del nivel tanto a la entrada como a la salida de los tanques. También se contará con válvulas de alivio (PSV) para protección y sus desfogues se ubicarán hacia un lugar seguro.

En el área de despachadores se tendrá el monitoreo de flujo y presión mediante Transmisores Indicadores de Flujo (FIT) y Transmisores Indicadores de Presión (PIT), visualizándose su medición en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

El sistema de aire de planta e instrumentos contará con Transmisores Indicadores de Presión (PIT), para el monitoreo de la presión y estado del equipo, visualizándose su medición y alarmas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

Seguridad industrial

Con la finalidad de mantener la integridad de las instalaciones, medio ambiente y personal que labore en esta instalación del área de almacenamiento de gas natural y estación de venta de gas natural comprimido, se requiere contar con dos sistemas, uno que se encargue de realizar la detección de fuego, atmósferas peligrosas y la mitigación de peligros ligados a la ocurrencia de fuego. Por lo anterior es necesario emplear un CEP de Gas y Fuego para los sistemas mencionados.

✓ Sistema de Gas y Fuego

El sistema de Gas y Fuego tiene como función principal detectar eventos de fuego y atmósferas peligrosas que pongan en riesgo al personal, las instalaciones, el medio ambiente y generar un conjunto de alarmas sonoras y visibles que permitan poner sobre aviso al personal o en su momento

activar el sistema de mitigación (red contra incendio o aspersión) y/o enviar una señal de paro a la UPR de paro por emergencia para detener el proceso de forma parcial o total. El CEP de gas y fuego debe localizarse en el Cuarto de Control de almacenamiento de la instalación.

Los tableros y controladores dedicados para realizar la detección y supresión de gas y fuego de las áreas cerradas y abiertas de la instalación deben proporcionar al CEP de Gas y Fuego señales de monitoreo, las cuales no debe de degradar la integridad del Sistema de Gas y Fuego.

El Sistema de Gas y Fuego (CEP) debe estar constituido por hardware y software, la cual debe incluir licencias, garantías, documentación y los servicios requeridos para la integración, configuración, instalación, adiestramiento, pruebas y operación. El suministro y la instalación del Sistema de Gas y Fuego debe ser de tecnología actual y aprobada, el cual debe cumplir con los códigos, normas y estándares en su última edición.

El Sistema de Gas y Fuego (CEP) se utilizará como monitoreo y control en tiempo real de los sistemas de seguridad, el cual debe incluir sin ser limitativo los requerimientos descritos en el punto 11.1 "Sistemas de Detección y Alarma".

Dentro de los alcances de la ingeniería y obra, considerar el diseño, ingeniería básica y de detalle, fabricación, suministro, configuración, tendido de tubería conduit y cableado, conexión, instalación, pruebas y puesta en operación de la instrumentación o infraestructura necesaria donde aplique del Sistema de Gas y Fuego.

Controlador electrónico programable CEP

Este controlador consistirá en controladores de seguridad (resolvedores lógicos) dedicados que estén diseñados uniformemente, fuertemente integrados, altamente seguros y confiables. El sistema proporcionara un flujo simplificado de la información de diagnóstico de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería establecida en las normas de seguridad funcional IEC 61511-11. El CEP estará basado en una arquitectura redundante en procesador, módulos de entradas/salidas, interfaces de comunicación y en fuentes de alimentación, tecnologías basadas en estándares, comerciales incluyendo HART, dispositivos de campos convencionales de 4-20 Ma, entradas de voltaje (Mv), entradas discretas ya sea alimentadas y/o aisladas, salidas discretas CA y DC de 24-250 volts. Microsoft Windows, OPC, protocolo Modbus, etc. El CEP deberá estar diseñado para aplicaciones de seguridad y tolerante a fallas, certificado en cumplimiento con la IEC-61508 por TUV o EXIDA para cumplir un nivel de integridad de Seguridad dado por el análisis de riesgo.

La conexión de los elementos primarios analógicos de campo hacia el CEP de G&F será punto a punto. La filosofía del SG&F debe cumplir con los estándares y códigos de la industria (API-RP-14C, IEC 61508 E ISA SP84.01). La configuración y programación del Sistema de Gas y Fuego (CEP) debe estar basada en las matrices de causa y efecto correspondientes. Se debe entregar un sistema de gas y fuego dedicado y certificado tanto por TUV y Exida. El ejecutor debe describir en su propuesta la descripción de los desplegados gráficos.

El sistema de detección y alarma de este proyecto debe considerar los lineamientos indicados en la norma NFPA 72 última edición y los requerimientos descritos en el punto 11.1 "Sistemas de Detección y Alarma".

✓ Sistema de Agua Contra incendio

La protección contra incendio tendrá un sistema a base de agua de dulce y una red distribuida estratégicamente en la instalación y contará con bombas para mantener la presión adecuada, así como sus correspondientes equipos de relevo.

El ejecutor deberá de dar cumplimiento a los siguientes requerimientos, para el debido diseño y construcción de la Red de Agua Contra incendio que cubrirá el área de almacenamiento, equipos de procesos y estación de venta de gas natural comprimido. Son de manera enunciativa más no limitativa:

- El arreglo de la Red de Agua Contra incendio deberá cubrir todas las áreas requeridas del proyecto para la mitigación de fuego en un conato de incendio en el Área de proceso y almacenamiento.
- El ejecutor deberá de diseñar la instalación de hidrantes-monitores en el área de proceso y almacenamiento. La instalación de los Hidrantes Monitores deberá estar diseñada de acuerdos a los criterios normativos vigentes NFPA-24 última edición. El ejecutor deberá de verificar de acuerdo con el diseño de ingeniería si las localizaciones y cantidades son óptimas para las áreas a cubrir conforme a la norma NFPA-24 última edición.
- Las características de los materiales a utilizar de la red contra incendios, tuberías, accesorios, soportería, se consideran los siguientes criterios de diseño, establecidos en las normas NFPA-15 y NFPA-24 última edición.
- El almacenamiento de agua contra incendio se debe determinar en función del requerimiento total de agua que demanda la protección de la instalación que represente el riesgo mayor de un centro de trabajo. La localización del tanque de almacenamiento de Agua Contra incendio debe cumplir con los distanciamientos establecidos, de tal forma que no estén expuestos al fuego o ubicados en zonas de riesgo que puedan afectar su integridad, con base en el cálculo de círculos de afectación por incendio. El diseño de los tanques de almacenamiento de Agua Contra incendio debe cumplir con los requerimientos establecidos en API-650 y NFPA-22 última edición.
- Se debe diseñar y construir un cobertizo de bombeo de materiales no combustibles, en áreas libres de afectaciones ocasionadas por: explosión, fuego, inundación, sismo, tormentas de viento, congelamiento, entre otras. Apartada de la zona de riesgo identificadas en la instalación.
- El ejecutor debe diseñar un sistema de bombeo debe cumplir con los requisitos indicados en la Norma de Referencia NFPA-20 última edición. El sistema de bombeo (bombas principales, redundantes y de mantenimiento de presión) debe diseñarse para proporcionar el agua en la cantidad y presión requerida, para el combate del riesgo mayor de la instalación. El sistema de bombeo principal y redundante (relevo) para servicio contra incendio, debe proporcionar el gasto de agua que demanda la protección al riesgo mayor de la instalación con una presión residual mínima que proporcione 689 kPa (7 kg/cm²; 100 lb/pulg²), en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable, considerando esta medición de presión en el punto de salida.
- Las bombas, controladores, cargadores de baterías, motor de combustión interna a diésel, motor eléctrico, válvulas de alivio de presión y todos los componentes que integran el sistema de

bombeo, deben estar listados y aprobados, en cumplimiento a los requerimientos de la NFPA-20 última edición.

- Toda la tubería y sus accesorios diseñados para instalarse en forma superficial aérea o en tubería enterrada, debe ser de material metálico y cumplir con las especificaciones para tubería de Agua Contra incendio indicadas en la tabla 6.3.1.1 de la NFPA-13 y NFPA-24 en su última edición.
- No se permite utilizar el agua de la red contra incendio para ningún otro servicio que no sea el de contra incendio, por lo que, no se deben realizar ninguna ramificación hacia otros servicios.
- El color de la pintura de acabado, la identificación de servicio de las líneas, diámetro y flecha de sentido de flujo, identificación de válvulas, instrumentos, tuberías, recipientes, etc., debe ser el que se establece en la norma NOM-026-STPS-2008 referente a la seguridad y código de colores para la identificación de tuberías.
- Las consideraciones para el desarrollo del análisis de esfuerzos y el diseño de la soportería de los sistemas de tuberías, se debe apegar a lo establecido en el código ASME B31.3 y en la norma de referencia.

La instalación deberá de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.

El ejecutor deberá de realizar un Análisis Hidráulico para determinar los requerimientos (Velocidad de agua de la red contra incendio, presión de operación, caída de presión, presión de descarga en el punto más desfavorable) de la red de agua contra incendio nueva en base a las normas de referencia y a la NFPA. Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

✓ Sistema de Extinguidores

Deberá existir en el área de almacenamiento de gas natural, equipos de proceso y estación de venta de gas natural comprimido un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010 y NFPA 10, última edición.

✓ Señalamiento

El Área de almacenamiento de gas natural, equipos de procesos y estación de venta de gas natural comprimido deberá de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con los requerimientos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación".

✓ Sistema de Supresión Contra Incendio

El sistema de supresión depende de las características propias de cada cuarto a considerarse, así como de la condición de permanencia de personal en su interior.

Los criterios considerados en: el Cuarto de Control de Almacenamiento, Cuarto de Tableros de Instrumentación y Telecoms, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y

Servicio a Transportistas, debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

- Sistema de extinción: extintores portátiles.
- Sistema de Detección y alarma.
- Sistema de Supresión a base de agente limpio.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación.

Se debe considerar la instalación de un Sistema de Supresión a base de agente limpio (Heptafluoropropano FM-200) en las siguientes instalaciones, localizados en el Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán:

- Cuarto de Control de Almacenamiento.
- Cuarto de Tableros de Instrumentación y Telecoms,
- Cuarto Eléctrico.

Este Sistema de Supresión deberá de tener los elementos necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA-2001 y NFPA-72 última edición, así como todas las partes de éste y accesorios para su interconexión con el CEP de Gas y Fuego, para tener un sistema integral operando al 100% y a entera satisfacción del personal.

Se debe considerar la instalación de un sistema de extinción a base de agente limpio tipo inundación total, para el área plena y el falso plafón, conforme a normatividad vigente. Todos los circuitos eléctricos del sistema deben trabajar a falla segura, excepto la válvula solenoide que activará el sistema de agente limpio extintor, la cual deberá trabajar normalmente desenergizada, para evitar el disparo del sistema en el caso de que ocurra falla en el suministro eléctrico al sistema de control local.

El sistema de aire acondicionado (HVAC) debe garantizar condiciones especificadas o requeridas por el SG&F, para desenergizar el equipo de HVAC en caso de un conato de incendio. En la succión de las manejadoras de aire se contará con detectores de Gas Tóxico y Gas Combustible. Estos detectores y sus alarmas asociadas cumplen con la NFPA 72 última edición.

El cuarto de Baterías debe cumplir con detector de Gas Hidrogeno para monitorear la concentración y evitar que se alcancen niveles explosivos. El detector operara debe cumplir con lo indicado en la API-RP-14C.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

1.2. TRANSPORTE POR DUCTOS

En el punto anterior se describe el ducto que forma parte del Proyecto.

1.3. DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN

No aplica.

1.4. TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS

No aplica.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA SUSTANCIA A TRANSPORTAR

Como ya se ha mencionado, el Proyecto transportará y procesará Gas Natural, siendo la única sustancia que se manejará y que rebasa la cantidad de reporte en el Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

A continuación, se presentan los datos de la sustancia:

Tabla 12. Resumen de sustancias peligrosas.

Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo químico					Flujo en m^3/h o MMPCSD	Concentración	Capacidad total			Tipo de almace-namiento	Cantidad de reporte en LAAR (kg)
		C	R	E	T	I			Máxima de proceso (Ton/Día)	Máxima de transporte (Ton/Día)	Máxima de almace-namiento (Ton)		
Gas natural	8006-14-2		√	√		√	750 MMPCSD	N2 0.17 CO_2 0.00 H_2S 0.00 Metano 99.7 1 Etano 0.09 Propano 0.03 Corte C_4 + 0.01	603,600 kg/h	603,600 kg/h	100.8 MMPCSD (12.6 MMPCSD cada una)	Esferas	500.00

Adicionalmente, se presenta la composición del gas que ha servido como base para el desarrollo de este proyecto, la cual es ajustada de acuerdo con lo establecido en la NOM-001-SECRE-2010. Cabe mencionar que esta composición es la que se utiliza para realizar el análisis de consecuencias del presente estudio.

Tabla 13. Composición (%) molar del gas natural.

Componente	Valor
N2	0.17
CO_2	0.00
H_2S	0.00
Metano	99.71
Etano	0.09
Propano	0.03
Corte C_4 +	0.01

En el Anexo A se incluye la Hoja de Datos de Seguridad (HDS) del Gas Natural.

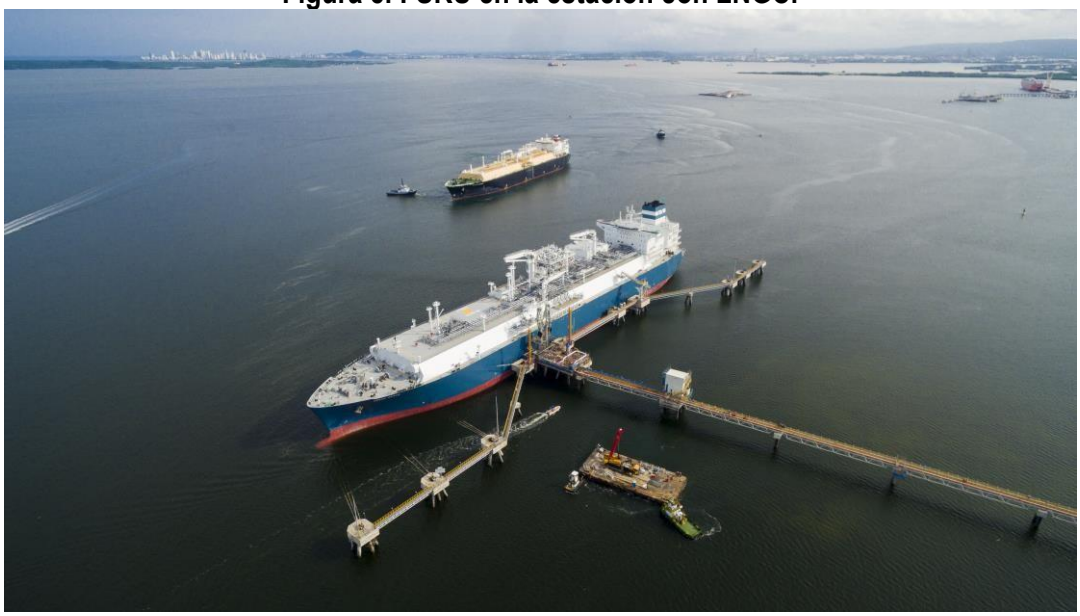
2.2. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

FSRU Atraque, Amarre y Salida

Al llegar al punto de conexión del Piloto / Remolcador, el LNGC será escoltado y atracado en la FSRU. HLNG, como parte del proceso de aprobación, se asegurará de que se apruebe el amarre a la FSRU y que HLNG represente la terminal en el momento del amarre del LNGC.

El POAC ubicado en el puente de la FSRU y la tripulación de la FSRU en la cubierta, atracarán y desatracarán de manera segura el LNGC entrante a la FSRU.

Figura 5. FSRU en la estación con LNGC.



HLNG tiene muchos años de experiencia y entrenamiento para esta operación, opera en una amplia gama de diferentes configuraciones y patrones de amarre y ha desarrollado procedimientos estandarizados, entre otros:

- ✓ Descripción general de la operación de maniobras STS para asegurar la planificación adecuada de la operación de maniobras STS entre la FSRU y el LNGC.
- ✓ FSRU - Configuraciones de atraque y amarre STS para dar orientación sobre las diferentes mejores prácticas para la configuración de amarre FSRU, configuraciones de atraque y amarre durante las operaciones STS, maniobras entre FSRU/LNGC y Salida de Emergencia para embarcaciones tripuladas de HLFM.

Después de que el LNGC haya sido atracado de manera segura en la FSRU, la reunión previa a la transferencia tendrá lugar a bordo de la FSRU, donde el personal pertinente abordará todos los aspectos de la transferencia de LNG.

Figura 6. Atraque de LNGC a FSRU.

Transferencia de cargamento

Siguiendo todos los procedimientos administrativos necesarios (posibles visitas de autoridades, aprobación del amarre, etc.) se iniciarán las conexiones de los brazos/mangueras de carga del LNG al LNGC.

Los Libros de Procedimiento de Höegh LNG, además del Manual de Carga de la FSRU, se han desarrollado e implementado para garantizar que el proceso sea simplificado, seguro y eficiente. La FSRU llevará a cabo y dirigirá la transferencia de carga. La persona responsable es el POAC.

El POAC junto con el Oficial Jefe de la FSRU localizado en el FSRU CCR (Cargo Control Room o Cuarto de Control de Carga) tendrán una vista general y guiarán el proceso. Los Ingenieros de Sistema de Carga de la FSRU, uno presente en el colector de FSRU y otro transferido al colector de LNGC, liderarán el equipo de conexión en sitio.

Figura 7. Transferencia Barco a Barco (STS) en progreso.

En esta etapa, la medición de la carga se realizará a bordo del LNGC. La necesidad de un inspector independiente se decidirá entre el comprador y el vendedor del LNG como parte del acuerdo de compra y venta del LNG. Höegh LNG tiene instrucciones escritas que cubren el CTM (Custody Transfer Measurement System o Sistema de Medición de Transferencia de Custodia).

El siguiente paso es enfriar las mangueras de LNG y las líneas de líquido, si las líneas no se han enfriado en una etapa anterior. Este paso también es cubierto con los procedimientos de Höegh LNG para garantizar un funcionamiento seguro y correcto. Las mangueras son equipos bastante sensibles y es necesario tener mucho cuidado para evitar daños.

Una vez que se completa el enfriamiento, la FSRU está lista para cargar LNG. Los tanques de carga se cargan simultáneamente y al mismo tiempo se realiza el deslastrado. La carga se completa cuando todos los tanques están llenos al 98.5% por volumen. Durante la carga, el gas evaporado y desplazado se devuelve al abastecedor a través de las mangueras de vapor. Durante la carga, también es posible operar los generadores con gas combustible y la planta de regasificación con salida de gas a tierra.

Iniciar la transferencia de LNG, aumentar la tasa de transferencia, cargar a granel, reducir la velocidad y completar la transferencia de carga se describen en detalle en el Manual de Carga y en los Procedimientos de Höegh LNG. Este es un proceso que tomará hasta 36 horas, por lo que es crítico que todos los involucrados comprendan claramente los deberes y responsabilidades.

Esta operación es algo que HLNG ha estado realizando por más de 40 años en el LNGC convencional y los procedimientos escritos están bien arraigados en esta experiencia.

Una vez que se haya completado la transferencia de carga, las mangueras STS se drenarán de cualquier líquido y gas restante liberado. Después de esto, la tripulación de la FSRU procederá con la desconexión de las mangueras y el equipo STS asociado. El LNGC se preparará para el desamarre y salida.

Almacenamiento de GNL a bordo de la FSRU

Una FSRU, en la medida de lo posible, debe mantenerse en condiciones frías, asegurando que quede suficiente LNG a bordo para mantener los requerimientos de combustible y enfriamiento de la unidad, además de mantener el suministro de gas natural al gasoducto en tierra.

El LNG es almacenado y gestionado a bordo de la FSRU como un sistema autosuficiente; incluyendo todo el manejo del BOG (Boil-Off Gas o Gas Evaporado). Como parte de la operación diaria, la FSRU monitorea los volúmenes de carga a bordo contra el parámetro de envío del regasificado, para garantizar que el residuo necesario esté disponible y que el programa de envío de regasificado/suministro de LNG esté alineado. Reportes de inventario se proporcionarán a diario.

El LNG es monitoreado con respecto a envejecimiento, para asegurar que el gas enviado a tierra no esté fuera de especificación y para evitar prórrogas. Durante el proceso de recepción del LNG, se evaluará además la compatibilidad con el LNG existente a bordo de la FSRU.

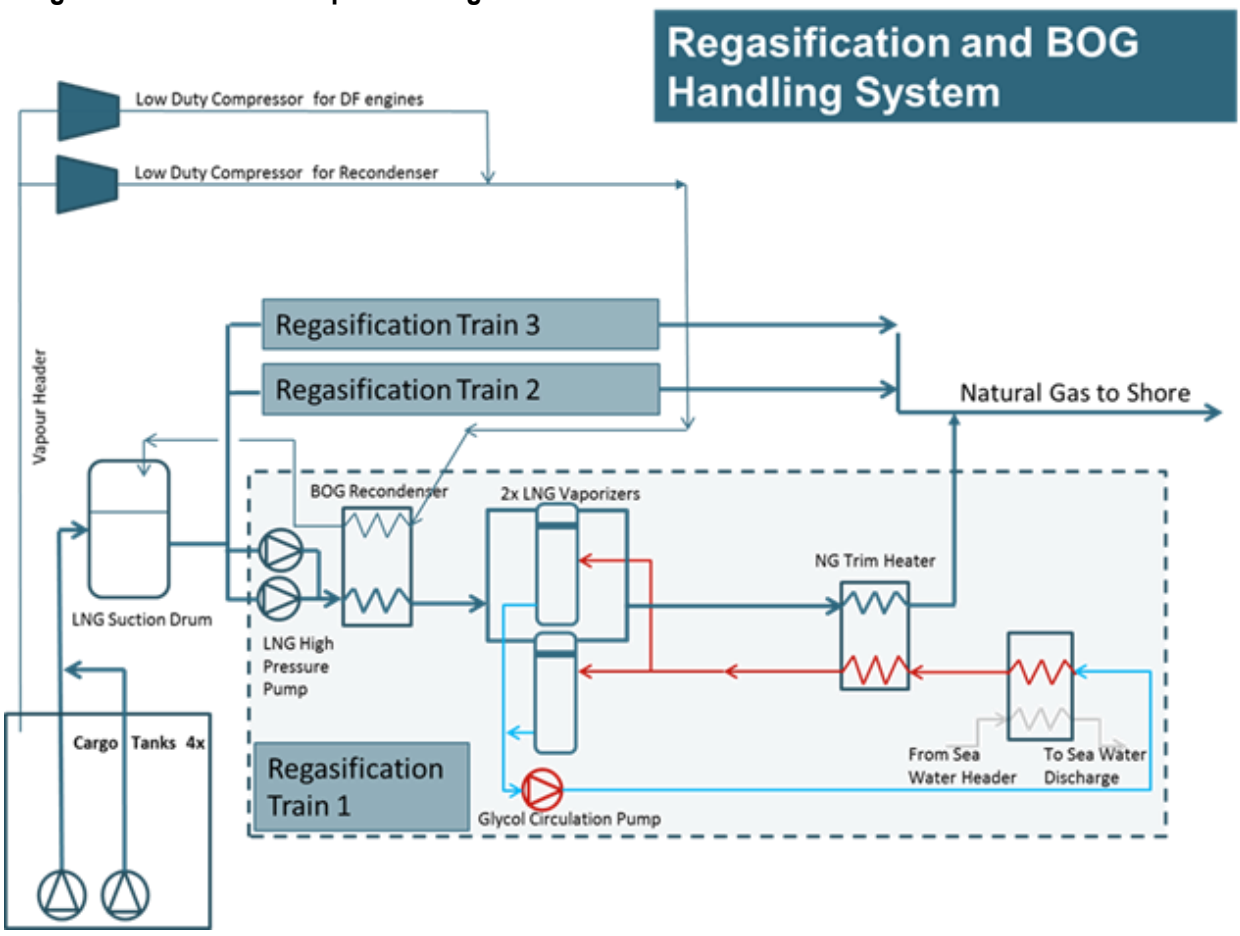
Regasificación de GNL

La FSRU regasifica el LNG recibido y envía gas a alta presión a la red de gasoducto en tierra. El proceso de regasificación comienza cuando el LNG se transfiere de los tanques de carga a la unidad de regasificación a bordo de la FSRU.

En la etapa inicial de la regasificación, el LNG se suministrará a través de las bombas sumergidas del tanque de carga a un cilindro de succión en cubierta. Desde el cilindro de succión, el LNG se introduce en el recipiente de succión de la bomba de carga. Las bombas de carga presurizan el LNG y lo descargan a través de los intercambiadores de calor, el Recondensador BOG, el Vaporizador de LNG y el Calentador de Ajuste. Después de pasar el calentador de ajuste, el gas natural estará en estado gaseoso en condiciones de envío correctas.

El proceso de calentamiento se realiza mediante un proceso de intercambio de calor entre el LNG, el medio de calentamiento intermediario (glicol) y agua de mar. En la siguiente figura se incluye una ilustración del proceso.

Figura 8. Ilustración del proceso regasificación - un sistema de 750 MMscfd con 3 trenes.



El proceso está controlado por IAS - Integrated Automation System (Sistema de Automatización Integrado) Este es principalmente un sistema autónomo que permite al personal autorizado monitorear y operar cualquier sistema de barco que pueda mostrarse en una estación de operador. La estación del operador consta de una pantalla plana y entrada de teclado.

El personal de servicio en CCR monitorea y opera la planta a través del IAS. Hay un Oficial de Servicio presente en todo momento, un Ingeniero del Sistema de Carga presente o disponible y un Oficial Jefe presente o disponible, según los procesos en curso en cada momento.

Cuando se completa el proceso de regasificación, el gas natural se entrega al gasoducto en tierra a través del colector de alta presión, a través de los brazos de alta presión hasta el gasoducto.

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DE DISEÑO DEL GASODUCTO 24" Ø X 39 KM APROX.

Las condiciones de operación del gasoducto son de acuerdo con los gastos reportados en el documento Proposal for Provisión of FSRU Services Technical Description Rev. 1 emitido por la empresa encarga de realizar el Diseño, Ingeniería, Construcción y Puesta en operación del FSRU.

Del análisis de presiones realizados y actualizado el 21 de julio de 2021, la presión de salida quedó fijada en un máximo de 81 kg/cm^2 (man). Los datos de salida son los siguientes:

Tabla 14. Condiciones de operación del gasoducto de 24" Ø X 39 km.

Variables de operación	Máximo	Normal	Mínimo
Flujo de gas (MMPCSD)	750	500	250
Temperatura (°C)		17	
Presión (kg/cm^2) man	81	67	56

En la tabla siguiente se muestran las condiciones de diseño del gasoducto de 24" Ø x 39 km.

Tabla 15. Condiciones de diseño de gasoducto de 24" Ø x 39 km.

Variables	Diseño
Capacidad de transporte de gas (MMPCSD)	750
Presión (kg/cm^2) man	89.1
Temperatura (°C)	34.5
Servicio	Transporte de gas dulce

CONDICIONES DE LLEGADA DE GAS NATURAL EN ESTACIÓN DE RECIBO, MEDICIÓN, COMPRESIÓN Y REGULACIÓN DE GN Y OPERACIÓN DE COMPRESORES

Tabla 16. Condiciones de operación en llegada a estación.

Variables de operación	Máximo	Normal	Mínimo
Flujo de gas (MMPCSD)	750	500	250
Temperatura (°C)	15.8	22.1	24.3
Presión (kg/cm^2) man	51.9	51.8	51.8

Tabla 17. Condiciones de operación entrada/salida de compresores de GN.

Variables de operación	Entrada	Salida
Flujo de gas (MMPCSD)	250/500/750	250/500/750
Temperatura (°C)	5/28	48.89
Presión (kg/cm^2) man	48	50/80

CONDICIONES DE ALIMENTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE GN

Las condiciones de operación de la línea de GN para suministro a los recipientes de almacenamiento dependen de las presiones de llegada del gasoducto marino de 24" DN en el área de recibo, medición, regulación y recompresión de gas natural. Las condiciones son las siguientes:

Tabla 18. Condiciones de operación de línea de suministro de 12" Ø.

Variables de operación	Máximo	Normal	Mínimo
Flujo de gas (MMPCSD)	111.95	71.18	40.62
Temperatura (°C)	25.0	22.0	18.0
Presión (kg/cm^2) man	51	51	50

En la tabla siguiente se muestran las condiciones de diseño de la línea de suministro.

Tabla 19. Condiciones de diseño de línea de suministro de 12" Ø.

Variables	Diseño
Capacidad de transporte de gas (MMPCSD)	112

Variables	Diseño
Presión (kg/cm^2) man	56.1
Temperatura (°C)	35
Servicio	Transporte de gas natural (dulce)

La presión de entrada a los recipientes de almacenamiento de gas natural será regulada a 48 kg/cm^2 (man), para almacenamiento temporal del gas.

CONDICIONES DE OPERACIÓN DE COMPRESORES DE GNC

Tabla 20.Condiciones de operación de compresores de GNC.

Variables	Diseño
Capacidad de flujo (MMPCSD)	2.77
Temperatura (°C)	30
Presión mínima de succión (kg/cm^2) man	11
Servicio (kg/cm^2) man	254

ORIGEN Y DESTINO DEL GASODUCTO DE 24" Ø X 39 KM APROX.

Bahía de amarre de FSRU (D-PROY-MEXITERM-A-300/301/305/306)

El gas natural es enviado desde la FSRU hacia los dos brazos mecánicos de carga marinos a ser ubicados en la bahía de amarre del FSRU. Cada uno de estos brazos cuenta con acoplamientos hidráulicos de 12" DN para su fácil conexión con la brida del manifold ubicada en el FSRU. Tanto del lado del FSRU como de cada brazo mecánico, se cuenta con válvulas de aislamiento accionadas por un fluido hidráulico, las cuales pueden activarse para cierre en el caso de alguna contingencia en el FSRU.

Posteriormente, el gas natural pasa por los brazos mecánicos y fluye a través de una tubería ubicada dentro del tubo base del brazo de carga, desciende y sale a través de una boquilla de 12" DN 600# en donde se integra una línea de 12" DN por cada brazo. Cada una de las líneas identificadas como 12"-GN-3100-C-D01TPER-1 y 12"-GN-3101-C-D01TPER-1, incorpora una válvula de bola de 12" DN de accionamiento manual y dos manómetros por línea con identificación P-2100/2102 y PI2101/2103, respectivamente.

Las líneas de 12" DN se interconectan al cabezal 24"-GN-3102-C-D01TPER, el cual realizará la incorporación del gas al cuello de ganso identificado como 24"-GN-3103-T-D01TPER-1. En este se encuentran un transmisor indicador de temperatura TIT-2100 y un transmisor indicador de presión PIT-2102, para monitoreo remoto de la P, T de salida de gas natural. Posteriormente, el gas se integra al ducto 24"-GN-3104-C-D01TPER, para su transporte. Este ducto cuenta con una trampa de diablos lanzadora, la HR-2100 y la SDV-2100. El gas fluye hacia el ducto ascendente el cual contará con una junta aislante y a partir de aquí desciende 15 metros hasta el lecho marino.

El fluido es transportado a través de dicho ducto, el cual se encuentra identificado como 24"-GN3104-C-D01TPER-1. Este realiza un recorrido aproximado de 39 km hacia la playa.

Trampa de diablos Lanzadora permanente (HL-2100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En su salida, el gasoducto contará con una trampa de diablos lanzadora permanente identificada como HL-3100. La trampa en su entrada cuenta con una válvula manual de 24" DN e incorpora un detector de paso de diablos XI-2100, dos manómetros de presión PI-2105 (ubicado sobre el tubo) y PI-2104 (ubicado sobre la cubeta) los cuales son auxiliares para la corrida del diablo. Así también, cuenta con drenes y venteos. En el cuerpo de la cubeta se tiene una línea de pateo de con válvula manual de 8" DN y una válvula de seguridad PSV-2100, dimensionada por expansión térmica.

Durante la operación normal del gasoducto, las válvulas manuales de 24" DN y 8" DN deberán permanecer cerradas.

Válvula de paro por emergencia (SDV-2100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En la plataforma de servicios de la bahía de amarre, el ducto contará en su salida con una trampa lanzadora identificada como HL-2100. Seguidamente se tendrá la SDV-2100, en modo automático la operación es neumática. En la operación neumática la SDV-2100 mandará a cierre en el caso de que dentro del gasoducto se alcance la presión de ajuste por baja presión activándose el interruptor por baja PSL-2100 ó la presión de ajuste por alta presión activándose el interruptor PSH-2100, cualquiera de ellos mandará a cierre la válvula de corte SDV-2100. Ambos interruptores se encontrarán dentro del tablero local de control TLC-2100. En modo manual podrá realizarse su apertura y cierre y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. El fluido motriz para el actuador será gas de instrumentos proveniente de un paquete de acondicionamiento de gas que toma un pequeño volumen a través de la línea 2"-GN-2401-C-D01TPER y lo envía al paquete PA-2200 para su acondicionamiento. Los interruptores neumáticos PSH/PSL tendrán los siguientes puntos de ajuste (valores a ratificar por el cliente) indicados en la siguiente tabla.

Tabla 21. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100).

Instrumento	Punto de ajuste (kg/cm^2) man	Variable	Acción
PSH-2100	86	Alta presión	Cierre de SDV-2100
PSL-2100	40	Baja presión	Cierre de SDV-2100

Para el monitoreo de la posición de la SDV-2100, cada posicionador ZSO-2100 y ZSC-2100, serán cableado para poder enviar una señal digital hacia el PLC de los brazos mecánicos.

Gas de instrumentos (D-PROY-MEXITERM-A-305)

Dentro del paquete se dispondrá de trenes de PCV's para realizar etapas de regulación de presión hasta 8.8 kg/cm^2. A esta presión, el gas regulado junto con los condensados que se hallan generado por la expansión pasará al FA-2200. Este recipiente vertical será el encargado de separar los líquidos y asegurar que el gas fluya hacia el cabezal de distribución de gas de instrumentos para suministrar el servicio al actuador de la SDV-2100. Los líquidos generados serán retornados al gasoducto, para ello se dispondrá de las bombas BPA-2200/R, una en operación y otra de respaldo.

Del cabezal de 24"-GN-3102-C-D01TPER, se tendrá un disparo de 2" DN para suministrar gas al paquete PA-2200, a través de la línea 2"-GN-2401-C-D01TPER. Esta corriente de gas llegará al

cabezal de alimentación del Depurador de gas, para regular la presión a 8.8 kg/cm^2, para ello se contará con las Válvulas Reguladoras de presión PCV-2201A, PCV-2202A como primer paso de regulación de presión, y con las válvulas PCV-2203A, PCV-2204A como segundo paso de regulación de presión, ambos pasos de regulación contarán con sus respectivos indicadores de presión locales aguas arriba y abajo, PI-2201, PI-2202 y PI-2203 respectivamente.

El depurador de Gas para instrumentos FA-2200, así como las bombas BPA-2200/R e instrumentación asociada forman parte del paquete PA-2200. El Depurador operará a las siguientes condiciones de separación:

- ✓ Capacidad: 0.5 MMPCD.
- ✓ Presión de operación: 8.8 kg/cm² man.
- ✓ Temperatura de operación: 17 °C.

El FA-1200 contará con el indicador de presión local PI-2200E.

Como protección por sobrepresión en el depurador FA-2200, debido a falla de las válvulas reguladoras, se tendrá el interruptor por alta presión PSH-2200A, con una presión de ajuste de 10 kg/cm^2 man., comunicado neumáticamente con el actuador de la válvula XV-2201, ubicada aguas arriba de las PCV-2201A, PCV-2202A; cuando la presión interna del tanque exceda los 10 kg/cm² man., la válvula XV-2200A procede a cerrar evitando el paso del flujo de gas al recipiente.

Como protección por muy alto nivel de líquidos en el depurador FA-2200, se tendrá el interruptor por muy alto nivel LSHH-2200C, con un nivel de ajuste de 915 mm, comunicado neumáticamente con el actuador de la válvula XV-2200A, cuando el nivel de líquidos en el tanque exceda los 915 mm, la válvula XV-2201 procede a cerrar evitando que el depurador se inunde de aceite.

El Depurador de Gas, será protegido por exceso de presión a través de las PSV-2200A/B del tipo balanceadas, con una presión de ajuste de 10.8 kg/cm² man., cuyo desfogue se incorporará al cabezal de venteos, para ser enviado a la atmosfera con descarga en sitio seguro.

El nivel del Depurador tendrá indicación local de Nivel por medio del LI-2200A, el nivel máximo de condensados para el depurador FA-2200 será de 915 mm y el nivel mínimo corresponderá a 152 mm.

El control de nivel se hará a través del Controlador de nivel neumático LC-2200A, que enviará la señal neumática para la apertura o cierre del actuador de la válvula LCV-2200A, para el paso o cierre de flujo de gas para accionamiento de las bombas recuperadoras de condensado BPA-2200/R. Las bombas BPA-1200/R contarán con una capacidad de 0.5/1.0 GPM y una presión de descarga de 85 kg/cm² man.

Las bombas recuperadoras de condensado BPA-2200/R, requerirán para su accionamiento suministro de gas, que se tomará de la línea de salida de gas para instrumentos, se deberá reducir la presión, a través de la válvula reguladora de presión PCV-2200C a una presión de ajuste de 4.5 kg/cm² man., seguido de la indicación de presión local con el PI-2200F, y finalmente será suministrado como gas de accionamiento motriz de las bombas BPA-2200/R. El suministro de gas a las BPA-

2200/R sólo se dará cuando el nivel de condensado dentro del tanque FA-2200 llegue a su nivel máximo y el controlador de nivel LC-2200A indique la apertura a la LV-2200A, y por consiguiente el suministro de gas de accionamiento a las bombas BPA-2200/R, para el desalojo de condensados hasta el nivel mínimo y cuando el LC-2200A detecte nivel mínimo generará el cierre del suministro de gas a las bombas BPA2200/R causando el paro de esta. El gas de accionamiento de las bombas BPA-2200/R, será incorporado a la línea de venteo de la salida de la PSV-2200A/B.

Del cabezal de salida de gas para instrumentos del Depurador FA-2200, se derivan los suministros a los siguientes usuarios:

- ✓ Suministro neumático a la válvula de corte SDV-2100 en el gasoducto de salida de 24"Ø
- ✓ Suministro neumático a la instrumentación y bombas del PA-2200.

Sistema de almacenamiento y distribución de diésel (D-PROY-MEXITERM-A-306)

El diésel recibido a través de totems, es almacenado en el tanque de diésel FB-2450. El trasvase es realizado a través de la línea 2"-DF-2450-T-A05TPER, la cual contiene una conexión para manguera y un filtro con PDI. El diésel sucio es alimentado desde el tanque de almacenamiento FB-2450 al paquete de centrifugado. En la línea de transferencia se encuentran localizadas válvulas manuales de bloqueo, bombas tipo tornillo accionadas por motor eléctrico y prefiltros.

Para el control y monitoreo de los equipos del sistema diésel, se contará con un PLC a pie de patín a través del cual el operador podrá seleccionar un arranque de centrifugado y bombas de manera manual o bien, de manera automática, previo alineamiento de equipos.

Las bombas GA-2450/R (una en operación y una en respaldo), succionan el diésel desde el tanque FB-3450 y lo transfieren hacia las centrifugadoras GF-2400/R (una en operación y una en respaldo).

Estas bombas están provistas de una válvula de seguridad PSV-2450A/B, válvula check y válvulas para bloqueo manual en su línea de descarga en donde para un monitoreo local de la presión de descarga, se puede realizar un monitoreo local de la presión a través de los PI-2450A/B.

El paquete de centrifugado de diésel estará provisto de dos centrifugadoras GF-2400/R, de operación intermitente. Se inicia el ciclo de centrifugado con las válvulas manuales de entrada/salida de la centrifugadora alineada para operación. En la base de cada centrifugadora se tiene un interruptor de vibraciones VSH, con señal de alarma en el tablero local, en caso de un corte por alta vibración. La descarga del diésel centrifugado se efectúa por medio de una bomba acoplada directamente al cárter de la centrifugadora, accionada por motor eléctrico. El agua de la centrifugadora es recolectada en el tanque FB-2451, el cual cuenta con el transmisor indicador de nivel LIT-2451, con alarmas y el interruptor LSH para mandar a parar la centrifugadora por muy alto nivel en el recipiente. El agua y lodos separados durante el tiempo de purificación de las centrifugadoras deberán ser descargados hacia tambores para su disposición final.

A la salida del centrifugado se contará con un analizador de cantidad de agua en aceite (diésel). Este instrumento monitorea la calidad del diésel centrifugado y en caso de no cumplirse con la calidad

requerida, manda a paro la centrifugadora para que el operador haga el cambio al equipo de relevo y se revise el problema. El diésel limpio centrifugado, es almacenado en el tanque de diésel limpio FB2452.

El arranque automático de la centrifugadora alineada por el operador será realizado por el interruptor de bajo nivel LSL-2452 localizado en el tanque de diésel limpio FB-2452. El paro automático de la centrifugadora será realizado cuando se alcance un alto nivel en el tanque y se llegue al valor de ajuste del LSH-2452. También puede darse un paro de la centrifugadora por alto nivel en el tanque FB-2451 o bajo nivel en el tanque de diésel sucio FB-2450, al descender el nivel de diésel y alcanzarse el punto de ajuste del LSL-2450.

Para la distribución del diésel limpio, se contará con el paquete PA-2451, el cual estará equipado con dos bombas GA-2451/R para direccionar el diésel limpio al tanque de día de los motogeneradores. Para iniciar la operación de llenado de los tanques de día, se alinean las válvulas manuales de una de las bombas. Se realiza el arranque ya se local o de manera remota desde el SDMC. La bomba iniciara la operación siempre y cuando el nivel del tanque FB-2452 no se encuentre en un valor por debajo del punto de ajuste del LSH. En dado caso el equipo no arrancará. Y de estar en operación y alcanzarse este valor, el equipo será parado como medida de protección.

ESTACIÓN DE RECIBO, MEDICIÓN, COMPRESIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Área de Recibo y Medición de Gas Natural
Arribo playero (D-PROY-MEXITERM-A-301)

El gasoducto arriba dentro del área de terreno adquirida por la compañía Mexiship y ubicado en la localidad de Haltunchén Norte dentro del municipio de Champotón, Campeche. Para su transición mar-tierra cuenta con una junta aislante. El arribo playero se da dentro de los límites de la barda perimetral de la estación para protección y custodia de dicha infraestructura.

Válvula de paro por emergencia (SDV-3100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

En la plataforma de servicios de la bahía de amarre, el ducto contará en su salida con una trampa lanzadora identificada como HL-3100. Seguidamente se tendrá la SDV-3100, en modo automático la operación puede ser neumática y electrónica. En la operación neumática la SDV-3100 mandará a cierre en el caso de que dentro del gasoducto se alcance la presión de ajuste por baja presión activándose el interruptor por baja PSL-3100 ó la presión de ajuste por alta presión activándose el interruptor PSH-3100, cualquiera de ellos mandará a cierre la válvula de corte SDV-3100. Ambos interruptores se encontrarán dentro del tablero local de control TLC-3100. En la operación electrónica el cierre de la SDV-3100 estará a cargo de la lógica programada y configurada en el TMR del SPPE ubicado en el cuarto de control de la estación de recibo-medición de gas natural, las señales de presión estarán monitoreadas por los PIT-3100A/B/C y serán canalizadas punto a punto al TMR del SPPE, en el caso de que dos de los tres PIT's censen una baja-baja o una alta-alta presión el TMR mandará la señal de paro a la SDV-3100. En modo manual podrá realizarse su apertura y cierre y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. El fluido motriz para el actuador será aire de instrumentos proveniente de un paquete a instalar en la zona de compresión de gas. Los

interruptores neumáticos PSH/PSL tendrán los siguientes puntos de ajuste (valores de acuerdo con las presiones de llegada para condiciones mínimas de flujo) indicados en la siguiente tabla.

Tabla 22. Tabla de puntos de ajuste (SDV-3100).

Instrumento	Punto de ajuste (kg/cm^2) man	Variable	Acción
PSH-3100	60	Alta presión	Cierre de SDV-3100
PSL-3100	30	Baja presión	Cierre de SDV-3100

Para el monitoreo de la posición de la SDV-3100, cada posicionador ZSO-3100 y ZSC-3100, serán cableado para poder enviar una señal digital hacia el TMR del SPPE del FSRU.

Trampa de diablos receptora permanente (HR-3100) (D-PROY-MEXITERM-A-301)

El gasoducto cuenta con una trampa de diablos de recibo permanente identificada como HR-3100, para la cual se requiere la instalación de una fosa de captación donde sean recolectados los líquidos obtenidos de una corrida de diablos para su posterior remoción a través de pipas. La trampa en su entrada cuenta con una válvula manual de 24" DN e incorpora un detector de paso de diablos XI-3100, dos manómetros de presión PI-3100 (ubicado sobre el tubo) y PI-3101 (ubicado sobre la cubeta) los cuales son auxiliares para la corrida del diablo. Así también, cuenta con drenes y venteos y una válvula de seguridad PSV-3100, dimensionada por expansión térmica. En el cuerpo de la cubeta se tiene una línea de pateo de con válvula manual de 8" DN.

Durante la operación normal del gasoducto, las válvulas manuales de 24" DN y 8" DN deberán permanecer cerradas.

Paquete de medición de gas (D-PROY-MEXITERM-A-302/303/304)

El gas fluye hacia la válvula de 24" DN de desvío a proceso ubicada sobre la línea 24"-GN-3105-TD01TPER, la cual incorpora una toma manual para muestreo del gas recibido. Para el monitoreo local de presión y temperatura de recibo de gas en la estación, se cuenta con el PI-3102 y TI-3100, para el monitoreo remoto de dichas variables, se cuenta con el PIT-3103 y TIT-3100, los cuales son cableados al cuarto de control ubicada en la zona de control para el monitoreo remoto de dichas variables. El gas natural fluye de la línea de proceso en mención y entra al paquete de medición de recibo de gas del tipo transferencia de custodia.

En el cabezal general de alimentación del paquete, se encuentra el cromatógrafo de gas AE-315X el cual envía señal a la computadora de flujo. Dentro del paquete de medición, se cuenta con un cabezal de alimentación tipo manifold, al cual se integran tres peines o trenes de medición. Cada tren contará con filtro tipo canasta, una válvula de control de flujo (FCV) y un medidor de flujo tipo coriolis, así como la instrumentación de presión, temperatura y densidad requerida para la corrección de los valores de volumen medido por el computador de flujo. También, se contará con válvulas MOV para el cierre y lineamiento de uno de los trenes de medición con el medidor maestro. Dicha operación podrá ser realizada de manera local o de manera remota.

A la salida del paquete de medición. Se contará con dos disparos de 24" DN de 600# para la interconexión del sistema de compresión de gas natural, posteriormente, se encuentra el paquete de regulación de presión (PV-3100A/B), el cual mantendrá la presión del gas, al punto de ajuste requerido para su incorporación con el volumen de gas que se esté transportando en el gasoducto Mayakan existente.

Seguidamente, el gas natural fluye a través del gasoducto terrestre identificado como 24"-GN-3109-T-D01TPER el cual recorre aproximadamente 0.22 km hasta el gasoducto existente de Mayakan de 24". Para su integración, se realizará un hot tap (HT), incorporando en el arreglo una válvula check para evitar el retroceso de flujo durante la operación del nuevo gasoducto.

Para la operación de la SDV-3100 y válvulas de control PV-3100A/B, se incorpora cabezales para el suministro de aire provenientes del paquete de aire de planta e instrumentos a ubicar en la zona de compresión. La recolección de los gases y vapores por operación de los PSH/PSL, PSV´s del paquete de medición y durante el mantenimiento de filtros serán canalizados a una chimenea de venteo ubicada en zona segura.

Área de Compresión Gas Natural

La filosofía de control se basará en la premisa de que los equipos deben funcionar automáticamente mediante su instrumentación, una unidad lógica programable (PLC) y un sistema de supervisión y control. Todas las funciones de operación, monitoreo y control estarán centralizadas en la sala de control de la Planta de compresión de Gas Natural.

El controlador lógico programable estará en la sala de control de la Planta de compresión de Gas Natural.

Cada Skid de compresión de gas, cada skid de Generadores a Gas, skid de Generador Diesel de respaldo, la unidad de Transferencia de Custodio, cada skid de compresores de aire de instrumentos, tendrán su sistema de control independiente situado en el skid de cada unidad. Estos controladores dedicados estarán provistos de un puerto de comunicación para la conexión a la red del sistema de supervisión y control de la planta, utilizando el protocolo Modbus RS 485.

La operación normal de la Planta de Gas debe estar automatizada al máximo, lo que permitirá al operador minimizar su intervención en el control del proceso, siempre que se satisfagan localmente todos los permisos de control correspondientes, para permitir la sincronización y optimización de las operaciones de la Planta.

El control de las operaciones debe mantenerse en la sala de control, y su intervención en el campo sería sólo en situaciones en las que se requiera su presencia, ya sea una decisión a discreción o cuando se defina una acción del operador como parte de un requerimiento operacional.

En la sala de control de la planta sólo se instalarán los equipos destinados a la regulación/control secuencial (CPU's), los equipos de medida de proceso y los equipos de comunicaciones, excepto los

controladores de las unidades de compresores y los controladores de las unidades paquete que estarán en el skid y en el panel de control local de cada una de ellas.

Para cumplir con los objetivos descritos anteriormente, se plantea una filosofía de control orientada a cumplir con la flexibilidad que exigen las operaciones de la planta y las posibilidades de control del proceso que se requieren. Se establece el uso de equipos dedicados para aplicaciones de sistemas críticos como los sistemas instrumentados de seguridad (SIS) relacionados con el Sistema ESD, Sistema de Detección de Gas y Fuego, de igual forma, las unidades empaquetadas como compresores, deben contar con un controlador dedicado dotado de un puerto de comunicación Modbus RS-485 para su conexión a la red del sistema de monitorización y control de la planta.

La estructura de control de la planta de compresores de gas es básicamente, pero no se limita a lo siguiente:

Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS) deben cumplir con los niveles de confiabilidad (PFD) y disponibilidad (PFS) requeridos según el estudio del nivel de riesgo de la planta. Se destaca que este sistema es independiente del sistema de supervisión y control de la planta.

El Sistema de detección de fuego y gas (F & G) estará compuesto por un sistema dedicado a la detección de fuego y gas de esta función para la planta.

El sistema de control debe estar basado en controladores PLC, asociados a cada una de las unidades de paquete como:

- ✓ Compresores Skids (C-3210-01/02/03/04/05)
  a. Cinco Ariel JGK4 / Waukesha L57044GSI
- ✓ Skid de Filtración de Entrada (MD-3100-01/02/03/04/05)
  a. Filtro coalescente de Entrada
- ✓ Skid de Filtración de Salida (F-3100-02)
  a. Filtro coalescente de Salida
- ✓ Skid Sistema de Aire de Instrumentación
- ✓ Skid Sistema de Gas Combustible
- ✓ Skid de Medición de Transferencia de Custodia
- ✓ Sistema de drenaje:
  a. Un tanque atmosférico y sistema de cañerías
  b. Sumidero de drenaje abierto y conexión hacia tanque atmosférico

Iniciación del funcionamiento en el skid de filtración de entrada (I4161984- LAM-V-PID0004/0010/0020/0030/0040/0050)

En la puesta en marcha de la planta de compresión de gas natural, el colector de entrada se presuriza lentamente abriendo primero la válvula manual de 2" situadas aguas arriba de la válvula de cierre ESDV- 3100-0001, hasta que se presurice la línea aguas arriba. Se procede a la apertura lenta de la válvula de by-pass de la SDV-3100-0001 hasta que la línea aguas abajo esté presurizada y entonces se debe abrir la ESDV-3100-0001. Hasta conseguir la presurización de todo el colector de entrada.

La presurización del colector de entrada puede ser visualizada, mediante la señalización de los transmisores de presión (PIT 3100-0001) de forma local y remota, en la sala de control de la planta.

Una vez presurizado el colector de entrada, el sistema de filtración debe estar en funcionamiento, abriendo lentamente las válvulas manuales que forman parte del By-pass de las válvulas de control de presión PCV-100, situadas en la corriente de gas de entrada a cada Skid, una vez presurizada la línea, entra en operación la válvula de control PCV-100. Una vez alcanzada la presión de operación (a una presión de 650 psig) en los separadores Bifásicos, que será visualizada por el operador a través de los manómetros y transmisores de presión situados tanto en la línea ubicada antes de la válvula de control como los localizados en el separador Bifásico de cada Skid de Separación (V-100).

Cuando estas presiones se igualan, a la presión del colector de entrada, la presión es monitoreada en el PLC de la Planta Compresora a través del transmisor de presión PIT-3100-0004 visualizada en el IHM.

Adicionalmente, se tiene previsto la instalación de medidor ultrasónico para la medición total del flujo de gas de entrada a la planta FIT-3100-0001, el cual será suministrado con el transmisor de presión, elemento de temperatura (RTD) que serán conectados al computador de flujo, para el cálculo del flujo total. La salida de este computador de flujo estará integrado a una red de comunicaciones ModBus RS- 485 que se integrará al sistema de control de la planta.

- Control de Presión Entrada Separador Bifásico (PIC-101)

Este lazo mantiene el control de la presión aguas arriba de la válvula a una presión establecida por el operador. La presión es medida en psig por el transmisor de presión, que envía la señal al controlador PIC configurado en el PLC (PCS) que comanda la válvula de control de presión.

El lazo de control PIC es de acción directa. Si la presión aumenta por encima del punto de ajuste, el PIC hará que la PCV se abra haciendo que la presión disminuya. Si la presión disminuye, el PIC hará que la PCV se cierre haciendo que la presión aumente.

La PCV es una válvula falla cerrada.

El transmisor de presión (PIT-3100-0001) realizará un monitoreo continuo, alarmas de alta y baja presión de los separadores bifásico de entrada y se mostrará en el IHM.

- Control del nivel de condensado de los separadores bifásico de entrada (LC-100).

Este lazo mantiene el control del nivel de la interfaz en los separadores bifásico de entrada en cada skid de filtración (V-100) a un nivel establecido por el operador.

Este lazo de control utiliza en controlador neumático que permite la acción directa sobre la válvula de control.

El lazo de control LC es de acción directa. Si el nivel aumenta por encima del punto de ajuste, LC hará que LV se abra haciendo que el nivel disminuya. Si el nivel disminuye, LC hará que LV se cierre haciendo que el nivel aumente.

LV es una válvula falla cerrada.

El condensado que se obtiene del separador bifásico es enviado hacia el sistema de drenajes cerrados, hacia el tanque de aceites usados TK-8500-01.

El flujo de gas que sale de la parte superior de los separadores bifásicos es enviado hacia el filtro horizontal (V-200), donde se origina una segunda separación de condensados.

- Control del nivel de condensado de los Filtros Horizontales (LC-200).

Este lazo mantiene el control del nivel de la interfaz en los filtros horizontales en cada skid de filtración (V-200) a un nivel establecido por el operador.

Este lazo de control utiliza en controlador neumático que permite la acción directa sobre la válvula de control.

El lazo de control LC es de acción directa. Si el nivel aumenta por encima del punto de ajuste, LC hará que LV se abra haciendo que el nivel disminuya. Si el nivel disminuye, LC hará que LV se cierre haciendo que el nivel aumente.

LV es una válvula falla cerrada.

El condensado que se obtiene del filtro horizontal es enviado hacia el sistema de drenajes cerrados, hacia el tanque de aceites usados TK-8500-01.

El flujo de gas que sale de la parte superior de los filtros horizontales es enviado hacia la línea de succión del compresor de gas respectivo en el skid de compresión (C-3210-01/02/03/04/05).

- Control del nivel de condensado en Separador de Salida Skid de Filtración (LC-300).

El flujo de gas en la descarga de cada compresor es enviado hacia el separador de salida del Skid de filtración (V-300), con la finalidad de remover la presencia de condensados antes de ser enviado hacia el filtro coalescente de salida de la Planta.

Este lazo mantiene el control del nivel de condensado en el separador de salida (V-300) en cada skid de filtración a un nivel establecido por el operador.

Este lazo de control utiliza en controlador neumático que permite la acción directa sobre la válvula de control.

El lazo de control LC es de acción directa. Si el nivel aumenta por encima del punto de ajuste, LC hará que LV se abra haciendo que el nivel disminuya. Si el nivel disminuye, LC hará que LV se cierre haciendo que el nivel aumente.

LV es una válvula falla cerrada.

El condensado que se obtiene del separador de salida es enviado hacia el sistema de drenajes cerrados, hacia el tanque de aceites usados TK-8500-01.

El flujo de gas que sale de los separadores de salida se mide mediante un medidor porta- Placa de orificio, con compensación de temperatura. El elemento de flujo y el elemento de temperatura se integran en un transmisor multivariable que envía la presión diferencial y la temperatura para calcular el flujo total de gas en el PCS para su supervisión continua y se mostrará en el IHM.

Skids sistema de compresión de gas (C-3210-01/02/02/03/04/05) (I4161984-LAM-V-PID0011/0021/0031/0041/0051).

La filosofía de funcionamiento del compresor de gas y el proceso de compresión serán responsabilidad de los fabricantes.

Cada Compresor de Gas deberá estar provisto de un sistema de control independiente y propio basado en PLC. Cada PLC envía y recibe señales a través del cableado desde/hacia el PLC del sistema PCS, tales como: Estado, Fallo y Parada Remota.

Cada PLC se comunicará e integrará utilizando el protocolo MODBUS RS 485.

Gas combustible (I4161984-LAM-V-PID-0005/0010/0020/0030/0040/0050)

En cada Skid de filtración, dispone de una línea de derivación de 2", en la salida de gas. La presión de este gas es controlada mediante una válvula de control de presión PCV-300, que mantiene la presión en @ 4.21 kg/cm^2. El flujo de gas de esa derivación se tiene previsto sea medido por una placa de orificio, adicionalmente en esta línea se instalarán transmisores de presión para el monitoreo continuo, alarmas y cálculos de flujo de gas combustible producido, dichos cálculos serán configurados en el sistema de control.

Este flujo de gas es dirigido desde cada skid de filtración hacia un cabezal común de gas combustible, donde se procede a la distribución del mismo en la Planta de compresión de gas y como fuel gas hacia los generadores a gas.

Cabezal de gas combustible (I4161984-LAM-V-PID-0005)

En el cabezal de gas combustible, dispone de una línea de 6", a través de la misma se realiza la distribución de gas hacia cada generador y hacia cada compresor de gas. La presión de este gas es controlada mediante una válvula de control de presión PV-6100-0001, que mantiene la presión en @ 4.21 kg/cm^2, el cuales censado a través del transmisor de presión PIT-6100-0001, para el monitoreo

continuo, alarmas de alta y baja presión de gas combustible.

Filtro coalescente de salida F-3100-02 (I4161984-LAM-V-PID-0006)

Como etapa final de la compresión, el gas es enfriado por el Aero-enfriador de cada compresor para reducir su temperatura y es enviado al filtro coalescente de salida F-3100-02, donde se eliminan los restos de aceite del compresor de la corriente de gas.

El filtro coalescente de residuos estará provisto de dos controles de nivel de condensado.

Este lazo mantiene el control del nivel de la interfase en el Filtro Coalescente (F-3100-02) a un nivel establecido por el operador.

Este lazo de control utiliza en controlador neumático (control ON-OFF) que permite la acción directa sobre la válvula de control.

El lazo de control LC es de acción directa. Si el nivel aumenta por encima del punto de ajuste, LC hará que LV se abra haciendo que el nivel disminuya. Si el nivel disminuye, LC hará que LV se cierre haciendo que el nivel aumente. El líquido es drenado hacia el sistema de drenajes cerrados tanque TK-8500-01 LV es una válvula de falla cerrada.

Adicionalmente, el filtro coalescente de residuos estará provisto de indicadores locales: manómetro de presión diferencial, manómetro de presión y visores de nivel.

La salida de gas del filtro coalescente será enviada al skid de transferencia de custodio para su posterior entrega al límite de batería.

Sistema de aire de instrumentos (I4161984-LAM-V-PID-0062)

El Sistema de Aire Instrumentado será suministrado con un sistema totalmente automático, pero con la posibilidad de ser operado manualmente, según su capacidad, características y tipo de servicio especificado. Además, contará con la incorporación de parada de emergencia remota.

Los compresores de aire de tornillo rotativo C-8100-01-A/B, junto con el sistema de secado regenerativo y filtración en dos etapas S-8100-01, prefiltración F-8110-01, estarán montados en un skid con las respectivas interconexiones de tuberías e instrumentación y componentes asociados como tuberías, instrumentos y sistemas eléctricos que serán diseñados y construidos como una unidad completa en un skid debidamente dimensionado.

Cada patín del compresor estará provisto de un sistema de control basado en un PLC.

El PLC permite controlar la unidad y permitir la visualización de parámetros de funcionamiento, alarmas y estados del equipo. Se debe proporcionar una salida de comunicaciones para el envío de señales al Sistema PCS. Cada PLC envía y recibe señales a través de cableado desde/hacia el

sistema PCS, tales como: Estado y Parada Remota.Cada PLC se comunicará e integrará utilizando el protocolo MODBUS RS 485

Sistema de generación a gas (I4161984-LAM-V-PID-0063)

Para el suministro de energía eléctrica que requiere la planta, se cuenta con dos (2) generadores principales G-8300-01 A/B trabajando uno en funcionamiento y el otro en repuesto a gas natural de 400 kVA trabajando continuamente. La finalidad de estos equipos es suministrar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de toda la planta.

Además, un (1) generador diésel de 200 kVA se utiliza para fines de emergencia y está destinado a suministrar energía a la planta en caso de fallo del generador principal o de la puesta en marcha.

Cada generador estará provisto de un sistema de control basado en un PLC.

El PLC permite controlar la unidad y permitir la visualización de los parámetros de funcionamiento, las alarmas y los estados de los equipos. Se debe proporcionar una salida de comunicaciones para el envío de señales al Sistema PCS. Cada PLC envía y recibe señales a través del cableado desde/hacia el sistema PCS, tales como: Estado y Parada Remota.

Cada PLC se comunicará e integrará utilizando el protocolo MODBUS RS 485. Cada PLC se comunicará e integrará utilizando el protocolo MODBUS RS 485.

Sistema de drenaje cerrado (I4161984-LAM-V-PID-0060)

Este sistema está conformado por el tanque de condensado TK-8500-01, el cual será provisto de transmisor de presión y transmisor de nivel tipo radar, para realizar el monitoreo continuo y alarma en el sistema de control (PCS).

Sistema de drenaje abierto (I4161984-LAM-V-PID-0060)

El sistema de manejo de agua aceitosa se dispondrá en un tanque TK-8500-02 para su recolección.

Este tanque deberá estar provisto de un transmisor de nivel tipo radar (LIT-8500-0101) que envía la señal al PCS para el monitoreo continuo. Además, en el PCS se configurará la alarma de nivel alto en el IHM.

Paquete de regulación de presión (PV-3100A/B) (D-PROY-MEXITERM-A-302)

El paquete de regulación de presión estará integrado por las PV-3100A/B. Cada válvula incorpora un lazo de control electrónico (PIC-3100A/B). El alineamiento de una o las dos válvulas y el cambio en el punto de ajuste de presión, de acuerdo con los requerimientos, podrán ser realizados en la HMI del cuarto de control a ser ubicado en la zona de compresión.

ESTACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE GN, VENTA Y DISTRIBUCIÓN DE GNC

Área de Almacenamiento de Gas Natural

Suministro del gas natural (D-PROY-MEXITERM-A-308)

De la estación de compresión de gas natural, saldrá la línea 12"-GN-2000-T-D01TPER, cuya función será la de transportar el gas natural que sea requerido hacia la estación de almacenamiento, venta de GNV y distribución de GNC.

A la llegada de la estación, se tendrá la SDV-2000, cuya operación en modo automático puede ser neumática y electrónica. En la operación neumática la SDV-2000 mandará a cierre en el caso de que dentro de la línea se alcance la presión de ajuste por baja presión activándose el interruptor por baja PSL-2000 ó la presión de ajuste por alta presión activándose el interruptor PSH-2000, cualquiera de ellos mandará a cierre la válvula de corte SDV-2000. Ambos interruptores se encontrarán dentro del tablero local de control TLC-2000. En la operación electrónica el cierre de la SDV-2000 estará a cargo de la lógica programada y configurada en el TMR del SPPE del FSRU, las señales de presión estarán monitoreadas por los PIT-2000A/B/C y serán canalizadas punto a punto al TMR del SPPE, en el caso de que dos de los tres PIT's censen una baja-baja o una alta-alta presión el TMR mandará la señal de paro a la SDV-2000. En modo manual podrá realizarse su apertura y cierre y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. El fluido motriz para el actuador será aire de instrumentos proveniente de un paquete a instalar en la zona de compresión de gas. Los interruptores neumáticos PSH/PSL tendrán los siguientes puntos de ajuste (valores a ratificar por el cliente) indicados en la siguiente tabla.

Tabla 23. Tabla de puntos de ajuste (SDV-2100).

Instrumento	Punto de ajuste (kg/cm^2) man	Variable	Acción
PSH-2000	60	Alta presión	Cierre de SDV-2000
PSL-2000	35	Baja presión	Cierre de SDV-2000

Para el monitoreo de la posición de la SDV-2000, cada posicionador ZIO-2000 y ZIC-2000, serán cableado para poder enviar una señal digital hacia el TMR del SPPE a ubicarse en el cuarto de control de la estación.

Estación de regulación y medición de gas (ERM-2150) (D-PROY-MEXITERM-A-308)

El gas continúa fluyendo por la línea 12"-GN-2000-T-D01TPER, para ingresar al paquete de regulación y medición de transferencia de custodia (ERM-2150), en el cual será contabilizado el flujo de gas que entrará en esta estación.

Dentro del paquete de medición, se cuenta con un cabezal de alimentación tipo manifold, al cual se integran tres peines o trenes de medición. Cada tren contará con filtro tipo canasta, una válvula de control de presión (PCV) y un medidor de flujo tipo coriolis, así como la instrumentación de presión, temperatura y densidad requerida para la corrección de los valores de volumen medido por el computador de flujo. También, se contará con válvulas MOV para el cierre y lineamiento de uno de

los trenes de medición con el medidor maestro. Dicha operación podrá ser realizada de manera local o de manera remota. Las PCV's de los peines de medición y regulación alineados, deberán ser ajustadas para permitir que el gas natural que llegue a las esferas de almacenamiento no sobrepase la presión de 48 kg/cm^2.

Bajo una condición anormal, las PSV's abrirán para relevar el gas natural hacia el sistema de venteo y eliminar el exceso de sobrepresión.

Para operaciones de mantenimiento en trenes de medición, este deberá ser aislado con el cierre de las válvulas manuales ubicadas en la entrada y salida del respectivo tren. Posteriormente se deberá abrir la válvula manual de venteo para despresurizar el sistema y asegurar que la intervención al equipo o válvula sea seguro. El gas natural despresurizado es canalizado hacia el sistema de venteo para su disposición segura.

Paquete de odorización de gas natural (PA-2100) (D-PROY-MEXITERM-A-308)

A la salida del paquete ERM-2150, el gas fluye a través de la línea 12"-GN-2001-T-D01TPER. Seguidamente, la línea cuenta con un disparo de 2" a través de cual se suministra gas de sello hacia el paquete de odorización de gas natural (PA-2100). El diseño del paquete odorizante es para realizar inyección del químico a alta presión. Los equipos o componentes principales son:

- ✓ Tanque de balance de odorizante
- ✓ Verómetro
- ✓ Bomba neumática
- ✓ Tanque de expansión.

La filosofía de operación descrita a continuación es genérica para los tipos de paquetes de inyección de odorizante. Durante la ingeniería de detalle, una filosofía particular del sistema deberá ser proporcionada por el proveedor del equipo paquete.

Antes de poner en operación el paquete, es necesario que desde el PLC sean cargados todos los puntos de ajustes de las variables a controlar, valores de alarmas.

Posteriormente, es necesario contar con el producto químico en el tanque de balance, por lo cual se debe realizar una de las siguientes operaciones:

- ➢ Llenado por primera vez del tanque:

a) Verificar la correcta posición de las válvulas antes del llenado. Abrir válvulas V12 y V13 (el suministro de gas a la V13 no deberá ser abierto durante este procedimiento).
b) Agregar gas natural para purgar el tanque. Abrir la válvula V10 para introducir gas natural al tanque para desplazar el aire desde el tanque vacío. Continúe hasta que la presión del manómetro localizado arriba de la V13 incremente ligeramente. En este punto abra la válvula V11 para permitir que el aire del tanque siga saliendo. Continúe con este proceso hasta que el aire del tanque sea purgado. Cierre las válvulas V10 y V11, el tiempo requerido para esta actividad varia con el tamaño del recipiente.

c) Ventear el gas de purga abriendo parcialmente la válvula V11 hasta que la presión del tanque disminuya y no presente variación. Entonces cierre la válvula V11.
d) Proceda a suministrar el odorante al tanque, para lo cual se deberá abrir la válvula V10.
e) Cierre las válvulas V10 y V11 y retire el equipo de transferencia de odorante.
f) Abra las válvulas V13 y V15. Continúe la operación en la tercera descripción del presente manual.
g) Desde el PLC local del paquete, presione el botón stand by pasar al modo run.

- Rellenado del tanque:

a) Seleccionar el modo stand by desde el controlador lógico programable (PLC local) del paquete presionando el botón.
b) Verificar la correcta posición de las válvulas antes de iniciar. Válvula V12 abierta, válvulas V10, V11, V12 y V15 cerradas.
c) Abra la válvula V11 hacia desfogue.
d) Abra la válvula V10 e inicie la transferencia de odorante hacia el tanque.
e) Cierre las válvulas V10 y V11 y retire el equipo de transferencia de odorizante.
f) Abra las válvulas V13 y V15.
g) Desde el PLC local del paquete, presione el botón para eliminar el modo stand by y pasar al modo run

- Arranque y paro del sistema:

Para iniciar la operación desde el PLC local, este deberá ser energizado. Inmediatamente el display local mostrará un menú desde el cual podrá verificar la calibración del verómetro.

Seguidamente verificar en el display, el nivel medido en el verómetro cuando el depósito del medidor es llenado. El llenado inicial puede tomar de 2 a 3 minutos. El ajuste del flujo de llenado puede ser realizado ajustando la válvula de control de llenado V9. Después del llenado inicial, un ciclo de llenado tomará entre 45 a 60 segundos.

Abra la válvula V3 y utilice el botón de prueba desde el PLC para correr la bomba un mínimo de 20 veces. Se deberá observar una disminución en el nivel del verómetro. Cierre la válvula V3 y diríjase hacia el menú mostrado en el display del PLC. Verifique desde el display que el nivel dentro del verómetro indique rellenado al 100%.

Seguidamente se deberá elegir el modo de operación del paquete. Este podrá ser inyección proporcional al flujo de gas (Flow) o por tiempo de inyección (Time).

Para arrancar la bomba, presione enter desde el display en el apartado correspondiente a la misma. Durante la operación, en cada carrera, el émbolo desplazará el fluido hidráulico contra el diafragma de la bomba. La bomba contará con desplazamientos ajustables de 6, 4, 3, 2 cm^3. El tiempo máximo entre carreras de la bomba podrá ser de hasta 30 minutos. El diafragma de la bomba actúa como un dispositivo de aislamiento entre el fluido hidráulico y el odorante, para minimizar el riesgo de fuga del odorante a la atmósfera. El odorante a

presión descargo por la bomba neumática, pasa al niple de inyección para realizar la inyección final del químico en la línea de proceso.

Para el paro del paquete, desde el display presionar stop y el flujo cesara de ser inyectado.

Almacenamiento de gas natural (esferas a presión) (D-PROY-MEXITERM-A-309)

El gas natural con odorizante, fluye a través de la línea 12"-GN-2001-T-D01TPER. Posteriormente el gas fluye hacia las esferas a través de la línea 10"-GN-2002-T-D01TPER y hacia la estación de venta de gas natural comprimido, a través de la línea 6"-GN-2003-T-D01TPER. Cuando las esferas de almacenamiento se encuentren llenas, el gas fluirá sólo hacia la línea 6"-GN-2003-T-D01TPER.

La zona de almacenamiento contará con ocho recipientes de almacenamiento a presión del tipo esférico con identificaciones TE-2001/2002/2003/2004/2005/2006/2007/2008. Cada recipiente será tendrá 25.6 m de diámetro y será capaz de almacenar 12.6 MMPCS de volumen útil a una presión de 48 kg/cm^2 (man). Las condiciones de su diseño son: 60 kg/cm^2 y 65°C. Las esferas contarán con un cabezal común de alimentación 10"-GN-2008-T-D01TPER, un cabezal común de descarga 8"-GN2009-T-D01TPER, líneas de alimentación/descarga de 6" con válvula SDV y MOV´s, cabezal general de despresurización 6"-V-2745-T-A04TPER con válvula BDV-2070 y líneas de 4" con válvulas SDV para despresurizar una o las ocho esferas en caso de una contingencia y cabezal general para descarga de las PSV's de las esferas 6"-V-2730/2735-T-A04TPER.

Para una mayor referencia, a continuación, se realiza la descripción del proceso para la esfera ET2001, la cual puede ser aplicada para cada una de las esferas restantes:

- Alimentación de esfera TE-2001: una vez que el gas natural se encuentra en el cabeza general de alimentación 10"-GN-2008-T-D01TPER, el gas natural puede ser direccionado hacia la esfera TE-2001. Para ello, ya sea de manera remota o local, se procede abrir la MOV- 2010 ubicada en la línea 6"-GN-2011-T-D01TPER, no sin antes verificar que la SDV2010 se encuentre abierta y la MOV-2011 cerrada.

  Una vez que el PIT-2010 ubicado en el recipiente esférico cense la presión 48 kg/cm^2 (man), este mandará una señal al SDMC para que se envíe a cierre la MOV-2010. En caso de no actuar la MOV-2010, la presión seguirá incrementando, cuando se alcancen 50 kg/cm^2 (man), el PSHH-2010 mandará una señal al SPPE para cierre de la SDV-2010. En caso de sobrepresión, se cuenta con las PSV-2010/2011 (una en operación y una de respaldo), de 2 ½"X4" ajustadas a 60 kg/cm^2, las cuales enviarán el gas una zona segura.

  Como una medida de seguridad en caso de fuego, en la línea 6"-GN-2011-T-D01TPER, en la boquilla de alimentación al recipiente. Se contará con una válvula interna de seguridad, la cual es de tipo hidráulica accionada por resorte. El aceite suministrado a través la línea hidráulica proporciona la energía para mantener la válvula en posición abierta. Montado a esta línea se tendrá un tapón fusible, para el caso de fuego y cuando se alcancen 100 °C, el tapón se fundirá causando pérdida de presión de aceite, la fuerza del resorte cerrará la válvula. La pérdida de presión del aceite será detectada por el instrumento PS-2010 el cual

enviará una señal al SDMC con alarma PAL-2010 para notificar al operador del cierre en esta válvula.

Para una contingencia de fuego y de ser necesario llevar la esfera a una presión segura, se cuenta con la línea de venteo 4"-V-2825-T-A04TPER1, la cual envía a venteo el gas natural de la esfera a zona segura, para ello la SDV-2011 y la BDV-2020 deben ser abiertas de manera remota o local.

Puesto que el llenado de las esferas es realizado normalmente desde el cuarto de control. Es importante mencionar, que el llenado de esferas puede ser realizado de manera simultánea o seleccionar las esferas que requieran ser alimentadas con gas natural.

- Descarga de esfera TE-2001: el gas almacenado en la esfera será utilizado por la estación de venta de GNC, cuando por cuestiones en la logística de abastecimiento del carrier de gas natural líquido (GNL), no se logre suministrar en tiempo, el volumen o la producción de gas natural del FSRU que es enviada a tierra para su comercialización. Bajo este escenario, la válvula MOV-3100, ubicada en la línea 6"-GN-2003-T-D01TPER, deberá ser cerrada. El gas a la estación de venta de GNC será suministrado desde la esfera de almacenamiento TE2001, para lo cual, de manera remota o local, se deberá abrir la válvula MOV-2011, no sin antes verificar que la SDV-2010 se encuentre abierta y la MOV-2010 cerrada. El gas fluirá a través de la línea 6"-GN-2012-T-D01TPER, para incorporarse al cabezal general de descarga 8"-GN-2009-T-D01TPER, posteriormente la corriente se integrará a la línea 6" GN2010-T-D01TPER la cual finalmente alimenta el gas natural a la línea 6"-GN-2003-TD01TPER para su paso por la estación de regulación y medición de transferencia de custodia ERM-3150 ubicada en la estación de venta de GNC.

  Cuando el transmisor indicador de presión PIT-2010 ubicado en el recipiente esférico, cense una presión en la esfera de TE-2001 de 1.65 kg/cm^2, desde el SDMC se mandará una señal para cierre de la MOV-2011. Para el caso de que la presión siga desciendo y alcance un valor de 1.5 kg/cm^2, el PSL-2010 mandará una señal al SPPE para cerrar la SDV-2010.

Para la operación de descarga, la apertura de una o todas las esferas, queda a decisión de la parte operativa.

A medida que se utilice el gas almacenado en el recipiente TE-2001, la presión del gas transferido hacia la ERM-3150 ira disminuyendo de un valor máximo de 48 kg/cm^2. Cuando se alcance la presión menor de 11 kg/cm^2, los compresores reciprocantes de GNC ya no podrán operar. En este punto deberá ser arrancado el compresor de gas natural GB-2250, cuya capacidad en flujo corresponde a la de un compresor de GNC. Este deberá contar con una PCV en la línea de succión para asegurar que la presión de entrada al compresor permanezca en 1.75 kg/cm^2. El compresor será reciprocante del tipo pistón, con dos etapas de compresión para elevar la presión de 1.75 kg/cm^2 hasta un máximo de 13 kg/cm^2.

Cuando la presión en el recipiente esférico alcance un valor de valor de 1.65 kg/cm^2, el SDMC mandará a cierre de la MOV-2011. Bajo esta condición, el volumen remanente de gas natural en la esfera corresponde aproximadamente a 0.036 MMPCS.

Área de Venta de Gas Natural Vehicular (GNV

Paquete de regulación y transferencia de custodia (ERM-3150) (D-PROY-MEXITERM-A-310)

Una vez odorizado, el gas natural continua su flujo sobre la línea 6"-GN-2003-T-D01TPER para ingresar a un paquete de regulación y transferencia de custodia identificado como ERM-3150. Dentro del paquete el gas será contabilizado y regulado a la presión requerida para su compresión y distribución a consumo. Este dispondrá de doble línea de regulación por motivos de seguridad y garantizar continuidad en la operación. Así también contará con dos líneas en paralelo, con un medidor en cada una de ellas y un by pass entre las dos líneas. La función del by pass, es poder contrastar los dos medidores operando, para lo cual, en dicha operación, funcionarán en serie.

- Regulación de presión: cada línea de regulación estará equipada con un filtro con transmisor indicador de presión diferencial (PDIT), válvula de cierre súbito (SSV por sus siglas en inglés) por alta presión y a falla cierra, válvula controladora de presión, manómetro, válvula para venteo y válvulas manuales para aislamiento de la línea. Las válvulas controladoras de presión serán ajustadas a una presión de operación mínima de 12 kg/cm^2. Una vez que el gas natural este regulado, este pasa a los trenes de medición.

  La válvula SSV deberá contar con transmisores indicadores de posición ZSC y ZSO para indicar la posición de manera local o de manera remota desde el cuarto de control. Así también podrá ser reestablecida a su posición abierta, desde el dispositivo mecánico con el que cuenta. Los transmisores de presión aguas arriba y aguas debajo de los trenes de regulación, servirán para monitorear la presión de los trenes. En el desplegado gráfico a mostrar en el cuarto de control, se contará con alarmas por alta y baja presión.

- Medición de flujo: cada línea de medición estará conformada por una válvula de venteo, medidor de flujo másico, transmisor indicador de presión PIT y válvulas manuales para aislamiento de la línea. Cada medidor de flujo tendrá un transmisor de presión PIT y transmisor de temperatura TIT, para realizar las correcciones de P y T para el volumen medido. Así también, el flujo medido podrá ser mostrado a condiciones normales (0ºC y 1 atm) o condiciones estándar (15ºC y 1 atm).

Bajo un incremento súbito de presión, la PSV abrirá a 22 kg/cm^2 para proteger la infraestructura, el gas será venteado a través de una línea con arrestador de flama FA-3700.

Para el mantenimiento de uno de los trenes de medición o regulación, deberán cerrarse las válvulas manuales ubicadas a su entrada y salida. Se deberá conectar manguera en su correspondiente disparo de venteo, para direccionar el gas a zona segura. Con ayuda de los manómetros locales o transmisores, se verifica que el tramo contenga una presión baja con la cual se pueda realizar el retiro del equipo (de ser necesario) o el mantenimiento en sitio.

Paquete de secado de gas natural (PA-3250) (D-PROY-MEXITERM-A-310)

Una vez que el gas natural es regulado y contabilizado, este fluye por la línea 6"-GN-2005-TD01TPER para ingresar a un paquete de secado de doble torre con sistema de regeneración, identificado como PA-3250.

El principio de operación del secador de gas natural es adsorción. El principio de adsorción de humedad se refiere a moléculas de agua adheridas a un a un material sólido higroscópico (desecante). Este proceso es reversible y después de la fase de regeneración, el desecante puede ser reusado para secado.

Para el secado del gas natural este es direccionado a través de una torre (recipiente vertical) conteniendo el desecante y puesto intensivamente en contacto con el desecante. El descante remueve la humedad del gas natural. Con una carga húmeda continua el comportamiento del desecante de la torre es reducida hasta que el descante se satura con humedad. El desecante saturado, entonces requiere regeneración, por lo que la humedad almacenada en la superficie del desecante es removida de nuevo. El desecante puede entonces ser reusado para secar.

La operación continua de un secador de adsorción requiere de dos torres que son operadas en automático y alternadas por un PLC local. Una torre es usada para secar el gas natural, mientras que, en la otra torre, la fase de regeneración es llevada a cabo.

- **Operación de adsorción**

El gas natural húmedo, es hecho pasar a través de uno de los pre-filtros, el cual realiza el retiro de las trazas de líquidos de la corriente de gas natural. Cada pre-filtro está dotado por PDIT's que monitorean la saturación del medio filtrante. Cuando se alcanza una presión diferencial establecida, de manera manual se realiza el cambio del pre- filtro. A través del LIT del pre-filtro alineado, el PLC monitorea el nivel líquido, cuando se alcanza un valor preestablecido, se manda abrir la válvula solenoide y el líquido es desalojado del elemento. El gas natural sigue su flujo y se dirige a la entrada de una de las torres (recipientes verticales) de adsorción. Para fines ilustrativos, a continuación, se describe el proceso de adsorción llevado a cabo en la torre de adsorción 1.

El PLC abre la válvula principal XV-A y XV-C, las válvulas solenoides XV-D, XV-E y XV-G permanecen cerradas. El gas natural a presión es introducido a la torre 1 por la parte superior. A medida que este avanza a través del recipiente, el gas natural es ligeramente desacelerado y distribuido en la sección transversal del mismo. Fluye lentamente a través de la cama de desecantes.

El aire comprimido sale de la columna por la parte inferior del recipiente y pasa a través del filtro, sigue su curso y pasa a través de una válvula check para salir.

El transmisor indicador del punto de rocío (DPIT) del gas natural, ubicado antes del prefiltro, monitorea el comportamiento de esta variable a la salida del paquete de secado.

Durante este tiempo, la segunda torre permanece en modo "stand by" y espera por su operación.

Cuando el valor de ajuste de la alarma por alto punto de rocío (AAH), es alcanzado. El PLC realiza el cambio a la torre de absorción 2, realizando con ello su alternancia de operación. Las válvulas XV-B, XV-D son abiertas, al tiempo que las válvulas XV-F, XV-A y XV-C son cerradas.

- **Operación de regeneración**

El PLC local inicia el ciclo de regeneración como sigue:

- Se cierra la válvula de entrada/salida de secado válvulas XV-A y XV-C, se abren las válvulas de regeneración XV-G y XV-E.
- El PLC ajusta la presión de la torre a 30 psig.
- El PLC inicia el ciclo de regeneración de la torre. El temporizador del calentador inicia, este puede ser ajustado por un máximo de 5 horas.

En el circuito auxiliar de regeneración de las torres, se localiza un enfriador soloaire, un calentador y un recipiente horizontal donde son captados los líquidos del gas natural. El PLC enciende el enfriador para la regeneración y después de 10 segundos, enciende el calentador de regeneración. Un controlador de temperatura TIC, controla la temperatura de salida del calentador a 218°C.

El calentamiento de la cámara de la torre será automáticamente terminado cuando 5 horas hallan pasado o cuando una temperatura de 93.33°C a la entrada del enfriador y un mínimo de 1 hora de calentamiento se hallan alcanzado. El periodo de enfriamiento será terminado automáticamente cuando 5 horas de enfriamiento hayan transcurrido o cuando una temperatura de 48.9°C en la entrada del enfriador y mínimo una hora de enfriamiento sean obtenidos.

Posteriormente, la torre 1 es puesta en modo en stand by y permanece en espera hasta que la torre 1 sale de operación y se inicia nuevamente el ciclo y alternación de operaciones en la torre por el PLC.

El gas natural secado, es conducido a través de la línea 4"-GN-2006-T-B03TPER, donde para el caso de un escenario de seguridad, se cuenta la SDV-3200 la cual es activada por el SPPE.

Compresores de gas natural comprimido GB-3250/3260/3270/3280 (D-PROY-MEXITERM-A-311)

Se instalarán cuatro compresores, con capacidad de 2.77 MMPCSD. Cada compresor estará equipado con un sistema de arranque suave para evitar la caída repentina en el sistema eléctrico, evitando que se activen los sensores. Registra su funcionamiento en el tablero general del compresor que se encuentra dentro del cuarto de control.

Los compresores que se contempla instalar son del tipo pistón lubricado de 4 etapas de compresión, con una presión de succión entre 11 a 18 kg/cm^2. A continuación se describe el proceso de compresión del compresor GB-3250, el cual es extensivo para los demás compresores.

- El gas que se encuentra en el cabezal 6"-GN-2006-T-B03TPER, es dirigido a través de la línea de alimentación 3"-GN-2006-1-T-B03TPER hacia el compresor GB-3250. El paquete contará en la entrada con una SDV para cierre del paquete y aislamiento por emergencia. El

gas entra al filtro separador FL-3200, el gas sale por la parte superior para dirigirse al primer pistón (1ª etapa de compresión), donde la presión es elevada aproximadamente a 30 kg/cm^2. El gas es enfriado al pasar por un sistema de enfriamiento a base de aire. La salida de gas se dirige hacia el filtro vertical separador FL-3210, el gas que sale por la parte superior es dirigido hacia el segundo pistón (2ª etapa de compresión), donde la presión es elevada aproximadamente a 60 kg/cm^2. El gas de segunda etapa es enfriado por el sistema soloaire. La salida se dirige hacia filtro separador FL-3220, el gas que sale por la parte superior es dirigido hacia el tercer pistón (3ª etapa de compresión), donde la presión es elevada aproximadamente a 123 kg/cm^2. El gas de tercera etapa es enfriado por el sistema soloaire. La salida se dirige hacia el filtro separador FL-3230, el gas que sale por la parte superior es dirigido hacia el cuarto pistón (4ª etapa de compresión), donde la presión es elevada a 254 kg/cm^2. El gas es descargado a través de la línea 2"-GNC-4001-T-F02TPER, a través de la cual se encuentra una línea de recirculación con una BDV para despresurizar el paquete y un SDV para cierre por emergencia. La línea descarga hacia el cabezal general 4"-GNC-4000-TF02TPER la cual realiza una reducción de 4"x2" para alimentar el panel de prioridad de llenado de la estación de venta de GNV. Previo a la reducción, se tiene una derivación identificada como 2 1/2"-GNC-4005-T-F02TPER para alimentar los postes de llenado de GNC para llenado de trailers.

Cada compresor será operado por un PLC local, estos PLC's estarán comunicados con el PLC general para monitoreo y control remoto desde el cuarto de control. El sistema electrónico de los equipos de compresión requiere de una gran cantidad de elementos eléctricos y electrónicos de control, tales como sensores, transductores de presión y temperatura, indicadores de presión, temperatura y nivel, válvulas con actuadores neumáticos, etc.

El arranque y paro automático de los compresores, es realizado desde el PLC general ubicado en el cuarto de control de la estación de venta. Este PLC decide cuantos compresores deberán arrancarse para mantener la presión de descarga en función de mantener una presión mínima en el cabezal general de salida. Para lo cual se cuenta con el PIT-3200 con alarmas alta y baja presión e interruptores para arranque (PSL) y paro de equipos (PSH).

Panel de Prioridad de llenado (PP-4100) (D-PROY-MEXITERM-A-314)

La línea 2"-GNC-4000-T-F02TPER proveniente de la descarga de los compresores de GNC, es dirigida hacia el panel de prioridad de llenado PP-4100. Este constara de un diseño para 3 bancos con llenado de compresores.

Una vez que el gas es comprimido a alta presión, está listo para ser despachado o almacenado, teniendo siempre como prioridad el suministro de GNC a los dispensadores de gas. El control de lo anterior es realizado a través del panel de prioridad de llenado, PP-4100. El cual es un tablero con válvulas prioridad de llenado y XV's controladas de manera automática desde el PLC del cuarto de control, para direccionar el flujo de gas, hacia los bancos de botellones o hacia los dispensadores de gas.

El flujo de compresores es direccionado primero al banco de botellones de alta, después al banco de botellones de media y, por último, al banco de botellones de baja. Con lo anterior se asegura que el tanque de alta presión, este siempre disponible para rellenar al máximo los cilindros de las unidades móviles, después de que los otros bancos hayan dado su presión disponible. La más alta prioridad de los compresores es el llenado de los dispensadores y posterior a esto el llenado del sistema de almacenamiento temporal de GNC en los bancos de botellones.

Paquete banco de botellones de alta/media/baja presión (PB-2110/2120/2130) (D-PROYMEXITERM-A-314)

La estación de compresión contará con 3 paquetes de botellones para almacenamiento de gas natural comprimido. Este sistema de almacenamiento temporal sirve para dar velocidad de llenado a los cilindros de las unidades móviles. Comparando el volumen almacenado de GNC es mucho mayor que el volumen requerido por los cilindros de las unidades móviles, el número de arranques y paros de compresores para la estación de GNV, disminuye considerablemente.

A través del panel de prioridad, el flujo de GNC es dirigido hacia los siguientes paquetes de botellones en el orden descrito:

- PB-2110: el panel de prioridad de llenado direcciona el flujo de GNC al paquete de botellones de almacenamiento de GNC de alta presión. El flujo pasa a través de la línea bidireccional 1 1/2"-GNC-4011-T-F02TPER, la cual cuenta con la válvula de corte por emergencia SDV2110. El paquete está conformado por una válvula manual de bloqueo, válvula PSV-2110 y un PIT para monitorear la presión de almacenamiento. Los botellones de almacenamiento serán de tubo de acero al carbón de una sola pieza y estarán interconectados para ofrecer una capacidad de almacenamiento de 2000 litros para este servicio.
- PB-2120: el panel de prioridad de llenado direcciona el flujo de GNC al paquete de botellones de almacenamiento de GNC de media presión. El flujo pasa a través de la línea bidireccional 1 1/2"-GNC-4012-T-F02TPER, la cual cuenta con la válvula de corte por emergencia SDV2120. El paquete está conformado por una válvula manual de bloqueo, válvula PSV-2120 y un PIT para monitorear la presión de almacenamiento. Los botellones de almacenamiento tendrán una capacidad de almacenamiento de 2000 litros para este servicio.
- PB-2130: el panel de prioridad de llenado direcciona el flujo de GNC al paquete de botellones de almacenamiento de GNC de baja presión. El flujo pasa a través de la línea bidireccional 1 1/2"-GNC-4013-T-F02TPER, la cual cuenta con la válvula de corte por emergencia SDV2130. El paquete está conformado por una válvula manual de bloqueo, válvula PSV-2120 y un PIT para monitorear la presión de almacenamiento. Los botellones de almacenamiento tendrán una capacidad de almacenamiento de 2000 litros para este servicio.

Dispensadores de gas natural vehicular (DP-001/002/003/004/005/006/007/008) (D-PROYMEXITERM-A-314/315/316)

La estación de venta de GNV, contará con seis dispensadores de gas natural. Los dispensadores inicialmente están certificados y calibrados por el fabricante, para la correcta operación de estos, estos son programados con el precio del gas natural por metros cúbicos equivalentes a gasolina magna. La presión de suministro configurada es de 204 kg/cm^2.

Los dispensadores están conformados por dispositivos reguladores que al detectar una variación de presión fuera de parámetros de operación, harán un para para que se revise la presión y el correcto suministro del gas a los usuarios de la estación de gas natural comprimido.

A continuación, se describe el proceso del dispensador dual DP-06 para llenado de una unidad móvil, el cual extenderse para el llenado de dos vehículos y es aplicable para los dispensadores restantes:

- Estando de frente al dispensador, presionar el botón de inicio o retirar la pistola de llenado desde su funda para iniciar el llenado.
- Conectar la boquilla de llenado al vehículo.
- La válvula de llenado es abierta, la XV-060A es abierta, el gas natural fluye desde el banco de botellones de baja presión PB-2130 hacia el dispensador. Para lo cual el gas fluye a través de la línea 1 ½"-GNC-4013-T-F02TPER hacia el panel de prioridad de llenado PP4100. El PLC del cuarto de control de la estación abre en automático la XV-4102 para que el gas se incorpore al cabezal 1 1/2"-GNC-4016-T-F02TPER, posteriormente se dirige a la línea 1" -GNC-4019-T-F02TPER, el gas fluye hacia la línea 3/4" -GNC-4019-2-T-F02TPER para entrar al dispensador dual. El controlador del dispensador abre la XV-062A, el gas fluye pasando por una válvula controladora de presión PCV-060A, medidor de flujo tipo másico FE-060A, válvula XV-060A de corte por proceso, manómetro y un PIT-062A cuya lectura cual sirve de referencia para verificar que la presión de baja empiece alcanzarse (51 kg/cm^2).

  Cuando la presión se iguala, el sistema de control del dispensador intercambia la fuente de gas al banco de media presión. No sin antes cerrar la XV-060A y quedar registrado el flujo de gas despachado.

- La XV-4101 es abierta y la XV-4102 es cerrada de manera automática, el gas el natural empieza a fluir desde el banco de botellones de media presión PB-2120 hacia el dispensador. El gas fluye primero del dispensador hacia el panel de prioridad a través de la línea 1 ½"-GNC-4012-T-F02TPER. Del panel de prioridad de llenado al dispensador, el gas fluye a través del cabezal 1 1/2"-GNC-4015-T-F02TPER, posteriormente se incorpora a la línea 1"-GNC-4018-T-F02TPER y línea 3/4"-GNC-4018-2-T-F02TPER para entra al dispensador dual. El controlador del dispensador abre la XV-061A y cierra la XV-062A, la XV060A es abierta y el gas fluye hacia los cilindros de la unidad móvil. Cuando la presión de llenado empieza igualarse a la presión de referencia (153 kg/cm^2). La XV-060A es cerrada y el flujo de gas despachado es registrado.

- Una vez que la presión se iguala, el controlador del dispensador realiza el cambio dando acceso al flujo de GNC proveniente del banco de botellones de alta presión. La XV-4100 es

abierta y la XV-4101 es cerrada de manera automática, el gas el natural empieza a fluir desde el banco de botellones de alta presión PB-2110 hacia el dispensador. El gas fluye primero del dispensador hacia el panel de prioridad a través de la línea 1 ½"-GNC-4011-TF02TPER. Del panel de prioridad de llenado al dispensador, el gas fluye a través del cabezal 1 1/2"-GNC-4014-T-F02TPER, posteriormente se incorpora a la línea 1"-GNC-4017-TF02TPER y línea 3/4"-GNC-4017-2-T-F02TPER para entra al dispensador dual. El controlador del dispensador cierra XV-061A, el gas fluye hacia los cilindros de la unidad móvil. Cuando la presión de llenado empieza igualarse a la presión de referencia (204 kg/cm2), el controlador del dispensador manda cerrar la XV-060A, el flujo de gas despachado es registrado.

- El gas natural comprimido es totalizado por el FE-060A, para generar la factura y el cobro al usuario. Para el caso de que el flujo del banco de botellones de alta presión no haya sido suficiente para el llenado de los cilindros de la unidad móvil, la descarga del compresor de GNC es direccionada hacia el dispensador. Para lo cual, desde el panel de prioridad, en lugar de realizar el llenado del banco de botellones, el gas es dirigido hacia el dispensador.

Cada dispensador vehicular de GNC contará con una línea de venteo con arrestador de flama, el cual será instalado por encima del canopy de la estación. Dicha línea será utilizada para venteo del gas natural del dispensador para fines de mantenimiento o por actuación de las PSV's del equipo. Así también, para el caso de emergencia, cada dispensador tendrá incorporado un botón de paro por emergencia que al ser presionado mandar a cierre las SDV-2110/2120/2130/3210 enviando a paro la estación de venta y distribución de GNC.

Área de Distribución de GNC por Tráileres

Postes de llenado para tráileres (PLL-001/002/003/004/005/006/007/008) (D-PROY-MEXITERM-A312/313).

La línea 2 1/2"-GNC-4005-T-F02TPER proveniente del cabezal general de descarga 3"-GNC-4000-TF02TPER de compresores de GNC será ruteada hacia el área de postes de llenado de GNC para trailers. En total se tendrán 8 postes de llenado, de los cuales, para el llenado de un tráiler de doble remolque, es necesario emplear 2 postes de llenado.

A continuación, se describe el proceso para el poste de llenado PLL-001 el cual puede extenderse para los demás.

- PLL-001: El gas fluye de la línea 2 1/2"-GNC-4005-T-F02TPER hacia la línea 1 1/2"-GNC4006-T-F02TPER en la cual se encuentra un disparo en 1", a través del cual el gas es incorporado al poste de llenado. En la línea se cuenta con válvula check para el retroceso de flujo, válvulas manuales de aislamiento, válvula XV-010, manómetros, medidor de flujo másico FE-010, transmisor de presión PIT-012, válvula de seguridad PSV-010, manifold para conexión de tres mangueras de carga. Cada manguera estará equipada con un acoplamiento por ruptura, así también con otra manguera para venteo y boquilla principal para llenado del producto en los recipientes para GNC montados en los tráileres. La presión de llenado será a 253 kg/cm^2, por lo cual cuando el PIT-012 cense este valor, se mandará a cierre de la

XV010. El gas natural comprimido es totalizado por el FE-010, para generar la factura y el cobro al usuario al cual será destinado el GNC transportado en el tráiler.

Es importante mencionar que, el vehículo deberá ser aterrizado, para verificar esto se cuenta con el elemento XS-010, el cual enviará una señal al panel local y este al cuarto de control, para poder iniciar la operación de llenado al tráiler.

Cada dispensador poste de llenado contará con una línea de venteo con arrestador de flama, el cual será instalado estará como mínimo a una altura de 3 metros con respecto a la estructura base en la cual se encuentre montado. Dicha línea será utilizada para venteo del gas natural del dispensador para fines de mantenimiento o por actuación de las PSV's del equipo. Así también, para el caso de emergencia, cada poste de llenado tendrá incorporado un botón de paro por emergencia que al ser presionado mandar a cierre las SDV-2110/2120/2130/3210 enviando a paro la estación de venta y distribución de GNC.

Servicios Auxiliares

Paquete de aire de planta e instrumentos (PA-2500) (D-PROY-MEXITERM-A-317)

El sistema de aire de planta e instrumentos consiste en un Paquete Compresor de Aire (PA-2500), a ser ubicado en el área de almacenamiento. Este alimentará de aire deshidratado a los cabezales de aire de instrumentos para su distribución a las plataformas a válvulas SDV's ubicadas en área de esferas TE-2001/2002/2003/2004/2005/2006/2007/2008, estación de llenado de GNV y área de carga de GNC a tráileres. El aire de planta será distribuido en estaciones para servicio en área de esferas de almacenamiento.

En los compresores el aire a condiciones atmosféricas es tomado en el lado de succión a través de un filtro tipo seco para limpieza del aire y una válvula de entrada tipo pistón para restricción parcial o total del flujo de aire. Dentro del compresor en operación, el aire pasa a través de dos etapas de compresión con sus respectivo enfriamiento y filtros para retiro de la humedad. Posteriormente el aire se dirige hacia el tanque pulmón de aire de planta de donde se contará con una línea de salida hacia distribución de este servicio y otra hacia el sistema de secado del aire.

- **Sistema de secado del aire de instrumentos.**

  El principio de operación del secador es adsorción. El principio de adsorción de humedad es moléculas de agua atraídas a un a un material sólido higroscópico (desecante). Este proceso es reversible y después de la fase de regeneración, el desecante puede ser reusado para secado.

  Para el secado de aire comprimido el flujo de aire es direccionado a través de un conteniendo el desecante y puesto intensivamente en contacto con el desecante. El descante remueve la humedad del aire comprimido y la almacena en una estructura interna. Con una carga húmeda continua del desecante el comportamiento del secador es reducida hasta que el descante se satura con humedad. El desecante saturado, entonces requiere regeneración,

por lo que la humedad almacenada en la estructura interna del desecante es removida de nuevo. El desecante puede entonces ser reusado para secar. La operación continua de un secador de adsorción requiere de dos torres que son operadas de manera alternada. Una torre es usada para secar el aire comprimido (adsorción). En la otra torre la fase de regeneración es llevada a cabo. Los intervalos de cambio entre la adsorción y regeneración son de 6 h ó más. El tiempo máximo de regeneración es de aproximadamente 5 minutos.

- **Etapa de adsorción**

  Duración aproximada de 3 minutos para un máximo de 2 horas.

  La humedad en el aire comprimido es suministrada desde una fuente de aire comprimido (por ejemplo, compresor) a través de un pre-filtro a una entrada de aire comprimido del secador. La válvula principal (V1/V2), envía el aire comprimido hacia la torre la cual se encuentra en modo adsorción. En la parte baja de la torre, el aire comprimido es desacelerado y distribuido sobre la sección transversal del recipiente. El aire comprimido pasa a través de los platos de tamiz y fluye lentamente a través de la cama de desecantes. El aire comprimido sale del recipiente y pasa a través del filtro y pasa a través de una válvula check para salir.

  El sensor de punto de rocío (opcional) verifica el comportamiento del aire seco comprimido en la salida.

  Durante este tiempo, la segunda torre permanece en modo stand by y espera por su operación.

  La fase de adsorción es completada y la torre es alternada cuando:

  - El modo ciclo "Cycle mode – fix" ha sido preseleccionado y un tiempo de 5 minutos ha expirado.
  - El modo ciclo "Cycle mode – var" ha sido preseleccionado y una medición (opcional) del punto de rocío ha alcanzado el valor límite seleccionado. La duración máxima permisible del tiempo de adsorción es gradualmente incrementada tanto como el punto de rocío permanezca en un valor aceptable. La alternancia de las torres es llevada a cabo obligatoriamente por lo menos después de 2 horas.

  Para la alternación de las torres, la válvula principal (V1 ó V2) es cerrada de la torre 1 ó 2 y abierta para la torre 2 ó 1. El flujo de aire comprimido es direccionado entonces de una a otra torre. Un flujo libre es asegurado todo el tiempo hasta en la alternancia de torres. Como resultado, la tarea de secado por el paquete es realizada sin interrupción.

- **Etapa de regeneración**

  Duración aproximada de 5 minutos.

Después de que la torre húmeda ha completado la fase de adsorción y el PLC pasa la tarea a la segunda torre, la primera torre opera hacia la fase de regeneración.

La regeneración es dividida en las siguientes en las siguientes etapas.

- Expansión: Duración aproximada de segundos. Después de que la torre es alternada, la válvula de expansión (V5 ó V6) es abierta y la humedad de la torre, despresurizada. Vía el silenciador (S1 ó S2) el flujo de aire comprimido sale. La siguiente etapa inicia después de que la presión de la torre alcanza la presión atmosférica.
- Purgado: duración aproximada de 4 minutos. Cuando cae la presión de la torre, aire seco (gas regenerado) fluye de la torre en adsorción hacia la torre en regeneración. El gas seco y la regeneración presurizada es distribuida a través de la sección transversal y conducida a través del desecante. El aire de regeneración seco vaporiza el agua almacenada, junto con el flujo de aire de regeneración, es conducido hacia la válvula V5 ó V6 a la salida de regeneración. El gas húmedo de regeneración es conducido hacia la expansión a través del silenciador S1 ó S2 para su salida.
- Presurización: duración aproximada de 1 minuto. La fase de presurización asegura que las dos torres tengan la misma presión para permitir la alternancia de estas. La válvula de regeneración de aire V5 ó V6 es cerrada y el aire comprimido seco continua su flujo a través del orificio (RO) dentro de la torre, gradualmente la presión se va igualando en ambas torres. La siguiente fase llega cuando la presión en ambos recipientes es la misma. Después de que el tiempo preajustado de 1 minuto ha expirado, la fase de la presurización termina e inicia la siguiente etapa.
- Stand by (modo en espera): duración aproximada de 0 minutos a máximo 2 horas. La regeneración de la torre esta completada y la torre esta inmediatamente lista para operar. Durante esta fase, ambas torres permanecen conectadas por el orificio RO. Entonces la presión en ambas torres permanece igual durante toda la fase de espera.

El aire seco es dirigido al tanque acumulador de aire de instrumentos FA-2501, del cual sale una línea de 2" DN para alimentar un anillo principal del cual se deriva el suministro hacia los diferentes usuarios. En este tanque acumulador se cuenta con un transmisor indicador de presión, el cual tiene las funciones de monitorear la presión de salida del recipiente y además de enviar la señal para realizar de uno o los dos compresores cuando una presión 7 kg/cm^2 es alcanzada en esta sección del sistema.

Sistema de almacenamiento y distribución de diésel (D-PROY-MEXITERM-A-319).

El diésel recibido a través de carros tanque, es almacenado en el tanque de diésel FB-3450. El trasvase es realizado a través de la línea 4"-DF-3450-T-A05TPER, la cual contiene una conexión para manguera y un filtro con PDI. El diésel sucio es alimentado desde el tanque de almacenamiento FB-3803 al paquete de centrifugado. En la línea de transferencia se encuentran localizadas válvulas manuales de bloqueo, bombas tipo tornillo accionadas por motor eléctrico y prefiltros.

Las bombas GA-3450/R (una en operación y una en respaldo), succionan el diésel desde el tanque FB-3450 y lo transfieren hacia las centrifugadoras GF-3400/R (una en operación y una en respaldo). Estas bombas están provistas de una válvula de seguridad PSV-3450A/B, válvula check y válvulas

para bloqueo manual en su línea de descarga en donde para un monitoreo local de la presión de descarga, se puede realizar un monitoreo local de la presión a través de los PI-3450A/B.

El paquete de centrifugado de diésel estará provisto de dos centrifugadoras GF-3400/R, de operación intermitente. Se inicia el ciclo de centrifugado con las válvulas manuales de entrada/salida de la centrifugadora alineada para operación. En la base de cada centrifugadora se tiene un interruptor de vibraciones VSH, con señal de alarma en el tablero local, en caso de un corte por alta vibración. La descarga del diésel centrifugado se efectúa por medio de una bomba acoplada directamente al cárter de la centrifugadora, accionada por motor eléctrico. El agua de la centrifugadora es recolectada en el tanque FB-3451, el cual cuenta con el transmisor indicador de nivel LIT-3451, con alarmas y el interruptor LSH para mandar a parar la centrifugadora por muy alto nivel en el recipiente. El agua y lodos separados durante el tiempo de purificación de las centrifugadoras deberán ser descargados hacia tambores para su disposición final.

A la salida del centrifugado se contará con un analizador de cantidad de agua en aceite (diésel). Este instrumento monitorea la calidad del diésel centrifugado y en caso de no cumplirse con la calidad requerida, manda a paro la centrifugadora para que el operador haga el cambio al equipo de relevo y se revise el problema. El diésel limpio centrifugado, es almacenado en el tanque de diésel limpio FB-3452.

El arranque automático de la centrifugadora alineada por el operador será realizado por el interruptor de bajo nivel LSL-3452 localizado en el tanque de diésel limpio FB-3452. El paro automático de la centrifugadora será realizado cuando se alcance un alto nivel en el tanque y se llegue al valor de ajuste del LSH-3452. También puede darse un paro de la centrifugadora por alto nivel en el tanque FB-3451 o bajo nivel en el tanque de diésel sucio FB-3450, al descender el nivel de diésel y alcanzarse el punto de ajuste del LSL-3450.

Para la distribución del diésel limpio, se contará con el paquete PA-3451, el cual estará equipado con dos bombas GA-3451/R para direccionar el diésel limpio al tanque de día de las bombas de agua contraincendio y motogenerador. Para iniciar la operación de llenado de los tanques de día, se alinean las válvulas manuales de una de las bombas. Se realiza el arranque ya se local o de manera remota desde el SDMC. La bomba iniciara la operación siempre y cuando el nivel del tanque FB3452 no se encuentre en un valor por debajo del punto de ajuste del LSH. En dado caso el equipo no arrancara. Y de estar en operación y alcanzarse este valor, el equipo será parado como medida de protección.

Sistema de agua potable y de servicios (D-PROY-MEXITERM-A-320)

El sistema de agua de servicios estará ubicado en el área de almacenamiento. El sistema será alimentado a través de un pozo profundo. Para lo cual se contará con la bomba de pozo GA-2320. Se realizará inyección de químico para un pretratamiento del agua, posteriormente el flujo se hará pasar a través de los filtros gruesos FG-2320A/B para la retención de partículas mayores a 1000 µ. La descarga a través de una línea de 3" DN, será enviada hacia el tanque de agua de servicio FB-2320. El agua de servicio será distribuida en las esferas de almacenamiento a través de estaciones en sitio.

Para sistema de agua potable a ubicarse en el área de llenado de tráileres, una derivación en línea de 2" DN del agua de servicio, es enviada desde almacenamiento. La transferencia del agua será realizada a través de las bombas centrífugas GA-2351/R, la descarga será hecha pasar a través de los filtros finos FG-2350A/B, los cuales serán capaces de retener partículas mayores a 15 µ. Previo a la entrada de las bombas centrífugas y dependiendo de los análisis del agua obtenida de pozo, podrá ser realizada la inyección de algún químico adicional para cumplir con la calidad del agua potable. Posterior a los filtros finos, el agua pasará al tanque de agua potable FB-2350, donde permanecerá almacenada para su uso y distribución a usuarios a través de los paquetes hidroneumáticos PA-2351/2352.

Sistema de tratamiento de aguas residuales (D-PROY-MEXITERM-A-321)

La línea 2"-AR- 3601-T-A05TPER proveniente de la fosa séptica local llevarán el agua residual a la plata de tratamiento de aguas residuales PA-3600 mediante gravedad o bombeo (por proveedor del paquete), según sea requerido para la operación.

Se tendrán puntos de muestreo y medición a la entrada y salida del paquete con la finalidad de monitorear la calidad del agua tratada. La medición será llevada a cabo por medidores de tipo magnético FE-3600 y FE-3601.

El proceso para llevar a cabo por la planta estará dividido en tres segmentos principales:

- ✓ **Tanque de aireación FB-3600**

Este recipiente se alimentará con aguas residuales sin tratar que será estimulada para separar los sedimentos en pequeñas partículas. La ventaja de hacer esto es que aumenta el área efectiva y una gran cantidad de bacterias pueden atacar simultáneamente para descomponer las aguas residuales.En esta cámara, aire producido por el soplador BS-3600 se fuerza a través de difusores hacia las cámaras de aireación. La presión del flujo de aire también juega un papel importante en la descomposición de las aguas residuales. Si la presión se mantiene alta, la mezcla de aire y aguas residuales no se producirá correctamente y se escapará sin realizar ningún trabajo necesario para la descomposición. Es por esta razón; que la presión de flujo de aire podrá ser ajustada mediante válvulas de aire ayudando a la mezcla y descomposición adecuadas por la agitación causada a través de las burbujas de aire. Generalmente, la presión se mantendrá alrededor de 0.3-0.4 kg/cm^2.

El nivel del tanque podrá ser monitoreado mediante el vidrio de nivel LG-3600. El soplador BS-3600 contará con botonera manual en el panel local del Paquete. El tanque de aireación FB-3600 contará también con un filtro de malla cerca de la entrada de aguas residuales para eliminar objetos no deseados y pudieran deformar el proceso.

- ✓ **Tanque de sedimentación FB-3601**

La mezcla de líquido y lodo se pasará al tanque de sedimentación desde el tanque de aireación FB-3600. En el tanque de sedimentación, el lodo se deposita en el fondo y el líquido clarificado en la parte superior. No se debe permitir que el lodo presente en el fondo se mantenga dentro del tanque

de sedimentación ya que esto conducirá al crecimiento de bacterias anaeróbicas y se producirán gases fétidos. El lodo formado será enviado de regreso al tanque de aireación mediante elevación de aire para seguir ayudando a la descomposición de las aguas residuales. La acumulación excesiva de lodo será eliminada del proceso y enviada a tambores con frecuencia para mantener un buen equilibrio biológico en el sistema de tratamiento de aguas residuales.

- ✓ **Tanque de desinfección FB-3602**

A esta cámara pasa el agua clarificada producida por tanque de sedimentación FB-3601 para ser tratada con un agente desinfectante como es el hipoclorito de sodio (NaClO). Esto se hace principalmente debido a la presencia de las bacterias coliformes en el agua tales como la *Escherichia Coli*. Para reducir estas bacterias a un nivel aceptable, el agua se expondrá al proceso de desinfección durante un período de al menos 60 minutos. El agua tratada se descargará a la cisterna de agua tratada FB-3603 a través de la línea 2"-AT-3610-T-A01TPER por acción de la bomba GA3600, la cual contará con su botonera en el panel local del paquete. El nivel del tanque FB-3602 podrá ser monitoreado mediante el vidrio de nivel LG-3601 y se tendrá control para parar de manera automática la operación de la bomba GA-3600 mediante un transmisor por bajo nivel LS-3601.

El agua contenida en la cisterna FB-3603 será transportada a través de la línea 2"-AT-3611-TA01TPER por la bomba GA-3601 para ser suministrada a contenedores fijos o pipas para actividades de riego de áreas verdes y/o lavado de autos y calles. El agua tratada deberá cumplir con lo escrito en la NOM-003-ECOL-1997 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se reúsen en servicio al público.

La planta de tratamiento de aguas residuales PA-3600 será capaz de operar en forma continua e intermitente y procesar las aguas residuales generadas en todas las instalaciones a temperatura ambiente y presión atmosférica.

Precauciones para el funcionamiento eficiente de la PTAR PA-3600

- El soplador BS-3600 deberá funcionar continuamente, para ayudar a que los microorganismos se sostengan y crezcan.
- Nunca se debe apagar el soplador durante el proceso ya que esto provocaría la muerte de los microorganismos, lo que a su vez reducirá su eficiencia de clarificación y llevaría un tiempo prolongado para que los microorganismos vuelvan a crecer.
- Nunca arroje sustancias extrañas como colillas de cigarrillos, papel, trapos, etc. en los inodoros, ya que pueden obstruir la tubería y obstaculizar el funcionamiento de la PTAR.
- El papel higiénico utilizado debe estar libre de componentes de vinilo, ya que afecta el crecimiento de bacterias.
- Nunca se deben usar productos químicos o detergentes no autorizados para limpiar el inodoro.
- El pH de las muestras de efluente debe estar en el rango de 6 a 8.5.

Sistemas de venteo (D-PROY-MEXITERM-A-318)

Los sistemas de venteo atmosférico están diseñados para operar a presión Atmosférico. No hay dispositivos de control o instrumentos asociados con el sistema. En la estación de almacenamiento, se contará con un sistema de venteo para recolectar el gas natural venteado desde los dispositivos de seguridad como PSV o por despresurización de esferas de almacenamiento. El cabezal colector será de 8" DN y finalizará con un tubo de venteo con arrestador de flama ubicado en la estación de recibo, medición, compresión de GN, con identificación VS-6200-01. Para el paquete de secado y los compresores de GNC a ubicarse en la estación de venta de GNV, se contará con un cabezal colector de venteo de 3" DN, el tubo de venteo con el arrestador de flama, serán colocados en el área de llenado a tráileres.

En el **Anexo A** se incluye la información de ingeniería actualizada (con las recomendaciones resultantes aplicadas). En el **Anexo B** se presentan los DTI´s, incluyendo los nodos que se analizaron.

3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

La descripción del entorno se presenta en la MIA-R de la que es parte integral este ARSH.

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

4.1. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO

4.1.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

Como parte de esta primera etapa (Análisis Preliminar de Riesgos), se realizaron las siguientes actividades:

a) Recopilación de información.
b) Aplicación de Lista de Verificación en base a API-RP-14C (octava edición, febrero 2017).
c) Seguimiento a recomendaciones de análisis de riesgos previos.

Como su nombre lo indica, el objetivo es identificar de manera preliminar los posibles riesgos a evaluar, mediante la aplicación de técnicas de identificación sencillas como lo son las listas de verificación.

Metodologías aplicadas para el desarrollo del análisis preliminar de riesgo
Listas de Verificación (Check List)

Deben ser elaboradas a partir de códigos, regulaciones y estándares aplicables y deben ser aprobadas por el personal designado de la instalación, antes de ser aplicadas. El alcance debe cubrir factores humanos, sistemas e instalaciones. Deben ser tan extensas como sea necesario para satisfacer la situación específica que se analiza. Debe ser aplicada de forma que permita identificar y evaluar los problemas que requieren mayor atención. Para este análisis de riesgo integral, se empleó la lista de verificación de la práctica recomendada API-RP-14C:2017.

Práctica Recomendada API-RP-14C:2017

Por muchos años la industria del petróleo ha preparado documentos representativos que combinaran la experiencia y el conocimiento teórico de varias fases de producción de aceite y gas.

La práctica recomendada API-RP-14C:2017 (Analysis, Design, Installation, and Testing of Safety Systems for Offshore Production Facilities) proporciona recomendaciones para el diseño, instalación y pruebas básicas para la operación del equipo superficial de un sistema de producción en una plataforma.

Esta práctica recomendada presenta una sistematización de prácticas comprobadas para proporcionar un sistema de seguridad para las instalaciones de producción costa afuera. La aplicación adecuada de estas prácticas, junto con un buen diseño, análisis de peligros, mantenimiento y operación de toda la instalación de producción, debe proporcionar una instalación operacionalmente segura. El título de este documento ha sido modificado para incluir instalaciones tanto fijas como flotantes. La Octava Edición de este documento se actualiza para incluir los cambios en la tecnología de sistemas de seguridad y proporciona una guía adicional para los sistemas de seguridad de las instalaciones a medida que se han vuelto más grandes, más complejos y se han trasladado a aguas más profundas. Los requisitos adicionales incluyen un énfasis extenso en la realización de análisis de peligros debido a mayores tasas de flujo, presiones, temperaturas y profundidad del agua.

Esta práctica recomendada presenta disposiciones para diseñar, instalar y probar sistemas de seguridad de procesos y sistemas de soporte de emergencia no marítimos (ESS) en una instalación de producción costa afuera. Se discuten los conceptos básicos de un sistema de seguridad de las instalaciones y se describen los métodos y requisitos de protección del sistema.

La realización de la inspección según la API-RP-14C, supone la aplicación de todos los apartados que constituyen la API, como Safety Analysis Checklist (SAC), Safety Analysis Flow Diagram (SAFD), Safety Analysis Table (SAT) y Safety Analysis Function Evaluation Chart (SAFEC), tal y como se indica en los anexos de dicha norma.

API-RP-14C recomienda los elementos mínimos de protección que deben estar presentes en la instalación de un equipo o sistema, la forma en que suele abordar la verificación es la siguiente:

- ✓ Presentación de un esquema típico del equipo a analizar (SAFD), así como una tabla donde se señalarán los dispositivos de protección recomendados y existentes (SAT).
- ✓ Indicación de la presencia o no de dicho elemento de protección y análisis de las justificaciones de la eliminación de cualquiera de dichos elementos (SAC).
- ✓ Integración de una única tabla de todos los elementos y sus interacciones (SAFEC).
- ✓ Establecimiento de comentarios / recomendaciones de cada dispositivo.

En nuestro caso, se aplicó la lista de verificación (Safety Analysis Checklist, SAC) para el Proyecto.

Los elementos principales analizados son:

Tabla 24. Elementos analizados.

SAC PROCESO	
A1 Segmentos de línea de flujo (Flow Line Segment)	
A1.1	NA
A2 Líneas de inyección al pozo (wellhead injection lines)	
A2.1	NA
A3 Cabezales (headers)	
A3.1	Cabezal de GN hacia sistema de compresión
A3.2	Cabezal de GN hacia sistema de almacenamiento y expendio
A3.3	Cabezal de GNC hacia expendio
A4 Recipientes a presión (pressure vessels)	
A4.1	Depurador de gas para instrumentos FA-2200
A4.2	Separador bifásico V-100 (por cada paquete de compresión)
A4.3	Filtro horizontal V-200 (por cada paquete de compresión)
A4.4	Vaso separador de salida V-300 (por cada paquete de compresión)
A4.5	Filtro coalescente de salida F-3100-02
A4.6	Tanque de odorizante
A4.7	Esfera de almacenamiento TE-2001/2002/2003/2004/2005/2006/2007/2008
A4.8	Torres de secado de GN PA-3250
A5 Recipientes atmosféricos (atmospheric vessels)	
A5.1	NA
A6 Calentadores (Fired and Exhaust Heated Components)	
A6.1	NA
A7 Bombas (pumps)	

SAC PROCESO	
A7.1	NA
A8 Compresores (compressors)	
A8.1	Compresores C-3210-01 al C-3210-05
A8.2	Compresores GB-3250/3260/3270/3280
A9 Ductos (pipelines)	
A9.1	Gasoducto de 24" x 39 km
A9.2	Gasoducto de 24" x 0.2 km
A10 Intercambiadores de calor (heat exchangers)	
A10.1	NA

En el Anexo C se integran las listas de verificación.

4.1.2. ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES

Se realizó una búsqueda de accidentes e incidentes en gasoductos, consultando dos fuentes:

- ✓ U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)
- ✓ Búsqueda por internet

Se realizó una búsqueda en la base de datos de PHMSA, eligiendo incidentes en gasoductos en un período de los últimos 20 años para un análisis general, y de los últimos 5 años para un análisis más específico. Donde: PHMSA Incidentes de ductos de 2001 al2020, Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: Transmisión de gas, Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna).

Tabla 25. Incidentes en gasoductos, período 2001-2020.

Año civil	Número	Fatalidades	Lesiones	Costo total reportado (dlls)
2001	75	2	5	13,731,347
2002	73	1	4	25,369,331
2003	93	1	8	48,815,101
2004	103	0	2	35,759,907
2005	160	0	5	298,074,982
2006	130	3	3	41,118,273
2007	110	2	7	61,625,942
2008	122	0	5	256,011,440
2009	105	0	11	55,911,891
2010	107	10	61	594,031,047
2011	118	0	1	123,710,870
2012	104	0	7	55,860,855
2013	106	0	2	51,044,739

Año civil	Número	Fatalidades	Lesiones	Costo total reportado (dlls)
2014	133	1	1	55,567,727
2015	144	6	16	59,839,826
2016	94	3	3	106,887,884
2017	107	3	3	79,617,650
2018	111	1	5	59,921,779
2019	120	1	8	100,506,246
2020	118	2	1	52,705,195
Gran Total	2,233	36	158	2,176,112,032

Tabla 26. PHMSA Incidentes de ductos: Promedio de varios años (2001-2020).

Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: TRANSMISIÓN DE GAS Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna)									
	Recuento de incidentes		Fatalidades		Lesiones		Costo total		2021 hasta la fecha
Promedio de 3 años - (2018-2020)	116	Promedio de 3 años	1	Promedio de 3 años	5	Promedio de 3 años	$71,044,407	Incidentes	23
Promedio de 5 años - (2016-2020)	110	Promedio de 5 años	2	Promedio de 5 años	4	Promedio de 5 años	$79,927,751	Fatalidades	0
Promedio de 10 años - (2011-2020)	116	Promedio de 10 años	2	Promedio de 10 años	5	Promedio de 10 años	$74,566,277	Lesiones	1
Promedio de 20 años - (2001-2020)	112	Promedio de 20 años	2	Promedio de 20 años	8	Promedio de 20 años	$108,805,602	Costo total	$6,517,763

Figura 9. PHMSA Incidentes de ductos: Count (2001-2020)

Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: TRANSMISIÓN DE GAS Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna)

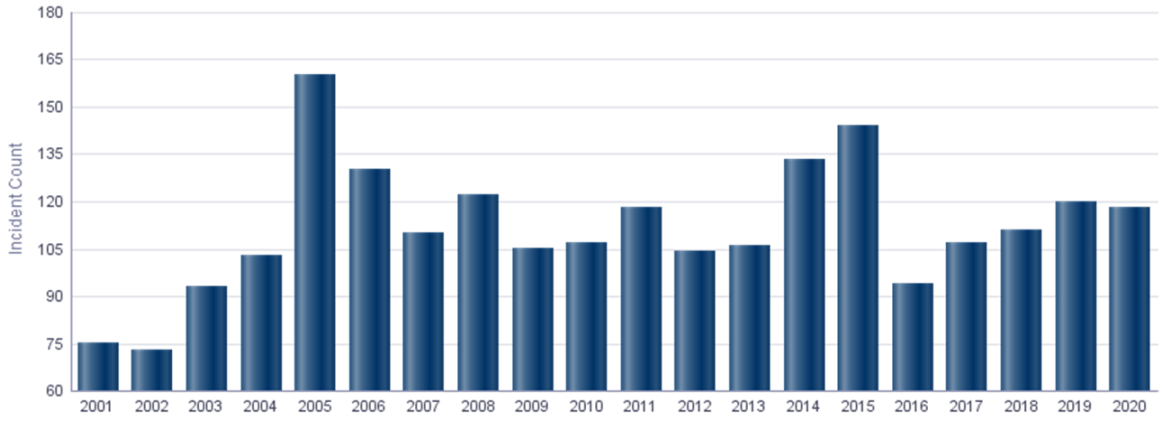


Figura 10. PHMSA Incidentes de oleoductos: Fatalidades (2001-2020)

Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: TRANSMISIÓN DE GAS Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna)

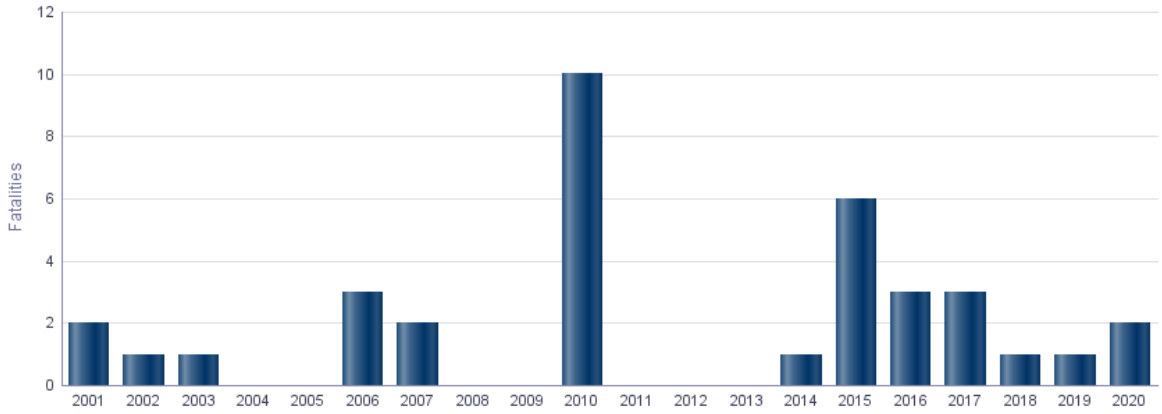


Figura 11. PHMSA Incidentes de oleoductos: Lesiones (2001-2020)

Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: TRANSMISIÓN DE GAS Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna)

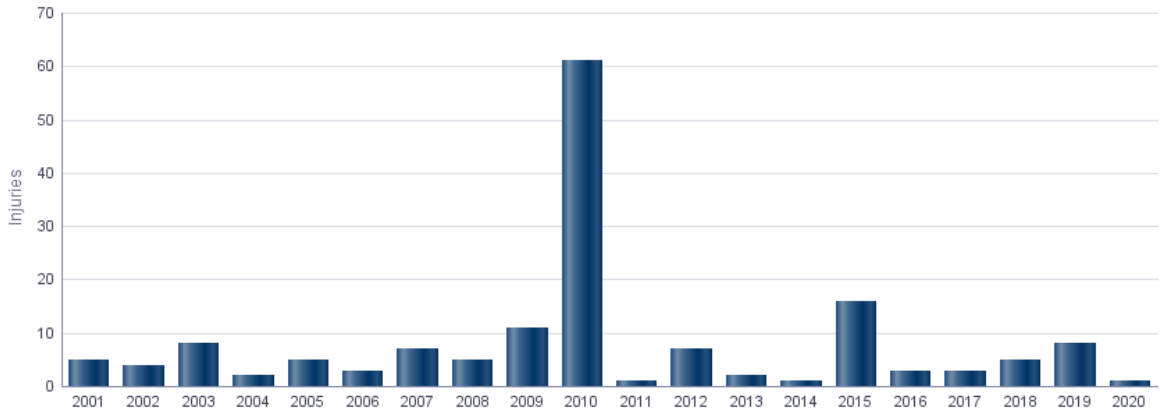
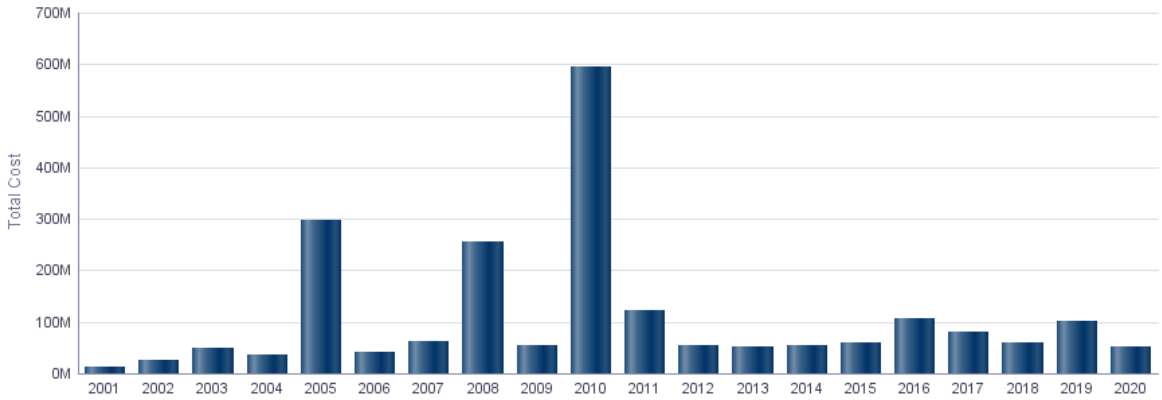


Figura 12. PHMSA Incidentes de oleoductos: Total de costos (2001-2020)

Tipo de incidente: Todos los reportados Tipo de sistema: TRANSMISIÓN DE GAS Estado: (Todos los valores de columna) Bandera costa afuera: (Todos los valores de columna)



De manera específica, se analizaron los incidentes (y sus causas) de los últimos 5 años. Los resultados son:

Tabla 27. Resumen de incidentes en gasoductos por causa, período 2016-2020.

Causa reportada del incidente	Suma de % general 2016-2020	Suma de Muerte 2016-2020	Suma de Lesiones 2016-2020
Corrosión	14.0	0	1
Daño por excavación	11.3	3	2
Daño por fuerza natural	6.5	0	2
Fallo de material/Soldadura/Equipo	51.5	2	2
Funcionamiento incorrecto	7.8	2	1
Otros daños por fuerza exterior	5.5	2	6
Todas las otras causas	3.5	1	6
Total general	**100**	**10**	**20**

Como se puede observar, la falla del material, falla de soldadura y/o falla de equipo es la causa que se presenta en mayor porcentaje (51.5%); seguida de corrosión (14.0%); daños por excavación (11.3%); funcionamiento incorrecto (7.8%); daños por fuerza natural (6.5%); otros daños por fuerza externa (5.5%) y por último otras causas (3.5%). También se puede observar que el daño por excavación es la causa que más muertes originó en este período (3 muertes).

A continuación, se presentan los resultados en forma de gráfica.

Figura 13. Causas de incidentes en gasoductos, 2016-2020

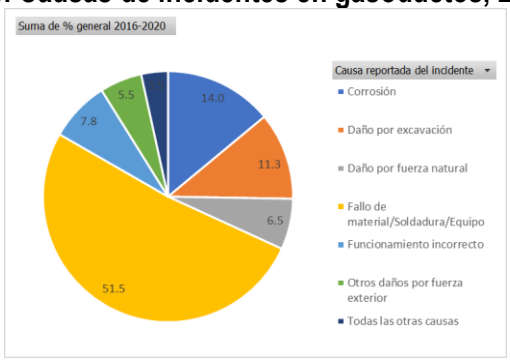


Figura 14. Lesiones por causa de incidentes en gasoductos, 2016-2020

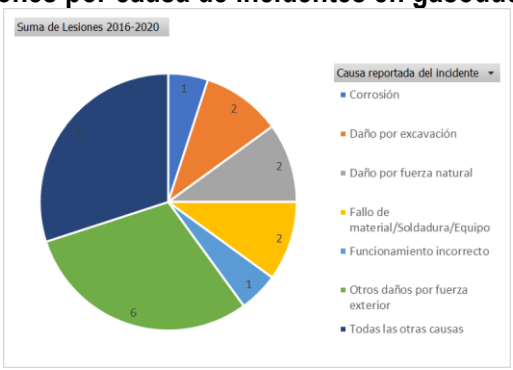
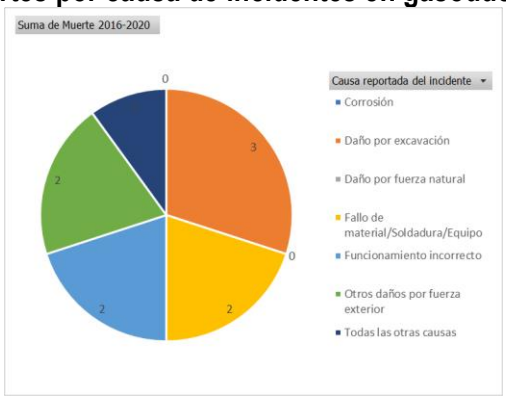


Figura 15. Muertes por causa de incidentes en gasoductos, 2016-2020



Búsqueda por internet

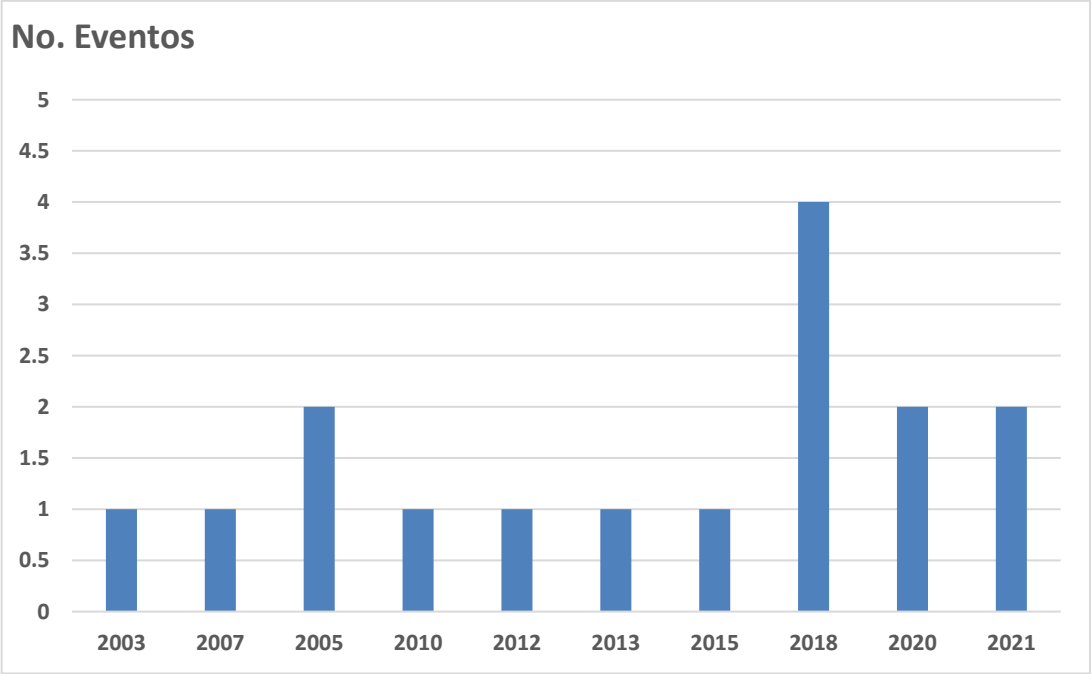
A continuación, se presenta un listado de la información de accidentes e incidentes ocurridos (nacionales e internacionales), durante la operación de proyectos similares.

Tabla 28. Antecedentes de Accidentes e Incidentes.

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa (s) del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención	Fuente consultada
1	2003	México, Nogales Veracruz	PEMEX	Gas natural	Explosión	Mantenimiento preventivo	3 personas fallecidas, 2950 damnificadas, centenar de heridos, y 8 automóviles destrozados.	Se desconoce	https://www.proceso.com.mx/nacional/2003/6/10/familiares-de-victimas-de-explosion-en-veracruz-denuncian-pemex-76870.html
2	2005	México, Tabasco	PEMEX	Gas natural	Explosión	Quema de pastizales cerca de la línea	8 hectáreas de pastizales, evacuaciones masivas.	Se desconoce	https://www.jornada.com.mx/2005/05/04/index.php?section=estados&article=036n1est
3	2005	México, Cunduacán Tabasco.	PEMEX	Gas natural	Explosión	Rotura de línea	2 personas fallecidas, 13 heridas, 800 personas evacuadas, 22 vehículos, 6 casas, ganado, perros, y aves de corral.	Se desconoce	https://www.jornada.com.mx/2005/07/10/index.php?section=estados&article=033n1est
4	2007	México, Salamanca	PEMEX	Gas natural	Explosión	Rotura de línea	3000 personas evacuadas	Se desconoce	https://www.proceso.com.mx/nacional/2003/6/10/familiares-de-victimas-de-explosion-en-veracruz-denuncian-pemex-76870.html
5	2010	California, EUA.	PG&E	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	8 personas fallecidas	Se desconoce	http://www.ntsb.gov/investigations/AccidentReports/Reports/P
6	2012	Kanawha, Virginia Occidental	NiSource In.	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	Se desconocen los daños ocasionados	Se desconoce	https://en.wikipedia.org/wiki/2010_San_Bruno_pipeline_explosion
7	2013	México, Acolmayan	PEMEX	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	4 personas lesionadas, y 800 desalojados.	Se desconoce	https://planamayor.com.mx/incendio-por-ducto-de-pemex-en-acolman-se-apagara-en-48-horas/
8	2015	México	PEMEX	Gas natural	Incendio	Vandalismo	5 personas fallecidas	Se desconoce	https://elpais.com/internacional/2015/08/12/actualidad/1439393773_530614.html
9	2017	Weiden an der March	Bumgarten	Gas natural	Explosión del nodo principal	Se desconocen las causas	Estado de emergencia en suministro de gas	Se desconoce	https://www.dw.com/es/italia-emergencia-por-explosi%C3%B3n-de-gasoducto/a-41760224
10	2018	Ohio, EUA	Enbrige inc.	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	2 personas heridas	Se desconoce	https: /explosion-en-tuberia-de-gas-natural-en-eu-deja-dos-heridos/

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia (s) involucrada (s)	Evento	Causa (s) del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención	Fuente consultada
11	2018	Massachusetts	Columbia gas	Gas natural	Explosiones e incendios	Sobrepresurización	1 fallecido	Se desconoce	https://expansion.mx/mundo/2018/09/13/multiples-explosiones-de-gas-se-registran-en-tres-ciudades-de-massachusetts
12	2018	Perú	TGP	Gas natural	derrame	Fisura	Daño ambiental en río Amazonía	Mantenimiento correctivo	https://www.americatv.com.pe/noticias/actualidad/tgp-reanudo-funcionamiento-gasoducto-reparar-fuga-amazonia-peruana-n310774
13	2018	Dallas, EUA	Atmos Energy	Gas natural	Explosión	Falta de mantenimiento	Más de 2 decenas de viviendas, 9 fallecidos, y 22 personas heridas.		https://www.dallasnews.com/espanol/aldia/dallasfortworth/2018/09/25/texas-por-que-continuan-explotando-tuberias-de-gas-de-atmos-energy/
14	2019	Kentucky	Enbridge	Gas natural	Explosión	Ruptura de gasoducto	1 fallecido, y 9 viviendas	Se desconoce	https://www.courierjournal.com/story/news/local/2019/08/02/kentucky-gas-pipeline-explosion-investigation-could-take-12-18-months/1901141001/
15	2020	México (cerca Samalayuca, Chihuahua)	Cenagas	Gas natural	Explosión	Falta de mantenimiento	Daños a la estructura	Reposición	https://diario.mx/juarez/presumen-falla-tras-explosion-de-ducto-20200916-1709010.html
16	2020	Texas, EUA	Orion Marine Group	Gas natural	Explosión	Impacto con gasoducto sumergido.	Tripulantes fallecidos (no se confirmó cuantos).	Se desconoce	https://www.jornada.com.mx/ultimas/mundo/2020/08/22/recuperan-dos-cuerpos-tras-explosion-de-buque-en-texas-7550.html
17	2021	Rusia, Urales	Gazprom Trangaz Yekaterimburg	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	Falta de suministro de gas.	Se desconoce	https://www.eldiario.es/sociedad/explosion-gasoducto-federal-ruso-sur-urales_1_7243650.html
18	2021	Oklahoma	DCP Midstream	Gas natural	Explosión	Se desconocen las causas	Daños a la estructura	Se desconoce	https://www.usnews.com/news/best-states/oklahoma/articles/2021-02-18/no-one-hurt-in-oklahoma-natural-gas-pipeline-explosion

Figura 16. Relación de eventos por año.



De las causas, la mayor es por causas desconocidas (7), seguido de una ruptura/fisura/sobrepresión de línea (5), mantenimiento (3), por terceros (2) y vandalismo (1).

4.1.3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y DE ESCENARIOS DE RIESGO

Análisis Cualitativo de Riesgo

Uno de los requerimientos imprescindibles del análisis de riesgos, es que se cuente con un grupo multidisciplinario en cada una de las reuniones, ya que la experiencia del personal en cada una de sus especialidades es indispensable y de suma importancia para una correcta identificación y ponderación de peligros. Así como contar con un Líder de Análisis de Riesgos que guíe al grupo en las metodologías.

En el **Anexo D** se presenta el CV del Líder de Análisis de Riesgos, así mismo en el **Anexo E** se presenta el acta constitutiva del grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos (GMAER) así como las minutas de trabajo de las reuniones multidisciplinarias generadas durante el desarrollo de las etapas de identificación de peligros y de análisis y evaluación de riesgos. Cabe mencionar que las reuniones fueron vía zoom, por lo que se acordó presentar las evidencias de las reuniones de zoom ante la imposibilidad de firmar los documentos.

El análisis cualitativo contempla la realización de dos etapas principales:

- Identificación de peligros
- Jerarquización de riesgos

El análisis aplicado para cada uno de los nodos analizados fue considerando la presencia de los elementos mínimos de seguridad recomendados en el API-RP-14C para cada componente en particular, considerando su interacción con el sistema analizado.

Se consideran diversas equivalencias y/o supuestos en los cuales un elemento de seguridad debe de ser instalado puede ser excluido.

Los criterios del API-RP-14C que aplican a los sistemas analizados en este estudio se mencionan a continuación:

A) Cabezales:

Son líneas que reciben la producción de dos o más corrientes y la distribuyen a otros componentes de proceso.

Elementos Mínimos de Seguridad

Presión

Los cabezales deben de contar con un PSH, PSL y una PSV como elementos mínimos de seguridad para el parámetro de presión.

El PSH no será requerido en los siguientes casos:

a. Si cada una de las fuentes que alimentan al cabezal cuentan con un PSH y el punto de disparo de los PSH es menor que la Máxima Presión Permisible de Trabajo (MAWP) del cabezal.
b. Si el cabezal está protegido por un PSH instalado en un componente corriente abajo del cabezal, y este componente no puede ser aislado del cabezal.
c. Si el cabezal es utilizado para un quemador, venteo o servicios atmosférico.

El PSL no será requerido en los siguientes casos:

a. Si cada una de las fuentes que alimentan al cabezal cuentan con un PSL, y no existen elementos de control de presión o restricciones entre el PSL y el cabezal.
b. Si el cabezal es utilizado para un quemador, venteo o servicios atmosférico.

En caso de que el cabezal requiera de la instalación de un PSH y un PSL, la señal de cada elemento de protección deberá cortar todas las corrientes de entrada al cabezal.

Las PSV no serán requeridas en un cabezal en los siguientes casos:

a. El cabezal tiene una MAWP mayor que la máxima presión de disparo por presión de cualquier fuente de entrada al cabezal.
b. La protección de relevo de presión es proporcionada sobre cada fuente de entrada que tenga una presión máxima de disparo menor que la MAWP del cabezal.
c. El cabezal está protegido por una PSV corriente abajo la cual no puede aislarse del mismo.
d. El cabezal es para desfogue, relevo, venteo u otro servicio atmosférico y no tiene válvulas en la tubería de salida.

e. La fuente es un pozo (o pozos) que tiene(n) una presión mayor que la MAWP del cabezal, y está equipada con dos SDV´s (una de las cuales pueden ser la SSV) controladas por PSH´s independientes conectados a controladores y puntos de muestreo separados.
f. Otras fuentes que tengan una presión mayor que la MAWP del cabezal están protegidas por PSV´s.

B) Recipientes a Presión:

Son recipientes que manejan hidrocarburos a presión para su separación en gas-liquido, deshidratación, almacenamiento y estabilización.

Elementos Mínimos de Seguridad

Presión

Los recipientes a presión que reciban fluidos de pozos o de cualquier otra fuente que puedan sobre presionarlos, deben de estar protegidos con un PSH, PSL y una PSV como elementos mínimos de seguridad de los recipientes.

Un recipiente que reciba fluidos de pozos debe de estar siempre protegido por un PSH.

El PSH no se requerirá en los siguientes casos:

a. Si existe un PSH en otro componente de proceso que sense la presión de recipiente y que corte su fuente de alimentación, y además que el PSH no pueda ser aislado del recipiente.
b. El recipiente es un separador final (recuperador de condensados) en un sistema de desfogue, sistema de alivio o de venteo y está diseñado para resistir la máxima contrapresión generada.
c. El recipiente opera a presión atmosférica y tiene un adecuado sistema de venteo.

Un recipiente a presión debe de contar con un PSL para cortar la fuente de entrada cuando una fuga es suficientemente grande y provoque una caída de presión.

El PSL no se requerirá en los siguientes casos:

a. La mínima presión de operación es la presión atmosférica cuando está en servicio.
b. Cada fuente está protegida por un PSL y no existen elementos de control de presión o restricciones entre los PSL´s y el recipiente.
c. El recipiente es un depurador o trampa pequeña, no es un componente de proceso y la protección adecuada es proporcionada por un PSL corriente abajo o la función de diseño (p. ej. el recipiente es un separador de gas para sistema de seguridad neumática o un separador final para un sistema de desfogue, sistema de alivio o venteo).

d. La salida del gas está conectada por una tubería de tamaño adecuado sin válvulas de bloqueo o de regulación a un equipo corriente abajo protegido por un PSL el cual también protege al recipiente corriente arriba.

La PSV no se requerirá en los siguientes casos:

a. Cada fuente está protegida por una PSV ajustada a una presión no mayor a la máxima presión permisible de trabajo (MAWP) del recipiente y está instalada una PSV sobre el recipiente diseñada por exposición a fuego y expansión térmica.
b. Cada fuente está protegida por una PSV ajustada a una presión no mayor que la MAWP del recipiente, del cual al menos una PSV no puede aislarse del recipiente.
c. Las PSV´s localizadas en equipos corriente abajo pueden satisfacer los requerimientos de relevo del recipiente y no pueden aislarse del mismo.
d. El recipiente es un separador final en un sistema de desfogue, relevo o sistema de venteo y está diseñado para resistir la máxima contrapresión, y no tiene restricciones internas y/o externas, tales como extractores de niebla, válvulas de contrapresión o arrestadores de flama.
e. El recipiente es un separador final en un sistema de desfogue, relevo o sistema de venteo y está diseñado para resistir la máxima contrapresión, y está equipado con un disco de ruptura o cabeza de seguridad (PSE) para derivar cualquier restricción interna y/o externa, tales como extractores de niebla, válvulas de contrapresión o arrestadores de flama.

Nivel

Los recipientes requieren de un LSH que corten el suministro en caso de un sobreflujo en la línea de alimentación.

El LSH no se requerirá en los siguientes casos:

a. El equipo corriente abajo de la salida de gas es un sistema de desfogue o sistema de venteo y puede manejar de manera segura la máxima cantidad de líquido arrastrado.
b. La función del recipiente no requiere manejar fases de fluidos separadas.
c. El recipiente es una trampa pequeña desde la cual los líquidos son manualmente drenados.

Los recipientes deben de estar protegidas contra un engasamiento mediante un LSL que corte el suministro o cierre la salida de líquidos.

Debe de colocarse un LSL que corte el suministro de combustible en recipientes sujetos a temperatura y si el elemento de calentamiento está inmerso.

El LSL no se requerirá en los siguientes casos:

a. Si el nivel del líquido no se mantiene en el recipiente durante la operación normal.
b. El equipo corriente abajo de la(s) salida(s) de líquido puede manejar de manera segura los máximos flujos de gas que puedan descargarse a través de las salidas de líquido.
c. En recipientes que no estén diseñados para la separación gas-líquido o donde se drenen los líquidos manualmente.

Temperatura

Los recipientes que estén sujetos a una fuente de calor deberán contar con un TSH como elementos mínimos de seguridad.

Flujo

Una válvula de retención (FSV) debe de ser instalada en cada línea de descarga de gas y líquido, si existe la posibilidad de que volúmenes significantes de fluido se regresen (contraflujo) en caso de una fuga o ruptura corriente abajo.

La FSV no se requerirá en los siguientes casos:

a. El máximo volumen de hidrocarburos que podría regresar desde un equipo corriente abajo es no significante.
b. Existe un elemento de control en la línea que minimiza efectivamente el flujo inverso.

C) Recipientes atmosféricos:

Son recipientes que se utilizan para procesar y almacenar temporalmente hidrocarburos líquidos.

Elementos Mínimos de Seguridad

Presión

Los recipientes atmosféricos deben de estar protegidos con un adecuado sistema de venteo como elementos mínimos de seguridad, el venteo debe de contar con un arrestador de flama para evitar que una flama entre al recipiente.

Una válvula de seguridad (PSV) o un segundo venteo debe de ser instalado en caso de que el primer venteo este obstruido o falle.

La PSV no se requerirá en los siguientes casos:

a. El recipiente tiene un segundo venteo capaz de manejar el máximo volumen de gas.

b. El componente es un recipiente a presión que no se puede colapsar, el cual opera en servicio atmosférico y está equipado con un venteo adecuadamente dimensionado.
c. El recipiente no tiene fuentes de presión (excepto gas de barrido y/o drenajes manuales) y está equipado con un venteo adecuadamente dimensionado.

Nivel

Se debe de contar con un LSH para cortar el suministro en caso de un sobreflujo en el recipiente.

No se requerirá de un LSH en los siguientes casos:

a. Las operaciones de llenado es una actividad supervisada continuamente.
b. El sobreflujo es desviado o contenido a otros componentes de proceso.

Un recipiente debe de contar con un LSL para cerrar la fuente de entrada en caso de fuga.

No se requerirá de un LSL en los siguientes casos:

a. El recipiente cuenta con un sistema adecuado de contención.
b. El nivel del líquido no es mantenido automáticamente en el recipiente, y el recipiente no tiene un elemento de calentamiento inmerso sujeto a temperatura excesiva.
c. El componente es un recipiente final de un sistema de contención diseñado para colectar y direccionar hidrocarburos líquidos a un lugar seguro.

Temperatura

Los recipientes que estén sujetos a una fuente de calor deberán contar con un TSH como elementos mínimos de seguridad, este sensor mandará suspender la fuente de calor.

D) Bombas:

Son los equipos que transfieren los líquidos de proceso a través de las tuberías que salen de la instalación.

Elementos Mínimos de Seguridad

Presión
Sensores PSH y PSL deben de ser instalados en las líneas de descarga de bombas que manejen hidrocarburos, para cortar la fuente de alimentación y mandar parar la bomba.

El PSH no se requerirá en los siguientes casos:
a. La máxima presión de descarga de la bomba no excede el 70% de MAWP de la tubería de descarga.
b. La bomba es operada manualmente y supervisada continuamente.
c. Es una bomba que maneja pequeños volúmenes, p. ej.: de inyección de químicos.

d. La bomba descarga a un recipiente atmosférico.
e. La bomba es una bomba para glicol, impulsada por glicol.

El PSL no se requerirá en los siguientes casos:

a. La bomba es operada manualmente y supervisada continuamente.
b. Cuenta con un sistema adecuado de contención.
c. Es una bomba que maneja pequeños volúmenes, p. ej.: de inyección de químicos.
d. La bomba descarga a un recipiente atmosférico.

Una PSV debe de ser instalada en las líneas de descarga de bombas que manejen hidrocarburos.

La PSV no se requerirá en los siguientes casos:

a. La bomba es del tipo de energía cinética (bomba centrífuga) y es incapaz de generar una presión mayor que la MAWP de la tubería de descarga.

Una PSV debe de ser instalada en las líneas de descarga de bombas que no manejen hidrocarburos.

La PSV no se requerirá en los siguientes casos:

a. La máxima presión de descarga de la bomba es menor que la MAWP de la tubería de descarga.
b. La bomba tiene capacidad de alivio de presión interna.
c. La bomba es para glicol, movida por una corriente de glicol y la tubería de descarga de baja presión, de glicol húmedo, está dimensionada por encima de la máxima presión de descarga de la bomba.
d. La bomba es para glicol movida por una corriente de glicol, y la tubería de descarga de glicol húmedo a baja presión está protegida por una PSV en un componente corriente abajo el cual no puede aislarse de la bomba.

Flujo
Una válvula de retención (FSV) debe de ser instalada en cada línea de descarga de la bomba para minimizar un contra flujo.

E) Ductos:

Los ductos conducen los fluidos dentro de la instalación y de instalación a instalación, se clasifican de entrada, salida y bidireccionales dependiendo de la dirección del flujo de la instalación.

Elementos mínimos de seguridad.

Presión.

Sensores PSH y PSL deben de ser instalados en los ductos de salida que corten todas las corrientes que lo alimentan.

El PSH no se requerirá en los siguientes casos:

a. El ducto de salida está protegido por un PSH ubicado en un componente (línea o equipo) corriente arriba.
b. Cada corriente de alimentación al ducto está protegida por un PSH que también protege al ducto o líneas bidireccionales.
c. El ducto está protegido por un PSH localizado en un componente paralelo.

El PSL no se requerirá en los siguientes casos:

a. El ducto de salida está protegido por un PSL ubicado en un componente (línea o equipo) corriente arriba.
b. Cada corriente de alimentación al ducto está protegida por un PSL que también protege al ducto o líneas bidireccionales.
c. El ducto está protegido por un PSL localizado en un componente paralelo.

Cada fuente de entrada está normalmente protegida por una PSV que también protege al ducto.

Una PSV no será requerida en los siguientes casos:

a. La tubería tiene una presión de operación máxima permisible (MAOP) mayor que la presión máxima de cualquier fuente de alimentación.
b. Cada fuente de alimentación, con una presión mayor que la MAOP de la tubería está protegida por una PSV ajustada a una presión no mayor que la MAOP de la tubería.
c. La fuente de alimentación es un pozo (o pozos) con una presión mayor que la MAOP de la tubería y está equipada con dos SDV's (una de las cuales puede ser la SSV) controladas por PSH's independientes conectados a controladores y puntos de detección separados.

Flujo.

Una válvula de retención (FSV) debe de ser instalada en los ductos de entrada para minimizar un contraflujo causado por una fuga o ruptura, y en los ductos de salida para minimizar un contraflujo en caso de fuga o ruptura en un componente de proceso de la plataforma. Cuando un ducto de entrada conecta solo con un ducto de salida, la FSV del ducto de salida también protege al ducto de entrada.

La FSV no será requerida en los siguientes casos:

a. El ducto de salida está equipado con una SDV controlada por un PSL.
b. Cada fuente de alimentación está protegida por una válvula de retención ubicada de tal forma que ningún tramo significativo de tubería quede desprotegido contra flujo inverso.
c. La tubería es empleada para flujo bidireccional.

A continuación, se desarrollan cada una de las etapas:

Identificación de peligros

Considerando la fase del proceso, tipo de información disponible y conocimiento de las metodologías de identificación de peligros, se seleccionó la metodología HazOp (HAZard OPerability) para el desarrollo de este análisis, de acuerdo con las metodologías indicadas en la Guía para elaborar ARSH.

En la identificación y reconocimiento de peligros y condiciones peligrosas, se deberán aplicar las metodologías reconocidas y generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional, para el desarrollo de escenarios; extrapolando experiencias; siguiendo la secuencia lógica de accidentes con simulación.

A continuación, se presentan las metodologías indicadas en el procedimiento:

Tabla 29. Metodologías cualitativas y semicuantitativas de Análisis de Riesgos.

Tipo	Nombre
Metodología de análisis de riesgo cualitativas	¿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)
Metodología de análisis de riesgo semi cuantitativas	Capas de Protección (LOPA)
	Análisis Bow – Tie
	Índice Dow
	Índice Mond

Fuente: Tabla 26 de la Guía para elaborar ARSH.

Metodologías aplicadas para el desarrollo del análisis de riesgo cualitativo

Análisis HazOp

El estudio de Análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp) es una metodología para la identificación de peligros, que de forma sistemática permite analizar posibles desviaciones en el proceso, sus consecuencias, causas y de esta forma poder determinar en función de las protecciones existentes, si el peligro es aceptable o si es necesario tomar acciones que permitan disminuir la probabilidad de un evento no deseado, o medidas que disminuyan los efectos de dichas consecuencias.

El análisis HazOp es una herramienta de identificación de peligros durante las diferentes etapas de vida de una instalación. En el presente estudio, se justificó plenamente el uso de esta herramienta para identificar posibles Desviaciones o Peligros en los sistemas de proceso y servicios auxiliares, con la finalidad de identificar los elementos de seguridad necesarios como protección para cada componente de proceso de la instalación, en cumplimiento con prácticas recomendadas de seguridad y bajo la normatividad vigente.

El resultado del análisis HazOp consiste en la emisión de un listado de recomendaciones que un Grupo Multidisciplinario emite, apegándose a la normatividad y prácticas recomendadas de seguridad.

La metodología de análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp), se fundamenta en la búsqueda sistemática de Peligros a través del uso de Palabras Guía aplicadas a parámetros de proceso, realizando su análisis de consecuencias y determinando las acciones necesarias para disminuir su probabilidad de ocurrencia y sus efectos. La metodología aplicada para este estudio fue el HazOp Desviación por Desviación (DBD), la cual permite identificar durante su desarrollo, problemas asociados a los sistemas mencionados. Su forma de ejecución se muestra a continuación:

1. Seleccione un sistema.
2. Identifique los nodos de estudio.
3. Seleccione un nodo de estudio.

4. Describa la intención de diseño del nodo en particular.
5. Identifique las variables o parámetros de proceso.
6. Aplique las palabras guía a las variables de proceso para generar desviaciones.
7. Determine las consecuencias (suponiendo que todas las protecciones fallan) para cada desviación.
8. Identifique las causas que puedan dar lugar a la desviación.
9. Identifique las protecciones existentes para prevenir y/o mitigar las desviaciones.
10. Evalué si el peligro es aceptado como es.
11. Si el peligro es aceptado como es continué en 14.
12. Realice recomendaciones que disminuyan la probabilidad de ocurrencia (prevenir).
13. Realice acciones que disminuyan la magnitud de sus efectos (mitigar).
14. Continúe con otra desviación.
15. Continúe con otro nodo de estudio.
16. Realice reporte en hojas de trabajo HazOp.
17. Realice listado de recomendaciones.

Las variables del proceso que fueron consideradas para este estudio son las que a continuación se mencionan:

- Presión.
- Flujo.
- Nivel.
- Temperatura.
- Fuga.
- Ruptura.
- Incendio.

Las desviaciones posibles que se contemplan en un análisis HazOp son las siguientes:

Figura 17. Posibles desviaciones por componente del proceso

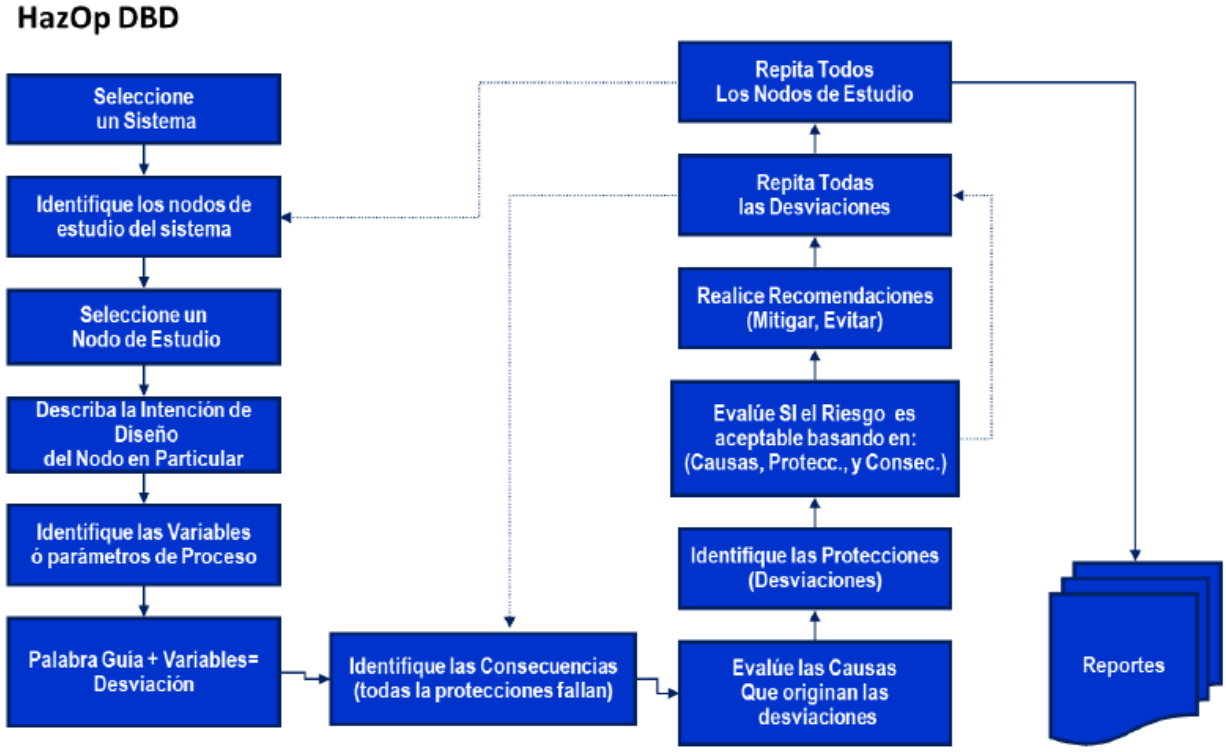
	Componente de Proceso				
Desviación	Columna	Recipiente	Línea	Intercambiador de Calor	Bombas
Mayor Flujo			X		
Menor/No Flujo			X		
Mayor Nivel	X	X			
Menor Nivel	X	X			
Mayor Presión	X	X	X		
Menor Presión	X	X	X		
Mayor Temperatura	X	X	X		
Menor Temperatura	X	X	X		
Alta Concentración	X	X	X		
Baja Concentración	X	X	X		
Flujo Inverso			X		
Fuga	X	X	X	X	X
Ruptura	X	X	X	X	X
Incendio	X	X	X	X	X

Fuente: Guidelines for Hazard Evaluation Procedure pag.142

Es importante mencionar que no todas las desviaciones fueron aplicadas para todos los nodos analizados, la selección de las mismas dependió del nodo en cuestión.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo del proceso de la metodología HazOp en su modalidad de desviación por desviación (DBD).

Figura 18. Proceso metodológico del HazOp



Resultados del HazOp.

El análisis cualitativo se realizó revisando los diagramas de tubería e instrumentación (DTI´s), diagramas de flujo de proceso (DFP´s) y filosofías de operación e identificando en los DTI´s los nodos de estudio para la aplicación del HazOp. Una vez identificados los nodos de estudio, se procedió a ingresar información las hojas de trabajo empleadas para documentar las reuniones multidisciplinarias, ingresando el sistema a analizar, la sección de proceso y su intención de diseño. Una vez con la base de datos precargada, se definen las fechas de reuniones con el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos (GMAER).

La reunión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos se realizaron los días 08, 09 y 14 de septiembre de 2021, por videoconferencia. Se analizaron un total de 30 nodos para las actividades y procesos del Proyecto.

En el **Anexo A** se presenta los planos e información de soporte para el análisis y en el **Anexo F** se incluyen las hojas de trabajo de la aplicación de las metodologías de identificación de peligros y jerarquización de riesgos, producto de las reuniones multidisciplinarias.

Así mismo, en el **Anexo E** se presentan las actas de conformación del GMAER y las actas de las reuniones (minutas).

Los nodos analizados son:

Tabla 30. Nodos analizados e intención de diseño.

Nodo	Nombre del Nodo	Intención de diseño
1	Cabezal de GN	Recibir GN del FSRU para transportarlo vía un ducto a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 81 kg/cm^2; T= 17°C y F= 750 MMPCD
2	Gasoducto (marino y terrestre)	Transportar GN del FSRU hacia el predio de Halchutén a las siguientes condiciones máximas de operación a la llegada en Halchuten: P= 51.2 kg/cm^2; T= 17.1°C y F= 750 MMPCD
3	Gasoducto desde la SDV-3100 hasta las FCV-315X del patín de medición (3 trenes de medición)	Transportar GN desde la SDV-3100 hasta las FCV-315X del patín de medición (3 trenes de medición) a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51.2 kg/cm^2; T= 17.1°C y F= 750 MMPCD
4	Gasoducto desde las FCV-315X del patín de medición hasta las ESDV-3100-001 / ESDV-3100-003 en el sistema de compresión y las válvulas PCV-215X de la ERM-2150 en el sistema de almacenamiento	Transportar GN desde las FCV-315X del patín de medición hasta las ESDV-3100-001 / ESDV-3100-003 en el sistema de compresión y las válvulas PCV-215X de la ERM-2150 en el sistema de almacenamiento a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51 kg/cm^2; T= 17.3°C y F= 750 MMPCD
5	Línea de alimentación de GN al sistema de compresión	Transportar GN desde la ESDV-3100-001 hasta la PCV-100 entrada a V-100 a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 243 MMPCD
6	Separador bifásico V-100	Separar líquidos de la corriente de GN a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 45.69 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 49.90 MMPCD
7	Filtro horizontal V-200	Realizar una segunda separación de líquidos de la corriente de GN a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 45.69 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 49.90 MMPCD
8	Sistema de compresión	Comprimir el GN de las siguientes condiciones de alimentación: P= 11.87 kg/cm^2; T= 15.04°C y F= 11.18 MMPCD a las siguientes condiciones de descarga: P= 85 kg/cm^2; T= 30.05°C y F= 11.2 MMPCD
9	Vaso separador de salida V-300	Separar líquidos de la corriente de GN descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 49.90 MMPCD
10	Línea de 6" hacia filtro coalescente de salida	Transportar la corriente de GN filtrada descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 243.425 MMPCD
11	Filtro coalescedor F-3100-002	Separar líquidos de la corriente de GN descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 243.425 MMPCD
12	Sistema de drenajes cerrados	Captar los drenajes producidos por los equipos del sistema de compresión a las siguientes condiciones máximas de operación: P= atmosférica; T= 17°C y F= intermitente
13	Sistema de aire de instrumentos – Sistema de compresión	Comprimir y distribuir aire para uso para instrumentos a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 8.4 kg/cm^2; T= ambiente y F= A demanda
14	Línea de alimentación de GN generadores	Transportar GN desde la PCV-8300-0102ª/B hasta la entrada a generadores G-8300-01ª/B a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 55 psig; T= ambiente y F= Variable MMPCD
15	Descarga del sistema de compresión, desde la ESDV-3101-0001 (incluyendo ESDV-3100-0003 en el by-pass) hasta las PV-3100ª / PV-3100B	Transportar GN desde la ESDV-3101-0001 (incluyendo ESDV-3100-0003 en el by-pass) hasta las PV-3100ª / PV-3100B a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 49°C y F= 243.42 MMPCD
16	Inyección de gas al ducto Mayakán, desde las PV-3100ª / PV-3100B hasta la interconexión con el gasoducto Mayacán	Transportar GN desde desde las PV-3100ª / PV-3100B hasta la interconexión con el gasoducto Mayacán a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 75 a 85 kg/cm^2; T= 49°C y F= 250 hasta 750 MMPCD
17	Sistema de acondicionamiento de gas para instrumentos en plataforma de servicios (bahía de amarre)	Acondicionar el gas para usarlo en la instrumentación a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 8.8 kg/cm^2; T= 17°C y F= 0.5 MMPCD
18	Sistema de diésel en plataforma de servicios (bahía de amarre)	Suministrar diésel a los motogeneradores

Nodo	Nombre del Nodo	Intención de diseño
19	ERM y odorización	Transportar GN desde las PCV-215X hasta las MOV de alimentación a las esferas de almacenamiento a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48.02 kg/cm^2; T= 22.13°C y F= 71.18 MMPCD
20	Esferas de almacenamiento de GN	Almacenar GN a las siguientes condiciones máximas de operación (cada esfera): P= 48 kg/cm^2; T= 25.4°C y V= 12.6 MMPCS
21	Descarga de esferas de almacenamiento	Conducir el GN desde las MOV de descarga de las esferas de almacenamiento hasta las PCV-315X a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48 kg/cm^2; T= 25.9°C y F= 11.2 MMPCD
21A	Alimentación a ERM-3150 por línea 6"-GN-2003-T-D01PER	Conducir el GN desde las PCV-215X hasta las PCV-315X a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48 kg/cm^2; T= 25.9°C y F= 11.2 MMPCD
22	ERM-3150 y PA-3250	Conducir GN desde las PCV-315X hasta la SDV de alimentación a compresores GB-3250/3260/3270/3280 a las siguientes condiciones máximas de operación (cada esfera): P= 12 kg/cm^2; T= 14.74°C y F= 11.18 MMPCD
23	Sistema de compresión	Comprimir el GN de las siguientes condiciones de alimentación: P= 11.87 kg/cm^2; T= 15.04°C y F= 11.18 MMPCD a las siguientes condiciones de descarga: P= 254.89 kg/cm^2; T= 30.05°C y F= 11.2 MMPCD
24	Cabezales de distribución de GNC a expendio	Transportar el GNC desde la SDV-3210 hasta los puntos de expendio a las siguientes condiciones: P= 254.89 kg/cm^2; T= 30.19°C y F= 11.2 MMPCD
25	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Transportar el GNC desde las PCV en líneas de llenado a camiones y automóviles a las siguientes condiciones: P= 204 kg/cm^2; T= 30.19°C y F= 2.48 MMPCD
26	Sistema de aire de planta e instrumentos	Comprimir y distribuir aire para uso en planta y para instrumentos a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 7 kg/cm^2; T= ambiente y F= A demanda
27	Sistema de almacenamiento y distribución de diésel	Suministrar diésel a los motogeneradores y bombas CI
28	Transferencia de GNL desde un abastecedor de GNL hacia el FSRU	Recibir el GNL para almacenarlo a las siguientes condiciones máximas de operación: P= atmosférica (600 mbar máximo durante la carga) y T= -163°C; tasa de transferencia de hasta 9000 m^3/h
29	Tanques de almacenamiento de GNL	Almacenar GNL a las siguientes condiciones máximas de operación (cada tanque): P= atmosférica; T= -163.0°C y V= 42,500 m^3
30	Proceso de regasificación	Regasificar el GNL a las siguientes condiciones máximas de entrega: P= 81 kg/cm^2; T= 17°C y F (gas)= 750 MMPCD

Una vez identificados los sistemas (nodos) de estudio, se procedió a ingresar información a las hojas de trabajo para documentar las reuniones multidisciplinarias, en conjunto con el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos (GMAER).

Se analizaron un total de 30 sistemas (nodos), empleando la metodología HazOp en su modalidad desviación por desviación (DBD) para todos los sistemas indicados anteriormente.

Las sesiones de trabajo se documentaron en el formato para el HazOp indicado a continuación.

Figura 19. Formato para documentar la metodología HazOp

MEXITERM Gasoductos
Formato de "HazOp"

Nombre del estudio:	Análisis de Riesgos de Proceso del Proyecto "Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán"										**Rev:**	0		**Hoja:**	N1				
Organismo / Centro de trabajo / Planta o área de trabajo:	MEXITERM Gasoductos																		
Sistema / Subsistema:	Cabezal de GN															**Fecha:**	08/09/2021		
Intención / Condiciones de diseño:	Recibir GN del FSRU para transportarlo vía un ducto a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 81 kg/cm2; T= 17°C y F= 750 MMPCD					**Equipo multidisciplinario:**					Anexa lista GMAER		**Referencia documental:**						
No.	**Desviación**	**Consecuencias**	**Causa (s)**	**Salvaguardas / Barreras**	**F**	**Consecuencias**					**Recomendaciones / Acciones**	**Responsable**	**Aceptación del riesgo**						
						Pe	**Po**	**Am**	**Pr**	**Ins**			**Pe**	**Po**	**Am**	**Pr**	**Ins**	**TOTAL**
N1.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C), de acuerdo con el ASME B16.5.			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés			1	1	1	1	1	1			C	C	C	C	C	C
N1.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	1. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 2. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 3. PIT-2102 en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicadores de presión (PI) locales en líneas (2 en cada brazo mecánico) 5. Indicador de presión en el ducto (PI-2106) 6. Paro manual vía botonera en el área	3	3	1	2	1	1	1. Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102		B	C	C	C	C	B
N1.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	1. Especificaciones de diseño de la tubería (clase 600#) 2. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 3. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 4. Paro manual vía botonera en el área	2	4	1	2	4	3			B	C	C	C	C	B
N1.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	1. Extintores portátiles 2. Sistemas CI del FSRU (monitores / hidrantes)	2	4	1	3	4	3	1. Elaborar el PRE del proyecto		B	C	C	C	C	B

Fuente: Adaptado de la Guía Operativa GO-SS-TC-0002-2015 Ver. 1

En el **Anexo F** se presentan las hojas de trabajo de la aplicación de la metodología de identificación de peligros y jerarquización de riesgos mediante la metodología HazOp. Así mismo, en el **Anexo E** se presentan las actas de conformación del GMAER y las actas de las reuniones (minutas).

4.1.4. JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO

Evaluación de riesgos

En diferentes tipos de industrias, incluida la del sector hidrocarburos, se realizan análisis de riesgos de proceso por medio de herramientas que permiten realizar una estimación del riesgo. El riesgo tiene dos componentes: la frecuencia de ocurrencia de un evento indeseado y la magnitud de las consecuencias de ese evento.

Debido a lo anterior, existen procesos en los que se identifican una gran cantidad de riesgos, como el riesgo de daños al personal, a la población, al medio ambiente, a la producción o a las instalaciones. Contar con una metodología para valorar los niveles de riesgo es importante cuando el conjunto de riesgos identificados es amplio y los recursos para su administración son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones que los prevengan o los mitiguen, permite una administración adecuada de los recursos.

Matriz de Riesgos

Una escala de valores de riesgo se diseña 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 (personal, población, medio ambiente, producción e instalaciones),
- Definir claramente los niveles de riesgo: no tolerable, indeseable, aceptable con controles y tolerable.

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 éstos. La matriz aplica única y exclusivamente para la organización que la desarrolla.

La matriz de riesgos es una gráfica en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre él personal, la población, el medio ambiente, la producción y las instalaciones. La matriz está dividida en regiones que representan los riesgos no tolerables, indeseables, aceptables con controles y tolerables.

Por un lado, las ventajas en el uso de una matriz de riesgos son, entre otras, las siguientes:

- Es simple de entender y fácil de aplicar
- Bajo costo de aplicación

Por otro lado, algunas de las desventajas que se tienen al utilizar una matriz de riesgos son las siguientes:

- La evaluación de la frecuencia de ocurrencia es subjetiva, de "muy frecuente" a "extremadamente raro".
- Las categorías de frecuencias y de consecuencias son cualitativas y generan un alto grado de incertidumbre.

Matriz de riesgos para aplicación en CARSO

Las categorías de frecuencia, las categorías de consecuencias, así como la correspondiente matriz de riesgos que se utilizaron para realizar los análisis de riesgos de proceso se indican a continuación.

Los criterios para determinar los valores de frecuencia y consecuencia se incluyen en la Tabla 4.7. y Tabla 4.8. Así mismo, se presenta la calibración de la matriz de riesgos empleada (Figura 4.12).

Una vez desarrollada la etapa de identificación de peligros, se determina el riesgo asignando un valor de frecuencia y un valor de consecuencia. La jerarquización de riesgos tiene como objetivo ordenar los escenarios de peligro previamente identificados de mayor a menor riesgo, con la finalidad de optimizar la implementación de acciones para su control o minimización de sus efectos. Existen varias técnicas de jerarquización que, conforme a la información disponible, se recomienda su utilización.

Las áreas en las que se jerarquizan los riesgos indicados en el procedimiento son:

a. Daños al personal
b. Efectos a la población
c. Impacto ambiental
d. Pérdida o diferimiento de producción
e. Daños a la instalación

A continuación, se presentan los criterios para determinar las categorías de frecuencia, los criterios para determinar las categorías de consecuencias, así como los criterios de las matrices de riesgo.

Tabla de categorización de frecuencias:

A continuación, se presentan los criterios de ponderación de frecuencias.

Tabla 31. Tabla de categorización de frecuencias.

Clasificación	Tipo	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
F6	Muy frecuente	Puede ocurrir una o más veces por año.
F5	Frecuente	Ocurre una vez en un periodo entre 1 y 3 años
F4	Poco frecuente	Ocurre una vez en un periodo entre 3 y 5 años
F3	Raro	Ocurre una vez en un periodo entre 5 y 10 años
F2	Muy raro	Ocurre solamente una vez en la vida útil de la planta.
F1	Extremadamente raro	Evento que es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.

Fuente: Adaptado de la Guía DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3

Tabla de categorización de consecuencias:
A continuación, se presentan los criterios de ponderación de consecuencias.

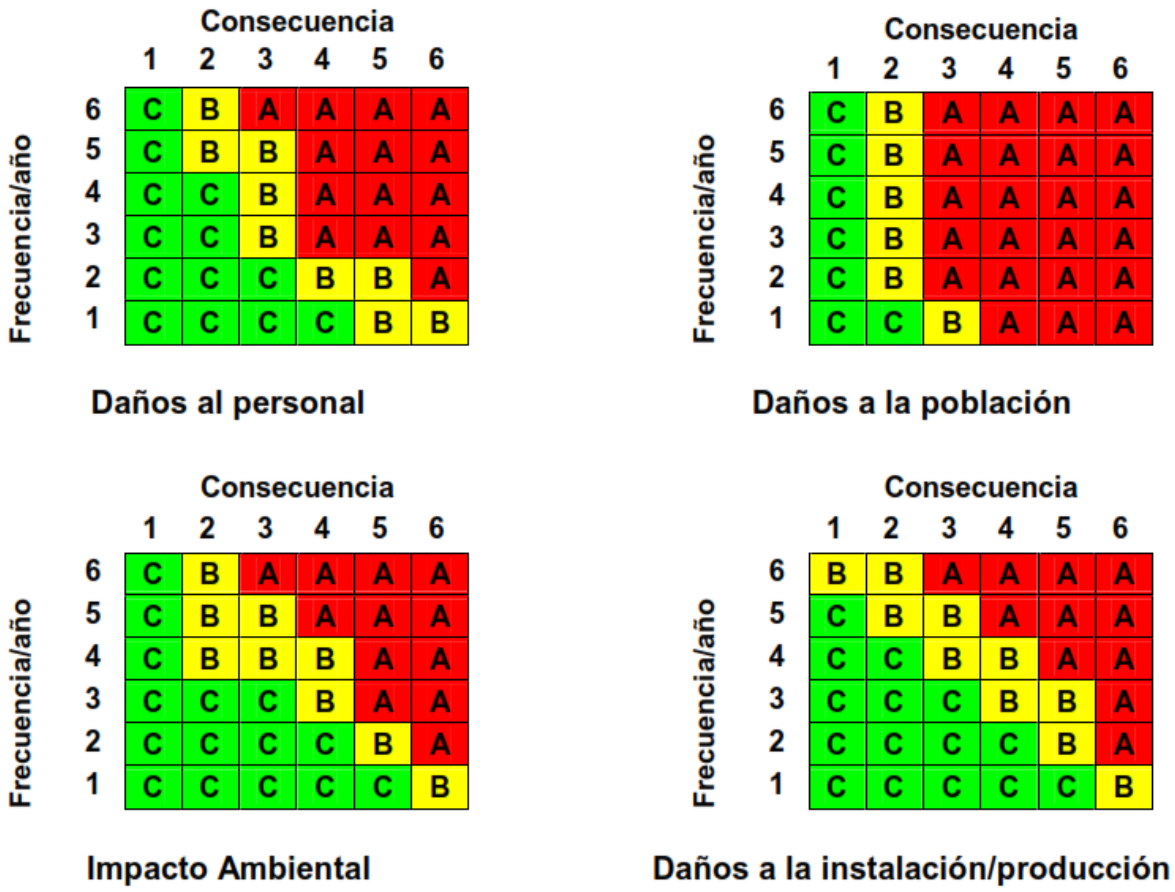
Tabla 32. Tabla de categorización de consecuencias

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción [USD] (1)	Daños a la instalación [USD]
6 (Catastrófico)	Heridas o daños físicos que puedan resultar en más de 15 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 100 fatalidades.	Fuga o derrame externo que no se pueda controlar en una semana.	Mayor de 50	Mayor de 50
5 (Mayor)	Heridas o daños físicos que puedan resultar de 4 a 15 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 15 a 100 fatalidades.	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en una semana.	De 15 a 50	De 15 a 50
4 (Grave)	Heridas o daños físicos que puedan resultar en hasta 3 fatalidades.	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades.	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en un día.	De 5 a 15	De 5 a 15
3 (Moderado)	Heridas o daños físicos que generan incapacidad médica	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización a gran escala	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en algunas horas.	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5
2 (Menor)	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios.	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios. Evento que requiere de evacuación. Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar	Fuga o derrame externo que se pueda controlar en menos de una hora (incluyendo el tiempo para detectar).	De 0.250 a 0.500	De 0.250 a 0.500
1 (Despreciable)	No se esperan heridas o daños físicos.	No se esperan heridas o daños físicos. ruidos, olores e impacto visual imperceptibles	No hay fuga o derrame externo.	Hasta 0.250	Hasta 0.250

Fuente: Adaptado de la Guía DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3

Criterios de la matriz de riesgos
A continuación, se presenta la matriz de jerarquización de riesgos.

Figura 20. Calibración de las matrices de riesgos.



Fuente: Adaptado de la Guía DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3

Caracterización de los riesgos

A continuación, se muestra la caracterización de los riesgos.

Tabla 33. Criterios de tolerabilidad

Tipo A	Región de riesgo no tolerable
Tipo B	Región de riesgo ALARP
Tipo C	Región de riesgo tolerable

Fuente: Adaptado de la Guía DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3.

Resultados de la Jerarquización efectuada.

Resultados de acuerdo con las matrices de riesgo

Los riesgos identificados son ordenados en diferentes matrices de acuerdo con el tipo de afectación en la que se vean involucrados. Por ello, los daños o afectaciones que puedan generar los riesgos identificados son representados en las siguientes matrices, donde se indica el nivel de riesgo obtenido, así como el total de riesgos evaluados para cada uno de los rubros indicados en Procedimiento MXTGS-GP-IN-G-GL-PR-014 Rev. 2 (Afectación a: las personas, al ambiente, al negocio y a la imagen).

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N20.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	6	3	4	3	4	A
N8.2	Mayor Presión (en la descarga de gas de proceso)	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daños al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Descarga bloqueada	2	3	2	2	3	2	B
N8.4	Mayor Presión (en la alimentación de gas combustible)	1. Daños al compresor	1. Falla abierta de la PV-6100-0001	2	3	2	2	3	2	B
N9.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión a la descarga del compresor por falla 2. Bloqueo aguas abajo	2	3	2	2	3	2	B
N10.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión a la descarga del compresor por falla 2. Bloqueo aguas abajo	2	3	2	2	3	1	B
N11.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión a la descarga del compresor por falla 2. Bloqueo aguas abajo 3. Mayor presión diferencial	2	3	2	2	3	1	B
N1.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N1.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	1	2	4	3	B
N1.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N2.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N2.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N2.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N3.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N3.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N3.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N4.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N4.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N4.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N5.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N5.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N5.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N6.4	Menor Nivel	1. Arrastre de gas hacia sistema de drenajes cerrados	1. Falla de la LV-100 (abierta)	3	3	1	2	2	1	B
N6.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	2	3	B
N6.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N6.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N7.4	Menor Nivel	1. Arrastre de gas hacia sistema de drenajes cerrados	1. Falla de la LV-100 (abierta)	3	3	1	2	2	1	B
N7.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	2	3	B
N7.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N7.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N8.9	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	3	3	B
N8.10	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N8.11	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N9.4	Menor Nivel	1. Arrastre de gas hacia sistema de drenajes cerrados	1. Falla de la LV-300 (abierta)	3	3	1	2	2	1	B
N9.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	2	3	3	B
N9.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N9.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N10.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	2	3	1	B
N10.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N10.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
		3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación								
N11.5	Menor Nivel cámara superior	1. Arrastre de gas hacia sistema de drenajes cerrados	1. Falla de la LV-3100-0202 (abierta)	3	3	1	2	2	1	B
N11.7	Menor Nivel cámara inferior	1. Arrastre de gas hacia sistema de drenajes cerrados	1. Falla de la LV-3100-0201 (abierta)	3	3	1	2	2	1	B
N11.10	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	2	3	2	B
N11.11	Ruptura	1. Daños al medio ambiente2. Incendio y/o explosión3. Daño al personal4. Pérdida de producción5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N11.12	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N12.1	Presencia de gas en el sistema de drenaje cerrado	1. Fuga o ruptura con emisión de hidrocarburos al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla abierta de algún control de nivel en los separadores / filtros	3	3	1	2	2	2	B
N14.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N14.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	1	1	B
N14.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	1	1	B
N15.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N15.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N15.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N16.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación 6. Problemas operativos en el gasoducto Mayakán	1. Falla abierta de las PV-3100A/B 2. Error humano al abrir la válvula manual de by-pass del paquete de regulación	3	3	1	2	1	1	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N16.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación 6. Problemas operativos en el gasoducto Mayakán	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N16.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación 6. Problemas operativos en el gasoducto Mayakán	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	4	3	B
N16.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	4	3	B
N17.5	Se presenta una fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N17.6	Se presenta una ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica en alguna parte del sistema 2. Golpe externo	2	4	1	2	1	2	B
N17.7	Se presenta un incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	2	2	B
N19.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N19.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	3	2	3	B
N19.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	2	3	B
N20.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	2	2	1	1	B
N20.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	3	3	4	B
N21.8	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N21.9	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	3	1	1	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
		4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación								
N21.10	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	1	1	B
N21A.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N21A.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	3	1	1	B
N21A.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	1	1	B
N22.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	2	1	1	B
N22.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	3	3	B
N22.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	3	3	B
N23.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	1	2	1	3	B
N23.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	4	2	2	1	3	B
N23.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	1	3	B
N24.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	3	2	2	3	2	B
N24.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica2. Golpe externo	2	5	2	3	3	2	B
N24.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	3	3	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N25.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano (acoplamiento de la manguera de llenado) 4. Vandalismo	3	3	2	2	1	1	B
N25.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	5	2	3	1	1	B
N25.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	2	3	1	2	B
N26.3	Se presenta una fuga	1. Daño al personal 2. Pérdida de producción 3. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Pérdida de integridad mecánica 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	3	1	1	1	1	B
N28.2	Incendio y/o explosión	1. Daño al personal 2. Pérdida de producción 3. Daños a las embarcaciones	1. Fuga 2. Pérdida de integridad mecánica de los brazos/mangueras de carga 3. Error humano al no drenar los brazos/mangueras de carga	2	4	1	3	3	3	B
N29.3	Mayor Nivel	1. Emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Pérdida de producción	1. Error humano (al no seguir procedimiento de carga) 2. Falla del sensor de nivel tipo radar 3. Mayor flujo de gas licuado del proceso BOG	2	4	1	3	3	3	B
N29.5	Mayor Temperatura	1. Emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Pérdida de producción	1. Error humano (al no seguir procedimiento de carga) 2. Falla en el sistema de control de temperatura 3. Falla en el sistema BOG (para alimentación de maquinaria)	2	4	1	2	3	3	B
N29.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	1	5	1	4	4	4	B
N29.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	3	3	B
N30.1	Mayor Presión	1. Fuga de GN 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla de las bombas de alta presión 2. Descontrol en el evaporador de GNL (mayor temperatura) 3. Falla en el sistema de propano / glicol (mayor temperatura)	2	4	1	3	3	3	B
N30.5	Mayor Temperatura	1. Mayor presión 2. Mayor flujo 3. Descontrol operativo 4. Fuga de GN	1. Descontrol en el evaporador de GNL (mayor temperatura) 2. Falla en el sistema de propano / glicol (mayor temperatura)	2	4	1	3	3	3	B
N30.8	Ruptura	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal	1. Mayor presión 2. Mayor temperatura 3. Pérdida de integridad	1	5	1	4	4	4	B

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
		4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	mecánica 4. Golpe externo							
N30.9	Incendio y/o explosión	1. Daños al medio ambiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Fuga o ruptura asociada a un punto de ignición	2	4	1	3	3	3	B
N1.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C), de acuerdo con el ASME B16.5.		1	1	1	1	1	1	C
N1.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N1.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N1.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N1.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N1.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N2.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N2.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N2.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N2.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N2.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N2.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N3.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N3.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N3.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N3.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N3.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N3.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N4.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N4.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N4.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N4.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N4.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N4.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N5.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (101 kg/cm2 @ 37.8°C)		1	1	1	1	1	1	C
N5.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N5.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N5.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N5.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N5.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N6.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (101 kg/cm2 @ 38°C) y del separador (Pdis: 101,2kgf/cm² @ 62,78°C)		1	1	1	1	1	1	C
N6.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N6.3	Mayor Nivel	1. Arrastre de líquidos en la corriente de gas	1. Falla de la LV-100 (cerrada)	1	1	1	1	1	1	C
N6.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N6.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N7.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (101 kg/cm2 @ 38°C) y del separador (Pdis: 101,2kgf/cm² @ 62,78°C)		1	1	1	1	1	1	C
N7.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N7.3	Mayor Nivel	1. Arrastre de líquidos en la corriente de gas	1. Falla de la LV-100 (cerrada)	1	1	1	1	1	1	C
N7.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N7.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N8.1	Menor Presión (en la alimentación de gas de proceso)	1. Daños al compresor	1. Fuga o ruptura en la alimentación al compresor 2. Falla cerrada de la PCV-100 3. Falla abierta de alguna PSV previa al compresor 4. Cierre de alguna válvula de bloqueo manual	3	1	1	1	3	2	C
N8.3	Menor Presión (en la descarga de gas de proceso)	1. Pérdida de producción	1. Fuga o ruptura en la alimentación al compresor 2. Falla abierta de alguna PSV previa al compresor 3. Cierre de alguna válvula de bloqueo manual	1	1	1	1	1	1	C
N8.5	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N8.6	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N8.7	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N8.8	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N9.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N9.3	Mayor Nivel	1. Arrastre de líquidos en la corriente de gas	1. Falla de la LV-300 (cerrada)	1	1	1	1	1	1	C
N9.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N9.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N10.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N10.3	Mayor Flujo	No presenta consecuencias de interés.		1	1	1	1	1	1	C
N10.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N10.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N10.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N11.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N11.3	Mayor Presión diferencial	1. Aumento de presión en el filtro coalescedor 2. Daños a los internos del filtro	1. Internos del filtro sucios	2	1	1	1	1	1	C
N11.4	Mayor Nivel cámara superior	1. Arrastre de líquidos en la corriente de gas	1. Falla de la LV-3100-0202 (cerrada)	1	1	1	1	1	1	C
N11.6	Mayor Nivel cámara inferior	1. Arrastre de líquidos en la corriente de gas	1. Falla de la LV-3100-0201 (cerrada)	1	1	1	1	1	1	C
N11.8	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N11.9	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N12.2	Si se presenta un alto nivel de líquidos en el TK-8500-01	1. Derrame de hidrocarburos 2. Daños al medio ambiente 3. Incendio o explosión	1. Error humano al no programar el desalojo en pipa de los condensados	2	1	1	2	1	1	C
N12.3	Se presenta un derrame	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo 5. Alto nivel	2	1	1	2	1	1	C
N13.1	Se presenta mayor presión en el V-8110-01	1. Fuga o ruptura del recipiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Incendio	2	2	1	1	4	2	C
N13.2	Se presenta una fuga	1. Pérdida de producción 2. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo 3. Error humano 4. Vandalismo	3	1	1	1	2	2	C
N14.1	Mayor Presión	1. Daño a generadores eléctricos	1. Falla abierta de la PCV-8300-0102A/B	2	1	1	1	1	3	C
N14.2	Menor Presión	1. Apagado de generador 2. Pérdida de producción	1. Falla cerrada de la PCV-8300-0102A/B	1	1	1	1	1	1	C
N14.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N14.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N14.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N14.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N15.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N15.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N15.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N15.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N15.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N15.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N16.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N16.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N16.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N16.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N16.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N17.1	Se presenta mayor presión en el FA-2200	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla de las PCV-2204A/2203A 2. Error humano al abrir la válvula manual de by-pass del segundo paquete de regulación	2	3	1	2	1	1	C
N17.2	Se presenta flujo inverso en la línea de inyección de líquidos al gasoducto	1. Represionamiento del sistema de gas para instrumentos 2. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 3. Incendio y/o explosión 4. Daño al personal 5. Pérdida de producción 6. Daños a la instalación	1. Menor presión en la descarga de líquidos que la presión de operación del gasoducto	1	2	1	2	1	1	C
N17.3	Si se presenta un alto nivel de líquidos en el FA-2200	1. Arrastre de líquidos en el gas de instrumentos	1. Falla del LC-2200A al enviar señal para que no abra la LV-2200A	2	1	1	1	1	1	C
N17.4	Si se presenta un bajo nivel de líquidos en el FA-2200	1. Daños a las bombas BPA-2200/R	1. Falla del LC-2200A al enviar señal para que abra la LV-2200A	2	1	1	1	1	1	C
N18.1	Se presenta un derrame en el sistema de diésel	1. Derrame de diésel al mar provocando contaminación 2. Incendio 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla del LSH-2452 (al no enviar señal de paro a bombas GA-2450) 2. Pérdida de integridad mecánica de algún elemento del sistema 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	2	1	2	1	1	C
N19.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N19.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
		ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura								
N19.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N19.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N19.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N19.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N20.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente 2. BLEVE 3. Daños al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Incendio que incida en alguna esfera 2. Bloqueo aguas abajo	2	2	1	2	3	4	C
N20.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N20.3	Mayor Nivel	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N20.4	Menor Nivel	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N20.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N20.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N21.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C
N21.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N21.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N21.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N21.5	Flujo inverso	1. Represionamiento del cabezal de descarga de las esferas de almacenamiento	1. Flujo en línea 6"-GN-2003-T-D01PER	1	1	1	1	1	1	C
N21.6	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N21.7	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N21A.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (104 kg/cm2 @ 38°C)		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N21A.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N21A.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N21A.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N21A.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N21A.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N22.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GN al medio ambiente (Torres de secado) 2. Incendio y/o explosión 3. Daños al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla abierta de las PCV-315X2. Bloqueo aguas abajo	2	1	1	1	1	1	C
N22.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N22.3	Mayor Nivel	No presenta consecuencias de interés.		1	1	1	1	1	1	C
N22.4	Menor Nivel	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N22.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N22.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N23.1	Mayor Presión	1. Fuga o ruptura con emisión de GNC al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daños al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla en el sistema de control de arranque y paro de compresores (PIT-3200)	2	1	1	1	1	1	C
N23.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N23.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N23.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N23.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N23.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N24.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (clase #2500, 438.5		1	1	1	1	1	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
		kg/cm2 @ 50°C, ASME B-16.5)								
N24.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N24.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N24.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N24.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N24.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N25.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario debido a la especificación de diseño de la tubería (clase #2500, 438.5 kg/cm2 @ 50°C, ASME B-16.5)		1	1	1	1	1	1	C
N25.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N25.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N25.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N25.5	Mayor Temperatura	Presentan consecuencias de interés en caso de incendio. Ver escenario de incendio		1	1	1	1	1	1	C
N25.6	Menor Temperatura	No se presentan consecuencias de interés		1	1	1	1	1	1	C
N26.1	Se presenta mayor presión en el FA-2500	1. Fuga o ruptura del recipiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Mayor presión desde compresores	2	1	1	1	1	1	C
N26.2	Se presenta mayor presión en el FA-2501	1. Fuga o ruptura del recipiente 2. Daño al personal 3. Pérdida de producción 4. Daños a la instalación	1. Bloqueo aguas abajo	2	1	1	1	1	1	C
N27.1	Se presenta un derrame en el sistema de diésel	1. Derrame de diésel provocando contaminación 2. Incendio 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Falla del LSH-3452 (al no enviar señal de paro a bombas GA-3450) 2. Pérdida de integridad mecánica de algún elemento del sistema 3. Golpe externo 4. Error humano 5. Vandalismo	3	2	1	2	1	1	C
N28.1	Se presenta una fuga de GNL durante la maniobra de transferencia	1. Emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a las embarcaciones	1. Error humano (al no seguir los procedimientos) 2. Pérdida de integridad mecánica de los brazos/mangueras de carga	2	3	1	2	2	1	C

No.	Desviación	Consecuencias	Causa (s)	F	Consecuencias					Total
N28.3	Golpe del abastecedor de GNL al FSRU durante el atraque / desatraque	1. Emisión de GN al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a las embarcaciones	1. Error humano (al no seguir los procedimientos) 2. Pérdida de posicionamiento del abastecedor de GNL	2	3	1	2	3	3	C
N29.1	Mayor Presión	No es posible que se presente este escenario, debido a que es un tanque atmosférico que cuenta con un sistema de venteo adecuado		1	1	1	1	1	1	C
N29.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N29.4	Menor Nivel	1. Pérdida de energía del FSRU 2. Pérdida de producción 3. Emisión de GN al ambiente	1. Error humano 2. Falla del sensor de nivel tipo radar	2	1	1	2	3	1	C
N29.6	Menor Temperatura	No es posible que se presente este escenario debido a las condiciones de operación (-163°C) y la temperatura ambiente		1	1	1	1	1	1	C
N29.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Pérdida de integridad mecánica 2. Golpe externo	2	3	1	2	2	2	C
N30.2	Menor Presión	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N30.3	Mayor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de mayor presión. Ver mayor presión		1	1	1	1	1	1	C
N30.4	Menor Flujo	Presenta consecuencias de interés en caso de fuga o ruptura. Ver escenarios de fuga o ruptura		1	1	1	1	1	1	C
N30.6	Menor Temperatura	1. Menor presión 2. Menor flujo 3. Descontrol operativo 4. Diferimiento de producción	1. Descontrol en el evaporador de GNL (menor temperatura) 2. Falla en el sistema de propano / glicol (menor temperatura)	2	1	1	1	2	2	C
N30.7	Fuga	1. Daños al medio ambiente 2. Incendio y/o explosión 3. Daño al personal 4. Pérdida de producción 5. Daños a la instalación	1. Mayor presión 2. Mayor temperatura 3. Pérdida de integridad mecánica 4. Golpe externo	2	3	1	2	2	2	C

Se analizaron 30 nodos. De este análisis, resultaron 242 escenarios, a los cuales se analizaron y evaluaron los riesgos, los cuales fueron clasificados obteniendo los siguientes resultados: 151 escenarios (62.40%) de los escenarios de riesgo evaluados se ubican en la región de riesgo tolerable, 90 escenarios (37.19%) se ubican en la región de riesgo ALARP y 1 escenario (0.41%) se ubican en la región riesgo no tolerable.

A continuación, se presenta un resumen de riesgos totales, tomando los resultados anteriores.

Tabla 34. Resumen de riesgos totales

Riesgo	Número de escenarios	Porcentaje (%)
Riesgo no tolerable	1	0.41 %
Riesgo ALARP	90	37.19 %
Riesgo tolerable	151	62.40 %
Total:	**242**	**100.00%**

A continuación, se presenta el catálogo de escenarios a evaluar cuantitativamente y que se deben de contemplar en el Protocolo de Respuesta a Emergencias.

Tabla 35. Escenarios de Riesgo identificados.

No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (frecuencia por consecuencia)	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la Instalación o ducto	km o Instalación superficial	Sustancia involucrada
1	ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	B	Indeseable	2	4	28.2	FSRU	Transferencia de GNL a FSRU	GN
2	ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	B	Indeseable	2	4	28.2	FSRU	Transferencia de GNL a FSRU	GN
3	ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	A	No tolerable	2	6	20.9	Almacenamiento	Esfera de almacenamiento	GN
4	ARP-2021-MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	B	Indeseable	3	3	20.7	Almacenamiento	Esfera de almacenamiento	GN
5	ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	B	Indeseable	3	3	1.7	Gasoducto	Bahía de amarre	GN
6	ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	B	Indeseable	3	3	1.7	Gasoducto	Bahía de amarre	GN
7	ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	B	Indeseable	3	3	3.7	Gasoducto	Área de llegada del gasoducto en tierra	GN

No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (frecuencia por consecuencia)	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la Instalación o ducto	km o Instalación superficial	Sustancia involucrada
8	ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	B	Indeseable	3	3	3.7	Gasoducto	Área de llegada del gasoducto en tierra	GN
9	ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	B	Indeseable	3	3	24.7	Sistema de compresión	Descarga del sistema de compresión	GN
10	ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	B	Indeseable	3	3	24.7	Sistema de compresión	Descarga del sistema de compresión	GN
11	ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	B	Indeseable	3	3	25.7	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Manguera de carga de GNC a camiones y automóviles	GN
12	ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	B	Indeseable	3	3	25.7	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Manguera de carga de GNC a camiones y automóviles	GN
11	ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	B	Indeseable	3	3	16.7	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	GN
12	ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	B	Indeseable	3	3	16.7	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	GN

Se siguieron los siguientes criterios para asignar el tipo de escenario:

- ✓ EPC: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 100%.
- ✓ CMP: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 20% del diámetro
- ✓ ECA: Escenarios seleccionados en base a una evaluación cualitativa de presentar nivel de riesgo alto debido a: Alta presión, condiciones de operación extremas y/o mayor volumen, considerando fuga de 100% y de 20% del diámetro.

4.2. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO

De acuerdo con el listado de los Escenarios de Riesgo, se establecerán los casos más probables, los peores casos (liberación masiva de toda la sustancia manejada o ruptura total del ducto y/o recipiente) y de ser aplicable, los casos alternos, para cada uno de los Escenarios de Riesgo que involucren la pérdida de contención de Sustancias Peligrosas (Tóxicas, Inflamables y/o Explosivas). Para la cuantificación de los escenarios de riesgo se aplicarán metodologías probadas de simulación para estimar las consecuencias y

frecuencias, se identificarán las zonas de riesgo para las instalaciones, el personal, la población y medio ambiente.

4.2.1. ANÁLISIS DE FRECUENCIAS

Tomando bases de datos sobre frecuencias específicas de fugas y/o rupturas, tenemos lo siguiente:

1. La frecuencia de falla de fugas o rupturas para un gasoducto se establecen en base a la interpretación de la base de datos del Grupo Europeo de Datos de Incidentes de Gasoductos (EGIG) que representan casi 2 millones de kilómetros al año de operaciones del gasoducto. La tasa de falla informada por EGIG para gasoductos en tierra con presión de diseño superior a 15 bar es 4,76 x 10^{-4} km / año. La ruptura de paso total (FBR) representa el 13% de los casos (6.188 x 10^{-5} falla / km / año) y el 87% de los casos representa Fugas (4.14 x 10^{-4} falla / km / año).
   Fuente: http://www.environmentclearance.nic.in/writereaddata/online/RiskAssessment/10032017IOB0QPMLQRA&DMP.pdf, páginas 13-14.
2. La tabla 5.1 del libro Análisis de Capas de Protección del CCPS-AIChe indica valores típicos de frecuencia de eventos iniciadores. Para la fuga en una tubería (sección del 10%) presenta un rango de 1 x 10^{-3} a 1 x 10^{-4}. **Fuente:** Layer Of Protection Analysis, CCPS-AIChe, 2001. Tabla 5.1, página 71. ISBN 0-8169-0811-7.
3. La tabla 5.1 del libro Análisis de Capas de Protección del CCPS-AIChe indica valores típicos de frecuencia de eventos iniciadores. Para un punto de ignición (fuego pequeño) presenta un rango de 1 x 10^{-1} a 1 x 10^{-2}. **Fuente:** Layer Of Protection Analysis, CCPS-AIChe, 2001. Tabla 5.1, página 71. ISBN 0-8169-0811-7.

Como se puede observar, los valores de frecuencia para fugas son similares y del orden de 1 x 10^{-4}. Y para la ruptura se tomará el valor propuesto por el EGIG, de 6.188 x 10^{-5}. El incendio se da debido a una fuga asociado a un punto de ignición, por lo que, por álgebra de Boole, se multiplicaría la frecuencia de fuga por la frecuencia de el punto de ignición, dando 1 x 10^{-5}.

4.2.2. ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

Los análisis de consecuencias se desarrollaron adoptando los criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, clave DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1. Siguiendo estos criterios, se determinan los escenarios del caso más probables (CMP), escenario del peor caso (EPC) y escenarios de caso alterno (ECA). A continuación, se presentan los criterios específicos para realizar las simulaciones que se indican en el numeral 2.2.5 y en las Tabla 5, Tabla 7 y Tabla 9 del documento DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1.

Tabla 36. Criterios para realizar simulaciones.

Tipo de caso	Tipo de sustancias	Criterios a considerar	
Peor caso	Tóxicas	En forma de gas: Fuga total del inventario en 10 minutos (1).	Tabla 5. "Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación". Tabla 7. "Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa. Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos.
		En forma líquida: Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto (1) (2).	
	Inflamables explosivas	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto (2).	
Caso alterno	Tóxicas e inflamables explosivas	Tabla 5. "Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación". Tabla 7. "Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa". Tabla 9. "Diámetro equivalente de fuga". Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.	
Caso más probable	Tóxicas e inflamables explosivas		

(1) Considerar que la fuga ocurre a nivel del piso.
(2) El inventario que se fuga en líneas de proceso o ductos debe ser calculado con la fórmula 1 del Anexo 2.
Fuente: Numeral 2.2.5 del documento DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1.
Criterios técnicos para realizar simulaciones en PEMEX DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1.

Tabla 37. Criterios para realizar simulaciones (Temperatura y humedad)

Para	Peor caso	Caso más probable	Caso alterno
Temperatura ambiente/Humedad relativa			
Sustancias tóxicas	Utilizar la temperatura máxima alcanzada en los últimos tres años y la humedad relativa promedio en este mismo periodo. Si ambos datos no están disponibles, utilizar como temperatura ambiente 25 °C y una humedad relativa del 50%.	Utilizar la temperatura ambiente y humedad relativa promedio en los últimos tres años. Si ambos datos no están disponibles, utilizar como temperatura ambiente de 25 °C y una humedad relativa del 50%.	
Sustancias inflamables explosivas	Utilizar la temperatura ambiente y humedad relativa promedio en los últimos tres años. Si ambos datos no están disponibles, utilizar como temperatura ambiente 25 °C y una humedad relativa del 50%.		
Presión atmosférica			

Fuente: Tabla 5 del documento Criterios técnicos para realizar simulaciones en PEMEX DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1.

Se aplica la siguiente fórmula para obtener el inventario de fuga.

$$IF = Fm * t$$

Donde:
IF: Inventario de fuga (kg)
Fm: Flujo másico (kg/s)
t: Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga, hasta que ésta es aislada cerrando las válvulas de seccionamiento (s)

Los cálculos para determinar los inventarios de fuga se incluyen en el **Anexo G**.

Adicionalmente a lo indicado en las tablas, se siguen los criterios siguientes indicados en la Guía ARSH versión 2020:

a) El Peor Caso para cada Sustancia Peligrosa manejada (para recipientes, considerar el que involucre a la mayor cantidad de sustancia en un solo recipiente, por ejemplo, el tanque de almacenamiento con mayor cantidad almacenada, y para tuberías considerar el que involucre a la mayor cantidad de sustancia en una tubería, por ejemplo, la tubería con mayor diámetro y mayor longitud entre válvulas de seccionamiento), independientemente de la región de Riesgo donde se ubiquen;
b) El Caso Más Probable para cada Sustancia Peligrosa manejada, independientemente de la región de Riesgo donde se ubiquen, considerando una fuga del 20% del diámetro equivalente de la tubería, y
c) Los Casos Alternos: Escenarios que se ubiquen dentro de la región de Riesgo No tolerable y además aquellos ubicados en la región ALARP que sean de interés particular para la evaluación de consecuencias identificados en el desarrollo del apartado 5.4.1.4. de la presente Guía. En caso de que se haya demostrado metodológica y sistemáticamente en dicho apartado, que todos los Escenarios de Riesgo se localizan únicamente dentro de los niveles de tolerabilidad o aceptabilidad, se simularán aquellos Escenarios de Riesgo que sean de interés particular. Los Regulados realizarán las simulaciones para un orificio de fuga del 20% y del 100% del diámetro equivalente de la tubería, y ruptura total en caso de recipientes.

Asimismo, los Regulados utilizarán la velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad categoría A-B (para el día) y F (para la noche), conforme a la clasificación de Pasquill.

Para efectuar la simulación de escenarios, se utilizó el software PHAST Versión 8.4.

A continuación, se indican los valores umbrales y descripción de los eventos para cada uno de los efectos que pudieran presentarse, es decir, en caso de que se presente una explosión (sobrepresión) y/o incendio (radiación térmica). No se incluyen sustancias tóxicas debido a que el gas natural no las contiene.

Tabla 38. Valores umbrales y descripción del evento de sobrepresión.

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
1.379	0.00138	0.138	0.02	Ruido molesto (137 dB de frecuencia: 10 – 15 Hz).
2.0	0.002	0.2	0.03	Rotura ocasional de cristales grandes sometidos a tensión.
2.01	0.0021	0.201	0.029	Rotura ocasional de cristales grandes.
2.75	0.003	0.275	0.040	Ruido fuerte (143 dB). Rotura de cristales por la onda sonora.
6.9	0.0069	0.69	0.1	Rotura de cristales pequeños sometidos a tensión.
7.0	0.007	0.7	0.102	Rotura ocasional de cristales pequeños sometidos a tensión.
10.342	0.01034	1.034	0.15	Presión típica para rotura de cristales.
20.684	0.02068	2.068	0.30	Límite inferior de lanzamiento de proyectiles. 95.0 % de probabilidad de no sufrir daños serios por debajo de este valor. Daños menores en techos de casas. Rotura de ventanas (10 %).
27.6	0.0276	2.76	0.40	Daño estructural secundario, límite menor.
34.0	0.034	3.4	0.493	Rotura del 90 % de los cristales. Destrucción de ventanas con daños en marcos.
34.5	0.0345	3.45	0.5	Destrucción de ventanas con daño a los marcos y bastidores. Daños menores a techos de casa. Daños estructurales menores.
34.5 – 68.948	0.0345 – 0.06894	3.45 – 6.8948	0.50 – 1.0	Ventanas grandes y pequeñas generalmente hechas añicos. Posible daño a marcos de ventanas.
48.263	0.04826	4.826	0.70	Daños estructurales menores a las casas.
50.0	0.05	5.0	0.725	Límite de la "zona de alerta" según la directriz básica en accidentes mayores. Daños estructurales de pequeña magnitud en casas.
68.0	0.068	6.8	0.986	Demolición parcial de casas que quedan inhabitables. Fallo de paneles y mamparas de madera, aluminio, etc.
68.9	0.0689	6.89	0.999	Daños estructurales menores, comparables a los daños ocasionados por una tormenta: fallas en estructuras o paredes de madera. Rompimiento de ventanas. Los techos de los tanques de almacenamiento sufren colapso. Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.
69.0	0.069	6.9	1.0	Demolición parcial de casas que quedan inhabitables. La máxima velocidad del viento es de 79.7 km/h.
69.0 – 138.0	0.069 – 0.138	6.9 – 13.8	1.0 – 2.002	Fallo de paneles y mamparas de madera, aluminio, etc. Rotura de planchas de asbesto ondulado.
90.0	0.09	9.0	1.3	Marcos de acero de construcción ligeramente distorsionados.
125.0	0.125	12.5	1.81	Límite de la "zona de intervención" según la directriz básica de accidentes mayores. Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos.
138.0	0.138	13.8	2.0	Colapso parcial de paredes y techos de casas.
158.0	0.158	15.8	2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
138.0 – 207.0	0.138 – 0.207	13.8 – 20.7	2.0 – 3.002	Destrucción de muros de hormigón (no armado) de 20 a 30 cm de grosor. Daños estructurales importantes.
163.0	0.163	16.3	2.36	Umbral (1 %) de rotura de tímpanos en personas.
165.0	0.165	16.5	2.393	Límite (1 %) de rotura de tímpano.
170.0	0.170	17.0	0.9863	Deformación de estructuras de acero.
172.37	0.17237	17.237	2.5	Destrucción del 50 % de edificaciones con ladrillo. Deformación de estructuras de acero.
204.0	0.204	20.4	2.959	Destrucción de muros de hormigón (no armado) de 20 a 30 cm de grosor.

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
207.0	0.207	20.7	3.0	Las máquinas pesadas (3,000 lb) en la construcción industrial sufren poco daño. El marco de acero de los edificios se distorsiona y se desprende de los cimientos.
207.0 – 276.0	0.207 – 0.276	20.7 – 27.6	3.0 – 4.0	Colapso de estructuras metálicas. Rotura de tanques de almacenamiento.
272.0	0.272	27.2	3.945	Rotura de depósitos y tanques de almacenamiento.
276.0	0.276	27.6	4.0	Rotura de las vestiduras de edificios industriales ligeros.
340.0	0.340	34.0	4.931	Destrucción prácticamente completa de casas.
344.0 – 480.0	0.344 – 0.48	34.4 – 48.0	4.989 – 6.962	Rotura de postes de madera de servicios públicos. Destrucción prácticamente completa de casas.
345.0	0.345	34.5	5.0	Destrucción de postes de madera. Prensas hidráulicas (40,000 lb) en la construcción ligeramente dañadas. Máxima velocidad de viento de 260.6 km/h.
476.0	0.476	47.6	6.904	Destrucción prácticamente completa de casas. Vuelco de vagones de tren cargados.
480.0	0.48	48.0	6.962	Vuelco de vagones de tren cargados.
480.0 – 550.0	0.48 – 0.55	48.0 – 55.0	6.962 – 7.977	Rotura de muros de ladrillo de 20 a 30 cm de grosor.
500.0	0.5	50.0	7.25	Colapso parcial de paredes y techos de casas. Destrucción de paredes de cemento de 20 a 30 cm de grosor. Destrucción del 50 % de la obra de ladrillo en edificaciones. 25 % de todas las paredes muestran fallas. Las paredes hechas de bloques de concreto se colapsan. Daños menores de marcos de acero en ventanas y puertas. Daños moderados o menores. Deformación de paredes y puertas, falla de juntas. Se desprende el recubrimiento de las paredes. Daños serios al resto de los elementos de soporte. Umbral (1 %) de rotura de tímpano
544.0	0.544	54.4	7.890	Rotura de paredes de ladrillo de 20 a 30 cm de espesor.
482.6 – 551.58	0.4826 – 0.55158	48.263 – 55.158	7.0 – 8.0	Paneles de ladrillo de 8 - 12 pulgadas de grosor no reforzados ceden por deslizamiento o curvatura.
620.0	0.62	62.0	9.0	Furgones de carga de tren totalmente destruidos.
689.0	0.689	68.9	9.99	Probable destrucción total de edificios. Herramientas de maquinaria pesada (7,000 lb) desplazadas y gravemente dañadas. Herramientas de maquinaria muy pesada (12,000 lb) se mantienen.
689.48	0.68948	68.948	10.0	Probable destrucción total de edificios. Máquinas pesadas (> 3,500 kg) desplazadas y gravemente dañadas. Máxima velocidad del viento de 294 km/h.
831.0	0.831	83.1	12.05	90 % de probabilidad de rotura de tímpanos en personas.
987.0	0.987	98.7	14.315	Umbral (1 %) de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar.
990.0	0.990	99.0	14.359	Límite (1 %) de muerte por hemorragia pulmonar.
1,000.0	1.0	100.0	14.50	Desplazamiento de los tanques de almacenamiento cilíndrico. Daño a columnas de fraccionamiento. La estructura de soporte de un tanque de almacenamiento redondo se colapsa. Daños severos y desplazamiento de maquinaria pesada (3,500 kg). Falla de las conexiones de tuberías. Demolición total de edificios. Colapso total de casas habitación tipo o estilo americano. Umbral de letalidad (1 %) de muerte por hemorragia pulmonar y efectos directos de la sobrepresión sobre el cuerpo humano.
1,735.0	1.735	173.5	25.16	90 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar.
1,750.0	1.75	175.8	25.5	Rotura parcial de tanques de almacenamiento. Daño parcial mayor a columnas de fraccionamiento. Daños severos a maquinaria pesada (3,500 kg).

Valor umbral mbar	bar	kPa	psi	Descripción
				Rotura parcial de tuberías. Demolición total de edificios. 90 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar.
2,000.0	2.0	200.0	29.0	Rotura total de tanques de almacenamiento. Pérdida total de columnas de fraccionamiento. Pérdida total de maquinaria pesada (3,500 kg). Rotura total de tuberías. Demolición total de edificios. 99 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar.
20,684.3	20.6843	2,068.43	300.0	Límite para formación de cráter.

Fuente: Análisis y reducción de riesgos en la industria química, MAPFRE, AIChE, Series Today
UNIDAD DE NORMATIVIDAD TÉCNICA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, Especificación Técnica para Proyecto de Obras P,2,0431,02 Sistemas de Quemadores (FLARE SYSTEMS), emitida por la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional; febrero, 2001; Primera Edición, ©2005 Universidad de Zaragoza (Pedro Cerbuna 12, 50009 ZARAGOZA-ESPAÑA | Tfno, información: (34) 976-761001), Ministerio de trabajo y asuntos sociales de España; instituto nacional de seguridad e higiene en el trabajo; NTP 326: Radiación térmica en incendios de líquidos y gases; NTP 291: Modelos de vulnerabilidad de las personas por accidentes mayores: método Probit Guidelines for chemical process quantitative risk analysis; New York, american institute of chemical engineers, 1989, 585 págs, Loss prevention in the process industries Londres, Butterworths, 1980, 2 vols, 1316 págs.

Tabla 39. Efectos de la intensidad de la radiación.

Valor umbral kW/m²	MW/m²	W/m²	BTU/pie²h	BTU/pie²s	Descripción
1.40	0.0014	1,400	443.798	0.123277	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal). Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial.
1.58	0.0016	1,580	500.857	0.139127	Límite permisible para una exposición prolongada del personal con equipo de seguridad básico.
1.7	0.0017	1,700	538.897	0.149694	En general, se considera que no hay dolor, sea cual sea el tiempo de exposición en flujos térmicos inferiores a 1.7 kW/m². Radiación mínima necesaria para causar dolor.
1.74	0.00174	1,740	551.577	0.153216	El umbral de dolor es de 60 segundos para personal que cuente con equipo de seguridad básico.
3.00	0.0030	3,000	950.995	0.264165	Zona de alerta.
4.0	0.004	4,000	1,267.990	0.35222	Radiación máxima tolerable por personas con equipo de seguridad básico.
4.7	0.0047	4,700	1,489.890	0.413859	Radiación máxima tolerable por bomberos y personas protegidas con equipo de seguridad especial.
4.73	0.00473	4,730	1,499.400	0.416501	Límite permisible para una exposición en un corto intervalo de tiempo del personal que trabaja en el área. El umbral de dolor es de 16 segundos. En las emisiones de emergencia se considera que las personas reaccionan en un tiempo de 3 a 5 segundos y se requieren 5 segundos más para que el personal se retire del área, por lo que resulta un tiempo total de exposición de 8 a 10 segundos.
5.00	0.0050	5,000	1,584.990	0.440275	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado. El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos; con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; cuando la temperatura de la piel llega hasta 55 °C aparecen ampollas.
6.31	0.00631	6,310	2,000.260	0.555628	Límite permisible para una exposición del personal efectuando acciones de emergencia que no duren más de un minuto con ropa apropiada. El umbral de dolor es de 16 segundos. A partir de un tiempo de exposición de 20 segundos se genera ampollamiento de la piel.
6.5	0.0065	6,500	2,060.490	0.572358	Radiación máxima tolerable por exposición durante 20 segundos sin quemaduras para personas con equipo de seguridad especial.
9.46	0.00946	9,460	2,998.800	0.833001	Exposición del equipo (tanques, unidad de encendido remoto).
11.70	0.0117	11,700	3,708.880	1.03024	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.
12.50	0.0125	12,500	3,962.480	1.10069	Extensión del incendio. Fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos. La madera puede prender después de una larga exposición. 100 % de letalidad.

Valor umbral					Descripción
kW/m²	MW/m²	W/m²	BTU/pie²h	BTU/pie²s	
15.77	0.01577	15,770	4,999.060	1.38863	Exposición y fatiga de las estructuras y áreas en donde no haya personal operando.
16.72	0.01672	16,720	5,300.210	1.47228	A partir de un tiempo de exposición de 5 segundos se genera ampollamiento de la piel. No existe tiempo para alcanzar el umbral de dolor.
25.00	0.0250	25,000	7,924.960	2.20138	El acero delgado aislado puede perder su integridad mecánica.
37.50	0.0375	37,500	11,887.400	3.30207	Suficiente para causar daños a equipos de proceso. Colapso de estructuras.

Fuente: Análisis y reducción de riesgos en la industria química, MAPFRE; AIChE, series today
UNIDAD DE NORMATIVIDAD TÉCNICA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, Especificación Técnica para Proyecto de Obras P,2,0431,02 Sistemas de Quemadores (FLARE SYSTEMS), emitida por la subdirección de tecnología y desarrollo profesional; febrero, 2001; Primera Edición.
©2005 Universidad de Zaragoza (Pedro Cerbuna 12, 50009 ZARAGOZA-ESPAÑA | Tfno, información: (34) 976-761001) Ministerio de trabajo y asuntos sociales de España; instituto nacional de seguridad e higiene en el trabajo; NTP 326: Radiación térmica en incendios de líquidos y gases; NTP 291: Modelos de vulnerabilidad de las personas por accidentes mayores: método Probit Guidelines for chemical process quantitative risk analysis; New York, american institute of chemical engineers, 1989, 585 págs, Loss prevention in the process industries Londres, Butterworths, 1980, 2 vols. 1316 pags.

Metodologías aplicadas para el desarrollo del análisis de riesgo cuantitativo
Descripción del modelo utilizado para la simulación de los eventos máximos.

Todas las simulaciones de consecuencias se realizaron con el software PHAST versión 8.4, desarrollado por DNV.

El análisis de consecuencias es usado para estimar la magnitud o los efectos adversos hacia el personal, población, impactos ambientales, a una instalación, equipos, o pérdidas económicas, asociado con accidentes que involucran materiales peligrosos (tóxicos, inflamables, explosivos, etc.). Este análisis se realiza mediante el uso de un modelo de dispersión, explosión, fuego y liberación de productos.

La presencia de materiales peligrosos dentro de una instalación o planta de proceso puede resultar en eventos no deseados tales como; un chorro de fuego (jet fire), una alberca de fuego (pool fire), un flamazo (flash fire), la explosión de una nube de vapor o en un BLEVE (Boiling liquid expanding vapour explosion). Dichos eventos se deben prevenir y en un momento dado poder mitigarlos cuando se presente el evento.

El uso del simulador de consecuencias PHAST, permitió modelar los eventos arriba mencionados, el resultado de estas simulaciones se analizó y se identificaron los radios de afectación de un evento, midiendo así la magnitud de los eventos.

A continuación, se muestra, en su forma de ejecución, la metodología para realizar el análisis de consecuencias.

1) Efectúe la descripción del proceso: es la descripción del flujo de proceso.
2) Identifique los materiales de proceso: todos los componentes o productos que se manejan dentro del proceso, con sus respectivas propiedades fisicoquímicas.
3) Identifique las condiciones climatológicas: como son temperaturas atmosféricas, dirección y velocidad del viento, etc., del sitio donde se encuentra la instalación en estudio.
4) Identifique los parámetros de proceso: en sus condiciones normales, máximas y mínimas de operación.
5) Establezca los escenarios de peligro a modelar: ya sea fuego, liberación de productos, explosión o dispersión de gases.
6) Documente todos los pasos anteriores en el formato 2 del documento DCO-GDOESSSPA-CT-001 Rev. 1.

7) Ejecute la modelación para un escenario de peligro en particular: mediante la aplicación del procedimiento que se encuentra en la guía del usuario del simulador de consecuencias PHAST (versión 8.4).
8) Efectúe un análisis de los resultados arrojados por el simulador de consecuencias: en donde se debe identificar cuáles son los radios de afectación, los radios de amortiguamiento y los radios de las que serían zonas seguras.
9) Emita recomendaciones y conclusiones: éstas se harán con base en los resultados obtenidos y su análisis.
10) Documente la memoria de cálculo arrojada por el simulador PHAST versión 8.4.

Considerando los resultados de la jerarquización efectuada, se seleccionan los escenarios ubicados en los niveles de riesgo NO TOLERABLE (tipo A) y se seleccionan algunos de los escenarios ALARP (tipo B), para considerar las posibles afectaciones hacia el personal, medio ambiente e instalación en caso de existir una fuga y/o incendio y se realiza un análisis de consecuencias a dichos escenarios.

Se siguieron los siguientes criterios para asignar el tipo de escenario:

- ✓ EPC: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 100%.
- ✓ CMP: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 20% del diámetro
- ✓ ECA: Escenarios seleccionados en base a una evaluación cualitativa de presentar nivel de riesgo alto debido a: Alta presión, condiciones de operación extremas y/o mayor volumen, considerando fuga de 100% y de 20% del diámetro.

En el **Anexo G** se presentan la documentación del análisis de consecuencias realizado a los escenarios de riesgo identificados y evaluados, utilizando la herramienta process hazard analysis sofware Tools (PHAST) versión 8.4 y los criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos (DCO-GDOESSSPA-CT-001), así como criterios de ASEA.

Resultados del Análisis de Consecuencias

A continuación, se presentan las tablas de los resultados del análisis de consecuencias mediante el software PHAST a los escenarios evaluados, mediante el uso del Software PHAST versión 8.4.

Los diagramas de pétalos de los escenarios a los que se realizó el análisis de consecuencias se presentan en el **Anexo G**.

Tabla 40. Resultados de la simulación de escenarios de riesgo (zonas de amortiguamiento y de alto riesgo).

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Zona A**	Alto riesgo	Zona A**	Alto riesgo
			IDLH (m)	TLV15 (m)	1.4 kW/m² (m)	5 kW/m² (m)	0.5 psi (m)	1.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 125.112 CHAF: 248.578	CHOF: 91.1534 CHAF: 145.81	453.109	377.564
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 333.68 CHAF: 927.866	CHOF: 241.379 CHAF: 542.464	2216.1	1904.66
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	BLEVE	NA	NA	NA	NA	802.366	477.373
ARP-2021- MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	CHOF, UVCE	NA	NA	50.3402	36.7324	51.3005	42.9677
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	279.641	188.686	450.359	391.538
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	1230.56	795.662	2335.32	2032.01
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	219.771	150.52	334.146	289.491
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	965.16	625.998	1859.93	1621.32
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	85.5821	60.717	110.047	94.3805
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	408.203	269.929	693.945	602.424
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, UVCE	NA	NA	15.8417	12.512	17.633	14.6469
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, BOLF, UVCE	NA	NA	CHOF: 95.6519 BOLF: 138.299	CHOF: 67.5802 BOLF: 75.4747	85.402	67.6405
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	269.281	183.372	421.653	366.238

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Zona A**	Alto riesgo	Zona A**	Alto riesgo
			IDLH (m)	TLV15 (m)	1.4 kW/m² (m)	5 kW/m² (m)	0.5 psi (m)	1.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	1180.55	773.008	2284.7	1997.28

* De acuerdo con la tabla 1 del documento DCO-GDOESSSPA-CT-001. 001 (NT: Nube Tóxica; CHOF: Chorro de fuego o Jet fire; BOLF: Bola de fuego o Fire Ball; CHAF, Charco de fuego o Pool fire; UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada).
** Zona de Amortiguamiento
NA: No Aplica; NR: No reacciona

Tabla 41. Resultados de la simulación de escenarios de alto riesgo por daños a equipos.

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Alto riesgo por daño a equipos		Alto riesgo por daño a equipos	
			IDLH (m)	TLV15 (m)	12.5 kW/m² (m)	37.5 kW/m² (m)	3 psi (m)	10.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 73.7748 CHAF: 99.0485	CHOF: 66.6403 CHAF: 55.7033	317.331	288.069
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 196.054 CHAF: 363.935	CHOF: 163.851 CHAF: 204.439	1656.35	1535.72
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	BLEVE	NA	NA	NA	NA	231.246	110.404
ARP-2021- MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	CHOF, UVCE	NA	NA	30.8866	24.897	36.3238	33.0961
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	147.839	112.447	344.639	321.855
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	617.552	467.904	1790.18	1672.7
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	119.521	91.4134	253.888	236.592
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	483.697	370.39	1431.08	1338.66

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Alto riesgo por daño a equipos		Alto riesgo por daño a equipos	
			IDLH (m)	TLV15 (m)	12.5 kW/m² (m)	37.5 kW/m² (m)	3 psi (m)	10.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	49.8477	39.216	81.8893	75.821
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	207.295	158.343	529.454	494.005
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, UVCE	NA	NA	10.5326	NA	12.2661	11.1095
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, BOLF, UVCE	NA	NA	CHOF: 55.2563 BOLF: 48.3438	CHOF: 43.3019 BOLF: 27.5934	53.4791	46.5994
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	144.926	110.901	322.054	300.59
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	601.994	458.982	1768.12	1656.79

* De acuerdo con la Tabla 1 del documento DCO-GDOESSSPA-CT-001. 001 (NT: Nube Tóxica; CHOF: Chorro de fuego o Jet fire; BOLF: Bola de fuego o Fire Ball; CHAF, Charco de fuego o Pool fire; UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada).
** Zona de Amortiguamiento
NA: No Aplica; NR: No reacciona

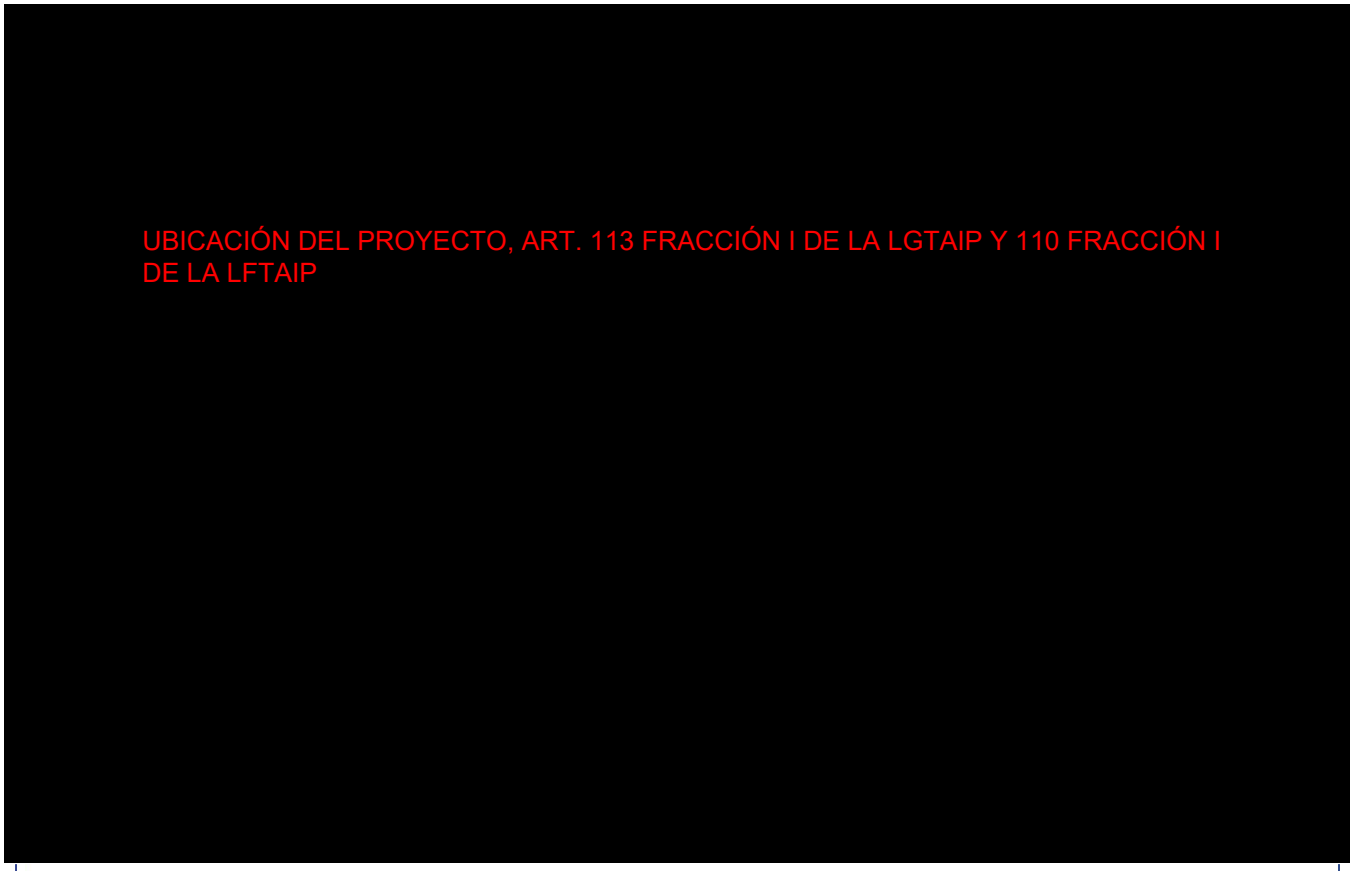
Los diagramas de pétalos de los escenarios a los que se realizó el análisis de consecuencias se presentan en el **Anexo G**.

Cabe mencionar que los radios de afectación indicados en la tabla de resultados se refieren a los mayores efectos que pudieran presentarse. En la realidad, podría encontrar un punto de ignición más cercano al punto de fuga y con ello los radios de afectación serían menores. O inclusive, podría dispersarse sin que se llegará a presentar un evento mayor.

5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

Los diagramas de pétalos de los escenarios a los que se realizó el análisis de consecuencias se presentan en el **Anexo G**.

Para ello se elaboraron 28 diagramas de pétalos. A continuación, se presenta un ejemplo de los Diagramas de pétalos (escenario ARP-2021-MXTGS-CMP-01).



Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por sobrepresión			
			Zona A** 0.5 psi (m)	Alto Riesgo 1.0 psi (m)	Alto Riesgo a equipos 3.0 psi (m)	Alto Riesgo a equipos 10.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	BLEVE	802.366	477.373	231.246	110.404

6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO

6.1. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD

A continuación, se presenta el análisis de vulnerabilidad.

Tabla 42. Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 2 personas	1. Supervisión de la actividad por parte del POAC 2. Supervisión en sitio de la maniobra por los ingenieros de sistema de carga de la FSRU, uno presente en el colector de FSRU y otro transferido al colector de LNGC 3. Sistemas y equipo contra incendio, tanto del FSRU como del abastecedor	No surgieron recomendaciones
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Los techos de los tanques de almacenamiento sufren colapso. Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Diferimiento de producción		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 2 personas	1. Supervisión de la actividad por parte del POAC 2. Supervisión en sitio de la maniobra por los ingenieros de sistema de carga de la FSRU, uno presente en el colector de FSRU y otro transferido al colector de LNGC 3. Sistemas y equipo contra incendio, tanto del FSRU como del abastecedor	No surgieron recomendaciones
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Los techos de los tanques de almacenamiento sufren colapso. Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Diferimiento de producción		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se presenta el evento.	1. Alarma por baja baja presión (PALL-2070) 2. PSLL-2070 con señal a cierre de la SDV-2070 a 1.5 kg/cm^2 3. Sistema de detección de gas que cubre el área, enviando señal por confirmación al SPPE 4. Sistema de alarmas visibles y audibles en el área 5. Red contraincendio 6. Extintores portátiles en el área 7. Apertura automática (por filosofía de gas y fuego) de SDV-2071 al tener fuego confirmado 8. Apertura manual de las SDV´s de venteo de esferas cercanas 9. Válvula interna de corte en caso de incendio (actúa @100°C) 10. BDV-2070	**2021-GSD-MXTGS-043** Configurar una alarma en el PIT-2010/2020/2030/2040/2050/2060/2070/2080 con señal al cuarto de control **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Los techos de los tanques de almacenamiento sufren colapso. Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Abarca toda la instalación.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Abarca toda la instalación.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se presenta el evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-CMP-01	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 1 persona.	1. Alarma por baja baja presión (PALL-2070) 2. PSLL-2070 con señal a cierre de la SDV-2070 a 1.5 kg/cm^2 3. Sistema de detección de gas que cubre el área, enviando señal por confirmación al SPPE 4. Sistema de alarmas visibles y audibles en el área 5. Red contraincendio 6. Extintores portátiles en el área 7. Apertura automática (por filosofía de gas y fuego) de SDV-2071 al tener fuego confirmado 8. Apertura manual de las SDV´s de venteo de esferas cercanas 9. Válvula interna de corte en caso de incendio (actúa @100°C) 10. BDV-2070	**2021-GSD-MXTGS-043** Configurar una alarma en el PIT-2010/2020/2030/2040/2050/2060/2070/2080 con señal al cuarto de control **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones en al área de almacenamiento.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones en al área de almacenamiento.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones en al área de almacenamiento.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Diferimiento de producción.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 3 personas.	1. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 2. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 3. PIT-2102 en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicadores de presión (PI) locales en líneas (2 en cada brazo mecánico) 5. Indicador de presión en el ducto (PI-2106) 6. Paro manual vía botonera en el área 7. Extintores portátiles 8. Sistemas CI del FSRU (monitores / hidrantes)	**2021-GSD-MXTGS-001** Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102 **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a la bahía de amarre y al FSRU.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a la bahía de amarre y al FSRU.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a la		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				bahía de amarre y al FSRU.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 5 personas.	1. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 2. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 3. PIT-2102 en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicadores de presión (PI) locales en líneas (2 en cada brazo mecánico) 5. Indicador de presión en el ducto (PI-2106) 6. Paro manual vía botonera en el área 7. Extintores portátiles 8. Sistemas CI del FSRU (monitores / hidrantes)	**2021-GSD-MXTGS-001** Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102 **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a la bahía de amarre y al FSRU.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a la bahía de amarre y al FSRU.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a la bahía de amarre y al FSRU.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 2 personas.	1. PSL-3100 A/B/C que mandan señal de cierre a la SDV-3100 2. Alarmas por baja presión (PAL-3100 A/B/C) en el ducto, con señal al cuarto de control 3. Alarma por baja presión (PAL-3103) en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicador de presión en el ducto (PI-3102) 5. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				minutos. Afectaciones a los patines de medición, de regulación de presión y al sistema de compresión.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a los patines de medición, de regulación de presión y al sistema de compresión.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a los patines de medición, de regulación de presión y al sistema de compresión.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Diferimiento de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 10 personas.	1. PSL-3100 A/B/C que mandan señal de cierre a la SDV-3100 2. Alarmas por baja presión (PAL-3100 A/B/C) en el ducto, con señal al cuarto de control 3. Alarma por baja presión (PAL-3103) en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicador de presión en el ducto (PI-3102) 5. Extintores de carretilla y	**2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.	portátiles en el área de llegada	
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a toda la instalación.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a toda la instalación.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a toda la instalación.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 10 personas.	1. SDV-325X en la succión 2. SDV-3210 en la descarga 3. SDV-3200 en la succión 4. PSL´s-325X para paro de compresor	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto **2021-GSD-MXTGS-046** Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.	5. PIT´s-325X para monitoreo del compresor 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área	
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones al área de expendio.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones al área de expendio.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones al área de expendio.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 15 personas.	1. SDV-325X en la succión 2. SDV-3210 en la descarga 3. SDV-3200 en la succión 4. PSL´s-325X para paro de compresor 5. PIT´s-325X para monitoreo del compresor 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto **2021-GSD-MXTGS-046** Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Se esperan afectaciones a personal que transite sobre la carretera federal Champotón-Campeche.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m²)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones toda la instalación.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m²)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones toda la instalación.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones toda la instalación.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 1 persona.	1. 2 PIT que actúan a cierre de la XV sobre cada línea de llenado 2. Botón de paro por emergencia (manual) 3. Sistema de detección de gas que cubre el área 4. Válvula de exceso de flujo 5. Diseño de mangueras de acuerdo a la NOM-010-ASEA-2016 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área 8. Sistema de detección de gas y fuego	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a las líneas de llenado cercanas.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a las líneas de llenado cercanas.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				Afectaciones a las líneas de llenado cercanas.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 5 personas.	1. 2 PIT que actúan a cierre de la XV sobre cada línea de llenado 2. Botón de paro por emergencia (manual) 3. Sistema de detección de gas que cubre el área 4. Válvula de exceso de flujo 5. Diseño de mangueras de acuerdo a la NOM-010-ASEA-2016 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área 8. Sistema de detección de gas y fuego	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a la zona de llenado de automóviles.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a la zona de llenado de automóviles.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a la zona de llenado de automóviles.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 2 personas.	1. Indicador de presión (PI) local (PI-3106) 1. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-034** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión **2021-GSD-MXTGS-035** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001 **2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan afectaciones.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a la zona de interconexión con el gasoducto Mayakan.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a la zona de interconexión con el gasoducto Mayakan.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a la zona de interconexión con el gasoducto Mayakan.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Diferimiento de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Diferimiento de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Daños al personal	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Se estima un máximo de 15 personas.	1. Indicador de presión (PI) local (PI-3106) 1. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-034** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión **2021-GSD-MXTGS-035** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001 **2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan daños al personal.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	No se esperan daños al personal.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan daños al personal.		
	Daños a la población	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Requiere evacuación de los habitantes de Haltuchen Norte y de Ciudad Sol.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Demolición parcial de casas que quedan inhabitables. Requiere evacuación de los habitantes de Haltuchen Norte y de Ciudad Sol.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Impacto Ambiental	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones.		

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Posibilidad de fugas menores.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	No se esperan afectaciones.		
	Daños a la instalación	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Afectaciones a toda la instalación.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	No se esperan afectaciones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas. Afectaciones a toda la instalación.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores. Afectaciones a toda la instalación.		
	Daños a la producción	Radiación	Alto Riesgo (5 kW/m^2)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (1.4 kW/m^2)	Daños estructurales menores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo (1.0 psi)	Pérdida de producción.		
			Amortiguamiento (0.5 psi)	Daños estructurales menores.		

6.2. INTERACCIONES DE RIESGO

A continuación, se presentan las posibles interacciones de riesgo.

Tabla 43. Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Mangueras de transferencia de carga	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	66.6403	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)	1. Supervisión de la actividad por parte del POAC 2. Supervisión en sitio de la maniobra por los ingenieros de sistema de carga de la FSRU, uno presente en el colector de FSRU y otro transferido al colector de LNGC 3. Sistemas y equipo contra incendio, tanto del FSRU como del abastecedor	No surgieron recomendaciones
				Sobrepresión (10.0 psi)	288.069	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	91.1534	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	377.564	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Mangueras de transferencia de carga	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	163.851	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)	1. Supervisión de la actividad por parte del POAC 2. Supervisión en sitio de la maniobra por los ingenieros de sistema de carga de la FSRU, uno presente en el colector de FSRU y otro transferido al colector de LNGC 3. Sistemas y equipo contra incendio, tanto del FSRU como del abastecedor	No surgieron recomendaciones
				Sobrepresión (10.0 psi)	1535.72	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	241.379	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	1904.66	FSRU y barcos abastecedores	30 m (aprox)		
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	Esfera de almacenamiento	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	NA	NA	NA	1. Alarma por baja baja presión (PALL-2070) 2. PSLL-2070 con señal a cierre de la	**2021-GSD-MXTGS-043** Configurar una alarma en el PIT-2010/2020/2030/2040/2050/2060/2070/2080 con señal
				Sobrepresión (10.0 psi)	110.404	Esferas de almacenamiento	60 m (aprox, de centro a centro)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	NA	NA	NA		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				Sobrepresión (1.0psi)	477.373	Sistema de llenado de GNC, sistema de almacenamiento, sistema de compresión	150 m (aprox) del sistema de llenado de GNC y del sistema de compresión 60 m (aprox, de centro a centro de esfera de almacenamiento)	SDV-2070 a 1.5 kg/cm^2 3. Sistema de detección de gas que cubre el área, enviando señal por confirmación al SPPE 4. Sistema de alarmas visibles y audibles en el área 5. Red contraincendio 6. Extintores portátiles en el área 7. Apertura automática (por filosofía de gas y fuego) de SDV-2071 al tener fuego confirmado 8. Apertura manual de las SDV´s de venteo de esferas cercanas 9. Válvula interna de corte en caso de incendio (actúa @100°C) 10. BDV-2070	al cuarto de control **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
ARP-2021-MXTGS-CMP-01	Esfera de almacenamiento	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	24.897	Esferas de almacenamiento	60 m (aprox, de centro a centro de esfera)	1. Alarma por baja baja presión (PALL-2070) 2. PSLL-2070 con señal a cierre de la SDV-2070 a 1.5 kg/cm^2 3. Sistema de detección de gas que cubre el área, enviando señal por confirmación al SPPE 4. Sistema de alarmas visibles y audibles en el área 5. Red contraincendio	**2021-GSD-MXTGS-043** Configurar una alarma en el PIT-2010/2020/2030/2040/2050/2060/2070/2080 con señal al cuarto de control **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	33.0961	Esferas de almacenamiento	60 m (aprox, de centro a centro de esfera)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	36.7324	Esferas de almacenamiento	60 m (aprox, de centro a centro de esfera)		
				Sobrepresión (1.0psi)	42.9677	Esferas de almacenamiento	60 m (aprox, de centro a centro de esfera)		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								6. Extintores portátiles en el área 7. Apertura automática (por filosofía de gas y fuego) de SDV-2071 al tener fuego confirmado 8. Apertura manual de las SDV´s de venteo de esferas cercanas 9. Válvula interna de corte en caso de incendio (actúa @100°C) 10. BDV-2070	
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Brazo mecánico FSRU-gasoducto	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	112.447	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)	1. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 2. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 3. PIT-2102 en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicadores de presión (PI) locales en líneas (2 en cada brazo mecánico) 5. Indicador de presión en el ducto (PI-2106) 6. Paro manual vía botonera en el área 7. Extintores portátiles 8. Sistemas CI del FSRU (monitores / hidrantes)	**2021-GSD-MXTGS-001** Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102 **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	321.855	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	188.686	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	391.538	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Brazo mecánico FSRU-gasoducto	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	467.904	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)	1. PSL-2100 que manda señal de cierre a la SDV-2100 2. Transmisor por baja presión (PIT-2100 / PIT-2101) en cada línea de llegada del cada brazo mecánico, con señal a cierre de las MOV-2100/MOV-2101 y MOV-2102/MOV-2103 3. PIT-2102 en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicadores de presión (PI) locales en líneas (2 en cada brazo mecánico) 5. Indicador de presión en el ducto (PI-2106) 6. Paro manual vía botonera en el área 7. Extintores portátiles 8. Sistemas CI del FSRU (monitores / hidrantes)	**2021-GSD-MXTGS-001** Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102 **2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	1672.7	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	795.662	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	2032.01	FSRU y bahía de amarre	10 m (aprox)		
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Gasoducto (antes del patín de medición)	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	91.4134	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión	1. PSL-3100 A/B/C que mandan señal de cierre a la SDV-3100 2. Alarmas por baja presión (PAL-3100 A/B/C) en el ducto, con señal al cuarto de control 3. Alarma por baja presión (PAL-3103) en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicador de presión en el ducto (PI-3102)	**2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área
				Sobrepresión (10.0 psi)	236.592	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	150.52	Patín de medición, patín de regulación de	10 m al patín de medición; 20 m al		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						presión, sistema de compresión	patín de regulación; 50 m al sistema de compresión	5. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
				Sobrepresión (1.0psi)	289.491	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión		
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Gasoducto (antes del patín de medición)	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	370.39	Sistema de compresión, sistema de almacenamiento	50 m al sistema de compresión y 350 m al sistema de almacenamiento	1. PSL-3100 A/B/C que mandan señal de cierre a la SDV-3100 2. Alarmas por baja presión (PAL-3100 A/B/C) en el ducto, con señal al cuarto de control 3. Alarma por baja presión (PAL-3103) en el ducto, con señal al cuarto de control 4. Indicador de presión en el ducto (PI-3102) 5. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
				Sobrepresión (10.0 psi)	1338.66	Sistema de compresión, sistema de almacenamiento	50 m al sistema de compresión y 350 m al sistema de almacenamiento		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	625.998	Sistema de compresión, sistema de almacenamiento	50 m al sistema de compresión y 350 m al sistema de almacenamiento		
				Sobrepresión (1.0psi)	1621.32	Toda la instalación	50 m al sistema de compresión; 350 m al sistema de almacenamiento y 750 m al sistema de llenado de GNC		
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Línea de descarga del sistema de compresión de GNC	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	39.216	Líneas de llenado	30 m (aprox)	1. SDV-325X en la succión 2. SDV-3210 en la descarga 3. SDV-3200 en la succión 4. PSL´s-325X para paro de compresor 5. PIT´s-325X para monitoreo del compresor 6. Red contraincendio	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto **2021-GSD-MXTGS-046** Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su
				Sobrepresión (10.0 psi)	75.821	Líneas de llenado	30 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	60.717	Líneas de llenado	30 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	94.3805	Líneas de llenado	30 m (aprox)		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								7. Extintores portátiles en el área	integración al sistema de gas y fuego del proyecto
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Línea de descarga del sistema de compresión de GNC	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	158.343	Líneas de llenado	30 m (aprox)	1. SDV-325X en la succión 2. SDV-3210 en la descarga 3. SDV-3200 en la succión 4. PSL´s-325X para paro de compresor 5. PIT´s-325X para monitoreo del compresor 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto **2021-GSD-MXTGS-046** Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	494.005	Líneas de llenado y sistema de almacenamiento	30 m (aprox) a líneas de llenado y 450 m al sistema de almacenamiento		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	269.929	Líneas de llenado	30 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	602.424	Líneas de llenado y sistema de almacenamiento	30 m (aprox) a líneas de llenado y 450 m al sistema de almacenamiento		
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	NA	NA	NA	1. 2 PIT que actúan a cierre de la XV sobre cada línea de llenado 2. Botón de paro por emergencia (manual) 3. Sistema de detección de gas que cubre el área 4. Válvula de exceso de flujo 5. Diseño de mangueras de acuerdo a la NOM-010-ASEA-2016 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área 8. Sistema de detección de gas y fuego	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	11.1095	Líneas de llenado	10 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	12.512	Líneas de llenado	10 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	14.6469	Líneas de llenado	10 m (aprox)		
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	43.3019	Líneas de llenado	10 m (aprox)	1. 2 PIT que actúan a cierre de la XV sobre cada línea de llenado 2. Botón de paro por emergencia (manual) 3. Sistema de detección de	**2021-GSD-MXTGS-002** Elaborar el PRE del proyecto
				Sobrepresión (10.0 psi)	46.5994	Líneas de llenado	10 m (aprox)		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	67.5802	Líneas de llenado	10 m (aprox)		
				Sobrepresión (1.0psi)	67.6405	Líneas de llenado	10 m (aprox)		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
								gas que cubre el área 4. Válvula de exceso de flujo 5. Diseño de mangueras de acuerdo a la NOM-010-ASEA-2016 6. Red contraincendio 7. Extintores portátiles en el área 8. Sistema de detección de gas y fuego	
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Interconexión con el gasoducto Mayacan	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	110.901	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión	1. Indicador de presión (PI) local (PI-3106) 1. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-034** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión **2021-GSD-MXTGS-035** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001 **2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del
				Sobrepresión (10.0 psi)	300.59	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	183.372	Patín de medición, patín de regulación de presión, sistema de compresión	10 m al patín de medición; 20 m al patín de regulación; 50 m al sistema de compresión		
				Sobrepresión (1.0psi)	366.238	Sistema de compresión, sistema de almacenamiento	50 m al sistema de compresión y 350 m al sistema de almacenamiento		

Clave del escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/ km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
									ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Interconexión con el gasoducto Mayacan	Gas Natural	Alto riesgo en equipos	Radiación (37.5 kW/m^2)	458.982	Sistema de compresión y sistema de almacenamiento	50 m al sistema de compresión y 350 m al sistema de almacenamiento	1. Indicador de presión (PI) local (PI-3106) 1. Extintores de carretilla y portátiles en el área de llegada	**2021-GSD-MXTGS-034** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión **2021-GSD-MXTGS-035** Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001 **2021-GSD-MXTGS-003** Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia **2021-GSD-MXTGS-004** Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)
				Sobrepresión (10.0 psi)	1656.79	Toda la instalación	50 m al sistema de compresión ; 350 m al sistema de almacenamiento y 750 m al sistema de llenado de GNC		
			Alto riesgo	Radiación (5.0 kW/m^2)	773.008	Toda la instalación	50 m al sistema de compresión ; 350 m al sistema de almacenamiento y 750 m al sistema de llenado de GNC		
				Sobrepresión (1.0psi)	1997.28	Toda la instalación y la estación de servicio 8344	50 m al sistema de compresión ; 350 m al sistema de almacenamiento; 750 m al sistema de llenado de GNC y 1750 m a la estación de servicio 8344		

7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO

Como se pueden observar en los resultados, se presentan escenarios en niveles de riesgo no tolerables asociados a fugas y/o ruptura del ducto, que pueden ocasionar un incendio y/o una explosión (incluido el BLEVE).

Como se presentó en el numeral 4.2.1 Análisis de frecuencias, de bases de datos obtenemos la frecuencia como evento iniciante de una fuga (1×10^{-4}) y de una ruptura (6.188×10^{-5}), y del análisis de consecuencias se puede estimar las mismas para poder realizar el reposicionamiento de riesgos.

De lo anterior tenemos que las frecuencias para fuga, ruptura e incendio considerando los criterios de riesgo serían:

- ✓ Fuga (1×10^{-4}) F1 (Extremadamente raro)
- ✓ Ruptura (6.188×10^{-5}) F1 (Extremadamente raro)
- ✓ Incendio 1×10^{-5}) F1 (Extremadamente raro)

Considerando la jerarquización inicial y tomando los valores de frecuencia y consecuencia mayores, tenemos que:

Tabla 44. Jerarquización inicial de riesgos más altos.

		Consecuencias					
Desviación	F	Pe	Po	Am	Pr	Ins	Aceptación del riesgo
Incendio y/o explosión	2	6	3	4	3	4	A

Reposicionando el riesgo, tenemos que la frecuencia bajaría, mientras que las consecuencias bajarían (al menos 1 nivel para el caso de la población) debido a los radios de afectación resultantes de la simulación y que estiman que no se alcanzaría la población de Halchuten norte. Por lo tanto:

Tabla 45. Reposicionamiento de los riesgos más altos.

		Consecuencias					
Desviación	F	Pe	Po	Am	Pr	Ins	Aceptación del riesgo
Incendio y/o explosión	1	6	2	4	3	4	B

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

8.1. SISTEMAS DE SEGURIDAD

8.1.1. FSRU

Sistemas de seguridad y automatización

El FSRU es una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (Floating Storage Regasification Unit, por sus siglas en ingles FSRU) deberá ser construido para hacer cumplir con los requerimientos del Ship Clasification Society. Además de los requisitos de las regulaciones se deberán llevar a cabo pruebas de seguridad basadas en riesgo para asegurar que el FSRU cumpla con los criterios de nivel de aceptación de riesgo de acuerdo con regulaciones aplicables. La protección contra fuego como equipos portátiles y extinción de incendios deberán ser proporcionados con total cumplimiento con los requerimientos de SOLAS, IMO Gas Carrier Code y Classification Society.

Deberá proporcionarse un sistema de detección de gas y fuego para detección de fuga de GNL, gas natural, fuego y humo. Este sistema deberá estar conectado y comunicado con el SPPE y el SAI para anunciar paros y alarmas. El sistema deberá ser capaz de comunicar el estado de cada detector (alarma y falla). El sistema de gas y fuego deberá ser capaz de:

- Detectar en una etapa temprana la presencia de fuego, gases flamables o gases tóxicos en todas las áreas del FSRU.
- Activar alarmas en el SAI.
- Iniciar (de manera automática o por acción de un operador) la apropiada alarma audible y visible en zonas donde es detectado un riesgo.
- Iniciar acciones como paro de emergencia de equipos de proceso, arranque de bombas contra incendio, apertura de válvulas de diluvio.

Sistema de seguridad industrial

Para la protección de la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural (FSRU) se debe de considerar los siguientes sistemas, para proporcionar los medios para combatir cualquier escenario de incendio en dicha instalación y cumplir con los criterios estandarizados de equipos y sistemas mínimos que deben tener el FSRU. La Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural (FSRU), debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

✓ Sistema de extinción

Los extintores portátiles de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS2010, NFPA 10 última edición. Deberá existir un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones, ya sea por materiales solidos (Clase A), líquidos inflamables (Clase B), instalaciones eléctricas (Clase C) y metales combustibles (Clase D) que puedan preverse en condiciones normales. Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

✓ Sistema de contra incendio

Deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-013-ASEA-2021, NOM-002-STPS-2010, NFPA 15, NFPA 20 en su última edición.

✓ Sistema de Detección y alarma

El Sistema de Gas y Fuego debe considerar los lineamientos indicados en la norma NOM-002-STPS2010, NFPA 101, NFPA 72 última edición. Se utilizará como monitoreo y control en tiempo real de los sistemas de seguridad, el cual debe incluir sin ser limitativo lo siguiente:

- Detección de fuego áreas abiertas.
- Detección de gas combustible.
- Detección de gas tóxico.
- Detectores de humo.
- Estaciones de alarma manuales: por fuego y abandono de instalación.
- Alarmas audibles.
- Alarmas visibles.
- Red contra incendio a base de agua (monitoreo y apertura remota de válvulas de diluvio del sistema de aspersión).
- Monitoreo y arranque de Bombas Contra incendio.
- Monitoreo del Sistema de Supresión de Fuego a Base de Agente Limpio.

Los detectores de fuego, gas combustible y gas tóxico deberán ser certificados por UL y/o aprobado por FM para servicio de protección contra incendios. Los dispositivos del sistema de detección y alarma deben ser fabricados para utilizarse en áreas Clase I, División 1, Grupos B, C y D, y ser a prueba de explosión NEMA 4X y 7.

✓ Señalamiento y Ruta de Evacuación

Los letreros deberán diseñarse para cumplir y apegarse totalmente, a los requerimientos establecidos en las normas oficiales mexicanas:

- NOM-002-STPS-2010 "Condiciones de Seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo".
- NOM-003-SEGOB-2011 "Señales y avisos para protección civil - colores, formas y símbolos a utilizar".
- NOM-018-STPS-2015 "Sistema para la identificación y comunicación de riesgos por sustancias químicas en los centros de trabajo".
- NOM-026-STPS-2008 "Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías".
- NFPA-101 última edición "Life Safety Code".

Se debe establecer una ruta de escape en toda el área del FSRU. Las rutas de escape deben estar indicadas en toda la instalación del FSRU. El ejecutor debe de localizar el punto de reunión más favorable para el personal que se encuentre laborando en las instalaciones.

✓ Equipo de Salvamento

Los Equipos de Salvamento deben ser diseñados para proveer máxima seguridad personal y confiabilidad de los equipos. El cual debe incluir sin ser limitativo lo siguiente:

- Equipo de respiración autónoma.
- Aros Salvavidas.
- Chalecos Salvavidas.
- Paquetes Contenedores de Chalecos Salvavidas.
- Botes de salvamento.

El cumplimiento de estos requerimientos no libera al ejecutor de la responsabilidad de suministrar cada uno de los sistemas en condiciones óptimas para operar bajo las condiciones especificadas de diseño para estas instalaciones de acuerdo con normatividad vigente.

8.1.2. Bahía de amarre

Seguridad industrial

De acuerdo con los criterios considerados de la norma NOM-013-ASEA-2021 en las instalaciones de la Bahía de Amarre, se debe conformar principalmente por los siguientes Sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

✓ Sistema de extinción

El ejecutor debe de considerar los extintores portátiles para protección de los equipos en caso de un conato de incendio. Los extintores de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002STPS-2010, NFPA 10 última edición.

✓ Equipo de Salvamento

Los Equipos de Salvamento deben ser diseñados para proveer máxima seguridad personal y confiabilidad de los equipos. El suministro consta de:

- Aros Salvavidas.
- Chalecos Salvavidas.
- Paquetes Contenedores de Chalecos Salvavidas.
- Balsas de salvamento.
- Equipo de respiración autónoma.

Los aros salvavidas se emplearán para el rescate cuando una persona caiga al mar. Los aros salvavidas deben estar ubicados en toda la periferia de la plataforma, procurando cubrir todo el perímetro. Los aros salvavidas deben cumplir con lo especificado por la Norma Oficial Mexicana NOM-005-SCT4-2006 y el Convenio Internacional para la seguridad de la vida en el mar (SOLAS 74).

Los chalecos salvavidas deben estar de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-006-SCT42006 y el Convenio Internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS 74). El chaleco debe contar con aprobación y certificación de la Guardia Costera de Estados Unidos (U.S.C.G.) y bajo las últimas especificaciones de S.O.L.A.S. (Safety Of Life At Sea).

Las balsas salvavidas auto inflables deben cumplir con el Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS 74). Las balsas de salvamento deben marcarse conforme a los requerimientos de SOLAS y de la USCG y todo el marcaje e instrucciones deberán ser en idioma español.

Los equipos de respiración autónoma deberán cumplir con NFPA 1981 última edición.

✓ Señalización de Letreros y Ruta de Evacuación

Los letreros deben cumplir y apegarse estrictamente a los requerimientos y criterios, establecidos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación" en cuanto a su diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje.

8.1.3. Ductos

El ducto estará protegido principalmente por las SDV´s (una al inicio del tramo marino y otra al final del tramo marítimo-terrestre) y la protección catódica, los cuales se describieron en el apartado 1.2.2. de este documento.

8.1.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural

Sistema de seguridad en cuarto de control, cuarto eléctrico, cuarto de batería, caseta de vigilancia, edificio y servicio a transportistas

El Cuarto de Control, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y Servicio a Transportistas deberán de contar con los Sistemas de Seguridad correspondientes, de acuerdo con normatividad vigente. El sistema por instalar depende de las características propias de cada cuarto a considerarse, así como de la condición de permanencia de personal en su interior.

Los criterios considerados en: el Cuarto de Control, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y Servicio a Transportistas, debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

- Sistema de extinción: extintores portátiles. Los extintores de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA 10 última edición. Deberá existir un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones, ya sea por materiales solidos (Clase A), líquidos inflamables (Clase B), instalaciones eléctricas (Clase C) y metales combustibles (Clase D) que puedan preverse en condiciones normales. Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.
- Sistema de Detección y alarma, deberán cumplir y estar especificados de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA 101, NFPA 72 última edición.
- Sistema de Supresión a base de agente limpio, NFPA-2001 última edición.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.

Se debe considerar la instalación de un Sistema de Supresión a base de agente limpio (Heptafluoropropano FM-200) en las siguientes instalaciones, localizados en el Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán:

• Cuarto de Control.
• Cuarto Eléctrico.

Este Sistema de Supresión deberá de tener los elementos necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA-2001 Y NFPA 72 última edición, así como todas las partes de éste y accesorios para su interconexión con el CEP de Gas y Fuego, para tener un sistema integral operando al 100% y a entera satisfacción del personal.

Se debe de dar cumplimiento a los siguientes requerimientos de acuerdo con los criterios de diseño del área, son de manera enunciativa más no limitativa:

- Tablero de control para supresión de incendio.
- Sistema de fuerza interrumpible.
- Generador de tonos.
- Bancos de Batería.

- Banco de cilindros de agente limpio extintor Heptafluoropropano Principal y reserva.
- Soportería.
- Tuberías.
- Alarmas Audibles y Visibles.
- Detectores de humo.
- Estaciones manuales.
- Instrumentación. Elementos varios necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NFPA-2001 (interruptor por alta presión, estación manual de disparo, botón de aborto, luces de estado, alarmas audibles, detectores de humo, interruptor selector principal/reserva, indicador visual de descarga, interruptor supervisor de presión en cilindro).
- Juego de letreros de Advertencia, identificación e instrucciones de operación de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.
- Material eléctrico.
- Detectores de has hidrogeno, se deberá de considerar un kit de separación, en donde permita que el sensor se encuentre en el interior del cuarto de baterías y el transmisor en el exterior.
- Detectores de calor en el área de Transformadores.

Se debe considerar la instalación de un sistema de extinción a base de agente limpio tipo inundación total, para el área plena y el falso plafón, conforme a normatividad vigente.

Todos los circuitos eléctricos del sistema deben trabajar a falla segura, excepto la válvula solenoide que activará el sistema de agente limpio extintor, la cual deberá trabajar normalmente desenergizada, para evitar el disparo del sistema en el caso de que ocurra falla en el suministro eléctrico al sistema de control local.

Todos los materiales en los cuales sea necesario deberán tener recubrimiento anticorrosivo, pintura y acabado final en color rojo bermellón, de acuerdo con la ISO-12944-2017, adecuados para el servicio y las condiciones ambientales prevalecientes en la instalación.

El sistema de aire acondicionado (HVAC) debe garantizar condiciones especificadas o requeridas por el SG&F, para desenergizar el equipo de HVAC en caso de un conato de incendio. En la succión de las manejadoras de aire se contará con detectores de Gas Tóxico y Gas Combustible. Estos detectores y sus alarmas asociadas cumplen con la NFPA 72 última edición.

El cuarto de Baterías debe cumplir con detector de Gas Hidrógeno para monitorear la concentración y evitar que se alcancen niveles explosivos. El detector que operará debe cumplir con lo indicado en la API-RP-14C.

En caso de que algunos de los equipos o dispositivos no funcionen correctamente, este deberá ser sustituido por una nueva unidad con las características correspondientes de acuerdo con la normatividad vigente. Dicho reemplazo de componentes del sistema de supresión debe estar aprobados y listados por organismos reconocidos como UL y/o FM.

Todos los trabajos mencionados, deben incluir, inspección, evaluación, ingeniería de detalle, fabricación, suministro, instalación, interconexión, sistemas de seguridad, integración, configuración de señales, pruebas,

revisión de seguridad, capacitación de personal (el cual será aprobado y validado previamente por el área de ingeniería del ejecutor) para la operación del Sistema de Supresión y Detección y Alarma, además de considerar los aspectos de seguridad que marquen la normatividad vigentes para estos trabajos.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

El cumplimiento de estos requerimientos no libera al ejecutor de la responsabilidad de suministrar cada uno de los sistemas en condiciones óptimas para operar bajo las condiciones especificadas de diseño para estas instalaciones.

Sistemas de seguridad

La instalación de la estación de recibo de gas en la cual se contará con, trampa de diablo, sistema de medición, regulación y servicios auxiliares deberá contar con las facilidades de acceso y salida rápida del personal (rutas de evacuación), extintores portátiles y de carretilla aso como letreros y señalamientos para la seguridad del personal a cargo de la estación o de visita y señalamientos de restrictivos para identificar el ducto enterrado.

✓ Letreros de Señalización y Rutas de Escape

Los señalamientos incluyen toda la información pertinente que tenga relación con números de emergencia, autoridades o áreas a quien informar, enunciados indicando la presencia de tubería de gas a presión enterrada para evitar excavaciones y alguna otra información relacionada a la seguridad, identificación, información de la presencia del tubo y localización.

Todos los letreros deben estar basados en la normatividad aplicable descritos en el punto 11.1 de las Bases de Usuario, "señalamiento y ruta de evacuación".

Localización de letreros y anuncios

Los avisos son colocados a lo largo de la trayectoria del sistema para transporte, sobre el derecho de vía y lo más visible que sea posible, considerando las zonas estratégicas conforme a continuación se indica:

- Caminos, carreteras y cruzamientos del derecho de vía,
- Corredores de servicio,
- Zonas de urbanización probable,
- Actividades de construcción.
- Sistemas de drenaje,
- Cruzamientos direccionales,
- Otros de ser necesario.

✓ Sistema de Extintores

Se considerará la instalación de extintores portátiles y tipo carretilla de polvo químico seco y se ubicarán estratégicamente en la planta del área de estación de recibo-medición y compresión de gas natural cerca de las rutas de evacuación.

Se deberán distribuir alrededor de la planta extintores tipo carretilla de 56.7 kg (125 lb) de polvo químico seco BC de acuerdo con el alcance del equipo y a la distancia indicada de acuerdo con norma del lugar a

proteger. Para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato monoamónico de 20 lbs (9.07 kg) de polvo químico seco ABC, para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico se utilizará extintor portátil de dióxido de carbono (CO2) de 20 lbs (9.07 kg). Los extintores serán aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010 y NFPA 10, última edición.

Sistema de Seguridad en Equipo Paquete de Compresión de Gas Natural

Los sistemas de seguridad y de contra incendio en los equipos paquetes de los Módulos de Compresión y equipos de proceso, se incluyen los siguientes sistemas, dando cumplimiento a los requerimientos mínimos necesarios que el ejecutor debe considerar conforme a la normatividad vigente:

- Sistema de detección de Gas y Fuego.
- Sistema contra incendio.
- Sistema de supresión.
- Sistema de extinción portátil.

El Sistema de Detección y Alarma debe considerar los lineamientos indicados en la norma NFPA-72 última edición. Cada Módulo de compresión debe tener su propio Tablero del Sistema de Detección para su monitoreo y control del sistema y tener una conexión de los elementos al CEP de Gas y Fuego. Debe cumplir de acuerdo con la norma NFPA-72 última edición. Los detectores y alarmas deben supervisar las áreas a proteger donde el tiempo de respuesta es una característica vital y en caso de incendio debe enviar señales al CEP de Gas y Fuego (Cuarto de Control de Almacenamiento).

El sistema de alarma se debe activar automáticamente, cuando el sistema de gas y fuego identifica la presencia de gas y/o fuego en la instalación, esta activación puede ser por zona o en la totalidad de la instalación, la activación de las alarmas también se puede hacer por medio de estaciones manuales localizadas en número suficiente en lugares dentro de la instalación.

La lógica de programación del Tablero Gas & Fuego debe de cubrir los riesgos detectados en el análisis de riesgo.

Los sistemas de contra incendio instalados en el área de los Módulos de Compresión y equipos de procesos deberán estar diseñados de acuerdo con los requerimientos de la normatividad vigente de referencia NFPA-15 última edición, API-RP-2030 y ISO-10418 y de acuerdo con la especificación requerida de cada equipo paquete. Para lo cual se debe revisar, analizar y diseñar un arreglo de tuberías en aquellas áreas donde se pudiera dar un incendio debido a las condiciones o características de la misma del equipo paquete.

El diseño de los sistemas de aspersores será efectuado tomando en consideración la densidad para proporcionar cobertura por exposición (enfriamiento) y control de incendio de acuerdo con la normatividad de referencia. (API RP-2030, ISO-13702 y NFPA 15 última edición). El diseño, arreglos e instalación de las tuberías y ramales de tuberías del Sistema de Aspersión de agua contra incendio, debe ser de acuerdo con el código NFPA 15 y NFPA 24 última edición. La cantidad y ubicación de los tapones fusibles será de acuerdo con la NFPA 15 última edición.

No se debe permitir utilizar el agua de la red contra incendio para otro servicio que no sea el de contra incendio, por lo que, no se deben realizar ningún tipo de ramificación hacia otros servicios. Todos los materiales de tuberías, de conexiones, válvulas y componentes especiales deben ser listados por UL (Underwriters Laboratories) y/o aprobados por FM (Factory Mutual) para servicio contra incendio.

El Área de los equipos paquetes del Módulo de Compresión y equipos de procesos deberán de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con los requerimientos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación".

Los extintores portátiles de incendios deberán cumplir de acuerdo con la norma NOM-002-STPS2010 y NFPA 10, última edición.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

✓ Sistema de puesta a tierras y descargas atmosféricas
La instalación contara con sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica, equipos del proyecto (equipos electrónicos instrumentos y tableros) ,estructuras metálicas cumpliendo con la NOM-01SEDE-2012 (utilización) y STD-IEEE-80-2000 con la premisa de garantizar la protección del personal y la vida útil de los equipos y la instalación, así como para lograr la operación satisfactoria de las protecciones en caso de que se pudieran producir diferencias de potencial entre dos puntos por condiciones de fallas anormales y fenómenos transitorios en el sistema.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas será diseñado teniendo en consideración la seguridad y protección del personal, de las instalaciones de la planta y la reducción de interferencias sobre cables eléctricos y de instrumentación.

8.1.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres

Seguridad industrial

Con la finalidad de mantener la integridad de las instalaciones, medio ambiente y personal que labore en esta instalación del área de almacenamiento de gas natural y estación de venta de gas natural comprimido, se requiere contar con dos sistemas, uno que se encargue de realizar la detección de fuego, atmósferas peligrosas y la mitigación de peligros ligados a la ocurrencia de fuego. Por lo anterior es necesario emplear un CEP de Gas y Fuego para los sistemas mencionados.

✓ Sistema de Gas y Fuego
El sistema de Gas y Fuego tiene como función principal detectar eventos de fuego y atmósferas peligrosas que pongan en riesgo al personal, las instalaciones, el medio ambiente y generar un conjunto de alarmas sonoras y visibles que permitan poner sobre aviso al personal o en su momento activar el sistema de mitigación (red contra incendio o aspersión) y/o enviar una señal de paro a la UPR de paro por emergencia para detener el proceso de forma parcial o total. El CEP de gas y fuego debe localizarse en el Cuarto de Control de almacenamiento de la instalación.

Los tableros y controladores dedicados para realizar la detección y supresión de gas y fuego de las áreas cerradas y abiertas de la instalación deben proporcionar al CEP de Gas y Fuego señales de monitoreo, las cuales no debe de degradar la integridad del Sistema de Gas y Fuego.

El Sistema de Gas y Fuego (CEP) debe estar constituido por hardware y software, la cual debe incluir licencias, garantías, documentación y los servicios requeridos para la integración, configuración, instalación, adiestramiento, pruebas y operación. El suministro y la instalación del Sistema de Gas y Fuego debe ser de tecnología actual y aprobada, el cual debe cumplir con los códigos, normas y estándares en su última edición.

El Sistema de Gas y Fuego (CEP) se utilizará como monitoreo y control en tiempo real de los sistemas de seguridad, el cual debe incluir sin ser limitativo los requerimientos descritos en el punto 11.1 "Sistemas de Detección y Alarma".

Dentro de los alcances de la ingeniería y obra, considerar el diseño, ingeniería básica y de detalle, fabricación, suministro, configuración, tendido de tubería conduit y cableado, conexión, instalación, pruebas y puesta en operación de la instrumentación o infraestructura necesaria donde aplique del Sistema de Gas y Fuego.

Controlador electrónico programable CEP

Este controlador consistirá en controladores de seguridad (resolvedores lógicos) dedicados que estén diseñados uniformemente, fuertemente integrados, altamente seguros y confiables. El sistema proporcionara un flujo simplificado de la información de diagnóstico de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería establecida en las normas de seguridad funcional IEC 61511-11. El CEP estará basado en una arquitectura redundante en procesador, módulos de entradas/salidas, interfaces de comunicación y en fuentes de alimentación, tecnologías basadas en estándares, comerciales incluyendo HART, dispositivos de campos convencionales de 4-20 Ma, entradas de voltaje (Mv), entradas discretas ya sea alimentadas y/o aisladas, salidas discretas CA y DC de 24-250 volts. Microsoft Windows, OPC, protocolo Modbus, etc. El CEP deberá estar diseñado para aplicaciones de seguridad y tolerante a fallas, certificado en cumplimiento con la IEC-61508 por TUV o EXIDA para cumplir un nivel de integridad de Seguridad dado por el análisis de riesgo.

La conexión de los elementos primarios analógicos de campo hacia el CEP de G&F será punto a punto. La filosofía del SG&F debe cumplir con los estándares y códigos de la industria (API-RP-14C, IEC 61508 E ISA SP84.01). La configuración y programación del Sistema de Gas y Fuego (CEP) debe estar basada en las matrices de causa y efecto correspondientes. Se debe entregar un sistema de gas y fuego dedicado y certificado tanto por TUV y Exida. El ejecutor debe describir en su propuesta la descripción de los desplegados gráficos.

El sistema de detección y alarma de este proyecto debe considerar los lineamientos indicados en la norma NFPA 72 última edición y los requerimientos descritos en el punto 11.1 "Sistemas de Detección y Alarma".

✓ Sistema de Agua Contra incendio

La protección contra incendio tendrá un sistema a base de agua de dulce y una red distribuida estratégicamente en la instalación y contará con bombas para mantener la presión adecuada, así como sus correspondientes equipos de relevo.

El ejecutor deberá de dar cumplimiento a los siguientes requerimientos, para el debido diseño y construcción de la Red de Agua Contra incendio que cubrirá el área de almacenamiento, equipos de procesos y estación de venta de gas natural comprimido. Son de manera enunciativa más no limitativa:

- El arreglo de la Red de Agua Contra incendio deberá cubrir todas las áreas requeridas del proyecto para la mitigación de fuego en un conato de incendio en el Área de proceso y almacenamiento.
- El ejecutor deberá de diseñar la instalación de hidrantes-monitores en el área de proceso y almacenamiento. La instalación de los Hidrantes Monitores deberá estar diseñada de acuerdos a los criterios normativos vigentes NFPA-24 última edición. El ejecutor deberá de verificar de acuerdo con el diseño de ingeniería si las localizaciones y cantidades son óptimas para las áreas a cubrir conforme a la norma NFPA-24 última edición.
- Las características de los materiales a utilizar de la red contra incendios, tuberías, accesorios, soportería, se consideran los siguientes criterios de diseño, establecidos en las normas NFPA-15 y NFPA-24 última edición.
- El almacenamiento de agua contra incendio se debe determinar en función del requerimiento total de agua que demanda la protección de la instalación que represente el riesgo mayor de un centro de trabajo. La localización del tanque de almacenamiento de Agua Contra incendio debe cumplir con los distanciamientos establecidos, de tal forma que no estén expuestos al fuego o ubicados en zonas de riesgo que puedan afectar su integridad, con base en el cálculo de círculos de afectación por incendio. El diseño de los tanques de almacenamiento de Agua Contra incendio debe cumplir con los requerimientos establecidos en API-650 y NFPA-22 última edición.
- Se debe diseñar y construir un cobertizo de bombeo de materiales no combustibles, en áreas libres de afectaciones ocasionadas por: explosión, fuego, inundación, sismo, tormentas de viento, congelamiento, entre otras. Apartada de la zona de riesgo identificadas en la instalación.
- El ejecutor debe diseñar un sistema de bombeo debe cumplir con los requisitos indicados en la Norma de Referencia NFPA-20 última edición. El sistema de bombeo (bombas principales, redundantes y de mantenimiento de presión) debe diseñarse para proporcionar el agua en la cantidad y presión requerida, para el combate del riesgo mayor de la instalación. El sistema de bombeo principal y redundante (relevo) para servicio contra incendio, debe proporcionar el gasto de agua que demanda la protección al riesgo mayor de la instalación con una presión residual mínima que proporcione 689 kPa (7 kg/cm²; 100 lb/pulg²), en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable, considerando esta medición de presión en el punto de salida.
- Las bombas, controladores, cargadores de baterías, motor de combustión interna a diésel, motor eléctrico, válvulas de alivio de presión y todos los componentes que integran el sistema de bombeo, deben estar listados y aprobados, en cumplimiento a los requerimientos de la NFPA-20 última edición.
- Toda la tubería y sus accesorios diseñados para instalarse en forma superficial aérea o en tubería enterrada, debe ser de material metálico y cumplir con las especificaciones para tubería de Agua Contra incendio indicadas en la tabla 6.3.1.1 de la NFPA-13 y NFPA-24 en su última edición.
- No se permite utilizar el agua de la red contra incendio para ningún otro servicio que no sea el de contra incendio, por lo que, no se deben realizar ninguna ramificación hacia otros servicios.
- El color de la pintura de acabado, la identificación de servicio de las líneas, diámetro y flecha de sentido de flujo, identificación de válvulas, instrumentos, tuberías, recipientes, etc., debe ser el que se establece en la norma NOM-026-STPS-2008 referente a la seguridad y código de colores para la identificación de tuberías.

- Las consideraciones para el desarrollo del análisis de esfuerzos y el diseño de la soportería de los sistemas de tuberías, se debe apegar a lo establecido en el código ASME B31.3 y en la norma de referencia.

La instalación deberá de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con la NOM026-STPS-2008, NOM-002-STPS-2010.

El ejecutor deberá de realizar un Análisis Hidráulico para determinar los requerimientos (Velocidad de agua de la red contra incendio, presión de operación, caída de presión, presión de descarga en el punto más desfavorable) de la red de agua contra incendio nueva en base a las normas de referencia y a la NFPA. Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

✓ Sistema de Extinguidores
Deberá existir en el área de almacenamiento de gas natural, equipos de proceso y estación de venta de gas natural comprimido un número suficiente de extinguidores para apagar cualquier conato de incendio presentado en las instalaciones.

El equipo portátil de extinción deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y normas: NOM-002-STPS-2010 y NFPA 10, última edición.

✓ Señalamiento
El Área de almacenamiento de gas natural, equipos de procesos y estación de venta de gas natural comprimido deberá de tener señalización de letreros y ruta de evacuación de acuerdo con los requerimientos descritos en el punto 11.1 "señalamiento y ruta de evacuación".

✓ Sistema de Supresión Contra Incendio
El sistema de supresión depende de las características propias de cada cuarto a considerarse, así como de la condición de permanencia de personal en su interior.

Los criterios considerados en: el Cuarto de Control de Almacenamiento, Cuarto de Tableros de Instrumentación y Telecoms, Cuarto Eléctrico, Cuarto de batería, Caseta de Vigilancia, Edificio y Servicio a Transportistas, debe conformarse principalmente por los siguientes sistemas de Seguridad, sin ser limitativo:

- Sistema de extinción: extintores portátiles.
- Sistema de Detección y alarma.
- Sistema de Supresión a base de agente limpio.
- Señalización de letreros y ruta de evacuación.

Se debe considerar la instalación de un Sistema de Supresión a base de agente limpio (Heptafluoropropano FM-200) en las siguientes instalaciones, localizados en el Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán:

- Cuarto de Control de Almacenamiento.
- Cuarto de Tableros de Instrumentación y Telecoms,
- Cuarto Eléctrico.

Este Sistema de Supresión deberá de tener los elementos necesarios para la correcta operación en estricto apego a la norma NOM-002-STPS-2010, NFPA-2001 y NFPA-72 última edición, así como todas las partes de éste y accesorios para su interconexión con el CEP de Gas y Fuego, para tener un sistema integral operando al 100% y a entera satisfacción del personal.

Se debe considerar la instalación de un sistema de extinción a base de agente limpio tipo inundación total, para el área plena y el falso plafón, conforme a normatividad vigente. Todos los circuitos eléctricos del sistema deben trabajar a falla segura, excepto la válvula solenoide que activará el sistema de agente limpio extintor, la cual deberá trabajar normalmente desenergizada, para evitar el disparo del sistema en el caso de que ocurra falla en el suministro eléctrico al sistema de control local.

El sistema de aire acondicionado (HVAC) debe garantizar condiciones especificadas o requeridas por el SG&F, para desenergizar el equipo de HVAC en caso de un conato de incendio. En la succión de las manejadoras de aire se contará con detectores de Gas Tóxico y Gas Combustible. Estos detectores y sus alarmas asociadas cumplen con la NFPA 72 última edición.

El cuarto de Baterías debe cumplir con detector de Gas Hidrogeno para monitorear la concentración y evitar que se alcancen niveles explosivos. El detector operara debe cumplir con lo indicado en la API-RP-14C.

Las inspecciones y pruebas requeridas deberán realizarse de acuerdo con la última edición de los códigos y normas indicados, así como con los procedimientos particulares del fabricante.

8.2. MEDIDAS PREVENTIVAS

8.2.1. FSRU

Sistemas de seguridad y automatización

El FSRU es una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (Floating Storage Regasification Unit, por sus siglas en ingles FSRU) deberá ser construido para hacer cumplir con los requerimientos del Ship Clasification Society. Además de los requisitos de las regulaciones se deberán llevar a cabo pruebas de seguridad basadas en riesgo para asegurar que el FSRU cumpla con los criterios de nivel de aceptación de riesgo de acuerdo con regulaciones aplicables. La protección contra fuego como equipos portátiles y extinción de incendios deberán ser proporcionados con total cumplimiento con los requerimientos de SOLAS, IMO Gas Carrier Code y Classification Society.

El sistema de paro por emergencia (SPPE) deberá ser proporcionado en completo apego con el IGC Code y Clasitication Society. El diseño deberá considerar:

- Un paro automático seguro de la línea de exportación, equipo o maquinaria ante la detección de una condición anormal potencialmente peligrosa.
- Un sistema de control para operaciones de despresurización.
- Un sistema de enclavamiento para proteger equipos valiosos durante todas las fases de operación.

El sistema de Paro por emergencia (PPE), tendrá la capacidad de continuar operando, aún bajo el caso de falla de un equipo crítico. El SPPE deberá comunicarse con el Sistema de Automatización Integrado (SAI) para desplegar gráfico y anunciar alarmas.

Los Sistemas de Protección de Alta Integridad (High Integrity Pressure Protective Sistems) HIPPS por sus siglas en inglés, están relacionados más comúnmente a los Sistemas Instrumentados de Seguridad de Protección de Altas Presiones, basados en los estándares IEC 61508 y IEC 61511. Los sistemas HIPPS van siempre asociados con una capa de protección independiente estos pueden ser transmisores de presión y válvulas de seguridad que deberán instalarse cerca del cabezal de exportación de gas del FSRU.

Para centralizar el control de carga del producto, descarga, regasificación y operaciones de lastre deberá contar con un sistema de monitoreo y control (SMC), centralizado es una estación principal como un cuarto de control de almacenamiento y una sala de control de estación de compresión.

Los sistemas que requieran operación local o equipos paquetes que no sean críticos para la producción y requieran operación poco frecuente, el monitoreo y control deberá ser realizado de manera local con su panel de control (PLC) a un costado del equipo paquete.

Los sistemas de control de proceso e instrumentación de la planta de regasificación deberán ser conectados al SAI del FSRU. Los interlocks de seguridad y las secuencias automatizadas deberán ser revisadas durante el HAZOP del FSRU.

8.2.2. Bahía de amarre

Sistema de monitoreo y control

En la plataforma de servicios, deberá considerarse la instalación de una SDV para protección del gasoducto marino. La cual deberá operar localmente en modo automático mediante interruptores por alta y baja presión (pilotos) que la mandaran a cierre de acuerdo con sus respectivos puntos de ajuste.

En modo manual deberá poder realizarse su apertura y cierre mediante el tablero de control neumático (TLC) ubicado a pie de válvula. Deberá contar con un dispositivo mecánico para poder realizar pruebas parciales. Así también deberá incluir para respaldo neumático, un tanque de nitrógeno con accesorios.

Se contará con dos brazos mecánicos operados eléctrica e hidráulicamente para la interconexión del FSRU a la plataforma de servicios y realizar el trasvase de gas mediante dos conexiones de 12" 600# R.F. que se conectaran a un cabezal del 24" en la trampa lanzadora HL-2100 para su posterior recibo en tierra.

Cada brazo deberá ser controlado localmente mediante un panel de control, ubicado en la plataforma de servicios, conformado por un PLC, el cual estará intercomunicado con el sistema de control distribuido (DCS, por sus siglas en inglés) y con el sistema de paro por emergencia (ESD, por sus siglas en inglés) del FSRU mediante un enlace Modbus redundante. Cabe mencionar que la potencia para el movimiento de estos brazos será suministrada por una unidad hidráulica.

El control remoto se dará mediante un radio control con una capacidad de operación máxima de 200 metros de distancia, en donde es posible arrancar y parar los motores de ambos brazos, seleccionar cualquier brazo para maniobrar, bloquear o desbloquear cualquier brazo, abrir o cerrar el acoplador, cerrar válvulas, disminuir la velocidad de los brazos, entre otras funciones.

El paro por emergencia será por medio de un botón ubicado en cada panel de control local, además contará con transmisores de presión en voteo 2oo3 para detectar alarmas en los pasos de los brazos cuando estos se extiendan o giren.

8.2.3. Ductos

Las características de ducto para cada zona se mencionan a continuación:

Tramo marino y marítimo-terrestre:

Tabla 46. Características técnicas zona marina y marítimo-terrestre km 0+000 al km 39+127

Características	Descripción
Tubería de acero al carbón	Extremos biselados, servicio amargo grado L-485 (X-70) de 24" Ø nominal x 0.500" de espesor
Revestimiento anticorrosivo	1 lote para soportar 34.5°C de temperatura (incluye materiales para juntas de campo).
Protección catódica	Ánodo de sacrificio de aluminio tipo brazalete. El diámetro del ánodo será de 24" y un espesor de 63.5 mm (2.5") para tubería submarina. Se consideran 262 ánodos con una separación entre ánodos de 165 m. En la curva de expansión se considera 1 ánodo de sacrificio y en el ducto ascendente se considera 1 ánodo de sacrificio. Para ambos casos se considera un espesor de 63.5 mm (2.5") y un peso neto de 234 kg (516 lb).
Lastre de concreto	Revestimiento de concreto lastre de 3,000 kg/m^3 de densidad y 76.2 mm (3") de espesor de acuerdo con ISO-21809-5-2017.

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3

Tramo terrestre:

Tabla 47. Características técnicas zona terrestre km 00+000 al km 00+217

Características	Descripción
Tubería de acero al carbón	Extremos biselados, servicio amargo, espesor 0.500".
Revestimiento anticorrosivo	Deberá soportar una temperatura de diseño de 34.5°C, sin presentar deterioro de sus propiedades físicas y químicas para una vida útil de 20 años con una eficiencia de 98 %
Protección catódica	Sistema por corriente impresa (sistema No. 1), localizado en el área de trampas de recibo y que se compone por: a) Rectificador enfriado por aire para operar a 110 V de entrada y 110 V y 100 amperes de salida; y b) Una cama anódica formada por 12 ánodos de fierro al alto cromo - silicio.

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-501 Rev. 3

Espesores

El sistema de transporte de gas natural cumple con la NOM-007-SECRE-2010, aplicable a el diseño, ingeniería, compra, construcción, comisionamiento, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de gas natural, y según lo dispuesto en la misma, con las normas internacionales y las buenas prácticas prudentes de la ingeniería.

La temperatura de transporte de gas natural estará comprendida entre 17ºC y 25ºC. No se consideró sobreespesor de corrosión e internamente la tubería no tiene recubrimiento. Se consideró tubería de 24" en material API 5L X70. Se determinó un espesor mínimo de 0.500 pulgadas para todo el ducto.

Sistema de protección catódica

Para el diseño de la protección catódica, se dividió el ducto en dos tramos. El primer tramo es el marino y marítimo-terrestre y el segundo tramo lo conforma el tramo terrestre. A continuación, se describe cada uno de ellos.

Tramo marino y marítimo-terrestre (Ver plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3).

El sistema de protección catódica debe fabricarse e instalarse de acuerdo a la ISO-589-2. Asimismo, para todo el recubrimiento anticorrosivo, su remoción y reparación en los tramos de tubo con ánodo debe aplicarse de acuerdo con el código ISO-21809-1. La cara interna y los bordes del ánodo deberán revestirse a base de primer y acabado según el código ISO-21809-5.

Las placas de sujeción se colocarán a 180° de separación y se soldará a la tubería solo en la dirección circunferencial (doblar la placa a la curvatura necesaria). El ánodo de sacrificio será de aluminio tipo brazalete con un espesor 63.5 mm (2.5"). El acero en la construcción del ánodo deberá ser placa de acero ASTM A-36.

La colocación del lastrado de concreto en tramos con ánodos deberá cumplir con lo establecido en el código ISO-21809-5.

Se deberá dejar un espacio de 50.8 mm (2 pulgadas) libres, entre el ánodo y la terminación del concreto, posteriormente a la instalación del ánodo, dicho espacio debe rellenarse con concreto de peso normal, sin agregado mineral. La superficie de los ánodos debe protegerse durante el proceso de aplicación del lastrado de concreto, para evitar daños en el mismo. Dicha protección se debe eliminar al terminar el proceso.

Las placas de sujeción del ánodo deberán soldarse a la tubería precalentando el área, empleando electrodos con bajo contenido de hidrógeno. La conexión eléctrica entre el ánodo y la tubería será por aluminotermia (cadweld), de acuerdo a la norma NOM-008-SECRE-2012.

Se deberá considerar un molde especial para la fabricación de los ánodos requeridos.

Se colocará una placa de poliuretano PRC permathane de 9.525 mm (0.375") de espesor para aislar los ánodos de sacrificio de la tubería debido a la temperatura de diseño del ducto de 34.5°C. El poliuretano, el núcleo de solera y el redondo son parte del espesor total del ánodo de sacrificio; 3.00" (76.20 mm).

Tramo terrestre (Ver plano D-PROY-MEXITERM-Q-501 Rev. 3)

Se deben seguir las siguientes normas: NOM-001-SEDE-2012. Instalaciones eléctricas; NOM-003-ASEA-2016.- distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos. ISO-15589-1-2003.- cathodic protection of pipeline transportation systems petroleum and natural gas industries.

Para la protección catódica del DDV donde se instalará el cruzamiento direccional del gasoducto de 24" ø al arribo playero en el sistema de medición y el gasoducto terrestre que conectará con gasoducto de 30" mayakan, se instalará un sistema por corriente impresa (sistema no. 1) localizado en el área de trampas de recibo.

El sistema de protección catódica del gasoducto de 24" ø del arribo playero al área de medición y del ducto terrestre compuesto por:

c) Rectificador enfriado por aire para operar a 110 volts de entrada y 100 volts, 100 amp. de salida;
d) Una cama anódica formada por 12 ánodos de fierro alto al cromo al silicio.

La cama anódica se localizará en el área de medición y a una distancia mínima de 50 metros del ducto más cercano.

Todas las soldaduras de las interconexiones serán realizadas por aluminotermia. Todas las soldaduras se aislarán con resina epóxica líquida vaciada en molde o similar.

Se instalarán juntas aislantes bridadas al inicio y final del gasoducto para aislar eléctricamente.

Se instalarán postes de medición y de señalamiento tipo "R" a la salida del cruce direccional, inicio y final del ducto terrestre y cama anódica. Se instalarán postes de señalamiento preventivo en trazo del gasoducto (Ver plano de señalamientos, D-PROY-MEXITERM-Q-581 Rev. 3).

A continuación, se presentan las características del Sistema No. 1.

Tabla 48. características del Sistema No. 1.

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA N° 1 (PROYECTO)	
RECTIFICADOR	
TIPO	ANTIVANDALISMO
TENSION DE CORRIENTE ALTERNA	127 VOLTS
FASES	1
TENSION DE SALIDA C.D.	20-20 VOLTS
INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTA	20 AMP.
ENFRIAMIENTO	POR AIRE
LOCALIZACIÓN	AREA DE TRAMPAS
CAMA ANODICA	
MATERIAL	TIPO FIERRO AL ALTO CROMO-SILICIO
PESO	27 LB.
No. DE ANODOS	10
RESISTIVIDAD DELTERRENO PROMEDIO	XXXXX OHMS-CM
ESPACIAMIENTO ENTRE ANODOS	10 m
CALIBRE DEL CABLE	1/0 AWG
LOCALIZACION	AREA DE TRAMPAS
SEÑALIZACION	
SEÑALIZACION CAMA ANODICA	2
MEDICION Y AMOJONAMIENTO	3
CABLES	
ANODICO	CAL 1/0 AWG
CATODICO	CAL 1/0 AWG
AISLAMIENTO	HMWPE

Fuente: Plano D-PROY-MEXITERM-Q-500 Rev. 3

En el **Anexo A** se incluyen los planos del sistema de protección catódica (Q-500 y Q-501).

8.2.4. Estación de recibo – medición y compresión de gas natural

Sistema de monitoreo y control

La instrumentación del gasoducto de 24" DN contará con monitoreo local y remoto de presión, temperatura y flujo totalizado, el cual se interconectará punto a punto al gabinete SMC visualizándose la información en

la IHM local y en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control, así mismo estará protegido mediante una válvula de corte SDV y su instrumentación asociada. Esta instrumentación se interconectará punto a punto al gabinete del sistema de Paro Por Emergencia (PPE) y se visualizará en las estaciones de operación (ESD) del cuarto de control. Cabe señalar que el gabinete PPE contara con una Interfaz Humano Maquina (IHM) instalada en la puerta para visualizar localmente las condiciones de paro por emergencia.

La válvula SDV funcionará neumáticamente en modo automático y modo manual: En modo automático mediante interruptores por alta y baja presión (pilotos) que la mandaran a cierre de acuerdo con los puntos de ajuste, en modo manual podrá realizarse su apertura y cierre mediante un tablero de control neumático (TLC) ubicado a pie de válvula y se le realizaran pruebas parciales por medio del dispositivo mecánico. También, contara con un respaldo neumático mediante un tanque de nitrógeno con accesorios.

Se tienen tres transmisores indicadores de presión que constantemente medirán la presión en el ducto, por lo que, para evitar señales falsas, se requiere que la señal de presión sea confirmada por al menos dos transmisores. (Votación 2oo3).

La válvula SDV contara con un Tablero de Pruebas Parciales (TPP) tipo eléctrico ubicado cerca de la SDV, el cual permitirá operarla localmente, ya sea para cerrarla o abrirla manualmente durante su puesta en servicio o pruebas, para realizarle pruebas de cierre parcial al 20% y para dejarla en modo automático en función de los trasmisores indicadores de presión PIT. Estas pruebas también se realizarán desde las estaciones de operación (ESD) y en la IHM local mediante botones configurados de apertura, cierre y prueba.

Se tiene considerado la implementación de tres niveles de paro para proteger la terminal en caso de un evento no deseado, estos son: Nivel 1 Paro general despresurizado, Nivel 2 Paro general presurizado y Nivel 3 Paro de unidad.

El patín de medición de transferencia de custodia deberá contar con la instrumentación, medidor de flujo, computador de flujo, tuberías, válvulas y accesorios requeridos para su correcto funcionamiento. Así, mismo debe ser suministrado con protocolo Modbus redundante para su integración remota.

El paquete de regulación de presión contara con instrumentación local y remota y válvulas de control electroneumáticas, por lo que sus lazos de control serán cerrados, además se tendrá un monitoreo remoto de la presión a la salida del paquete mediante un PIT, visualizándose su medición y estado de las válvulas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

La visualización de las variables será localmente mediante una Interfaz Humano Maquina (IHM) instalada en la puerta del gabinete SMC, la cual proporcionará información detallada de presión, temperatura, flujo instantáneo, flujo diario, flujo acumulado, presión a la salida del paquete de regulación y en general de todo el ducto.

También se tendrá visualización de las variables de manera remota en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

En el cuarto de control se ubicará el mobiliario ergonómico de las estaciones de operación de los sistemas digitales, tanto el Sistema de Monitoreo y Control (SMC) como el sistema de Paro Por Emergencia (PPE)

para que los operadores realicen sus actividades de manera adecuada y visualicen el proceso de toda la terminal en tiempo real.

8.2.5. Estación de almacenamiento de gas natural (GN), venta de gas natural comprimido (GNC) y distribución por tráileres

Automatización y control

En esta área se contará con el Cuarto de Control principal que estará dedicado a la operación y el mantenimiento de toda la terminal, contando con los equipos necesarios para realizar el monitoreo, control y verificación del proceso.

Se contará con Transmisores Indicadores de Nivel (LIT) para el monitoreo del llenado de las esferas, así como indicadores de nivel locales (LI) de referencia en la medición. También se contará con válvulas de corte para el control del nivel tanto a la entrada como a la salida de las esferas.

Localmente se tendrán válvulas de alivio (PSV) para protección de las esferas y sus desfogues se ubicarán hacia un lugar seguro.

Se contará con unos patines de medición de transferencia de custodia, los cuales deberán contar con la instrumentación necesaria, medidores de flujo, computadores de flujo, tuberías, válvulas y accesorios requeridos para su correcto funcionamiento. Así, mismo deberán ser suministrados con protocolo Modbus redundante para su integración remota.

Para la regulación de presión se contará con instrumentación local y remota y válvulas de control electroneumáticas, por lo que sus lazos de control serán cerrados, además se tendrá un monitoreo remoto de la presión a la salida del paquete mediante un PIT, visualizándose su medición y estado de las válvulas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

En el área de compresores se tendrá monitoreo de la presión en la descarga mediante Transmisores Indicadores de Presión (PIT), visualizándose su medición en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

Se contará con Transmisores Indicadores de Nivel (LIT) para el monitoreo del llenado de los tanques de almacenamiento, así como indicadores de nivel locales (LI) de referencia en la medición. También se contará con válvulas de corte para el control del nivel tanto a la entrada como a la salida de los tanques. También se contará con válvulas de alivio (PSV) para protección y sus desfogues se ubicarán hacia un lugar seguro.

En el área de despachadores se tendrá el monitoreo de flujo y presión mediante Transmisores Indicadores de Flujo (FIT) y Transmisores Indicadores de Presión (PIT), visualizándose su medición en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

El sistema de aire de planta e instrumentos contará con Transmisores Indicadores de Presión (PIT), para el monitoreo de la presión y estado del equipo, visualizándose su medición y alarmas en las estaciones de operación (SMC) del cuarto de control.

8.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

En total se tienen 49 recomendaciones, de las cuales 47 se encuentran asociadas a nivel de riesgo tipo B (ALARP) y 2 se encuentran asociadas a nivel de riesgo tipo A (no tolerable).

A continuación, se indican las recomendaciones resultantes del análisis:

Tabla 49. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgos.

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-001	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102	Nodo 01	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	01.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-002	Elaborar el PRE del proyecto	Todo el proyecto	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	Todos	Se presenta un escenario de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-003	Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia	Nodo 02 Nodo 03 Nodo 04 Nodo 15 Nodo 16	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	02.9 03.7 03.8 03.9 04.9 15.9 16.9	Se presenta un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-004	Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)	Nodo 02 Nodo 03 Nodo 04 Nodo 15 Nodo 16	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	02.9 03.9 04.9 15.9 16.9	Se presenta un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-005	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3100-0004, alimentación al sistema de compresión, que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 04 Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	04.7 04.8 05.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-006	Configurar una señal por baja presión en el PIT-3100-0001, alimentación al sistema de compresión, con señal al cuarto de control	Nodo 04 Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	04.7 04.8 05.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-007	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-100, con señal al cuarto de control	Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	05.7 05.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-008	Instalar detectores de gas para cubrir el área de llegada y salida de GN del sistema de compresión (área de ESDV´s y BDV´s)	Nodo 05 Nodo 06 Nodo 07 Nodo 10 Nodo 11	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	05.7 05.8 05.9 06.9 07.9 10.9 11.12	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-009	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del separador bifásico V-100	Nodo 06	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	06.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-010	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-100	Nodo 06	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-011	Instalar una ESDV sobre el cabezal de drenajes cerrados.	Nodo 06 Nodo 07 Nodo 09 Nodo 11 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-012	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-100, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 06 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-013	Instalar un orificio de restricción (RO) sobre el cabezal de drenajes cerrados, previo a la ESDV.	Nodo 06 Nodo 07 Nodo 09 Nodo 11 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-014	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del filtro horizontal V-200	Nodo 07	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	07.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-015	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-200	Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	07.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-016	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-200, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	07.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-017	Configurar una señal por baja presión en el PIT-101 con señal al cuarto de control	Nodo 06 Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.7 07.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-018	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-101 que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 06 Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.8 07.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-019	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del vaso separador de salida V-300	Nodo 09	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	09.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-020	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-300	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-021	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-300, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-022	Instalar un PIT con señal al cuarto de control sobre el separador de salida V-300	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-023	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT (instalado en el separador V-300), que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-024	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del Filtro coalescedor F-3100-002	Nodo 11	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	11.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-025	Configurar una alarma por alta presión diferencial en el PDI-3100-0201 con señal al cuarto de control	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-026	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara superior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.5	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-027	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara inferior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.7	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-028	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-3101-0001 con señal al cuarto de control	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.10	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-029	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3101-0001 que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.11	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-030	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del V-8110-01 y de todos los recipientes sujetos a presión del sistema de aire para instrumentos del sistema de compresión	Nodo 13	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	13.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-031	Configurar un PSL en el PIT-3101-0001 con acción de cierre de la ESDV-3101-0001	Nodo 15	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	15.7 15.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-032	Sustituir el PI-3101-0001 por un PIT que incluya una alarma por baja presión con señal al cuarto de control	Nodo 15	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	15.7 15.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-033	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por alta presión cierre la ESDV-3101-0001	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	ENERFLEX / PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-034	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-035	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX / PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-036	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2200	Nodo 17	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	17.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-037	Configurar una alarma por bajo nivel en el LIT-2200B, con señal al cuarto de control	Nodo 17	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	17.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-038	Instalar un PSL en el FA-2200 y configurar una señal para que por baja presión cierre la XV-2201	Nodo 17	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	17.5 17.6	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-039	Integrar otro LIT en el FB-2452 como redundancia al LIT-2452, incluyendo todas las señales	Nodo 18	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	18.1	Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-040	Instalar un PIT y configurar un PSLL en el cabezal de GN de alimentación a esferas de almacenamiento, con señal de cierre a la SDV-2000	Nodo 19	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	19.7 19.8	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-041	Instalar un PIT y configurar un PSLL en la línea de alimentación a ERM-3150 (previo a la MOV-3100), con señal de cierre a la SDV-2000	Nodo 19 Nodo 21A	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	19.7 19.8 21A.7 21A.8	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-042	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las esferas de almacenamiento de GN	Nodo 20	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	20.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	A
2021-GSD-MXTGS-043	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2070 con señal al cuarto de control	Nodo 20	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	20.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-044	Configurar en el PIT-315X un PAL en la línea de alimentación al ERM-3150, con señal al cuarto de control	Nodo 21 Nodo 21A	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	21.8 21.9 21A.7 21A.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-045	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las torres de secado	Nodo 22	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	22.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-046	Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto.	Nodo 23	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	23.7 23.8 23.9	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-047	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2500, de los SA-2501 y del FA-2501	Nodo 26	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	26.1 26.2	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-048	Integrar otro LIT en el FB-3452 como redundancia al LIT-3452, incluyendo todas las señales	Nodo 27	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	27.1	Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-049	Desarrollar la Ingeniería de detalle del proceso de regasificación de la FSRU y realizar su respectivo análisis de riesgo	Nodo 30	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	30.1 30.5 30.6 30.7 308 30.9	Se presenta un escenario de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	B

Tabla 50. Programa para la implementación de las recomendaciones.

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	01.7	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un escenario de riesgo	Todos	B	Elaborar el PRE del proyecto	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un incendio	02.9 03.7 03.8 03.9 04.9 15.9	B	Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia	PERMADUCTO	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
	16.9				
Se presenta un incendio	02.9 03.9 04.9 15.9 16.9	B	Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	04.7 04.8 05.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3100-0004, alimentación al sistema de compresión, que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	04.7 04.8 05.7	B	Configurar una señal por baja presión en el PIT-3100-0001, alimentación al sistema de compresión, con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	05.7 05.8	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-100, con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	05.7 05.8 05.9 06.9 07.9 10.9 11.12	B	Instalar detectores de gas para cubrir el área de llegada y salida de GN del sistema de compresión (área de ESDV´s y BDV´s)	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	06.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del separador bifásico V-100	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	06.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-100	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	B	Instalar una ESDV sobre el cabezal de drenajes cerrados.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 12.1	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-100, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	B	Instalar un orificio de restricción (RO) sobre el cabezal de drenajes cerrados, previo a la ESDV.	ENERFLEX	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	07.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del filtro horizontal V-200	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	07.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-200	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	07.4	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-200, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	06.7 07.7	B	Configurar una señal por baja presión en el PIT-101 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	06.8 07.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-101 que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	09.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del vaso separador de salida V-300	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	09.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-300	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	09.4	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-300, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	09.7	B	Instalar un PIT con señal al cuarto de control sobre el separador de salida V-300	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	09.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT (instalado en el separador V-300), que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	11.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del Filtro coalescedor F-3100-002	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	11.3	B	Configurar una alarma por alta presión diferencial en el PDI-3100-0201 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	11.5	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara superior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	11.7	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara inferior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	11.10	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-3101-0001 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	11.11	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3101-0001 que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	13.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del V-8110-01 y de todos los recipientes sujetos a presión del sistema de aire para instrumentos del sistema de compresión	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	15.7 15.8	B	Configurar un PSL en el PIT-3101-0001 con acción de cierre de la ESDV-3101-0001	ENERFLEX	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	15.7 15.8	B	Sustituir el PI-3101-0001 por un PIT que incluya una alarma por baja presión con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	16.1	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por alta presión cierre la ESDV-3101-0001	ENERFLEX / PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	16.7	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	16.8	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001	ENERFLEX / PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	17.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2200	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	17.4	B	Configurar una alarma por bajo nivel en el LIT-2200B, con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	17.5 17.6	B	Instalar un PSL en el FA-2200 y configurar una señal para que por baja presión cierre la XV-2201	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	18.1	B	Integrar otro LIT en el FB-2452 como redundancia al LIT-2452, incluyendo todas las señales	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	19.7 19.8	B	Instalar un PIT y configurar un PSLL en el cabezal de GN de alimentación a esferas de almacenamiento, con señal de cierre a la SDV-2000	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	19.7 19.8 21A.7 21A.8	B	Instalar un PIT y configurar un PSLL en la línea de alimentación a ERM-3150 (previo a la MOV-3100), con señal de cierre a la SDV-2000	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	20.1	A	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las esferas de almacenamiento de GN	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	20.7	A	Configurar una alarma en el PIT-2070 con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	21.8 21.9 21A.7 21A.8	B	Configurar en el PIT-315X un PAL en la línea de alimentación al ERM-3150, con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	22.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las torres de secado	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	23.7 23.8 23.9	B	Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto.	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	26.1 26.2	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2500, de los SA-2501 y del FA-2501	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	27.1	B	Integrar otro LIT en el FB-3452 como redundancia al LIT-3452, incluyendo todas las señales	PERMADUCTO	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta un escenario de riesgo	30.1 30.5 30.6 30.7 308 30.9	B	Desarrollar la Ingeniería de detalle del proceso de regasificación de la FSRU y realizar su respectivo análisis de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022

9. CONCLUSIONES

El estudio realizado a los sistemas, procesos y actividades del del proyecto: "Desarrollo de infraestructura para el suministro de gas natural para la península de Yucatán", nos llevó a la identificación de escenarios de riesgo que requieren que se realicen acciones. Esta identificación de escenarios se llevó a cabo utilizando la metodología de análisis HazOp para el análisis del proceso y la metodología ¿Qué pasa si…? para el análisis de los servicios auxiliares. Ambas metodologías se enfocan en determinar todas las consecuencias, causas, protecciones y recomendaciones que estén asociadas a una desviación en particular. Ambas metodologías son adecuadas para la identificación de peligros en la instalación, conforme a los criterios para la selección de metodologías de análisis de riesgos indicadas en la Guía para elaboración de Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (Julio 2020), publicada por la ASEA.

Del análisis de riesgos se emitieron recomendaciones en donde se debe tomar en cuenta que:

- Las recomendaciones emitidas en el análisis están fundamentadas en la normatividad actual, prácticas recomendadas de seguridad, políticas de seguridad y protección al ambiente y en las buenas prácticas de ingeniería.
- Las recomendaciones están enfocadas a la prevención de los riesgos durante la operación de los equipos.

El análisis de riesgos de procesos integral se complementa con la jerarquización de riesgos la cual se llevó a cabo con la aplicación de los criterios de frecuencia, consecuencia, aceptabilidad y tolerabilidad incluidos en el presente informe. Los resultados de esta técnica se plasmaron en matrices de riesgo.

Se analizaron 30 nodos. De este análisis, resultaron 242 escenarios, a los cuales se analizaron y evaluaron los riesgos, los cuales fueron clasificados obteniendo los siguientes resultados: 151 escenarios (62.40%) de los escenarios de riesgo evaluados se ubican en la región de riesgo tolerable, 90 escenarios (37.19%) se ubican en la región de riesgo ALARP y 1 escenario (0.41%) se ubican en la región riesgo no tolerable.

A continuación, se presenta un resumen de riesgos totales, tomando los resultados anteriores.

Tabla 51. Resumen de riesgos totales.

Riesgo	Número de escenarios	Porcentaje (%)
Riesgo no tolerable	1	**0.41 %**
Riesgo ALARP	90	**37.19 %**
Riesgo tolerable	151	**62.40 %**
Total:	**242**	**100.00%**

Cabe mencionar que los radios de afectación indicados en la tabla de resultados se refieren a los mayores efectos que pudieran presentarse. En la realidad, podría encontrar un punto de ignición más cercano al punto de fuga y con ello los radios de afectación serían menores. O inclusive, podría dispersarse sin que se llegará a presentar un evento mayor.

Asimismo, debido a que las operaciones que se llevan a cabo en el Proyecto (altas presiones y flujos asociado a una sustancia peligrosa como lo es el gas natural), es recomendable que consideren la instalación de muros contraincendio (para protección del personal y de las instalaciones) en el cuarto de control, que es donde se concentrará la mayor parte del personal.

Debido a lo anterior, es indispensable que TODO el personal que vaya a realizar operaciones en el Proyecto esté capacitado y familiarizado con los procesos, equipos y sistemas. Así como elaborar y seguir los procedimientos de mantenimiento, operación y seguridad. Y dar cumplimiento a todas las recomendaciones resultantes del presente Análisis de Riesgos.

10. RESUMEN EJECUTIVO

El presente análisis de riesgo contempla la realización de dos etapas principales:

- Identificación de peligros
- Jerarquización de riesgos

Considerando la fase del proceso, tipo de información disponible y conocimiento de las metodologías de identificación de peligros, se seleccionó la metodología de análisis HazOp para el análisis del proceso y la metodología ¿Qué pasa si…? para el análisis de los servicios auxiliares. Ambas metodologías son adecuadas para la identificación de peligros en la instalación, conforme a los criterios para la selección de metodologías de análisis de riesgos indicadas en la Guía para elaboración de Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos (Julio 2020), publicada por la ASEA.

Resultados de la etapa de identificación de peligros.

El análisis cualitativo se realizó revisando los planos de trazo y perfil del ducto, las filosofías de operación, los diagramas de flujo del proceso y, sobre todo, los diagramas de tubería e instrumentación (DTI´s) identificando en ellos los nodos de estudio. Una vez identificados los nodos de estudio, se procedió a ingresar información las hojas de trabajo empleadas para documentar las reuniones multidisciplinarias, ingresando el sistema a analizar, la sección de proceso y su intención de diseño. Con la base de datos precargada, se definen las fechas de reuniones con el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos (GMAER).

La reunión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos se realizaron los días 08, 09 y 15 de septiembre de 2021, por videoconferencia. Se analizaron un total de 30 nodos para las actividades y procesos del Proyecto.

Los nodos analizados son:

Nodo	Nombre del Nodo	Intención de diseño
1	Cabezal de GN	Recibir GN del FSRU para transportarlo vía un ducto a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 81 kg/cm^2; T= 17°C y F= 750 MMPCD
2	Gasoducto (marino y terrestre)	Transportar GN del FSRU hacia el predio de Halchutén a las siguientes condiciones máximas de operación a la llegada en Halchuten: P= 51.2 kg/cm^2; T= 17.1°C y F= 750 MMPCD
3	Gasoducto desde la SDV-3100 hasta las FCV-315X del patín de medición (3 trenes de medición)	Transportar GN desde la SDV-3100 hasta las FCV-315X del patín de medición (3 trenes de medición) a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51.2 kg/cm^2; T= 17.1°C y F= 750 MMPCD
4	Gasoducto desde las FCV-315X del patín de medición hasta las ESDV-3100-001 / ESDV-3100-003 en el sistema de compresión y las válvulas PCV-215X de la ERM-2150 en el sistema de almacenamiento	Transportar GN desde las FCV-315X del patín de medición hasta las ESDV-3100-001 / ESDV-3100-003 en el sistema de compresión y las válvulas PCV-215X de la ERM-2150 en el sistema de almacenamiento a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51 kg/cm^2; T= 17.3°C y F= 750 MMPCD
5	Línea de alimentación de GN al sistema de compresión	Transportar GN desde la ESDV-3100-001 hasta la PCV-100 entrada a V-100 a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 51 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 243 MMPCD
6	Separador bifásico V-100	Separar líquidos de la corriente de GN a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 45.69 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 49.90 MMPCD

Nodo	Nombre del Nodo	Intención de diseño
7	Filtro horizontal V-200	Realizar una segunda separación de líquidos de la corriente de GN a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 45.69 kg/cm^2; T= 27.02°C y F= 49.90 MMPCD
8	Sistema de compresión	Comprimir el GN de las siguientes condiciones de alimentación: P= 11.87 kg/cm^2; T= 15.04°C y F= 11.18 MMPCD a las siguientes condiciones de descarga: P= 85 kg/cm^2; T= 30.05°C y F= 11.2 MMPCD
9	Vaso separador de salida V-300	Separar líquidos de la corriente de GN descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 49.90 MMPCD
10	Línea de 6" hacia filtro coalescente de salida	Transportar la corriente de GN filtrada descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 243.425 MMPCD
11	Filtro coalescedor F-3100-002	Separar líquidos de la corriente de GN descarga de los compresores, a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 48.88°C y F= 243.425 MMPCD
12	Sistema de drenajes cerrados	Captar los drenajes producidos por los equipos del sistema de compresión a las siguientes condiciones máximas de operación: P= atmosférica; T= 17°C y F= intermitente
13	Sistema de aire de instrumentos – Sistema de compresión	Comprimir y distribuir aire para uso para instrumentos a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 8.4 kg/cm^2; T= ambiente y F= A demanda
14	Línea de alimentación de GN generadores	Transportar GN desde la PCV-8300-0102ª/B hasta la entrada a generadores G-8300-01ª/B a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 55 psig; T= ambiente y F= Variable MMPCD
15	Descarga del sistema de compresión, desde la ESDV-3101-0001 (incluyendo ESDV-3100-0003 en el by-pass) hasta las PV-3100ª / PV-3100B	Transportar GN desde la ESDV-3101-0001 (incluyendo ESDV-3100-0003 en el by-pass) hasta las PV-3100ª / PV-3100B a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 84.72 kg/cm^2; T= 49°C y F= 243.42 MMPCD
16	Inyección de gas al ducto Mayakán, desde las PV-3100ª / PV-3100B hasta la interconexión con el gasoducto Mayacán	Transportar GN desde desde las PV-3100ª / PV-3100B hasta la interconexión con el gasoducto Mayacán a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 75 a 85 kg/cm^2; T= 49°C y F= 250 hasta 750 MMPCD
17	Sistema de acondicionamiento de gas para instrumentos en plataforma de servicios (bahía de amarre)	Acondicionar el gas para usarlo en la instrumentación a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 8.8 kg/cm^2; T= 17°C y F= 0.5 MMPCD
18	Sistema de diésel en plataforma de servicios (bahía de amarre)	Suministrar diésel a los motogeneradores
19	ERM y odorización	Transportar GN desde las PCV-215X hasta las MOV de alimentación a las esferas de almacenamiento a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48.02 kg/cm^2; T= 22.13°C y F= 71.18 MMPCD
20	Esferas de almacenamiento de GN	Almacenar GN a las siguientes condiciones máximas de operación (cada esfera): P= 48 kg/cm^2; T= 25.4°C y V= 12.6 MMPCS
21	Descarga de esferas de almacenamiento	Conducir el GN desde las MOV de descarga de las esferas de almacenamiento hasta las PCV-315X a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48 kg/cm^2; T= 25.9°C y F= 11.2 MMPCD
21A	Alimentación a ERM-3150 por línea 6"-GN-2003-T-D01PER	Conducir el GN desde las PCV-215X hasta las PCV-315X a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 48 kg/cm^2; T= 25.9°C y F= 11.2 MMPCD
22	ERM-3150 y PA-3250	Conducir GN desde las PCV-315X hasta la SDV de alimentación a compresores GB-3250/3260/3270/3280 a las siguientes condiciones máximas de operación (cada esfera): P= 12 kg/cm^2; T= 14.74°C y F= 11.18 MMPCD
23	Sistema de compresión	Comprimir el GN de las siguientes condiciones de alimentación: P= 11.87 kg/cm^2; T= 15.04°C y F= 11.18 MMPCD a las siguientes condiciones de descarga: P= 254.89 kg/cm^2; T= 30.05°C y F= 11.2 MMPCD
24	Cabezales de distribución de GNC a expendio	Transportar el GNC desde la SDV-3210 hasta los puntos de expendio a las siguientes condiciones: P= 254.89 kg/cm^2; T= 30.19°C y F= 11.2 MMPCD
25	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Transportar el GNC desde las PCV en líneas de llenado a camiones y automóviles a las siguientes condiciones: P= 204 kg/cm^2; T= 30.19°C y F= 2.48 MMPCD

Nodo	Nombre del Nodo	Intención de diseño
26	Sistema de aire de planta e instrumentos	Comprimir y distribuir aire para uso en planta y para instrumentos a las siguientes condiciones máximas de operación: P= 7 kg/cm^2; T= ambiente y F= A demanda
27	Sistema de almacenamiento y distribución de diésel	Suministrar diésel a los motogeneradores y bombas CI
28	Transferencia de GNL desde un abastecedor de GNL hacia el FSRU	Recibir el GNL para almacenarlo a las siguientes condiciones máximas de operación: P= atmosférica (600 mbar máximo durante la carga) y T= -163°C; tasa de transferencia de hasta 9000 m^3/h
29	Tanques de almacenamiento de GNL	Almacenar GNL a las siguientes condiciones máximas de operación (cada tanque): P= atmosférica; T= -163.0°C y V= 42,500 m^3
30	Proceso de regasificación	Regasificar el GNL a las siguientes condiciones máximas de entrega: P= 81 kg/cm^2; T= 17°C y F (gas)= 750 MMPCD

En el **Anexo B** se presentan los planos e información de soporte para el análisis y en el **Anexo F** se incluyen las hojas de trabajo de la aplicación de las metodologías de identificación de peligros y jerarquización de riesgos, producto de las reuniones multidisciplinarias.

Así mismo, en el **Anexo E** se presentan las actas de conformación del GMAER y las actas de las reuniones (minutas).

Evaluación de riesgos

Las categorías de frecuencia, las categorías de consecuencias, así como la correspondiente matriz de riesgos que debe utilizarse para realizar los análisis de riesgos de proceso se adaptaron de la Guía DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3.

Resultados de acuerdo con las matrices de riesgo

Los riesgos identificados son ordenados en diferentes matrices de acuerdo con el tipo de afectación en la que se vean involucrados. Por ello, los daños o afectaciones que puedan generar los riesgos identificados son representados en las siguientes matrices, donde se indica el nivel de riesgo obtenido, así como el total de riesgos evaluados para cada uno de los rubros indicados (Daños al personal; Efecto en la población; Impacto ambiental; Pérdida o diferimiento de producción y Daños a la instalación).

Se analizaron 30 nodos. De este análisis, resultaron 242 escenarios, a los cuales se analizaron y evaluaron los riesgos, los cuales fueron clasificados obteniendo los siguientes resultados: 151 escenarios (62.40%) de los escenarios de riesgo evaluados se ubican en la región de riesgo tolerable, 90 escenarios (37.19%) se ubican en la región de riesgo ALARP y 1 escenario (0.41%) se ubican en la región riesgo no tolerable.

A continuación, se presenta un resumen de riesgos totales, tomando los resultados anteriores.

Tabla 52. Resumen de riesgos totales.

Riesgo	Número de escenarios	Porcentaje (%)
Riesgo no tolerable	1	0.41 %
Riesgo ALARP	90	37.19 %
Riesgo tolerable	151	62.40 %
Total:	**242**	**100.00%**

A continuación, se presenta el catálogo de escenarios a evaluar cuantitativamente y que se deben de contemplar en el Protocolo de Respuesta a Emergencias.

Tabla 53. Escenarios de Riesgo identificados.

No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (frecuencia por consecuencia)	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la Instalación o ducto	km o Instalación superficial	Sustancia involucrada
1	ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	B	Indeseable	2	4	28.2	FSRU	Transferencia de GNL a FSRU	GN
2	ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	B	Indeseable	2	4	28.2	FSRU	Transferencia de GNL a FSRU	GN
3	ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	A	No tolerable	2	6	20.9	Almacenamiento	Esfera de almacenamiento	GN
4	ARP-2021-MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	B	Indeseable	3	3	20.7	Almacenamiento	Esfera de almacenamiento	GN
5	ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	B	Indeseable	3	3	1.7	Gasoducto	Bahía de amarre	GN
6	ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	B	Indeseable	3	3	1.7	Gasoducto	Bahía de amarre	GN
7	ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	B	Indeseable	3	3	3.7	Gasoducto	Área de llegada del gasoducto en tierra	GN

No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (frecuencia por consecuencia)	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la Instalación o ducto	km o Instalación superficial	Sustancia involucrada
8	ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	B	Indeseable	3	3	3.7	Gasoducto	Área de llegada del gasoducto en tierra	GN
9	ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	B	Indeseable	3	3	24.7	Sistema de compresión	Descarga del sistema de compresión	GN
10	ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	B	Indeseable	3	3	24.7	Sistema de compresión	Descarga del sistema de compresión	GN
11	ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	B	Indeseable	3	3	25.7	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Manguera de carga de GNC a camiones y automóviles	GN
12	ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	B	Indeseable	3	3	25.7	Línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	Manguera de carga de GNC a camiones y automóviles	GN
11	ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	B	Indeseable	3	3	16.7	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	GN
12	ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	B	Indeseable	3	3	16.7	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	Ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	GN

Se siguieron los siguientes criterios para asignar el tipo de escenario:

- ✓ EPC: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 100%.
- ✓ CMP: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 20% del diámetro
- ✓ ECA: Escenarios seleccionados en base a una evaluación cualitativa de presentar nivel de riesgo alto debido a: Alta presión, condiciones de operación extremas y/o mayor volumen, considerando fuga de 100% y de 20% del diámetro.

Análisis de frecuencias

Tomando bases de datos sobre frecuencias específicas de fugas y/o rupturas, tenemos lo siguiente:

1. La frecuencia de falla de fugas o rupturas para un gasoducto se establecen en base a la interpretación de la base de datos del Grupo Europeo de Datos de Incidentes de Gasoductos (EGIG) que representan casi 2 millones de kilómetros al año de operaciones del gasoducto. La tasa de falla informada por EGIG para gasoductos en tierra con presión de diseño superior a 15 bar es 4,76 x 10^{-4} km / año. La ruptura de paso total (FBR) representa el 13% de los casos (6.188 x 10^{-5} falla / km / año) y el 87% de los casos representa Fugas (4.14 x 10^{-4} falla / km / año).

Fuente: http://www.environmentclearance.nic.in/writereaddata/online/RiskAssessment/10032017IOB0QPMLQRA&DMP.pdf, páginas 13-14.

2. La tabla 5.1 del libro Análisis de Capas de Protección del CCPS-AIChe indica valores típicos de frecuencia de eventos iniciadores. Para la fuga en una tubería (sección del 10%) presenta un rango de 1×10^{-3} a 1×10^{-4}. **Fuente:** Layer Of Protection Analysis, CCPS-AIChe, 2001. Tabla 5.1, página 71. ISBN 0-8169-0811-7.
3. La tabla 5.1 del libro Análisis de Capas de Protección del CCPS-AIChe indica valores típicos de frecuencia de eventos iniciadores. Para un punto de ignición (fuego pequeño) presenta un rango de 1×10^{-1} a 1×10^{-2}. **Fuente:** Layer Of Protection Analysis, CCPS-AIChe, 2001. Tabla 5.1, página 71. ISBN 0-8169-0811-7.

Como se puede observar, los valores de frecuencia para fugas son similares y del orden de 1×10^{-4}. Y para la ruptura se tomará el valor propuesto por el EGIG, de 6.188×10^{-5}. El incendio se da debido a una fuga asociado a un punto de ignición, por lo que, por álgebra de Boole, se multiplicaría la frecuencia de fuga por la frecuencia de el punto de ignición, dando 1×10^{-5}.

Análisis de consecuencias

Considerando los resultados de la jerarquización efectuada, se seleccionan los escenarios ubicados en los niveles de riesgo NO TOLERABLE (tipo A) y se seleccionan algunos de los escenarios ALARP (tipo B), para considerar las posibles afectaciones hacia el personal, medio ambiente e instalación en caso de existir una fuga y/o incendio y se realiza un análisis de consecuencias a dichos escenarios.

Se siguieron los siguientes criterios para asignar el tipo de escenario:

- ✓ EPC: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 100%.
- ✓ CMP: Escenarios tipo A y el mayor volumen, considerando fuga de 20% del diámetro
- ✓ ECA: Escenarios seleccionados en base a una evaluación cualitativa de presentar nivel de riesgo alto debido a: Alta presión, condiciones de operación extremas y/o mayor volumen, considerando fuga de 100% y de 20% del diámetro.

En el **Anexo G** se presentan la documentación del análisis de consecuencias realizado a los escenarios de riesgo identificados y evaluados, utilizando la herramienta process hazard analysis sofware Tools (PHAST) versión 8.4 y los criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos (DCO-GDOESSSPA-CT-001), así como criterios de ASEA.

Resultados del Análisis de Consecuencias

A continuación, se presentan las tablas de los resultados del análisis de consecuencias mediante el software PHAST a los escenarios evaluados, mediante el uso del Software PHAST versión 8.4.

Tabla 54. Resultados de la simulación de escenarios de riesgo (zonas de amortiguamiento y de alto riesgo).

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo IDLH (m)	Zona A** TLV15 (m)	Zona A** 1.4 kW/m² (m)	Alto riesgo 5 kW/m² (m)	Zona A** 0.5 psi (m)	Alto riesgo 1.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 125.112 CHAF: 248.578	CHOF: 91.1534 CHAF: 145.81	453.109	377.564
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 333.68 CHAF: 927.866	CHOF: 241.379 CHAF: 542.464	2216.1	1904.66
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	BLEVE	NA	NA	NA	NA	802.366	477.373
ARP-2021- MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	CHOF, UVCE	NA	NA	50.3402	36.7324	51.3005	42.9677
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	279.641	188.686	450.359	391.538
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	1230.56	795.662	2335.32	2032.01
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	219.771	150.52	334.146	289.491
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	965.16	625.998	1859.93	1621.32
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	85.5821	60.717	110.047	94.3805
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	408.203	269.929	693.945	602.424
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, UVCE	NA	NA	15.8417	12.512	17.633	14.6469
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, BOLF, UVCE	NA	NA	CHOF: 95.6519 BOLF: 138.299	CHOF: 67.5802 BOLF: 75.4747	85.402	67.6405
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	CHOF, UVCE	NA	NA	269.281	183.372	421.653	366.238

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Zona A**	Alto riesgo	Zona A**	Alto riesgo
			IDLH (m)	TLV15 (m)	1.4 kW/m² (m)	5 kW/m² (m)	0.5 psi (m)	1.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacán	CHOF, UVCE	NA	NA	1180.55	773.008	2284.7	1997.28

* De acuerdo con la tabla 1 del documento DCO-GDOESSSPA-CT-001. 001 (NT: Nube Tóxica; CHOF: Chorro de fuego o Jet fire; BOLF: Bola de fuego o Fire Ball; CHAF, Charco de fuego o Pool fire; UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada).
** Zona de Amortiguamiento
NA: No Aplica; NR: No reacciona

Tabla 55. Resultados de la simulación de escenarios de alto riesgo por daños a equipos.

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Alto riesgo por daño a equipos		Alto riesgo por daño a equipos	
			IDLH (m)	TLV15 (m)	12.5 kW/m² (m)	37.5 kW/m² (m)	3 psi (m)	10.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-01	Fuga (orificio 2") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 73.7748 CHAF: 99.0485	CHOF: 66.6403 CHAF: 55.7033	317.331	288.069
ARP-2021-MXTGS-ECA-02	Fuga (orificio 10") en la manguera de transferencia de GNL del tanque abastecedor hacia los tanques de carga del FSRU	CHOF, CHAF, UVCE	NA	NA	CHOF: 196.054 CHAF: 363.935	CHOF: 163.851 CHAF: 204.439	1656.35	1535.72
ARP-2021-MXTGS-EPC-01	BLEVE de alguna esfera de almacenamiento	BLEVE	NA	NA	NA	NA	231.246	110.404
ARP-2021- MXTGS-CMP-01	Fuga (orificio 1.2") en línea de alimentación de GN a esfera de almacenamiento	CHOF, UVCE	NA	NA	30.8866	24.897	36.3238	33.0961
ARP-2021-MXTGS-ECA-03	Fuga (orificio 4.8") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	147.839	112.447	344.639	321.855
ARP-2021-MXTGS-ECA-04	Fuga (orificio 24") en la interconexión del brazo mecánico con el gasoducto	CHOF, UVCE	NA	NA	617.552	467.904	1790.18	1672.7
ARP-2021-MXTGS-ECA-05	Fuga (orificio 4.8") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	119.521	91.4134	253.888	236.592
ARP-2021-MXTGS-ECA-06	Fuga (orificio 24") en la llegada del gasoducto a tierra, antes del sistema de medición	CHOF, UVCE	NA	NA	483.697	370.39	1431.08	1338.66

Clave del escenario de riesgo	Nombre del escenario de riesgo	Clave clase de evento*	Efectos por toxicidad (Metano)		Efectos por radiación térmica		Efectos por sobrepresión	
			Riesgo	Zona A**	Alto riesgo por daño a equipos		Alto riesgo por daño a equipos	
			IDLH (m)	TLV15 (m)	12.5 kW/m² (m)	37.5 kW/m² (m)	3 psi (m)	10.0 psi (m)
ARP-2021-MXTGS-ECA-07	Fuga (orificio 0.8") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	49.8477	39.216	81.8893	75.821
ARP-2021-MXTGS-ECA-08	Fuga (orificio 4") en línea de descarga del sistema de compresión	CHOF, UVCE	NA	NA	207.295	158.343	529.454	494.005
ARP-2021-MXTGS-ECA-09	Fuga (orificio 0.2") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, UVCE	NA	NA	10.5326	NA	12.2661	11.1095
ARP-2021-MXTGS-ECA-10	Fuga (orificio 1") en línea de llenado de GNC a camiones y automóviles	CHOF, BOLF, UVCE	NA	NA	CHOF: 55.2563 BOLF: 48.3438	CHOF: 43.3019 BOLF: 27.5934	53.4791	46.5994
ARP-2021-MXTGS-ECA-11	Fuga (orificio 4.8") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	144.926	110.901	322.054	300.59
ARP-2021-MXTGS-ECA-12	Fuga (orificio 24") en el ducto de interconexión con el gasoducto Mayacan	CHOF, UVCE	NA	NA	601.994	458.982	1768.12	1656.79

* De acuerdo con la Tabla 1 del documento DCO-GDOESSSPA-CT-001. 001 (NT: Nube Tóxica; CHOF: Chorro de fuego o Jet fire; BOLF: Bola de fuego o Fire Ball; CHAF, Charco de fuego o Pool fire; UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada).
** Zona de Amortiguamiento
NA: No Aplica; NR: No reacciona

Los diagramas de pétalos de los escenarios a los que se realizó el análisis de consecuencias se presentan en el **Anexo G**.

Cabe mencionar que los radios de afectación indicados en la tabla de resultados se refieren a los mayores efectos que pudieran presentarse. En la realidad, podría encontrar un punto de ignición más cercano al punto de fuga y con ello los radios de afectación serían menores. O inclusive, podría dispersarse sin que se llegará a presentar un evento mayor.

RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

En total se tienen 49 recomendaciones, de las cuales 47 se encuentran asociadas a nivel de riesgo tipo B (ALARP) y 2 se encuentran asociadas a nivel de riesgo tipo A (no tolerable).

A continuación, se indican las recomendaciones resultantes del análisis:

Tabla 56. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgos.

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-001	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102	Nodo 01	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	01.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-002	Elaborar el PRE del proyecto	Todo el proyecto	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	Todos	Se presenta un escenario de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-003	Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia	Nodo 02 Nodo 03 Nodo 04 Nodo 15 Nodo 16	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	02.9 03.7 03.8 03.9 04.9 15.9 16.9	Se presenta un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-004	Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)	Nodo 02 Nodo 03 Nodo 04 Nodo 15 Nodo 16	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	02.9 03.9 04.9 15.9 16.9	Se presenta un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-005	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3100-0004, alimentación al sistema de compresión, que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 04 Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	04.7 04.8 05.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-006	Configurar una señal por baja presión en el PIT-3100-0001, alimentación al sistema de compresión, con señal al cuarto de control	Nodo 04 Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	04.7 04.8 05.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-007	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-100, con señal al cuarto de control	Nodo 05	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	05.7 05.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-008	Instalar detectores de gas para cubrir el área de llegada y salida de GN del sistema de compresión (área de ESDV´s y BDV´s)	Nodo 05 Nodo 06 Nodo 07 Nodo 10 Nodo 11	Elemento 13. Preparación y respuesta a emergencias	05.7 05.8 05.9 06.9 07.9 10.9 11.12	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-009	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del separador bifásico V-100	Nodo 06	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	06.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-010	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-100	Nodo 06	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-011	Instalar una ESDV sobre el cabezal de drenajes cerrados.	Nodo 06 Nodo 07 Nodo 09 Nodo 11 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-012	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-100, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 06 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-013	Instalar un orificio de restricción (RO) sobre el cabezal de drenajes cerrados, previo a la ESDV.	Nodo 06 Nodo 07 Nodo 09 Nodo 11 Nodo 12	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-014	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del filtro horizontal V-200	Nodo 07	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	07.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-015	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-200	Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	07.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-016	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-200, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	07.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-017	Configurar una señal por baja presión en el PIT-101 con señal al cuarto de control	Nodo 06 Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.7 07.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-018	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-101 que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 06 Nodo 07	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	06.8 07.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-019	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del vaso separador de salida V-300	Nodo 09	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	09.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-020	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-300	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-021	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-300, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-022	Instalar un PIT con señal al cuarto de control sobre el separador de salida V-300	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-023	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT (instalado en el separador V-300), que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 09	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	09.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-024	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del Filtro coalescedor F-3100-002	Nodo 11	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	11.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-025	Configurar una alarma por alta presión diferencial en el PDI-3100-0201 con señal al cuarto de control	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.3	Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-026	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara superior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.5	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-027	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara inferior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.7	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-028	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-3101-0001 con señal al cuarto de control	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.10	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-029	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3101-0001 que actúe la lógica de paro por emergencia	Nodo 11	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	11.11	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-030	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del V-8110-01 y de todos los recipientes sujetos a presión del sistema de aire para instrumentos del sistema de compresión	Nodo 13	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	13.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-031	Configurar un PSL en el PIT-3101-0001 con acción de cierre de la ESDV-3101-0001	Nodo 15	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	15.7 15.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-032	Sustituir el PI-3101-0001 por un PIT que incluya una alarma por baja presión con señal al cuarto de control	Nodo 15	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	15.7 15.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX	B
2021-GSD-MXTGS-033	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por alta presión cierre la ESDV-3101-0001	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	ENERFLEX / PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-034	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-035	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001	Nodo 16	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	16.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	ENERFLEX / PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-036	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2200	Nodo 17	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	17.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-037	Configurar una alarma por bajo nivel en el LIT-2200B, con señal al cuarto de control	Nodo 17	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	17.4	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-038	Instalar un PSL en el FA-2200 y configurar una señal para que por baja presión cierre la XV-2201	Nodo 17	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	17.5 17.6	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-039	Integrar otro LIT en el FB-2452 como redundancia al LIT-2452, incluyendo todas las señales	Nodo 18	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	18.1	Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-040	Instalar un PIT y configurar un PSLL en el cabezal de GN de alimentación a esferas de almacenamiento, con señal de cierre a la SDV-2000	Nodo 19	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	19.7 19.8	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-041	Instalar un PIT y configurar un PSLL en la línea de alimentación a ERM-3150 (previo a la MOV-3100), con señal de cierre a la SDV-2000	Nodo 19 Nodo 21A	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	19.7 19.8 21A.7 21A.8	Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-042	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las esferas de almacenamiento de GN	Nodo 20	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	20.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	A
2021-GSD-MXTGS-043	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2070 con señal al cuarto de control	Nodo 20	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	20.7	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	A

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
2021-GSD-MXTGS-044	Configurar en el PIT-315X un PAL en la línea de alimentación al ERM-3150, con señal al cuarto de control	Nodo 21 Nodo 21A	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	21.8 21.9 21A.7 21A.8	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-045	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las torres de secado	Nodo 22	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	22.1	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-046	Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto.	Nodo 23	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	23.7 23.8 23.9	Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-047	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2500, de los SA-2501 y del FA-2501	Nodo 26	Elemento 3. Requisitos legales. Elemento 11. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad	26.1 26.2	Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	MEXIGAS SUPPLY	B
2021-GSD-MXTGS-048	Integrar otro LIT en el FB-3452 como redundancia al LIT-3452, incluyendo todas las señales	Nodo 27	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	27.1	Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	PERMADUCTO	B
2021-GSD-MXTGS-049	Desarrollar la Ingeniería de detalle del proceso de regasificación de la FSRU y realizar su respectivo análisis de riesgo	Nodo 30	Elemento 10. Control de actividades y procesos.	30.1 30.5 30.6 30.7 308 30.9	Se presenta un escenario de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	B

Tabla 57. Programa para la implementación de las recomendaciones.

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	01.7	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-2102	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un escenario de riesgo	Todos	B	Elaborar el PRE del proyecto	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un incendio	02.9 03.7 03.8 03.9 04.9 15.9	B	Instalar sistema de detección de gas en el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación) y vincular con la lógica de paro por emergencia	PERMADUCTO	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	Fecha o periodo para su implementación
	16.9				
Se presenta un incendio	02.9 03.9 04.9 15.9 16.9	B	Instalar un sistema fijo contraincendio que cubra el área de recibo del ducto (incluyendo trampa de diablos, paquete de medición y paquete de regulación)	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	04.7 04.8 05.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3100-0004, alimentación al sistema de compresión, que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	04.7 04.8 05.7	B	Configurar una señal por baja presión en el PIT-3100-0001, alimentación al sistema de compresión, con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	05.7 05.8	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-100, con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	05.7 05.8 05.9 06.9 07.9 10.9 11.12	B	Instalar detectores de gas para cubrir el área de llegada y salida de GN del sistema de compresión (área de ESDV´s y BDV´s)	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	06.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del separador bifásico V-100	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	06.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-100	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	B	Instalar una ESDV sobre el cabezal de drenajes cerrados.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 12.1	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-100, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	06.4 07.4 09.4 11.5 11.7 12.1	B	Instalar un orificio de restricción (RO) sobre el cabezal de drenajes cerrados, previo a la ESDV.	ENERFLEX	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	07.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del filtro horizontal V-200	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	07.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-200	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	07.4	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-200, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	06.7 07.7	B	Configurar una señal por baja presión en el PIT-101 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	06.8 07.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-101 que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	09.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del vaso separador de salida V-300	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	09.3	B	Instalar y configurar un lazo para control de nivel en el V-300	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	09.4	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en el V-300, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	09.7	B	Instalar un PIT con señal al cuarto de control sobre el separador de salida V-300	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	09.8	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT (instalado en el separador V-300), que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	11.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del Filtro coalescedor F-3100-002	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un mayor nivel, que puede generar un derrame	11.3	B	Configurar una alarma por alta presión diferencial en el PDI-3100-0201 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	11.5	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara superior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	11.7	B	Instalar y configurar un lazo de seguridad para protección por nivel en la cámara inferior del F-3100-0002, consistiendo de un switch de muy bajo nivel (LSLL) con acción a una válvula ESDV común del skid de separación.	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	11.10	B	Configurar una alarma por baja presión en el PIT-3101-0001 con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	11.11	B	Configurar una señal por muy baja presión en el PIT-3101-0001 que actúe la lógica de paro por emergencia	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	13.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del V-8110-01 y de todos los recipientes sujetos a presión del sistema de aire para instrumentos del sistema de compresión	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	15.7 15.8	B	Configurar un PSL en el PIT-3101-0001 con acción de cierre de la ESDV-3101-0001	ENERFLEX	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	15.7 15.8	B	Sustituir el PI-3101-0001 por un PIT que incluya una alarma por baja presión con señal al cuarto de control	ENERFLEX	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	16.1	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por alta presión cierre la ESDV-3101-0001	ENERFLEX / PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	16.7	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal de alarma por baja presión	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	16.8	B	Instalar un PIT posterior el patín de regulación y configurar una señal para que por baja baja presión cierre la ESDV-3101-0001	ENERFLEX / PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	17.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2200	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	17.4	B	Configurar una alarma por bajo nivel en el LIT-2200B, con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	17.5 17.6	B	Instalar un PSL en el FA-2200 y configurar una señal para que por baja presión cierre la XV-2201	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	18.1	B	Integrar otro LIT en el FB-2452 como redundancia al LIT-2452, incluyendo todas las señales	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	19.7 19.8	B	Instalar un PIT y configurar un PSLL en el cabezal de GN de alimentación a esferas de almacenamiento, con señal de cierre a la SDV-2000	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta un menor nivel, que puede generar un incendio / explosión	19.7 19.8 21A.7 21A.8	B	Instalar un PIT y configurar un PSLL en la línea de alimentación a ERM-3150 (previo a la MOV-3100), con señal de cierre a la SDV-2000	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	20.1	A	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las esferas de almacenamiento de GN	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	20.7	A	Configurar una alarma en el PIT-2070 con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	21.8 21.9 21A.7 21A.8	B	Configurar en el PIT-315X un PAL en la línea de alimentación al ERM-3150, con señal al cuarto de control	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	22.1	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro de cada una de las torres de secado	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta una fuga, que puede generar un incendio / explosión	23.7 23.8 23.9	B	Solicitar al proveedor de compresores GNC la inclusión de los detectores de gas y fuego para que se contemple su integración al sistema de gas y fuego del proyecto.	PERMADUCTO	Nov-2022
Se presenta una mayor presión, que puede ocasionar una fuga	26.1 26.2	B	Dar cumplimiento a la NOM-020-STPS-2011 y obtener el registro del FA-2500, de los SA-2501 y del FA-2501	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022
Se presenta un derrame, que puede generar un incendio	27.1	B	Integrar otro LIT en el FB-3452 como redundancia al LIT-3452, incluyendo todas las señales	PERMADUCTO	Nov-2022

Escenario de riesgo	Recomendaciones por implementar				
	No.	Nivel de riesgo	Recomendación	Responsable	Fecha o periodo para su implementación
Se presenta un escenario de riesgo	30.1 30.5 30.6 30.7 308 30.9	B	Desarrollar la Ingeniería de detalle del proceso de regasificación de la FSRU y realizar su respectivo análisis de riesgo	MEXIGAS SUPPLY	Nov-2022

11. ANÁLISIS DE CAPAS DE PROTECCIÓN (LOPA)

MEXITERM Gas Supply no tiene contemplado contar con un sistema instrumentado de seguridad.

12. ANEXOS

Clave	Descripción	Formato
Anexo A	Documentación de ingeniería: DTI´s, DFP´s, filosofías de operación, planos "As-Built", documentación de medidas y sistemas de seguridad	Digital
Anexo B	Cartas temáticas	Digital
Anexo C	Listas de verificación	Digital
Anexo D	Currículo Vitae del líder de Análisis de Riesgos	Digital
Anexo E	Acta GMAER, minutas y listas de asistencia	Digital
Anexo F	Hojas de trabajo HazOp	Digital
Anexo G	Análisis de consecuencias – Simulación PHAST	Digital
Anexo H	Informe Técnico	Digital